

Permskie skały zbiornikowe jako składowa systemu naftowego w rejonie Nowego Tomyśla (Polska Zachodnia)

Zbigniew Mikołajewski¹, Weronika Mikołajewska^{1,2}

Permian reservoir rocks as part of the hydrocarbon system in the Nowy Tomyśl region (western Poland). *Prz. Geol.*, 72: 602–614; doi: 10.7306/2024.39

Abstract. The Nowy Tomyśl region is located near the northern edge of the Fore-Sudetic Monocline. In relation to the post-Variscan structural plan, this region is located near the border between the northern part of the Wolsztyn Ridge and the Poznań Basin. This specific location contributed to the occurrence of diverse sedimentary conditions during the development of the Lower and Upper Permian formations (alluvial, fluvial, aeolian and shallow-marine conditions). The natural gas and oil fields discovered in this area confirm the existence of an “active” petroleum system. However, a detailed analysis of geological, geochemical and reservoir data has shown that there are at least two such systems here (older and younger). Hydrocarbons occur in reservoir rocks of different ages (Carboniferous, Lower Permian, Upper Permian) and lithologies (clastic rocks, carbonate rocks). One of the crucial features of the reservoir rocks in the context of exploration for conventional fields is the preservation of favourable petrophysical properties (porosity, permeability), allowing for the migration of hydrocarbons and their accumulation in reservoir traps. In the Permian formations of the Nowy Tomyśl region, such features are characteristic for the following formations: the Upper Rotliegend (1), the Zechstein Limestone (2) and the Main Dolomite (3). The first one occurs in interbeddings of aeolian and fluvial sandstones, occurring within alluvial fans developed north of the edge of the Wolsztyn Ridge. The second one is associated with the so-called reef facies of the Zechstein Limestone developed in the northern part of this elevation, while the last concerns the carbonate platform formations of the Main Dolomite. The analysis of the Permian reservoir rocks in terms of their primary development (lithological and facies) and of the influence of diagenetic changes is critical. The most important thing, however, is not only the evaluation of the reservoir rocks, but their assessment as part of the analysis of the entire petroleum system.

Keywords: Wolsztyn Ridge, Poznań Basin, petroleum system, reservoir rock, Rotliegend, Zechstein Limestone, Main Dolomite

Rejon Nowego Tomyśla (ryc. 1) należy do wielkopolskiej prowincji naftowej (Karnkowski, 2007), w której, podobnie jak i w innych częściach Niżu Polskiego, najistotniejsze dla poszukiwań naftowych są utwory permu. Potwierdza to fakt, iż niemal wszystkie złoża ropy naftowej i gazu ziemnego odkryte przez polski przemysł naftowy na tym obszarze występują właśnie w utworach permu (ryc. 2; Karnkowski, 1993; Sikorski, Protas, 2002; Protas, Sikorski, 2004).

Nowy Tomyśl jest położony ok. 50 km na zachód od Poznania, na obszarze związanym z północnym krańcem monokliny przedsudeckiej. W jej podłożu występuje tak zwane wielkopolskie pasmo fałdowo-nasuwcze eksternidów waryscyjskich (Żelaźniewicz i in., 2011). W powaryscyjskim planie strukturalnym rejon ten jest związany z pograniczem północnej krawędzi wyniesienia wolsztyńskiego i basenu poznańskiego (ryc. 1).

Wykonane w rejonie Nowego Tomyśla prace wiertnicze i sejsmiczne (2D i 3D) wykazały, że północna krawędź wyniesienia wolsztyńskiego cechuje się skomplikowaną budową geologiczną, w tym obecnością zróżnicowanych wiekowo i litologicznie bloków tektonicznych (materiały archiwalne ORLEN S.A.; Kiersnowski, Wojtkowiak, 1993; Kiers-

nowski i in., 2010). Krawędź ta była aktywna tektonicznie już w trakcie depozycji dolnego czerwonego spągowca (Lubaś, Kiersnowski, 2012), co doprowadziło do znacznego zróżnicowania morfologicznego pomiędzy elewowanym wyniesieniem wolsztyńskim a obniżonym basenem poznańskim. Dzięki temu powstały dwie niezależne strefy różniące się warunkami sedimentacji we wczesnym per-



Ryc. 1. Lokalizacja obszaru badań
Fig. 1. Location of the study area

¹ ORLEN S.A. Oddział Geologii i Eksploatacji PGNiG w Warszawie; zbigniew.mikolajewski@pgnig.pl; weronika.mikolajewska@pgnig.pl; ORCID ID: Z. Mikołajewski – 0009-0008-0535-3629, W. Mikołajewska – 0009-0002-3931-8430

² AGH – Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica, al. A. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków

Chronostratygrafia Chronostratigraphy			Litostratygrafia Lithostratigraphy		
SYSTEM SYSTEM OKRES PERIOD	ODDZIAŁ SERIES EPOKA EPOCH	PIĘTRO STAGE WIEK AGE			
PERM PERMIAN	LOPING LOPINGIAN	CZANGSING CHANGH-SINGIAN	CECHSZTYN ZECHSTEIN	PZ4	
		WUCHIAPING WUCHIAPINGIAN		PZ3	
				A2r	anhydryt kryjący <i>Screening Anhydrite</i>
				Na2r	starsza sól kamienna kryjąca <i>Screening Older Halite</i>
				K2	starsza sól potasowa <i>Older Potash</i>
				Na2	starsza sól kamienna <i>Older Halite</i>
				A2	anhydryt podstawowy <i>Basal Anhydrite</i>
				Ca2	dolomit główny <i>Main Dolomite</i>
				PZ2	
		A1g		anhydryt górny <i>Upper Anhydrite</i>	
		Na1		najstarsza sól kamienna <i>Oldest Halite</i>	
		A1d		anhydryt dolny <i>Lower Anhydrite</i>	
	Ca1	wapień cechsztyński <i>Zechstein Limestone</i>			
	T1	łupek miedzionośny <i>Kupferschiefer</i>			
	PZ1				
	GWADELUP GUADALUPIAN	CAPITAN CAPITANIAN	CZERWONY SPĄGOWIEC ROTLEIEND	CZERWONY SPĄGOWIEC GÓRNY podgrupa wielkopolska grupa (podgrupa) Warta	
		WORD WORDIAN		<i>UPPER ROTLIEGEND</i> Wielkopolska Subgroup Warta Group (Subgroup)	
		ROAD ROADIAN		luka erozyjna <i>erosional hiatus</i>	
CISURAL CISURALIAN		KUNGUR KUNGURIAN		CZERWONY SPĄGOWIEC DOLNY podgrupa dolnośląska grupa (podgrupa) Odra	
		ARTYŃSK ARTINSKIAN		<i>LOWER ROTLIEGEND</i> Lower Silesia Subgroup Odra Group (Subgroup)	
		SAKMAR SAKMARIAN			
ASSEL ASSELIAN					



Ryc. 2. Chrono- i litostratygrafia permu. **Czerwone strzałki** wskazują wydzielenia litostratygraficzne, w których w rejonie Nowego Tomysła odkryto złoża węglowodorów. Podział chronostratygraficzny za Cohenem i in. (2023), tłumaczenia nazw za Mizerskim (2005). Uproszczony podział litostratygraficzny na podstawie: Wagnera (1994), Karnkowskiego (1987), Pokorskiego (1981), Peryta i in. (2010) oraz Gasta i in. (2010)

Fig. 2. Chrono- and lithostratigraphy of the Permian. **Red arrows** indicate the lithostratigraphic units, within which, in the Nowy Tomyśl area, hydrocarbon fields were discovered. Chronostratigraphy after Cohen et al. (2023), translation after Mizerski (2005). Simplified lithostratigraphy after Wagner (1994), Karnkowski (1987), Pokorski (1981), Peryt et al. (2010) and Gast et al. (2010)

kowcami górnego czerwonego spągowca oraz ze skałami węglanowymi wapienia cechsztyńskiego i dolomitu głównego (materiały archiwalne ORLEN S.A.; Dyjażyński i in., 1997; Sikorski, Protas, 2002; Protas, Sikorski, 2004).

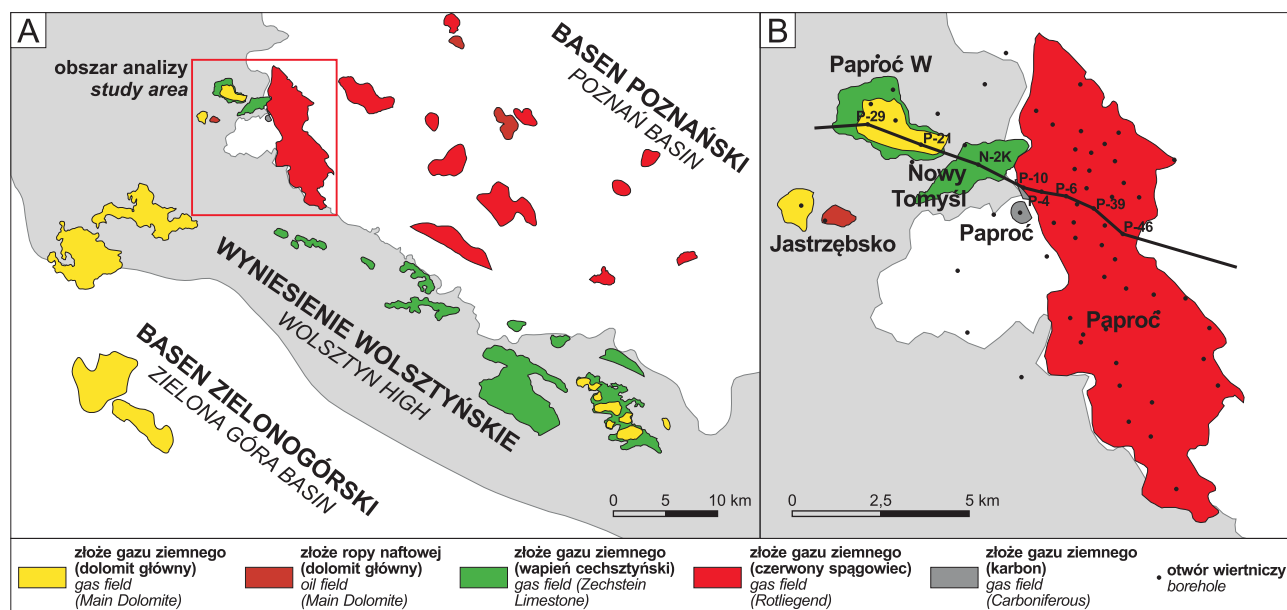
Wspomniane przemysłowe akumulacje węglowodorów potwierdzają występowanie na tym obszarze systemu naftowego, w którym czasowe i przestrzenne relacje wszystkich niezbędnych elementów (skały: macierzyste, zbiornikowe, uszczelniające, drogi migracji, pułapki złożowe) i procesów (generowanie,

mie i najwcześniejszym późnym permie (Kiersnowski i in., 2010). Dotyczy to w szczególności rozwoju serii osadowej czerwonego spągowca w basenie poznańskim oraz facji rafowej wapienia cechsztyńskiego rozwiniętej jedynie na północnej krawędzi wyniesienia wolsztyńskiego (Kiersnowski i in., 2010).

Na obszarze wyniesienia wolsztyńskiego oraz przylegających do niego basenów: zielonogórskiego i poznańskiego odkryto dotychczas wiele złóż gazu ziemnego i ropy naftowej, które w zdecydowanej większości występują w utworach permskich (ryc. 3A; materiały archiwalne ORLEN S.A.; Karnkowski, 1993). Cechą wyróżniającą rejon Nowego Tomysła jest to, że odkryte węglowodory zostały zakumulowane w czterech, zróżnicowanych stratygraficznie i litologicznie, poziomach skał zbiornikowych (ryc. 3B). Jediną akumulacją na omawianym obszarze, która występuje w innym poziomie stratygraficznym niż perm, jest niewielkie złożo gazu ziemnego Paproć występujące w piaskowcach dolnego karbonu (Kotarba i in., 1992; materiały archiwalne ORLEN S.A.). Pozostałe złoża są związane właśnie z utworami permskimi: z pias-

migracja, akumulacja) doprowadziły do nagromadzenia węglowodorów w pułapkach złożowych (Magoon, Dow, 1994). Dla poszukiwań naftowych najważniejszy jest jednak fakt, że wygenerowane węglowodory nie uległy destrukcji lub rozproszeniu w wyniku późniejszych procesów geologicznych i zachowały się w pułapkach złożowych, stanowiąc cel poszukiwawczy przemysłu naftowego.

Jednym z krytycznych elementów każdego systemu naftowego (Magoon, Dow, 1994; Karnkowski, Matyasik, 2016) są skały zbiornikowe. W kontekście poszukiwania złóż konwencjonalnych najbardziej pożądaną cechą tych skał są korzystne właściwości petrofizyczne (porowatość, przepuszczalność), które umożliwiają zarówno migrację wygenerowanych węglowodorów, jak i ich akumulację w pułapkach złożowych. W utworach permskich w rejonie Nowego Tomysła takimi cechami charakteryzują się piaskowce czerwonego spągowca oraz skały węglanowe wapienia cechsztyńskiego i dolomitu głównego. Pierwsze z wymienionych skał tworzą przewarstwienia piaskowców eolicznych i fluwialnych występujących w stożkach



Ryc. 3. A – Fragment mapy złóż węglowodorów na obszarze monokliny przedsudeckiej z zaznaczonym obszarem analizy. **B** – Złoża gazu ziemnego i ropy naftowej odkryte w rejonie Nowego Tomyśla (materiały archiwalne ORLEN S.A.); czarną linią zaznaczono przebieg przekroju sejsmicznego przedstawionego na ryc. 4A

Fig. 3. A – Location map of the hydrocarbon fields in the Fore-Sudetic Monocline area, highlighting the study area location. **B** – Oil and gas fields discovered in the Nowy Tomyśl area (archival data of ORLEN S.A.); black line shows the location of the cross-section referenced in Fig. 4A

aluwialnych rozwiniętych na północnych zboczach wyniesienia wolsztyńskiego. Drugie są związane z utworami organogenicznymi wapienia cechsztyńskiego osadzonymi w północnej części tego wyniesienia, natomiast trzecie z różnymi subsrodowiskami depozycji na platformie węglanowej dolomitu głównego.

Zagadnienia związane z poszukiwaniami naftowymi w rejonie Nowego Tomyśla nie były, jak dotąd, zbyt często poruszane w publikacjach naukowych. Najważniejsze, w opinii autorów, opublikowane dotychczas artykuły dotyczyły m.in. genezy gazu ziemnego w rejonie Paproci (Kotarba i in., 1992), genezy pułapek w utworach czerwonego spągowca w rejonie Paproć–Cicha Góra (Kiersnowski, Wojtkowiak, 1993), utworów ewaporatowych cyklotemu PZ1 (Dyjażyński, Peryt, 2014) oraz powierzchniowych badań geochemicznych nad odkrytymi przez przemysł naftowy złożami węglowodorów (Sechman, 2012). Kwestie dotyczące poziomu wapienia cechsztyńskiego w rejonie złoża gazu ziemnego Paproć były też poruszone w artykułach Dyjażyńskiego i in. (1997) oraz Kiersnowskiego i in. (2010).

Analiza zróżnicowanych wiekowo i litologicznie permskich skał zbiornikowych z rejonu Nowego Tomyśla stanowi ciekawe studium przypadku w polskiej części basenu permskiego. Dla poszukiwań naftowych najważniejsza pozostaje jednak ocena tych utworów jako jednego z elementów systemu naftowego.

BUDOWA GEOLOGICZNA

W związku z realizacją prac poszukiwawczych w obszarze Nowego Tomyśla odwiercono kilkadziesiąt otworów wiertniczych, które przyczyniły się nie tylko do rozpoznania kompleksu permskiego, ale wniosły także wiele cennych informacji na temat budowy geologicznej utworów podpermskich (ryc. 4; materiały archiwalne

ORLEN S.A.; Wierzchowska-Kicułowa, 1984). Dotyczy to przede wszystkim otworów odwierconych na wyniesieniu wolsztyńskim. W jednym z nich, na głębokości ok. 2500 m, nawiercono strop ponad 1000-metrowej, silnie sfałdowanej i zuskokowanej sukcesji karbońskiej, reprezentowanej przez ciemnoszare utwory iłwocowo-mułwocowe oraz jasnoszare, drobno- i bardzo drobnoziarniste piaskowce kwarcowe (materiały archiwalne ORLEN S.A.).

Pod koniec karbonu oraz we wczesnym czerwonym spągowcu na obszarze górotworu waryscyjskiego i na jego przedpolu rozpoczął się wulkanizm poorogogeniczny (Maliżewska i in., 2016). W rejonie Nowego Tomyśla dominują skały wulkaniczne typu andezytów i trachyandezytów, powszechne są również kwaśne skały piroklastyczne (ignimbryty). W efekcie ruchów tektonicznych fazy saalskiej doszło do wyniesienia i wzmożonej erozji pokryw wulkanicznych na wielu blokach tektonicznych (Karnkowski, 1999). Efektem tych procesów jest niekiedy całkowity brak dolnopermskiego kompleksu wulkanicznego (np. blok Borui; Kiersnowski i in., 2010). Z kolei w rejonie bloku Paproci jest widoczne znaczne zróżnicowanie miąższości skał wulkanicznych, nawet w blisko siebie usytuowanych (od 0 do ponad 400 m) otworach wiertniczych (materiały archiwalne ORLEN S.A.).

Jak wcześniej sygnalizowano, specyficzne położenie rejonu Nowego Tomyśla (pogranicze elewowanej części wyniesienia wolsztyńskiego z basenem poznańskim) przyczyniło się do powstania dwóch stref różniących się warunkami sedimentacji w trakcie wczesnego i późnego permu (ryc. 4B). Ta odrębność wyraźnie zaznacza się od nadwylewnej serii osadowej dolnego czerwonego spągowca. Materiał pochodzący z niszczenia pokryw wulkanicznych oraz skał piroklastycznych na wyniesieniu wolsztyńskim był redeponowany i osadzał się na jego zboczach oraz w przylegającej do niego części basenu poznańskiego.

W rozwoju depozycji tych utworów jest widoczna cykliczność związana ze zmianami klimatycznymi i aktywnością tektoniczną (Protas i in., 2000; Maliszewska i in., 2016). W konsekwencji najpełniejsze profile serii osadowej dolnego czerwonego spągowca zostały zachowane w strefach obniżen związanych z aktywnymi rowami tektonicznymi (Kiersnowski, Wojtkowiak, 1993). Materiał ten jest dominującym składnikiem grubo- i średnioziarnistych skał epiklastycznych czerwonego spągowca. Depozycja tych utworów zachodziła głównie w obrębie stożków aluwialnych oraz na aluwialnej równi powodziowej, natomiast utwory drobnoziarniste były deponowane w lokalnych jeziorach (Kiersnowski, 2003). Obecności tych utworów nie stwierdzono na obszarze związanym z najbardziej elewowaną częścią wyniesienia wolsztyńskiego.

Na utworach dolnego czerwonego spągowca, powyżej granicy erozyjnej (znaczna luka czasowa) zalegają utwory górnego czerwonego spągowca (Kiersnowski, 2008). Powstawały one w nieco innych warunkach klimatycznych (ciepłych i suchych) niż seria osadowa dolnego czerwonego spągowca (warunki ciepłe i wilgotne; Protas i in., 2000; Maliszewska i in., 2016). Produkty dalszego, intensywnego niszczenia dolnopermskiego kompleksu wulkanicznego oraz lokalnie odsłoniętego kompleksu karbońskiego w dalszym ciągu gromadziły się na zboczach wyniesienia wolsztyńskiego oraz w strefie basenu poznańskiego. Depozycja zachodziła głównie w środowisku stożków aluwialnych oraz rzek roztokowych, gdzie dominowały pakiety zlepieńców aluwialnych z różnej miąższości przewarstwieniami piaskowców fluwialnych. W serii aluwialno-fluwialnej stwierdzono ponadto obecność przewarstwień drobno- i średnioziarnistych piaskowców eolicznych, świadczących o ekspansji pola wydmowego w kierunku strefy krawędziowej, zdominowanej przez stożki aluwialne (Kiersnowski, Wojtkowiak, 1993; Aksamitowska, 2004).

W najwyższej części profilu górnego czerwonego spągowca stwierdzono występowanie odbarwionych i miejscami przerobionych przez transgredujące morze cechsztyńskie piaskowców tzw. białego (lub szarego) spągowca (Karnkowski, 1986; Kiersnowski, 1998; Peryt, Wagner, 1998). Generalnie w rejonie Nowego Tomyśla utworów górnego czerwonego spągowca nie stwierdzono na elewowanej części wyniesienia wolsztyńskiego. Wyjątkiem jest fragment bloku Borui, na którym powyżej utworów karbonu stwierdzono występowanie serii osadowej zaliczonej do górnego czerwonego spągowca (fig. 1 [W:] Lubaś, Kiersnowski, 2012).

Znaczna miąższość serii osadowej dolnego i górnego czerwonego spągowca, przekraczająca miejscami 350 m w opisywanej części basenu poznańskiego, przyczyniła się do zniwelowania wspomnianego wcześniej znacznego zróżnicowania morfologicznego. W wyniku transgresji cechsztyńskiej doszło na tym obszarze do depozycji znacznej miąższości skał solno-anhydrotowych (cyklotemy PZ1–PZ4) oraz poziomów skał węglanowych, leżących u podstawy cyklotemów PZ1–PZ2 (ryc. 2; materiały archiwalne ORLEN S.A.).

Utwory cechsztynu w basenie poznańskim zalegają na utworach górnego czerwonego spągowca, natomiast na wyniesieniu wolsztyńskim (za wyjątkiem wspomnianego wcześniej fragmentu bloku Borui) przykrywają one utwory serii eruptywnej dolnego czerwonego spągowca lub nawet

utwory karbońskie (ryc. 4B). W głębszej części basenu poznańskiego u podstawy utworów cechsztynu występuje łupek miedzionośny o miąższości nie przekraczającej kilkudziesięciu cm (materiały archiwalne ORLEN S.A.). Bezpośrednio nad wspomnianymi utworami nastąpiła w basenie poznańskim depozycja skondensowanych profili wapienia cechsztyńskiego (Peryt, Ważny, 1978). Miąższość tych utworów w basenie przeważnie nie przekracza 3 m, jednak znacznie zwiększa się w północnej części wyniesienia wolsztyńskiego, osiągając w obrębie tzw. rafy Paproć nawet 80 m (ryc. 4; Dyjaczynski i in., 1997; Kiersnowski i in., 2010). W literaturze dotyczącej utworów wapienia cechsztyńskiego na wyniesieniu wolsztyńskim często jest stosowane określenie *rafa*, jednak warto podkreślić, że typowe rafy ekologiczne występują jedynie w środkowych i wyższych partiach profili (Raczyński, 2000).

Podstawa ciał rafowych ma niekiedy postać brekcji (Dyjaczynski i in., 2001; Kiersnowski i in., 2010; Peryt i in., 2012). W utworach rafowych wapienia cechsztyńskiego występuje znaczne zróżnicowanie taksonomiczne skamieniałości (Raczyński, 2000; Kiersnowski i in., 2010). Elementem dominującym są fragmenty zoariów mszywołów. Kolejną pozycję w składzie ilościowym stanowią skorupy ramienionogów zawiasowych, tworzące w spągu niektórych profili nagromadzenia kilkumetrowej miąższości będące odpowiednikiem *ProductusBank* (jest to charakterystyczne nagromadzenie ramienionogów zawiasowych-przedo wszystkim z rodzaju *Horridonia*, występujące w najniższej części niektórych profili wapienia cechsztyńskiego; Peryt, 1978). Jest to szczególnie dobrze widoczne w obrębie złoża Nowy Tomyśl, gdzie utwory te obejmują niemal całą jego miąższość. Poza ww. skamieniałościami występują także małże, ślimaki, otwornice, małżoraczki oraz trochity liliowców (Raczyński, 2000). W najwyższej części profilu wyraźnie zaznacza się zanik mszywołów, a w ich zastępstwie pojawiają się stromatolity (Kiersnowski i in., 2010; Peryt i in., 2020). Ma to związek ze stopniowym obniżaniem się poziomu morza, które w efekcie doprowadziło do powstania sekwencji sebhya (Kiersnowski i in., 2010).

Po depozycji wapienia cechsztyńskiego osadziły się młodsze ogniwa cyklotemu PZ1 (anhydryty i sole; ryc. 4), stanowiące podstawę platformy węglanowej dolomitu głównego. Depozycja tych utworów zachodziła na obszarze o niewielkim zróżnicowaniu batymetrycznym, jednak było ono na tyle istotne, że doprowadziło do powstania stref wysoko- i niskoenergetycznych (Jaworowski, Mikołajewski, 2007). W strefach wysokoenergetycznych dominują utwory ziarniste (greinstony). Powszechna jest biostabilizacja osadu oraz utwory mikrobialne (Słowakiewicz, Mikołajewski, 2011). W strefach niskoenergetycznych, związanych z obniżeniami na platformie, występują madstony oraz wakstony z licznymi bioklastami. Miejscami obserwuje się występowanie pakstonów peloidowych. Obecność intraklastów lub ooidów może być efektem ich redepozycji ze stref wysokoenergetycznych (Jaworowski, Mikołajewski, 2007). Powyżej poziomu dolomitu głównego zalegają utwory ewaporatowe młodszych ogniw cyklotemu PZ2 oraz pozostałych cyklotemów: PZ3 i PZ4 (ryc. 4).

Ponad utworami permskimi zalegają osadowe skały triasu i jury. Wraz z utworami permskimi i starszymi zostały one przechylone monoklinalnie w kierunku N i NE

w czasie ruchów tektonicznych fazy laramijskiej (Wierchowska-Kicułowa, 1984). W wyniku tych ruchów na analizowanym obszarze erozji uległy utwory kredy i częściowo górnej jury. Powyżej utworów mezozoicznych niezgodnie zalegają klastyczne utwory kenozoiku.

Elementy systemu naftowego

Szczegółowa analiza danych geologicznych, geochemicznych i złożowych (materiały archiwalne ORLEN S.A.) wykazała, że w rejonie Nowego Tomysła występują dwa systemy naftowe: starszy, obejmujący karbon, czerwony spągowiec, wapień cechsztyński, a także sole i anhidryty cyklotemu PZ1, oraz młodszy, obejmujący dolomit główny wraz z solami i anhidrytami cyklotemów PZ2–PZ4.

Materiały sejsmiki 3D (ryc. 4A), wsparte geofizyką otworową oraz wynikami badań mediów złożowych i skał, pomogły w dokładnym określeniu relacji przestrzennych pomiędzy poszczególnymi elementami systemu naftowego (ryc. 4B), jakimi w rejonie Nowego Tomysła są:

- skały macierzyste (karbońskie skały iłowcowo-mułowcowe, utwory łupka miedzionośnego wraz z niższą częścią skondensowanych profili wapienia cechsztyńskiego oraz utwory niskoenergetycznej równi platformowej dolomitu głównego);
- skały zbiornikowe (piaskowce karbonu, piaskowce czerwonego spągowca, facje rafowe wapienia cechsztyńskiego oraz utwory facji ziarnistych dolomitu głównego);
- skały uszczelniające (skały kompleksu wulkanicznego dolnego czerwonego spągowca, zlepieńce czerwonego spągowca, utwory łupka miedzionośnego, skondensowane profile wapienia cechsztyńskiego oraz cechsztyńskie sole i anhidryty).

Wyniesienie wolsztyńskie jako pozytywny element paleomorfologiczny stanowiło barierę dla gazu ziemnego migrującego z głębszej części basenu czerwonego spągowca ku strefie brzeżnej (ryc. 4B; Lubaś, Kiersnowski, 2012). Monoklinalne nachylenie obszaru, jak i mięzsze skały uszczelniające kierunkowały drogi migracji gazu ziemnego do pułapek złożowych w permskich skałach zbiornikowych. Gaz migrujący z głębszej części basenu (białe strzałki na ryc. 4B) wypełnił pułapkę typu litologiczno-strukturalnego (Kiersnowski, Wojtkowiak, 1993; Kwolek i in., 2004) w utworach czerwonego spągowca, która jest ograniczona od zachodu przez kompleks nieprzepuszczalnych skał wulkanicznych dolnego czerwonego spągowca, a od stropu przez sole i anhidryty cyklotemu PZ1. Dodatkowym poziomem macierzystym, do tej pory niedocenianym, występującym zarówno w basenie poznańskim, jak i w obniżeniach na wyniesieniu wolsztyńskim, są niewielkiej miąższości utwory łupka miedzionośnego i przyspągowe części skondensowanych profili wapienia cechsztyńskiego. Charakteryzują się one II, algowym typem kerogenu (Kotarba i in., 2006; Kania i in., 2023). Część gazu migrowała poprzez system uskoków z macierzystych skał karbońskich wyniesienia wolsztyńskiego (pomarańczowe strzałki). Skały te są reprezentowane przez utwory iłowcowo-mułowcowe, a zawarta w nich substancja organiczna cechuje się zdecydowaną dominacją gazotwórczego kerogenu typu III oraz wysokim stopniem przeobrażenia termicznego (główna faza generowania gazów; Kotarba i in., 1992). Migracja ta mogła zasilać zarówno pułapki w utwo-

rach wapienia cechsztyńskiego, jak i częściowo wspomnianą wcześniej pułapkę w utworach czerwonego spągowca (ryc. 4B).

Całkowicie inne warunki geologiczne panują w utworach dolomitu głównego, dobrze odizolowanych przez skały uszczelniające od starszego systemu naftowego (ryc. 4B). W efekcie tego, że w dolomicie głównym występują zarówno skały macierzyste, jak i skały zbiornikowe, stanowią one doskonały przykład zamkniętego systemu naftowego, w którym doszło do wygenerowania, migracji i akumulacji zarówno gazu ziemnego, jak i ropy naftowej. Wyniki badań geochemii naftowej potwierdziły, że substancją macierzystą węglowodorów akumulowanych w tym poziomie był sinicowo-glonowy, ropotwórczy kerogen typu II (Kotarba, Wagner, 2007). Zróżnicowana charakterystyka geochemiczna gazu ziemnego odkrytego w rejonie Nowego Tomysła potwierdza zarówno odrębność skał macierzystych, jak i dróg migracji zasilających oba opisane systemy naftowe. Gazy te cechują się znaczną zmiennością składu cząsteczkowego i izotopowego, co może wynikać z odmiennego typu substancji organicznej, innego stopnia przeobrażenia termicznego, migracji czy też mieszania się gazów o innej genezie (Kotarba i in., 1992).

PERMSKIE SKAŁY ZBIORNIKOWE W REJONIE NOWEGO TOMYSŁA

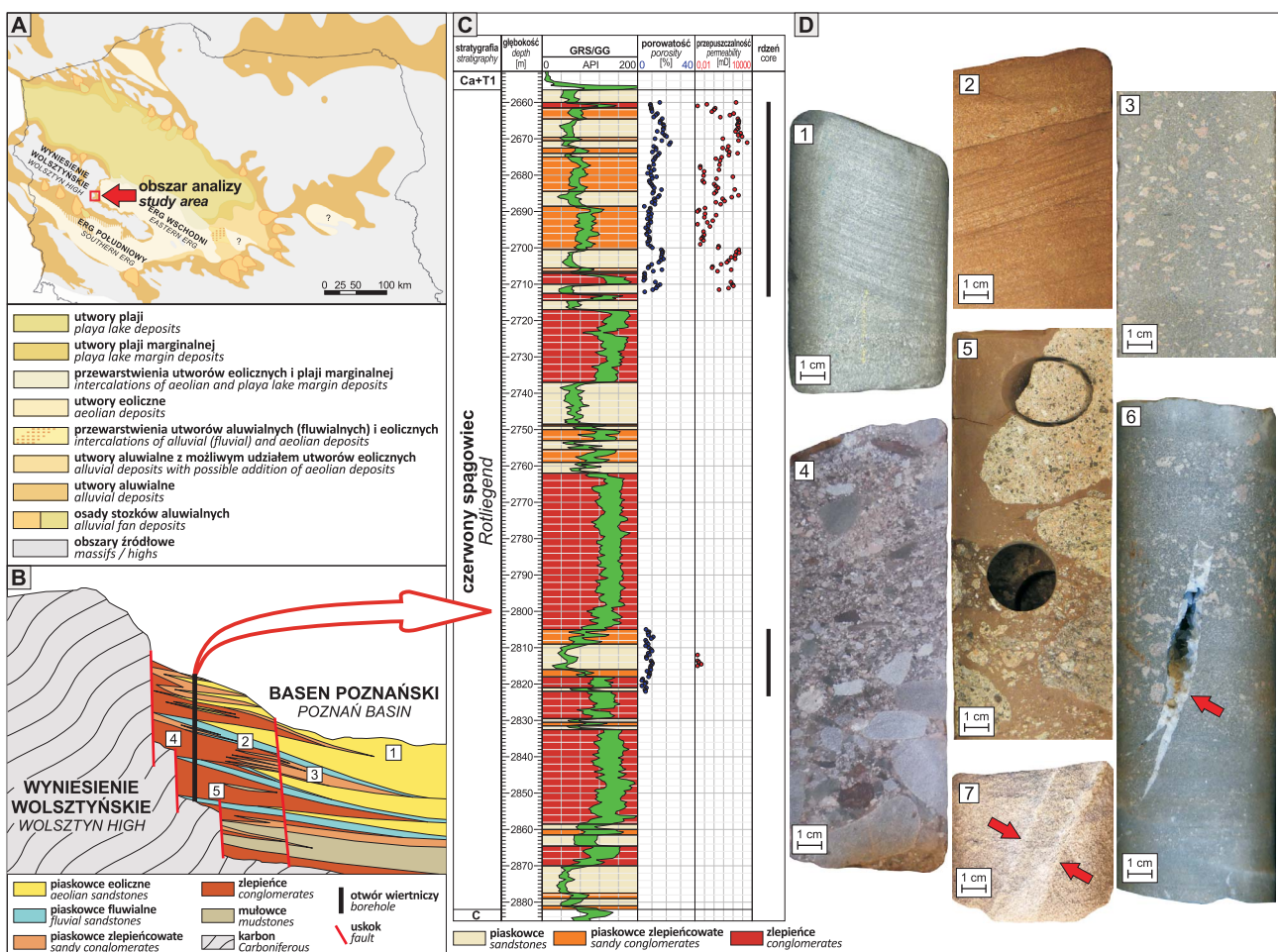
Tytułowe skały zbiornikowe stanowią kluczowy element każdego systemu naftowego, ponieważ to ich jakość w dużej mierze wpływa na geologiczne i wydobywalne zasoby węglowodorów zarówno w odkrytych złożach, jak i w potencjalnych pułapkach złożowych, które pozostały jeszcze do odkrycia. Analizując jakość skał zbiornikowych, bierze się pod uwagę dwa główne czynniki. Pierwszym jest porowatość, która daje ogólny pogląd w kwestii możliwości magazynowania płynów złożowych przez skałę. Drugim jest przepuszczalność, informująca o zdolności skał do transportu płynów złożowych (Leśniak, Such, 2000). Spośród permskich skał zbiornikowych występujących w rejonie Nowego Tomysła największym potencjałem złożowym charakteryzują się piaskowce górnego czerwonego spągowca, utwory tzw. facji rafowej wapienia cechsztyńskiego oraz ziarniste, wysokoenergetyczne facje dolomitu głównego.

Górny czerwony spągowiec

Występujące w rejonie Nowego Tomysła piaskowce górnego czerwonego spągowca nie stanowią, jak już wcześniej wspomniano, jednorodnego kompleksu, ale różnej miąższości przewarstwienia w zlepieńcach stożków aluwialnych (ryc. 5B–D). Skałami zbiornikowymi są tutaj trzy zróżnicowane genetycznie typy piaskowców, tj. piaskowce eoliczne, fluwialne oraz piaskowce zaliczane do tzw. szarego spągowca. Piaskowce eoliczne (ryc. 5D 1) były deponowane w postaci niewielkich wydm wkraczających na obszar stożków aluwialnych. Najczęściej są to drobno- i średnioziarniste arenity sublityczne (ryc. 6A, E) i subarkozowe, charakteryzujące się na ogół dobrym stopniem wysortowania i obtoczenia ziaren. Piaskowce fluwialne (ryc. 5D 2) były związane zarówno z utworami korytowymi, jak i z okresowymi rzekami typu wadi, których działalność prowadziła niekiedy do niszczenia i częściowej

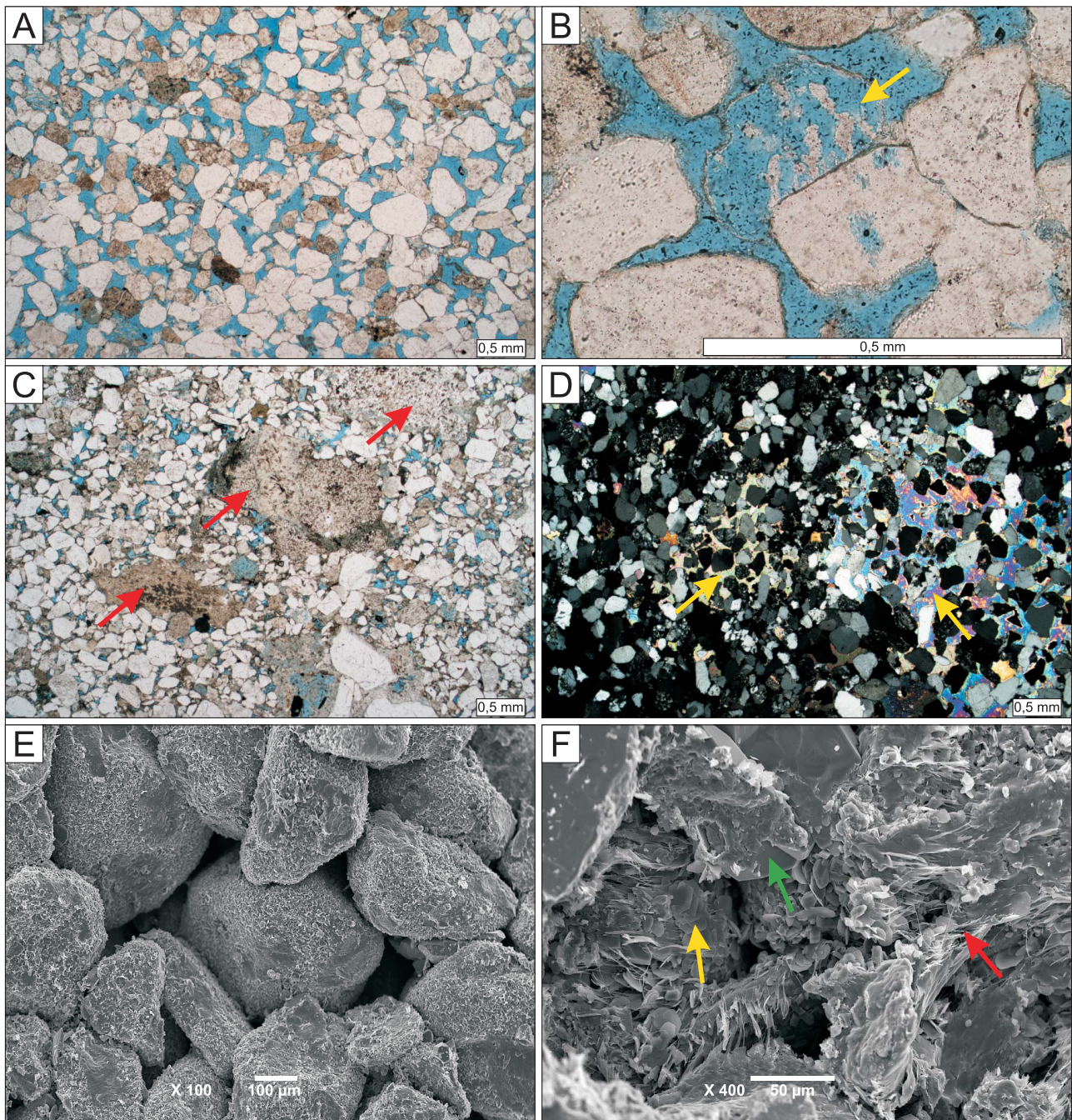
redepozycji utworów eolicznych. Są to głównie różnoziarniste arenity i waki sublityczne z przewagą klastów wulkanicznych (ryc. 6C) oraz rzadziej występującymi fragmentami piaskowców karbońskich. Charakteryzują się one na ogół niższym stopniem wysortowania i obtoczenia ziaren detrytycznych niż piaskowce o genezie eolicznej. Piaskowce tzw. szarego spągowca to głównie drobnoziarniste arenity sublityczne o dobrym stopniu wysortowania i obtoczenia ziaren. Typy genetyczne tych piaskowców charakteryzują się znacznym zróżnicowaniem właściwości zbiornikowych (porowatość: 1–25%) oraz właściwości filtracyjnych (przepuszczalność: <math><0,1-10\ 000\ \text{mD}</math>; materiały archiwalne ORLEN S.A.). Zróżnicowanie właściwości petrofizycznych górnego czerwonego spągowca w profilu reprezentatywnym dla tej strefy jest konsekwencją ich wykształcenia litologiczno-facjalnego związanego ze śro-

dowiskiem sedymentacji, jak i wpływu późniejszych procesów diagenetycznych (ryc. 5C). Główną rolę w ograniczeniu porowatości tych piaskowców odegrały: kompakcja mechaniczna oraz cementacja. Wśród cementów obecnych w ich przestrzeni porowej można wyróżnić: minerały ilaste, takie jak illit, chloryt (ryc. 6F) i kaolinit, oraz kwarc autogeniczny (ryc. 6F), anhydryt (ryc. 6D), węglany (kalcyt, dolomit) czy też hematyt występujący w nieodbarwionych piaskowcach. Do poprawy porowatości w największym stopniu przyczyniło się rozpuszczanie diagenetyczne powodujące rozwój porowatości wtórnej, zarówno w obrębie szkieletu ziarnowego (skalenie oraz fragmenty skał wulkanicznych), jak i cementów (głównie cementy węglanowe). Szczególnie korzystnymi właściwościami petrofizycznymi charakteryzują się szare- i ciemnoszare przewarstwienia piaskowców eolicznych i fluwialnych, występujące



Ryc. 5. A – Lokalizacja obszaru badań na mapie litologii i środowiska sedymentacji stropowych osadów czerwonego spągowca górnego (Kiersnowski, 2013 – zmienione); B – Schemat wykształcenia utworów czerwonego spągowca w rejonie Nowego Tomyśla; nr 1–5 odnoszą się do wydzieleni litologicznych, przedstawionych w części D; C – Profil litologiczny utworów czerwonego spągowca reprezentatywny dla obszaru analizy; D – Zmienność litologiczno-facjalna utworów górnego czerwonego spągowca w rejonie analizy (fotografie rdzeni: Z. Mikołajewski): 1 – piaskowiec eoliczny; 2 – piaskowiec fluwialny; 3 – piaskowiec zlepieńcowaty (utwory typu wadi); 4 – zlepienie z dominacją klastów pochodzenia karbońskiego; 5 – zlepienie z dominacją klastów wulkanicznych (dolny czerwony spągowiec); 6 – częściowo otwarta szczelina (czerwona strzałka) w piaskowcu zlepieńcowatym (utwory typu wadi); 7 – wstęgi deformacyjne (czerwone strzałki) w piaskowcu eolicznym

Fig. 5. A – Location of the study area on the map of lithology and sedimentary environments of the uppermost Upper Rotliegend sediments (Kiersnowski, 2013 – modified); B – Schematic development of the Rotliegend formations in the Nowy Tomyśl region; numbers 1–5 refer to the lithological units presented in part D; C – Lithological profile of the Rotliegend deposits representative of the analysed area; D – Lithological and facies variability of the upper Rotliegend deposits in the analysed area (drillcore photographs: Z. Mikołajewski): 1 – aeolian sandstone; 2 – fluvial sandstone; 3 – conglomeratic sandstone (wadi-type deposits); 4 – conglomerate with dominant Carboniferous clasts; 5 – conglomerate with dominant volcanic clasts (Lower Rotliegend); 6 – partially open fracture (red arrow) in conglomeratic sandstone (wadi-type deposits); 7 – deformation bands (red arrows) in aeolian sandstone



Ryc. 6. Wykształcenie przestrzeni porowej w piaskowcach górnego czerwonego spągowca w rejonie Nowego Tomysła (fotografie płytek cienkich: W. Mikołajewska; fotografie w SEM: PETROGEO sp. z o.o.): **A** – porowość międzyziarnowa; **B** – wtórna porowość z rozpuszczania ziarna (żółta strzałka); **C** – fragmenty wulkanitów (czerwone strzałki) budujące szkielet ziarnowy piaskowca zlepioncowatego; **D** – cement anhydrytowy (żółte strzałki) w przestrzeni porowej; **E** – porowość międzyziarnowa; **F** – chloryt (żółta strzałka), illit (czerwona strzałka) oraz kwarc autigeniczny (zielona strzałka) w przestrzeni porowej

Fig. 6. Development of pore space in the Upper Rotliegend sandstones in the Nowy Tomysł area (photographs of thin sections by: W. Mikołajewska; SEM photographs: PETROGEO sp. z o.o.): **A** – intergranular porosity; **B** – secondary porosity from grain dissolution (yellow arrow); **C** – fragments of volcanics (red arrows) forming the grain framework of conglomeratic sandstone; **D** – anhydrite cement (yellow arrows) in the pore space; **E** – intergranular porosity; **F** – chlorite (yellow arrow), illite (red arrow), and authigenic quartz (green arrow) in the pore space

nawet kilkadziesiąt metrów poniżej stropu czerwonego spągowca. Nie można wykluczyć, że ich odbarwienie ma związek z migracją węglowodorów poprzez system uskoków, która być może przyczyniła się do redukcji żelaza w hematycie tworzącym obwódki wokółziarnowe i tym samym do zmiany zabarwienia tych piaskowców z czerwonego na szare (Rusek i in., 2005). Jest możliwe, że wypełnienie przestrzeni porowej węglowodorami ograni-

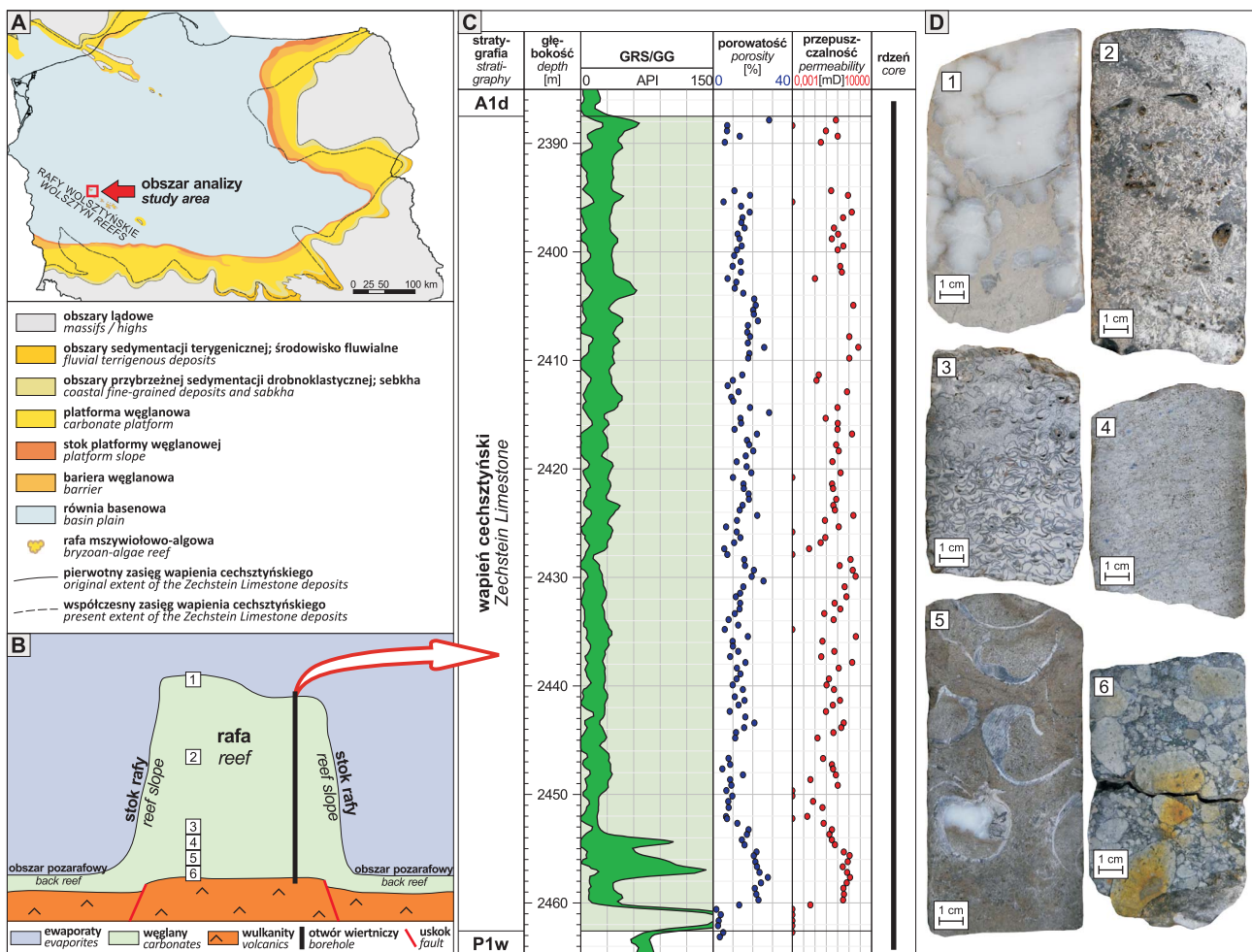
czyło bądź wstrzymało niektóre procesy diagenetyczne (np. krystalizację cementów autigenicznych czy też diagenetycznego illitu, który mógł w znacznym stopniu ograniczać zdolności filtracyjne piaskowców). Dodatkowym czynnikiem oddziałującym na potencjał zbiornikowy piaskowców oraz na ich właściwości filtracyjne była tektonika. W rdzeniach wiertniczych, zarówno w piaskowcach eolicznych, jak i fluwialnych, występują wstęgi deforma-

cyjne typu cementacyjnego i kataklastycznego (Mikołajewska, 2024), które pogarszają właściwości petrofizyczne skał. Natomiast widoczne na powierzchni rdzeni szczeliny, jeśli są całkowicie wypełnione przez anhydryt – a tak jest zazwyczaj – blokują przepływ gazu. Jednak w przypadku, gdy są one choć częściowo drożne (ryc. 5D i 6), ich obecność może pozytywnie wpływać na przepływ mediów złożowych.

Wapień cechsztyński

W rejonie Nowego Tomysła do skał zbiornikowych poziomu wapienia cechsztyńskiego należą utwory tzw. facji rafowej (Raczyński, 2000; Dyjaczynski i in., 2001; Kiersnowski i in., 2010; Peryt i in., 2012). W reprezentatywnym dla tej strefy profilu właściwości petrofizyczne wapienia

cechsztyńskiego są zróżnicowane (ryc. 7C). Na długości niemal całego profilu charakteryzują się korzystnymi parametrami petrofizycznymi (ryc. 7C). Wyjątkiem są nieporowate i nieprzepuszczalne brekcje obecne w jego spągu (ryc. 7D 6) oraz osady sebhya występujące w przystropowej części profilu (ryc. 7D 1). W składzie wspomnianych brekcji dominują fragmenty skał wulkanicznych. Zdecydowanie rzadziej występują w nich fragmenty skał karbońskich. Powyżej brekcji zalega miąższy kompleks bioklastyczny – najistotniejszy z poszukiwawczego punktu widzenia. Cechuje się on największym potencjałem zbiornikowym nie tylko w rejonie Nowego Tomysła, ale także w obrębie całego kompleksu raf wolsztyńskich na północnej krawędzi wyniesienia wolsztyńskiego (materiały archiwalne ORLEN S.A.). W jego najniższej części dominują ramienionogi zawiasowe (głównie z rodzaju *Horridonia*; ryc. 7D

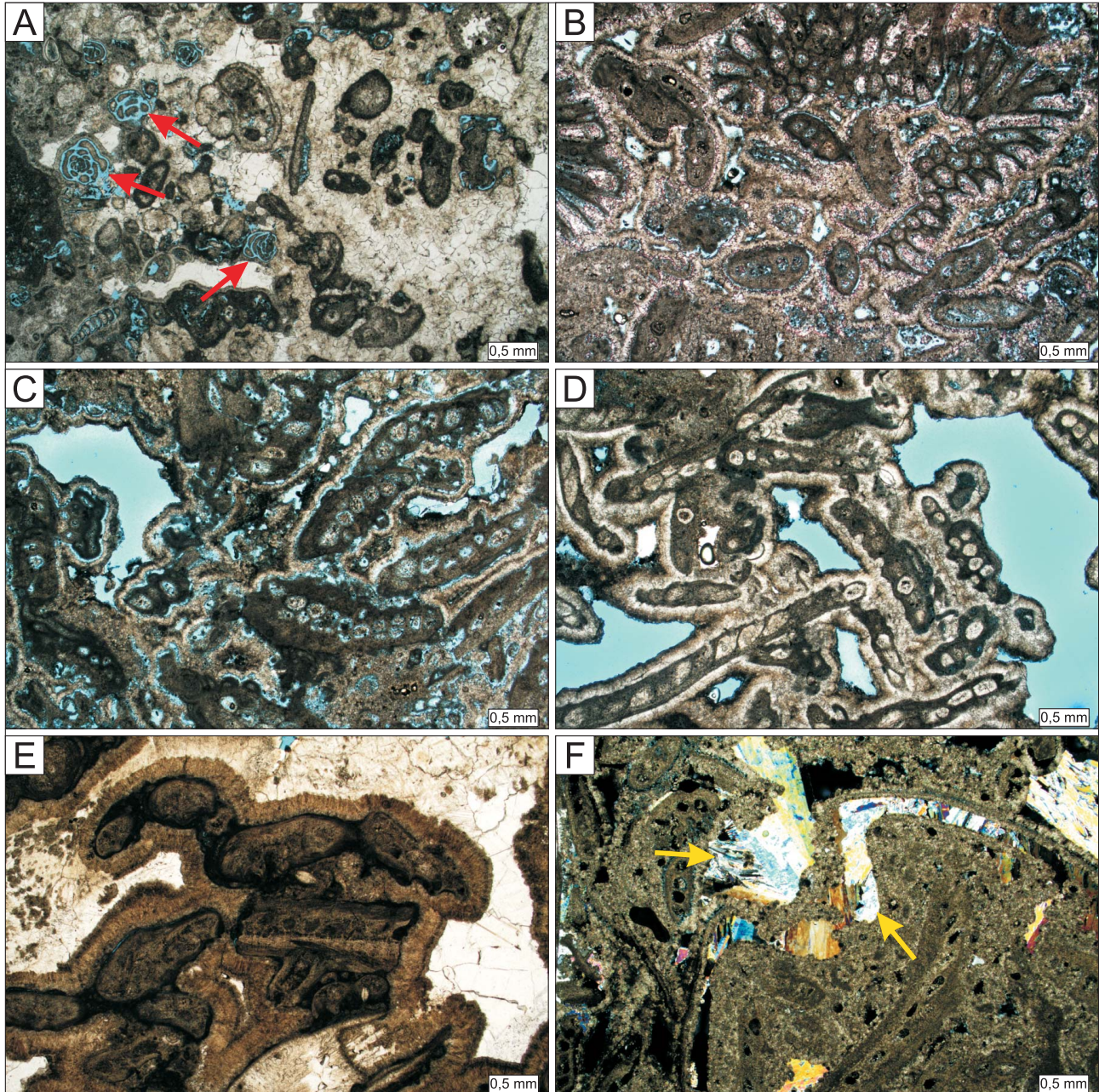


Ryc. 7. A – Lokalizacja analizowanego obszaru na mapie paleogeograficznej wapienia cechsztyńskiego (Buniak i in., 2008); B – Schemat wykształcenia utworów wapienia cechsztyńskiego w rejonie Nowego Tomysła; nr 1–6 odnoszą się do utworów przedstawionych w części D; C – Profil utworów wapienia cechsztyńskiego reprezentatywny dla budowy rafowych występujących na analizowanym obszarze; D – Zróżnicowanie utworów wapienia cechsztyńskiego w budowlach rafowych w rejonie analizy (fotografie rdzeni: Z. Mikołajewski): 1 – utwory środowiska sebhya; 2 – kompleks bioklastyczny (mszywioly), widoczna porowatość powstała w wyniku rozpuszczania muszli (głównie małży); 3 – małżowy bruk muszlowy; 4 – kompleks bioklastyczny (mszywioly); 5 – kompleks bioklastyczny (ramienionogi); 6 – kompleks brekcji złożonej z ekstraklastów przerobionych podczas transgresji cechsztyńskiej

Fig. 7. A – Location of the analysed area on the palaeogeographic map of the Zechstein Limestone (Buniak et al., 2008); B – Schematic representation of the Zechstein Limestone deposits in the Nowy Tomysl area; numbers 1–6 refer to the deposits presented in part D; C – Profile of the Zechstein Limestone deposits specific to the reef structures in the analysed area; D – Variability of the Zechstein Limestone deposits in the reef structures in the study area (drillcore photographs by Z. Mikołajewski): 1 – sabkha environment deposits; 2 – bioclastic complex (bryozoans), visible porosity resulting from shell dissolution (mainly bivalves); 3 – bivalve shell pavement; 4 – bioclastic complex (bryozoans); 5 – bioclastic complex (brachiopods); 6 – breccia complex composed of extraclasts reworked during the Zechstein transgression

5, ryc. 8F). Powyżej występuje kompleks składający się w większości z zoariów mszywiolów gałązkowych i siateczkowych (ryc. 7D 2, 4, ryc. 8B–E). Miejscami obserwuje się w nim bruk muszlowy, głównie małży (ryc. 7D 3). W związku ze zmianami środowiskowymi w najwyższej części profilu wapienia cechsztyńskiego pojawiają się stromatolity oraz utwory sebhy (ryc. 7D 1). Utwory tzw. facji rafowej charakteryzują się znacznym zróżnicowaniem właściwości zbiornikowych (porowatość: 1–35%) oraz właściwości filtracyjnych (przepuszczalność: <math><0,1-1700\text{ mD}</math>; materiały archiwalne ORLEN S.A.). Właściwości te wynikają za-

równy z pierwotnego wykształcenia przestrzeni porowej (ryc. 8C–D), jak i późniejszych procesów diagenetycznych. Do najważniejszych z nich należą dolomityzacja, rozpuszczanie oraz cementacja (Fheed i in., 2022). Dzięki dolomityzacji powstała m.in. porowatość międzykryształiczna, poprawiająca w znacznym stopniu właściwości petrofizyczne skały. Innym powszechnie występującym procesem, który pozytywnie wpływał na wykształcenie przestrzeni porowej, było rozpuszczanie bioklastów (ryc. 8A–C). Z kolei wieloetapowy rozwój cementacji, głównie węglanowej i anhydrytowej (ryc. 8E–F), znacznie pogar-



Ryc. 8. Wykształcenie przestrzeni porowej w utworach rafowych wapienia cechsztyńskiego w rejonie Nowego Tomysła (fotografie płytek cienkich: W. Mikołajewska): **A** – porowatość z rozpuszczania skorupki otwornic (czerwone strzałki); **B, C** – porowatość międzyziarnowa oraz wewnątrzziarnowa, powstała z rozpuszczania mszywiolów; **D** – porowatość międzyziarnowa; **E** – cementy szczelnie wypełniające przestrzeń porową; **F** – anhydryt (żółte strzałki) w przestrzeni porowej

Fig. 8. Development of the pore space in reef deposits of the Zechstein Limestone in the Nowy Tomysł area (photographs of thin sections by W. Mikołajewska): **A** – porosity from the dissolution of foraminifera tests (red arrows); **B, C** – intergranular and intragranular porosity resulting from the dissolution of bryozoans; **D** – intergranular porosity; **E** – cements tightly filling the pore space; **F** – anhydrite (yellow arrows) in the pore space

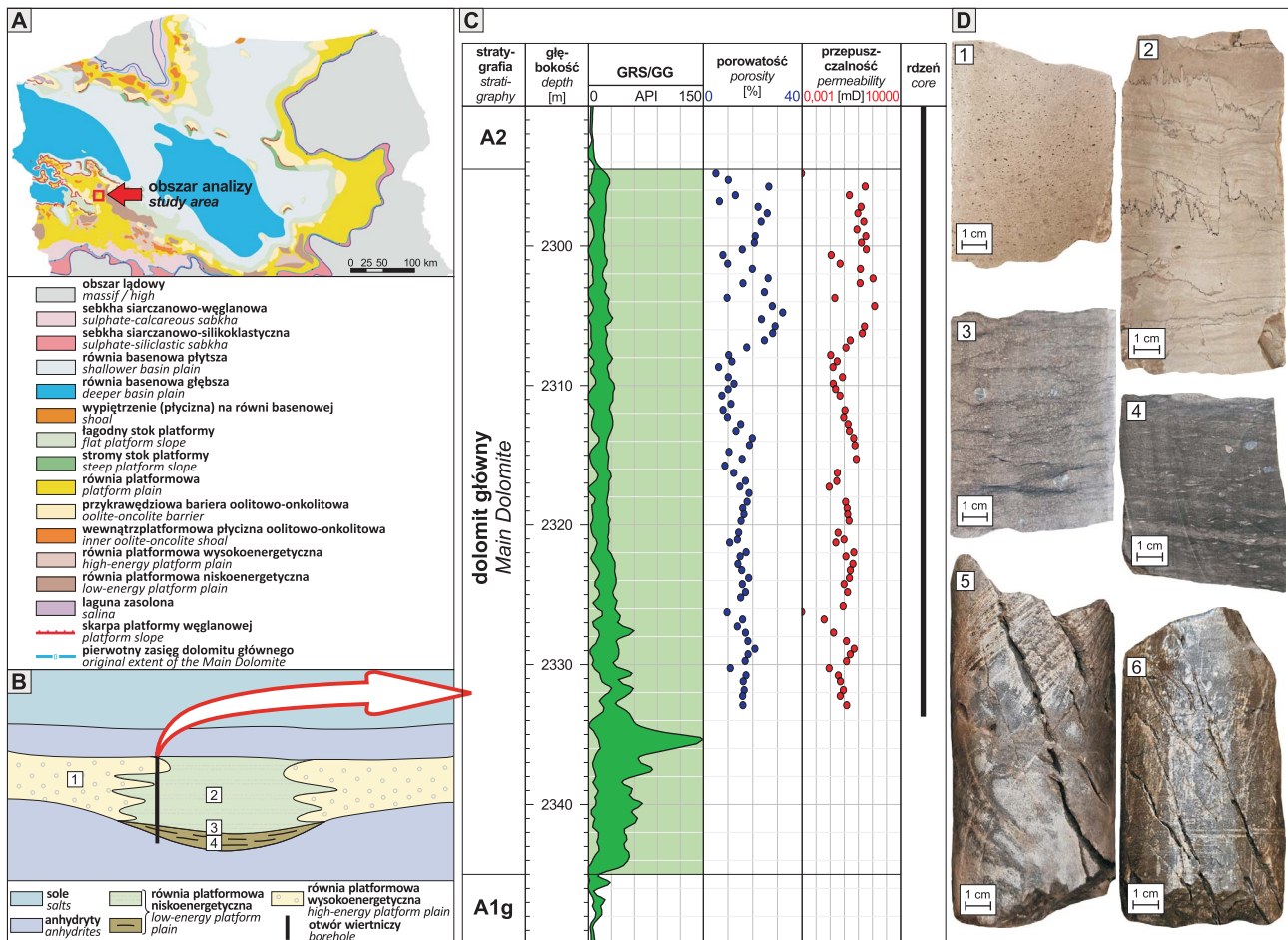
szła właściwości petrofizyczne tych utworów. Dodatkowym efektem, mającym pozytywny wpływ na właściwości utworów wapienia cechsztyńskiego, była tektonika, która przyczyniła się do lokalnego rozwoju szczelinowatości.

Dolomit główny

Utwory dolomitu głównego w rejonie Nowego Tomyśla były deponowane na obszarze wysoko- i niskoenergetycznych stref na równi platformowej (ryc. 9B, 9D 1–4). W pierwszych rozwijały się płycizny ooidowe (greinstony) oraz utwory mikrobialne, natomiast w drugich zachodziła depozycja mułów węglanowych (madstony, wakstony) z licznymi bioklastami. Już na etapie depozycji, w zależności od facji, doszło do zróżnicowania się osadów na cechujące się lepszymi bądź gorszymi właściwościami petrofizycznymi. Późniejsze procesy diagenetyczne, związane zarówno ze strefami diagenetyczno-depozycyjnymi, jak i z etapem pogrzebienia, znacznie je zmodyfikowały. Bardzo silna rekrytalizacja przyczyniła się niekiedy do całkowitego

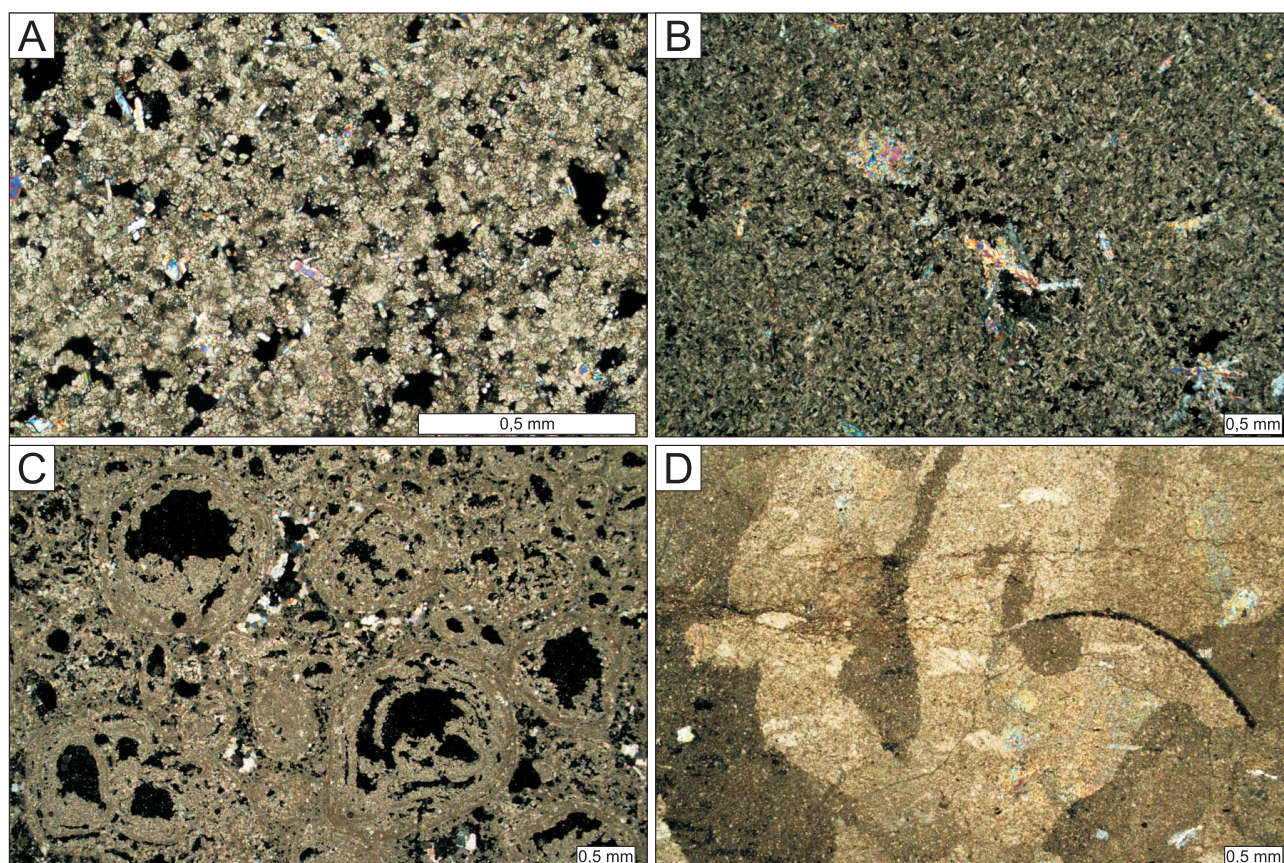
zatarcia pierwotnych cech strukturalno-teksturalnych opisywanych utworów.

W rejonie Nowego Tomyśla utwory dolomitu głównego charakteryzują się znacznym zróżnicowaniem właściwości zbiornikowych (porowatość: 1–35%) oraz właściwości filtracyjnych (przepuszczalność: <0,1–200 mD; ryc. 9C; materiały archiwalne ORLEN S.A.). Z punktu widzenia poszukiwań naftowych najistotniejsze było powstanie i zachowanie znacznej porowatości wtórnej (miejscami >25–30%), będącej wynikiem częściowego rozpuszczenia węglanowych składników ziarnistych (ryc. 10C). Proces ten był związany z oddziaływaniem wód meteorycznych bądź też agresywnych wód wzbogaconych w CO₂, powstałych w procesach przekształceń materii organicznej w bituminy (Mazzullo, Harris, 1992; Machel, 2005). Duży udział w rozwoju przestrzeni porowej miała także dolomityzacja. W wyniku tego procesu powstała porowatość międzykrystaliczna, niekiedy znacznie poprawiająca właściwości petrofizyczne (ryc. 10A–B). Dodatkowym czynnikiem zmieniającym potencjał zbiornikowy utworów dolomitu głównego w rejonie Nowego Tomyśla oraz



Ryc. 9. **A** – Lokalizacja analizowanego obszaru na mapie paleogeograficznej dolomitu głównego (Wagner, 2012); **B** – Schemat wykształcenia utworów dolomitu głównego w rejonie Nowego Tomyśla; nr 1–4 odnoszą się do utworów przedstawionych w części D; **C** – Profil utworów dolomitu głównego reprezentatywny dla analizowanego obszaru; **D** – Zróżnicowanie utworów dolomitu głównego w rejonie analizy (fotografie rdzeni: Z. Mikołajewski): 1 – greinston ooidowy; 2 – bandston ze stylolitami; 3 – wakston / pakston bioklastyczny; 4 – wakston bioklastyczny; 5 i 6 – system otwartych szczelin

Fig. 9. **A** – Location of the analysed area on the palaeogeographic map of the Main Dolomite (Wagner, 2012); **B** – Schematic representation of the Main Dolomite deposits in the Nowy Tomyśl area; numbers 1–4 refer to the deposits presented in part D; **C** – Profile of the Main Dolomite deposits representative of the analysed area; **D** – Variability of the Main Dolomite deposits in the study area (drillcore photographs by Z. Mikołajewski): 1 – ooid grainstone; 2 – stylolitic bandstone; 3 – wackestone with microstylolites; 4 – bioclastic wackestone; 5 and 6 – system of open fractures



Ryc. 10. Wykształcenie przestrzeni porowej w utworach dolomitu głównego, w rejonie Nowego Tomysła (fotografie płytek cienkich: W. Mikołajewska): **A** – porowatość międzykrystaliczna; **B** – nieliczne pory międzykrystaliczne; **C** – porowatość wewnątrzziarnowa, powstała z rozpuszczania ziarn węglanowych; **D** – nieporowaty wapień krystaliczny

Fig. 10. Development of the pore space in the Main Dolomite deposits in the Nowy Tomysł area (photographs of thin sections by W. Mikołajewska): **A** – intercrystalline porosity; **B** – sparse intercrystalline pores; **C** – intragranular porosity resulting from the dissolution of carbonate grains; **D** – non-porous crystalline limestone

właściwości filtracyjne tych skał były procesy halotektoniczne. W ich wyniku w utworach soli najstarszej (cyklotem PZ1) powstały poduszki solne, które przyczyniły się do rozwoju szczelinowatości w utworach wyżej leżącego dolomitu głównego (ryc. 9D 5–6). Rozwój dolomitacji doprowadził do znacznej poprawy właściwości petrofizycznych, szczególnie w utworach cechujących się małą porowatością.

PODSUMOWANIE

Złóża gazu ziemnego i ropy naftowej występujące w utworach permu w rejonie Nowego Tomysła stanowią doskonały materiał badawczy nie tylko w zakresie warunków generowania, migracji i akumulacji węglowodorów, ale także oceny permskich skał zbiornikowych jako istotnego elementu systemu naftowego. Do skał o największym potencjale zbiornikowym należą na tym obszarze piaskowce górnego czerwonego spagowca, facja rafowa wapienia cechsztyńskiego oraz utwory ziarniste dolomitu głównego. Wyniki szczegółowej analizy wymienionych skał zbiornikowych, zarówno pod kątem wykształcenia litologiczno-facjalnego, jak i późniejszych procesów diagenetycznych, umożliwiają pełniejsze zrozumienie przestrzennego rozkładu właściwości petrofizycznych w ich obrębie, co jest szczególnie istotne dla prospekcji naftowej. Uzyskane w

ten sposób dane są niezwykle istotnym elementem w analizie złóż węglowodorów. Stanowią one także jedną z ważniejszych składowych, wykorzystywanych do budowy statycznych i dynamicznych modeli geologicznych.

Autorzy składają podziękowania Dyrekcji Oddziału Geologii i Eksploatacji PGNiG w Warszawie (ORLEN S.A.) za udzielenie zgody na wykorzystanie danych, które posłużyły do przygotowania niniejszego artykułu, a także Recenzentem za ich cenne wskazówki i komentarze.

LITERATURA

- AKSAMITOWSKA A. 2004 – Systemy depozycyjne i właściwości zbiornikowe skał górnego czerwonego spagowca w centralnej części monokliny przedsudeckiej. Rozpr. dokt., Arch. Wydz. Geol. UW, Warszawa.
- BUNIAK A., MIKOŁAJEWSKI Z., WAGNER R. 2008 – Mapa paleogeograficzna wapienia cechsztyńskiego (Ca1) [W:] Wagner R., Buniak A., Dadlez R., Grotek I., Kiersnowski H., Kuberska M., Kudrewicz R., Lis P., Maliszewska A., Mikołajewski Z., Papiernik B., Pokorski J., Poprawa P., Skowroński L., Słowakiewicz M., Szewczyk J., Wolnowski T. 2008 – Zasoby prognostyczne, nieodkryty potencjał gazu ziemnego w utworach czerwonego spagowca i wapienia cechsztyńskiego w Polsce – badania geologiczne. CAG Państw. Inst. Geol., Warszawa, nr CBDG 951613.
- COHEN K.M., HARPER D.A.T., GIBBARD P.L. 2023 – ICS International Chronostratigraphic Chart 2023/09. International Commission on Stratigraphy, IUGS; www.stratigraphy.org
- DYJACZYŃSKI K., PERYT T.M. 2014 – Controls on basal Zechstein (Wuchiapingian) evaporite deposition in SW Poland. Geol. Quart., 58 (3): 475–492.

- DYJACZYŃSKI K., MAMCZUR S., RADECKI S. 1997 – Nowe perspektywy poszukiwań złóż gazu ziemnego w utworach wapienia cechsztyńskiego na monoklinie przedsudeckiej. *Prz. Geol.*, 45 (12): 265–285.
- DYJACZYŃSKI K., GÓRSKI M., MAMCZUR S., PERYT T.M. 2001 – Reefs in the basinal facies of the Zechstein Limestone (Upper Permian) of Western Poland: a new gas play. *J. Petrol. Geol.*, 24 (3): 1248–1256.
- FHEED A., ŚWIERCZEWSKA A., STRZELECKI P.J., RADZIK-HOTŁOŚ N., GEBUS-CZUPYT B. 2022 – Influence of substrate morphology on reef diagenesis: Examples from the Zechstein Limestone formation (SE Wolsztyn Ridge, W Poland). *Marine and Petrol. Geol.*, 136: 105442.
- GAST R.E., DUSAR M., BREITKREUZ C., GAUPPR., SCHNEIDER J.W., STEMMERIK L., GELUK M.C., GEIBLER M., KIERSNOWSKI H., GLENNIE K.W., KABEL S., JONES N.S. 2010 – Rotliegend. [W:] DOORNEBAL J.C., STEVENSON A.G. (red.), *Petroleum Geological Atlas of the Southern Permian Basin Area*. EAGE Publications b.v. (Houten): 101–121.
- JAWOROWSKI K., MIKOŁAJEWSKI Z. 2007 – Oil- and gas-bearing sediments of the Main Dolomite (Ca2) in the Międzychód region: a depositional model and the problem of the boundary between the second and third depositional sequences in the Polish Zechstein Basin. *Prz. Geol.*, 55 (12/1): 1017–1024.
- KANIA M., SPUNDA K., WCIŚLAK-OLESZYCKA A. 2023 – Ocena potencjału węglowodornego łupku miedzionośnego pochodzącego z południowej części monokliny przedsudeckiej. *Nafta-Gaz*, 79: 510–518.
- KARNKOWSKI P.H. 1986 – Charakter transgresji morza cechsztyńskiego a geneza osadów białego spągowca na obszarze Wielkopolski (północna monoklina przedsudecka). *Geol. Sudet.*, 21 (2): 101–121.
- KARNKOWSKI P.H. 1987 – Allostratygrafia a litostratygrafia czerwonego spągowca w Polsce. *Kwart. Geol.*, 33 (1): 43–55.
- KARNKOWSKI P. 1993 – Złoża gazu ziemnego i ropy naftowej w Polsce, t. 1. Niż Polski. Towarzystwo Geosynoptyków „GEOS” AGH, Kraków.
- KARNKOWSKI P.H. 1999 – Origin and evolution of the Polish Rotliegend Basin. *Pol. Geol. Inst., Sp. Papers*, 3.
- KARNKOWSKI P.H. 2007 – Petroleum provinces in Poland. *Prz. Geol.*, 55 (12/1): 1061–1067.
- KARNKOWSKI P.H., MATYASIK I. 2016 – Krytyczne elementy systemów naftowych w basenach sedymentacyjnych Polski. *Prz. Geol.*, 64 (9): 639–649.
- KIERSNOWSKI H. 1998 – Architektura depozycyjna basenu czerwonego spągowca w Polsce. *Pr. Państw. Inst. Geol.*, 165: 113–128.
- KIERSNOWSKI H. 2003 – Środowiska sedymentacji osadów czerwonego spągowca dolnego na obszarze Wielkopolski. [W:] Maliszewska A. (red.), *Wulkanoklastyczne osady czerwonego spągowca dolnego na obszarze Wielkopolski*. Pr. Państw. Inst. Geol., 179: 15–27.
- KIERSNOWSKI H. 2008 – Litostratygrafia osadów czerwonego spągowca dolnego na obszarze platformy waryscyjskiej oraz jej związki z litostratygią niemiecką w NE Brandenburgii. [W:] Maliszewska A., Kuberska M., Kiersnowski H., Jackowicz E. (red.), *Petrologia, sedimentologia i nowa litostratygrafia utworów czerwonego spągowca dolnego z wybranych profili platformy waryscyjskiej*. *Narod. Arch. Geol. PIG-PIB*, Warszawa.
- KIERSNOWSKI H. 2013 – Late Permian aeolian sand seas from the Polish Upper Rotliegend Basin in the context of palaeoclimatic petrodicity. *Geol. Soc. Sp. Publ.*, 376: 431–456.
- KIERSNOWSKI H., WOJTKOWIAK Z. 1993 – Origin of gas traps in the Rotliegendes sediments of the area Paproć-Cicha Góra (Wielkopolska). *Geol. Quart.*, 37 (1): 41–58.
- KIERSNOWSKI H., PERYT T.M., BUNIAK A., MIKOŁAJEWSKI Z. 2010 – From the intra-desert ridges to the marine carbonate island chain: middle to late Permian (Upper Rotliegend – Lower Zechstein) of the Wolsztyn – Pogorzela high, west Poland. *Geol. J.*, 44: 319–335.
- KOTARBA M., WAGNER R. 2007 – Generation potential of the Zechstein Main Dolomite (Ca2) carbonates in the Gorzów Wielkopolski–Międzychód–Lubiatów area: geological and geochemical approach to microbial-algal source rock. *Prz. Geol.*, 55 (12/1): 1025–1036.
- KOTARBA M., PIELA J., ŻOŁNIERCZUK T. 1992 – Geneza gazu ziemnego akumulowanego w permsko-karbońskich pułapkach litologicznych złoża „Paproć” w świetle badań izotopowych. *Prz. Geol.*, 40: 260–263.
- KOTARBA M., PERYT T.M., KOSAKOWSKI P., WIĘCŁAW D. 2006 – Organic geochemistry, depositional history of the Upper Permian Kupferschiefer and Zechstein Limestone strata in south-west Poland. *Marine and Petrol. Geol.*, 23: 371–386.
- KWOLEK K., SOLARSKI T., BUNIAK A. 2004 – Poszukiwanie pułapek litologicznych w utworach czerwonego spągowca na NE skłonie wału wolsztyńskiego. *Nafta-Gaz*, 9: 406–415.
- LEŚNIAK G., SUCH P. 2000 – Parametryzacja przestrzeni porowej skał zbiornikowych za pomocą modelu sieciowego. *Prz. Geol.*, 48 (10): 891–897.
- LUBAŚ J., KIERSNOWSKI H. 2012 – Możliwości geologicznej sekwestracji CO₂ w utworach czerwonego spągowca basenu Poznania. *Biul. Państw. Inst. Geol.*, 448: 17–26.
- MACHEL H.G. 2005 – Investigations of burial diagenesis in carbonate hydrocarbon reservoir rocks. *Geosci. Canada*, 32 (3): 103–128.
- MAGOON L.B., DOW W.G. (red.) 1994 – The petroleum systems – from source to trap. *AAPG Memoir*, 60. Tulsa.
- MALISZEWSKA A., JACKOWICZ E., KUBERSKA M., KIERSNOWSKI H. 2016 – Skały permu dolnego (czerwonego spągowca) zachodniej Polski – monografia petrograficzna. *Pr. Państw. Inst. Geol.*, 204: 1–115.
- MAZZULLO S.J., HARRIS P.M. 1992 – Mesogenetic dissolution: its role in porosity development in carbonate reservoirs (1). *AAPG Bull.*, 76 (5): 607–620.
- MIKOŁAJEWSKA W. 2024 – From granular flow to cataclasis – changes in deformation bands development in selected wellbores from the Upper Rotliegend deposits (Polish Lowlands). *AAPG Europe region conference Energy transition. Workshop abstracts*, 28–29 May 2024, Krakow: 117.
- MIZERSKI W. 2005 – Tabela stratygraficzna rekomendowana przez Międzynarodową Komisję Stratygraficzną. *Prz. Geol.*, 53: 96 i 176.
- PERYT T.M. 1978 – Sedimentology and paleoecology of the Zechstein Limestone (Upper Permian) in the Fore-Sudetic area (western Poland). *Sedimentary Geol.*, 20: 217–243.
- PERYT T.M., WAŻNY H. 1978 – Skondensowane profile wapienia cechsztyńskiego w północnej części monokliny przedsudeckiej. *Geol. Quart.*, 22 (3): 549–570.
- PERYT T.M., WAGNER R. 1998 – Zechstein evaporite deposition in the Central European Basin: cycles and stratigraphic sequences. *J. Seismic Explor.*, 7 (3–4): 201–218.
- PERYT T.M., GELUK M.C., MATHIESEN A., PAUL J., SMITH K. 2010 – Zechstein. [W:] DOORNEBAL J.C., STEVENSON A.G. (red.), *Petroleum Geological Atlas of the Southern Permian Basin Area*. EAGE Publications b.v. (Houten): 123–147.
- PERYT D., PERYT T.M., RACZYŃSKI P., CHŁÓDEK K. 2012 – Foraminiferal colonization related to the Zechstein (Lopingian) transgression in the western part of the Wolsztyn Palaeo-Ridge area, Western Poland. *Kwart. Geol.*, 56 (3): 529–546.
- PERYT T.M., JASIONOWSKI M., RACZYŃSKI P., CHŁÓDEK K., 2020 – Demise of the Jabłonna Reef (Zechstein Limestone) and the onset of gypsum deposition (Wuchiapingian, west Poland): carbonate-to-evaporite transition in a saline giant. *J. Palaeogeography*, 9: 1–15.
- POKORSKI J. 1981 – Propozycja formalnego podziału litostratygraficznego czerwonego spągowca na Niżu Polskim. *Kwart. Geol.*, 25 (1): 41–58.
- PROTAS A., SIKORSKI B. (red.) 2004 – Basen permski niżu polskiego – czerwony spągowiec – budowa i potencjał zasobowy. *Konf. Nauk.-Tech., Piła*.
- PROTAS A., KIERSNOWSKI H., BUNIAK A., MIKOŁAJEWSKI Z. 2000 – Czerwony spągowiec podłoża Wielkopolski. *Przewodnik LXXI Zjazdu Polskiego Towarzystwa Geologicznego, Poznań*: 33–45.
- RACZYŃSKI P. 2000 – Zespoły organizmów w kompleksie rafowym wapienia cechsztyńskiego (Ca1) na wyniesieniu wolsztyńskim. *Prz. Geol.*, 48 (5): 469–470.
- RUSEK M., BUNIAK A., SOLARSKA A., KOWALCZAK M., GAUPPR. 2005 – Piaskowce czerwonego spągowca i ich diagenetyzacja na obszarze Wału Pomorskiego (złoża Ciecchnowo). *Prz. Geol.*, 53 (4): 340–341.
- SECHMAN H. 2012 – Detailed compositional analysis of hydrocarbons in soil gases above multi-horizon petroleum deposits – a case study from western Poland. *Appl. Geochem.*, 27: 2130–2147.
- SIKORSKI B., PROTAS A. (red.) 2002 – Basen permski niżu polskiego – dolomit główny – budowa i potencjał zasobowy. *Konf. Nauk.-Tech., Piła*.
- SŁOWAKIEWICZ M., MIKOŁAJEWSKI Z. 2011 – Upper Permian Main Dolomite microbial carbonates as potential source rocks for hydrocarbons (W Poland). *Marine and Petrol. Geol.*, 28 (8): 1572–1591.
- WAGNER R. 1994 – Stratigraphy and evolution of the Zechstein basin in the Polish Lowland. *Pr. Państw. Inst. Geol.*, 146: 1–71.
- WAGNER R. 2012 – Mapa paleogeograficzna dolomitu głównego (Ca2) w Polsce. *Narod. Arch. Geol. PIG-PIB*, Warszawa.
- WIERZCHOWSKA-KICUŁOWA K. 1984 – Budowa geologiczna utworów podpermskich monokliny przedsudeckiej. *Geol. Sudetica*, 19 (1): 121–142.
- ŻELAŻNIEWICZ A., ALEKSANDROWSKI P., BUŁA Z., KARNKOWSKI P.H., KONON A., OSZCZYPKO N., ŚLĄCZKA A., ŻABA J., ŻYTKO K. 2011 – Regionalizacja tektoniczna Polski. *Kom. Nauk. Geol. PAN*, Wrocław.