



Wyniki integracji danych geologiczno-złożowych o systemach węglowodorowych wschodniej części pomorskiej prowincji naftowej

Rafał Laskowicz¹, Marcin Bolek¹, Mariia Gizun², Marcin Łojek¹

The results of the integration of geological data concerning hydrocarbon systems in the east part of Pomeranian Petroleum Province (NW Poland). *Prz. Geol.*, 72: 115–119; doi: 10.7306/2024.60

Abstract. The integration of geological and hydrocarbon data has been developed to cover the entire area of Poland, divided into 27 parts of similar size (approx. 15,000 km²). The study concerns Area No. 3, which represents the third stage of the task. As part of the work carried out in Area 3, data from 183 deep wildcat and exploration wells, 972 2D seismic sections, and eight 3D seismic cubes were integrated, and a structural model and parametric models were made. Models and data were linked to the results of previously developed areas. This resulted in a coherent picture of the geological setting, which revealed promising areas for economic applications: hydrocarbon exploration, storage of substances in the rock mass, and geothermal potential. Homogeneous methods facilitated the development of a model of the entire country at a higher resolution than is currently possible with available materials.

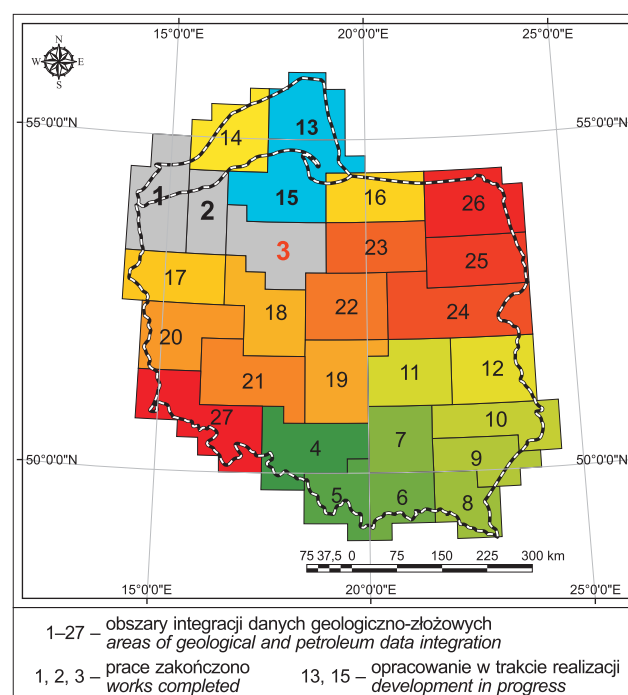
Keywords: seismic and geological data integration, seismic interpretation, geological modelling

Od początku XXI w. postępuje gwałtowny rozwój nowych technologii w przemyśle informatycznym, który dostarcza coraz więcej szybkich komputerów kwantowych, systemów bazodanowych, sieci światłowodowych oraz nowoczesnych programów do przestrzennej obróbki i wizualizacji 3D. Zawansowane metody akwizycji danych geologicznych, otworowych i sejsmicznych, sposoby ich przetwarzania, interpretacji i wizualizacji wyników w 3D za pomocą specjalistycznego oprogramowania ułatwiają rozwiązywanie zagadek wglębnej i skomplikowanej budowy geologicznej Ziemi. Wszystkie te nowości cyfrowe zostały zaadaptowane do wizualizacji budowy geologicznej Polski.

W 2017 r. w Państwowym Instytucie Geologicznym – Państwowym Instytucie Badawczym (PIG-PIB) przystąpiono do integracji danych geologiczno-złożowych dotyczących systemów węglowodorowych Polski, ich uzupełniania i analizy w kontekście bezpieczeństwa energetycznego państwa. Analiza takich zintegrowanych danych ułatwi ocenę możliwości odkrycia nowych złóż węglodorów i jest jednym ze sposobów wspomagania odnawiania potencjału zasobowego państwa i jego kontroli. Prace są prowadzone w ramach ciągłego zadania państwowej służby geologicznej (PSG), a ich głównym celem jest zestawienie różnego typu danych: stratygraficznych, sedimentologicznych, petrofizycznych, geofizycznych, sejsmicznych, geochemicznych i złożowych, oraz opracowanie na ich podstawie – z zastosowaniem dostępnych w PIG-PIB technologii *Arc GIS* i *Petrel* – cyfrowego modelu budowy geologicznej analizowanych obszarów, umożliwiającego śledzenie horyzontów perspektywicznych.

Polskę podzielono na 27 obszarów badawczych (ryc. 1), uwzględniając pięć prowincji naftowych wyróżnionych przez Karnkowskiego (2006), zmienność budowy geologicznej tych prowincji, występowanie złóż węglodorów

w systemach naftowych oraz perspektywy odkrycia nowych akumulacji. Realizację zadania rozpoczęto od integracji danych dotyczących pomorskiej prowincji naftowej (Karn-



Ryc. 1. Mapa obszarów wytypowanych do integracji danych geologiczno-złożowych dotyczących systemów węglodorowych Polski – stan realizacji zadania

Fig. 1. Map of areas selected for the integration of geological and mineral deposit data concerning hydrocarbon systems in Poland – the state of implementation of the task

¹ Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy, Oddział Górnośląski, ul. Królowej Jadwigi 1, 41–200 Sosnowiec; rafal.laskowicz@pgi.gov.pl; marcin.bolek@pgi.gov.pl; marcin.lojek@pgi.gov.pl; ORCID ID: R. Laskowicz – 0000-0002-4114-5906; M. Bolek – 0000-0003-1463-8681; M. Łojek – 0009-0002-3520-2465

² Yug-Neftegaz Private Limited, #60 Tessensohn Road #02-01A, Club CSC@Tessensohn, Singapore (217664); ORCID ID: 0000-0003-2471-4852

kowski, 1997, 2006), obejmującej w przybliżeniu obszar Pomorza Zachodniego (obszary 1, 2 i 3 na ryc. 1), gdzie przebiega strefa kontaktu platformy wschodnioeuropejskiej z orogেনem waryscyjskim i jego przedpolem, przez co skały są zaburzone tektonicznie. W niniejszym artykule opisano wyniki integracji danych geologiczno-złożowych z obszaru nr 3, tj. wschodniej części pomorskiej prowincji naftowej.

OBSZAR BADAŃ

Wytypowany do integracji danych geologiczno-złożowych obszar nr 3 (ryc. 1) stanowi część basenu polskiego, którego osiową częścią, najbardziej obniżoną, jest rów środkowopolski (ang. *Mid Polish Trough* – MPT). Basen polski należy do systemu permsko-mezozoicznych basenów epikontynentalnych zachodniej i środkowej Europy (zał. 1), nazywanego także basenem sedymentacyjnym centralnej Europy (ang. *Central European Basin System* – CEBS; Ziegler, 1990; Scheck-Wenderoth i in., 2008). Obszar ten obejmuje środkową i południową część strefy tektonicznej Koszalin–Chojnice. Jest to wielokrotnie zdeformowana strefa fałdowo-uskokowa, która swoją pozycję strukturalną zawdzięcza nałożeniu się procesów tektonicznych zachodzących w erach paleozoicznej i mezozoicznej. Dzisiejsza geometria osadów w tej strefie, a także ich pozycja strukturalna są związane ze znajdującą się w sąsiedztwie i rozciągającą w kierunku NW-SE strefą Teisseyre’a-Tornquista (TTZ; por. Kutek, Głazek, 1972; Pożaryski, Brochwicz-Lewiński, 1978; Dadlez i in., 1995; Kutek, 2001). Strefa Koszalin–Chojnice jest jednym z najbardziej charakterystycznych obiektów tektonicznych Europy i stanowi element przejściowy między wschodnioeuropejskim kratonem prekambryjskim a zachodnioeuropejską platformą paleozoiczną (Mazur i in., 2015, 2016).

Ewolucja od paleozoiku po paleogen obszaru północno-zachodniej Polski była pasmem następujących po sobie procesów ekstensyjnych i inwersyjnych. W wyniku dotychczasowych badań wyróżniono cztery główne etapy tektoniczne: 1) ekstensja i subsydencja w późnym dewonie i wczesnym karbonie, prawdopodobnie związana z reaktywacją nasunięć kaledońskich; 2) inwersja w późnym karbonie, spowodowana orogenezą waryscyjską; 3) subsydencja permsko-mezozoiczna związana z wypełnianiem basenu polskiego oraz 4) jego inwersja w późnej kredzie i paleogenie (Krzywiec i in., 2022).

W późnym permie w basenie polskim rozpoczął się proces subsydencji termicznej, modyfikowany trzema głównymi impulsami przyspieszonej subsydencji tektonicznej, spowodowanej ekstensją, która nastąpiła w okresie od późnego permu do wczesnego triasu, w późnej jurze (od oksfordu do kimerydu) i we wczesnym cenomanie (Dadlez i in., 1995). W permie basen polski stanowił część południowego basenu permskiego wysuniętą najbardziej na wschód. Osiową część basenu (MPT) wypełniają osady permomezozoiczne o miąższości kilku tysięcy metrów, a spąg wyściela gruba seria ewaporatów cechsztyńskich (Dadlez i in., 1995).

Ruchy soli zostały zapoczątkowane we wczesnym triasie i trwały przez cały mezozoik, znacząco modyfikując lokalne struktury tektoniczne związane z subsydencją (por. np. Rowan, Krzywiec, 2014). Pozytywne elementy strukturalne występujące obecnie na tym obszarze są efektem nałożonych na siebie wielowarstwowych procesów

inwersji, zaburzonych przez ruch cechsztyńskich ewaporatów (Krzywiec i in., 2022).

Najwięcej archiwalnych danych sejsmicznych pochodzi ze środkowej części obszaru nr 3, przez którą przebiega strefa tektoniczna Koszalin–Chojnice, która została dobrze rozpoznana w trakcie wieloletniego poszukiwania akumulacji węglowodorów. Południowa część obszaru badań charakteryzuje się dużym zagęszczeniem profili sejsmicznych 2D, natomiast część północno-wschodnia jest słabo rozpoznana. Taki nierównomierny rozkład danych może znacząco wpływać na precyzję odwzorowania budowy geologicznej, głównie na geometrię lokalnych struktur i odwzorowanie ich powierzchni w modelu.

METODYKA PRAC

W wyniku kwerendy danych geologicznych dotyczących wschodniej części pomorskiej prowincji naftowej (nr 3 na ryc. 1) stwierdzono, że na obszarze tym (15 745,5 km²) odwiercono 430 otworów, z których 126 osiągnęło głębokość minimum 500 m. W trakcie weryfikacji tych danych stwierdzono, że część z nich jest nieprecyzyjna lub mało wiarygodna i w związku z tym do systemu interpretacyjnego wprowadzono jedynie dane pochodzące ze 183 otworów.

Zweryfikowano dotychczasowe wyniki pomiarów prędkości rozchodzenia się fal sejsmicznych w obszarze badań i znaleziono otwory z nieprawidłowym trendem prędkości średniej. Dane te poprawiono. Weryfikacji poddano także wyniki pomiarów prędkości interwałowych. Poprawione dane posłużyły do budowy modelu prędkościowego, konwersji interpretowanych horyzontów i uskoków.

Wyselekcjonowano dane sejsmiczne i pomiary otworowe. Do programów interpretacyjnych *Petrel* i *Techlog* zaimportowano dane z profili sejsmicznych 2D o łącznej długości 21 215,95 km oraz zdjęcia sejsmiczne 3D (zał. 1): Koczała–Miastko-3D, Chojnice–Tuchola-3D, Unisław–Chełmża-3D, Chojnice-3D, Tuchola-3D, Rzeczenica-3D, Wilcze-3D, Chojnice–Wilcze-3D, Bysław–Polskie Łąki-3D i Chełmno-3D (o sumarycznej powierzchni 3309,94 km²) oraz wyniki pomiarów geofizycznych w 183 otworach. Do analizy nie włączono natomiast zdjęć sejsmicznych: Sierpowo-3D, Wersk-3D i Zabartowo-3D, ponieważ zostały one zapisane w formatach uniemożliwiających ich import do programu *Petrel-Schlumberger*.

Archiwalne interpretacje danych sejsmicznych, wykonywane dla operatorów koncesji węglowodorowych, obejmują jedynie fragmenty obszaru badań i są niespójne. Interpretacje geologiczne nie kontynuują się na kolejnych zdjęciach, a obraz uzyskany z profili 2D często różni się od otrzymanego na podstawie sejsmiki 3D. Profile sejsmiczne 2D wykonane w latach 70. XX w. sąsiadują z tymi z lat 90. XX w. oraz współczesnymi. Tak duże zróżnicowanie materiałów sejsmicznych utrudnia ich interpretację. Wymagało to wprowadzenia korekt, a nawet wykonania nowej interpretacji. W związku z tym wykonano korektę przesunięć czasowych profili sejsmicznych. Zidentyfikowano 826 przesunięć o wartościach w przedziale 0–449,7 ms. Skrajne wartości przesunięć odrzucono. Resztę profili 2D i zdjęć 3D poddano korekcie przesunięć pionowych, fazy i siły sygnału. Procedura ta została wykonana w aplikacji *Mis-tie manager* oprogramowania *Petrel*. Model strukturalny sporządzono na podstawie nowej interpretacji poprawionych materiałów sejsmicznych.

Analizie poddano także dane petrofizyczne ze 114 otworów wiertniczych. Oceniano jakość dostępnych danych, np. wyniki pomiarów średnicomierza i delty akustycznej oraz profilowania: opornościowe (w tym laterologii), gęstości, porowatości neutronowej i naturalnego promieniowania gamma, pod względem stanu otworu w momencie wykonywania pomiaru oraz jakości połączenia interwałów pomiarowych. Jeśli krzywe geofizyczne były tylko odcinkowe lub przebieg połączonych krzywych wskazywał na błędy w połączeniu, wówczas wykonywano nowe krzywe łączone. Zgodnie z procedurą opisaną przez Kiełta (2007) dokonano kalibracji wyników pomiarów wykonanych sondami niekalibrowanymi, np. krzywe gamma kalibrowano do standardowych jednostek API. Następnie, korzystając z formuł i procedur opisanych przez Plewę i Plewę (1992), Ridera (1996) oraz Jarzynę i in. (1999), na podstawie zweryfikowanych i poprawionych krzywych geofizycznych wyliczono zailenie, porowatość całkowitą i całkowitą zawartość ogólnego węgla organicznego (OWO inaczej TOC). Uzyskane wartości wymienionych parametrów porównano z wynikami pomiarów laboratoryjnych, wykonanych na rdzeniach z tych samych 114 otworów wiertniczych.

W celu rozpoznania głównych horyzontów sejsmogeologicznych, a także zbudowania trójwymiarowego modelu strukturalnego cyfrowano mapy z opracowań archiwalnych i interpretowano materiały sejsmiczne oraz sieci uskoku. Na bazie modelu strukturalnego opracowano przestrzenne modele rozkładu wybranych parametrów litologicz-

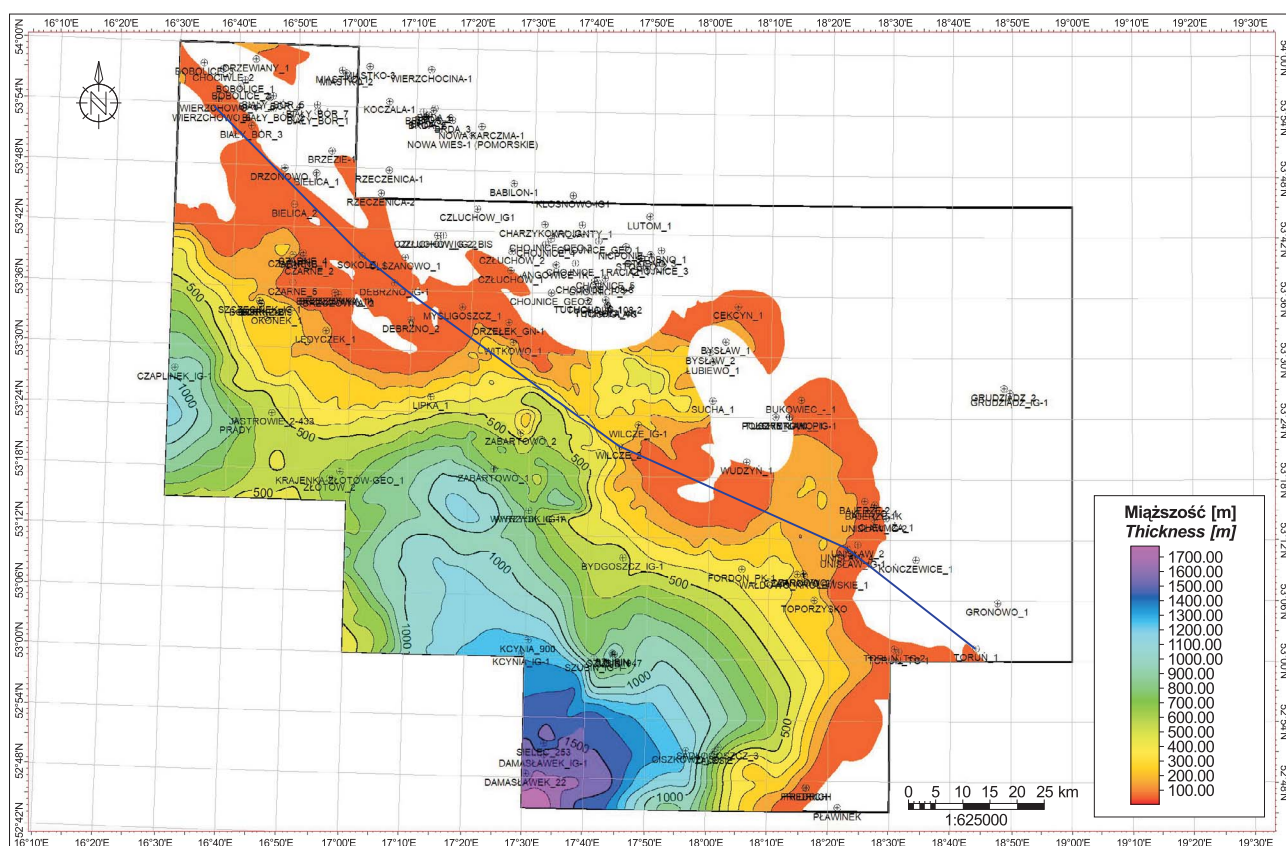
nych, petrofizycznych i geochemicznych (porowatość, zailenie, OWO), wyliczonych na podstawie krzywych geofizycznych i wyników laboratoryjnych badań próbek skał.

Metodyka prac umożliwia efektywne wykorzystywanie zintegrowanych danych i ich szybkie aktualizowanie w przypadku pojawienia się informacji pochodzących z nowych pomiarów otworowych lub sejsmicznych, a także aktualizację modelu budowy geologicznej, weryfikację archiwalnych map geologicznych i tektonicznych, w tym ustalanie zasięgów basenów sedimentacyjnych.

WYNIKI I WNIOSKI

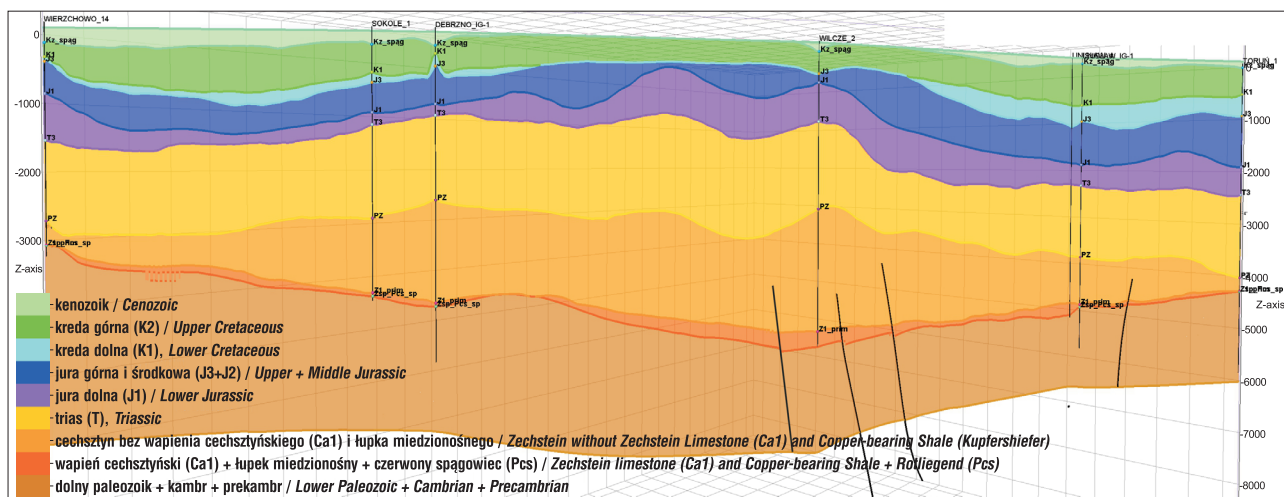
Integracja archiwalnych danych geologiczno-złożowych i geofizycznych, przygotowanych w różnych standardach i pochodzących z różnych źródeł, umożliwiła ich weryfikację i zapisanie w powszechnie dziś stosowanych formatach. Praca w środowisku trójwymiarowym ułatwiła porównanie relacji głębokościowych, tj. otworowych danych pomiarowych i pochodzących z interpretacji, a także wyników pomiarów geofizycznych z wydzieleniami stratygraficznymi zapisanymi w bazach danych.

Przygotowanie spójnego modelu uskoku, weryfikowanie obrazem materiałów sejsmicznych 2D i 3D oraz przebiegiem uskoku na mapach archiwalnych, doprowadziło do uzyskania prawdopodobnego, trójwymiarowego obrazu ciągów dyslokacyjnych w obszarze 3. Forma opracowania warstw geologiczno-złożowych jest dostosowana do pokazania ich w serwisach bazodanowych PIG-PIB.

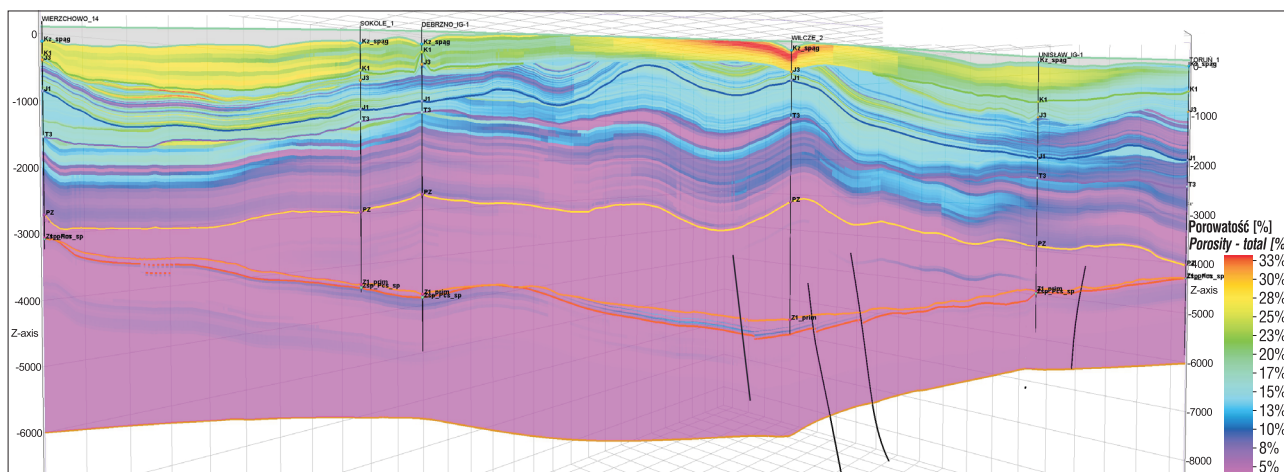


Ryc. 2. Miąższość utworów czerwonego spągowca we wschodniej części pomorskiej prowincji naftowej (obszar 3 na ryc. 1), które pełnią funkcję skały zbiornikowej paleozoicznego systemu naftowego. Na mapie zaznaczono linię przekroju Wierzchowo–Toruń (NW-SE)

Fig. 2. The thickness of the Rotliegendes in the eastern part of the Pomeranian Petroleum Province (Area 3 in Fig. 1), which act as the Reservoir Rock of the Paleozoic Petroleum System. The Wierzchowo–Toruń (NW-SE) cross-section line is marked in the map



Ryc. 3. Przekrój geologiczny modelu obszaru nr 3 na linii Wierzychowo–Toruń (NW-SE). Linię przekroju zaznaczono na ryc. 2
Fig. 3. Geological cross-section of the model of Area 3 along the Wierzychowo–Toruń line (NW-SE). The cross-section line is shown in Fig. 2

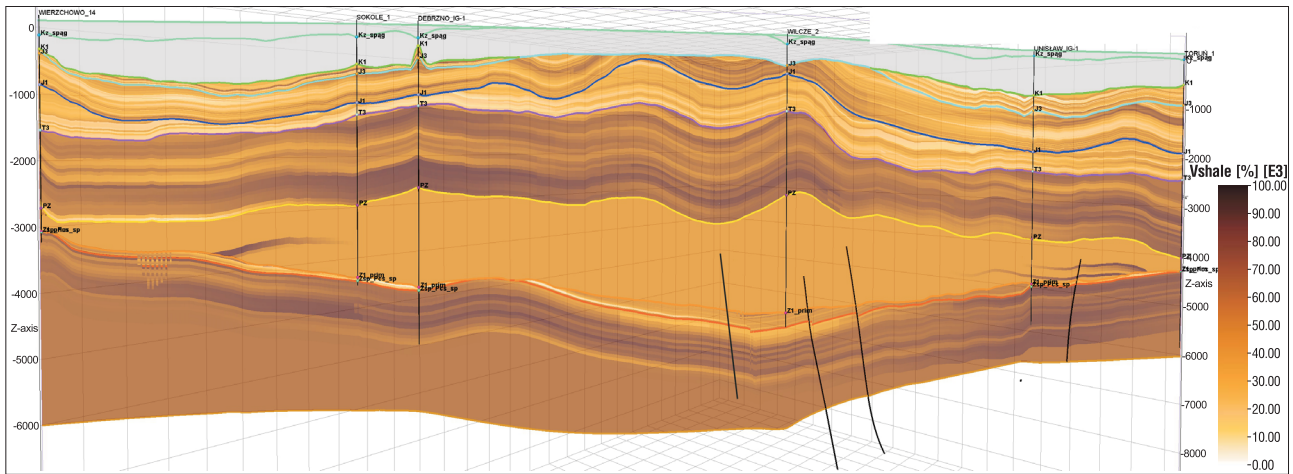


Ryc. 4. Porowatość całkowita skał w przekroju modelu strukturalnego obszaru nr 3 na linii Wierzychowo–Toruń (NW-SE). Linię przekroju zaznaczono na ryc. 2: kolor fioletowy – mała porowatość, kolor czerwony – duża porowatość, zakres porowatości 5–33%
Fig. 4. Geological cross-section of the structural model of Area 3 along the Wierzychowo–Toruń line (NW-SE). The cross-section line is shown in Fig. 2: purple – low porosity, red – high porosity, porosity range 5–33%

Strukturalny model 3D wschodniej części pomorskiej prowincji naftowej, opracowany na podstawie zintegrowanych materiałów geologiczno-złożowych, obrazuje wglębną budowę geologiczną tego obszaru i umożliwia prześledzenie zmienności geometrii horyzontów perspektywicznych (ryc. 2, 3, zał. 1) oraz wstępną ilościową ocenę czynnych systemów naftowych. Z modelu tego można odczytać, że porowatość całkowita skał gwałtownie zmniejsza się wraz ze wzrostem głębokości pod powierzchnią terenu (ryc. 4). Najmniej porowatymi kompleksami skalnymi (czyli najmniej przepuszczalnymi) są cechsztyńskie sole i łupki pograżone na dużych głębokościach (ryc. 4). Skały te stanowią warstwę uszczelniającą złoża węglowodorów pomorskiej prowincji naftowej. Najlepsze parametry zbiornikowe (największą porowatość) mają kompleksy skalne kredy i jury dolnej. Utwory triasu i podłoże podpermskie charakteryzują się wyraźnie podwyższonym zaileniem (ryc. 5). Najmniej zailone są sole i utwory jury dolnej i kredy (ryc. 5). Zawartość organiki jest największa w utworach podłoża podpermskiego i w utworach cechsztyńskich. Na podstawie tych danych można stwierdzić, że pod

względem naftowym najlepszymi skałami macierzystymi, które potencjalnie mogą być też skałami zbiornikowymi, są utwory podpermskie. Gdy w utworach tych występują miąższe przeławiczenia kompleksami piaszczystymi lub węglanowymi o dobrych parametrach zbiornikowych, wtedy możemy się spodziewać występowania konwencjonalnych akumulacji węglowodorów. Nie można też wykluczyć obecności w tych utworach niekonwencjonalnych złóż węglowodorów. Utwory kredy i jury dolnej mają natomiast najlepsze parametry do wykorzystania ich potencjału geotermalnego albo do magazynowania CO₂.

W celu lepszego dopasowania i ujednolicenia sygnału z profili sejsmicznych pomorskiej prowincji naftowej wskazane byłoby wykonanie prac reprocessingowych i re-interpretacyjnych, ponieważ dotychczasowe dane sejsmiczne z tego obszaru pochodzą z różnych lat i były uzyskiwane za pomocą różnych źródeł wzbudzenia: metodą dynamitową, wibratorową oraz mieszaną. Co spowodowało, iż przebieg granic sejsmicznych na poszczególnych przekrojach utrudnia ich poprawną interpretację.



Ryc. 5. Zailenie skał w przekroju modelu obszaru nr 3 na linii Wierzchowo–Toruń (NW-SE). Liniję przekroju zaznaczono na ryc. 2: ciemny brąz – duże zailenie, zakres 0–100%

Fig. 5. Shaliness of rocks in the cross-section of the model along the Wierzchowo–Toruń line (NW-SE). The cross-section line is shown in Fig. 2: Dark brown – high shaliness, range 0–100%

Należy rozważyć wykonanie nowoczesnych badań sejsmicznych 2D lub 3D na obszarze pomiędzy wysadem Damasławek a otworami Szubin IG-1, Bydgoszcz IG-1 i Toruń IG, ponieważ obszar ten nie jest udokumentowany sejsmicznie, a występują na nim struktury solne różnego typu (wysady i poduszki), które mogą być interesujące z punktu widzenia poszukiwań węglowodorów albo budowy podziemnych zbiorników składowania CO₂ lub H₂.

Interpretując trójwymiarowe obrazy uskoków na obszarze 3 w pomorskiej prowincji naftowej, autorzy niniejszego artykułu zaobserwowali, że w niektórych profilach utworów cechsztynu, gdzie są one wykształcone w postaci anhydrytu lub innych węglanów i mają małą miąższość, deformacje nieciągłe przecinające utwory paleozoiczne kontynuują się również w mezozoicznej pokrywie cechsztynu (zał. 1). Natomiast w profilach, gdzie utworami cechsztynu są niemal wyłącznie sole, uskoki wygaszają się w nich. Natomiast wg Krzywca (2006b) i Krzywca i in. (2017) w strefie tej występują dwie grupy uskoków: uskoki związane z najstarszymi utworami paleozoiku oraz uskoki deformujące osady młodsze od cechsztynu. Uskoki obu grup wygaszają się w cechsztylinie. Na podstawie zaangażowania podłoża zjawiska tektoniczne występujące w tej strefie można podzielić na cienkonaskórkowe (i zaliczyć do nich te deformujące osady młodsze od cechsztynu i wygaszające się w ewaporatach) oraz grubonaskórkowe (do których należałoby zaliczyć uskoki deformujące osady paleozoiczne).

Autorzy niniejszego artykułu serdecznie dziękują Recenzentom za cenne, merytoryczne uwagi i komentarze. Prace były finansowane przez Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska (umowa nr: 434/2019/Wn-07/FG-SM-DN/D z dn. 20.09.2019 r.)

LITERATURA

DADLEZ R., NARKIEWICZ M., STEPHENSON R.A., VISSER M.T.M., VAN WEES J.-D. 1995 – Tectonic evolution of the Mid-Polish Trough: Modelling implications and significance for central European geology. *Tectonophysics*, 252: 179–195.

JARZYNA J., BAŁA M., ZORSKI T. 1999 – Metody geofizyki otworowej, wyd. 2. Uczelniane Wyd. Naukowo-Dydaktyczne AGH, Kraków.
KARNKOWSKI P. 2006 – Prowincje naftowe Polski – dotychczasowe osiągnięcia i dalsze perspektywy poszukiwawcze. *Prz. Geol.*, 54 (8): 657–658.

KIELT M. 2007 – Archiwalne analogowe profilowania geofizyczne: zestawy profilowań geofizycznych, reanimacja, restandaryzacja, bazy danych. *Wiad. Naft. Gazow.*, 8: 4–11.

KRZYWIEC P. 2006 – Triassic-Jurassic evolution of the Pomeranian segment of the Mid-Polish Trough – basement tectonics and subsidence patterns. *Geol. Quart.*, 50 (1): 139–150.

KRZYWIEC P., PERYT T.M., KIERSNOWSKI H., POMIANOWSKI P., CZAPOWSKI G., KWOLEK K. 2017 – Permo-Triassic evaporites of the Polish Basin and their bearing on the tectonic evolution and hydrocarbon system, an overview. [W:] Soto J., Flinch J., Tari G. (red.), *Permo-Triassic Salt Provinces of Europe, North Africa and the Central Atlantic: Tectonics and Hydrocarbon Potential*. Elsevier: 243–261.

KRZYWIEC P., KUFRASA M., POPRAWA P., MAZUR S., KOPERSKA M., SLEMP P. 2022 – Together but separate: decoupled Variscan (late Carboniferous) and Alpine (Late Cretaceous–Paleogene) inversion tectonics in NW Poland; <https://doi.org/10.5194/se-13-639-2022>

KUTEK J. 2001 – The Polish-Mesozoic rift basin. [W:] Ziegler P.A., Cavazza W., Robertson A.H.F., Crasquin-Soleau S. (red.), *Peri-Tethyan rift/wrench basins and passive margins*. Muséum National d'Histoire Naturelle, Paris, 186: 213–236.

KUTEK J., GLAZEK J. 1972 – The Holy Cross area, central Poland, in the Alpine cycle. *Acta Geol. Pol.*, 22: 603–653.

MAZUR S., MIKOŁAJCZYK M., KRZYWIEC P., MALINOWSKI M., BUFFENMYER V., LEWANDOWSKI M. 2015 – Is the Teisseyre-Tornquist Zone an ancient plate boundary of Baltica? *Tectonics*, 34 (12): 2465–2477.

MAZUR S., MIKOŁAJCZAK M., KRZYWIEC P., MALINOWSKI M., LEWANDOWSKI M., BUFFENMYER V. 2016 – Pomeranian Caledonides, NW Poland – A collisional suture or thin-skinned fold-and-thrust belt? *Tectonophysics*, 692 (Part A): 29–43.

PLEWA M., PLEWA S. 1992 – Petrofizyka. *Wyd. Geol.*, 32–41.

POŻARYSKI W., BROCHWICZ-LEWINSKI W. 1978 – On the Polish Trough. *Geol. en Mijnbouw*, 57: 545–557.

RIDER M. 1996 – The geological interpretation of well logs, second edition. Rider-French Consulting Ltd, Sutherland, Scotland: 86–147.

ROWAN M., KRZYWIEC P. 2014 – The Szamotyły salt diapir and Mid-Polish Trough: Decoupling during both Triassic-Jurassic rifting and Alpine inversion. *Interpretation*, 2 (4), SM1–SM18; <http://dx.doi.org/10.1190/INT-2014-0028.1>

SCHECK-WENDEROTH M., KRZYWIEC P., ZÜLKE R., MAYSTRENKO, Y., FRIZHEIM N. 2008 – Permian to Cretaceous tectonics. [W:] McCann T. (red.), *The geology of central Europe, 2, Mesozoic and Cenozoic*. Geol. Soc. of London: 999–1030.

ZIEGLER P.A. 1990 – Geological Atlas of Western and Central Europe, 2nd ed. Bath: Shell Internationale Petroleum Maatschappij B.V. and Geol. Soc. Publ. House: 239.