

Krzysztof Sowizdzał, Marek Stadtmüller, Anita Lis-Śledziona, Weronika Kaczmarczyk  
Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy

## Analiza porównawcza formacji łupkowych w wybranych strefach basenu bałtyckiego na podstawie interpretacji danych otworowych i wyników modelowania geologicznego 3D

Artykuł przedstawia wyniki przeprowadzonych prac z zakresu interpretacji profilowań otworowych i modelowania geologicznego w wybranych strefach basenu bałtyckiego. Analizowano cechy formacji łupkowych determinujące ich perspektywiczność jako niekonwencjonalnych złóż węglowodorów. Ocenie poddawano zakresy wartości parametrów petrofizycznych i geochemicznych, jak również ich przestrzenną zmienność. Analizowano profile otworowe i modele geologiczne w rejonie Opalino–Lubocino, Wysina i Borcza oraz strefy struktur B8 i B21 na Morzu Bałtyckim. Przedmiotem zainteresowania były takie parametry interwałów łupkowych jak: miąższość, zawartość materii organicznej TOC, porowatość, nasycenie mediami złożowymi, skład mineralogiczny oraz zasoby geologiczne węglowodorów nasycających formacje łupkowe. Przedstawiono możliwości wykorzystywania wyników interpretacji otworowych oraz modelowania geologicznego w zagadnieniach identyfikacji stref o najkorzystniejszych właściwościach skał oraz oceny potencjału zasobowego formacji łupkowych.

Słowa kluczowe: formacje łupkowe, modelowanie geologiczne 3D, basen bałtycki.

### Comparative analysis of shale formations in selected areas of the Baltic Basin based on well data interpretation and 3D geological modeling

The article presents the results of borehole data interpretation and geological modeling in selected areas of the Baltic Basin. Properties of shale formations which define its prospectiveness as unconventional reservoirs were analyzed. Petrophysical and geochemical properties values, as well as their spatial variability were assessed. Wellbore profiles and geological models were developed and analyzed for the following areas: Opalino–Lubocino, Wysin–Borc and B8 and B21 structures, offshore Baltic Sea. Parameters such as thickness of the shale intervals, organic matter content TOC, porosity, saturation, mineralogical composition and distribution of HC resources were of special interest. The paper also presents the possibilities of borehole interpretation and geological modeling results application for identification of the most favorable zones and evaluation of the resource potential of shale formations.

Key words: shale formations, 3D geological modeling, Baltic Basin.

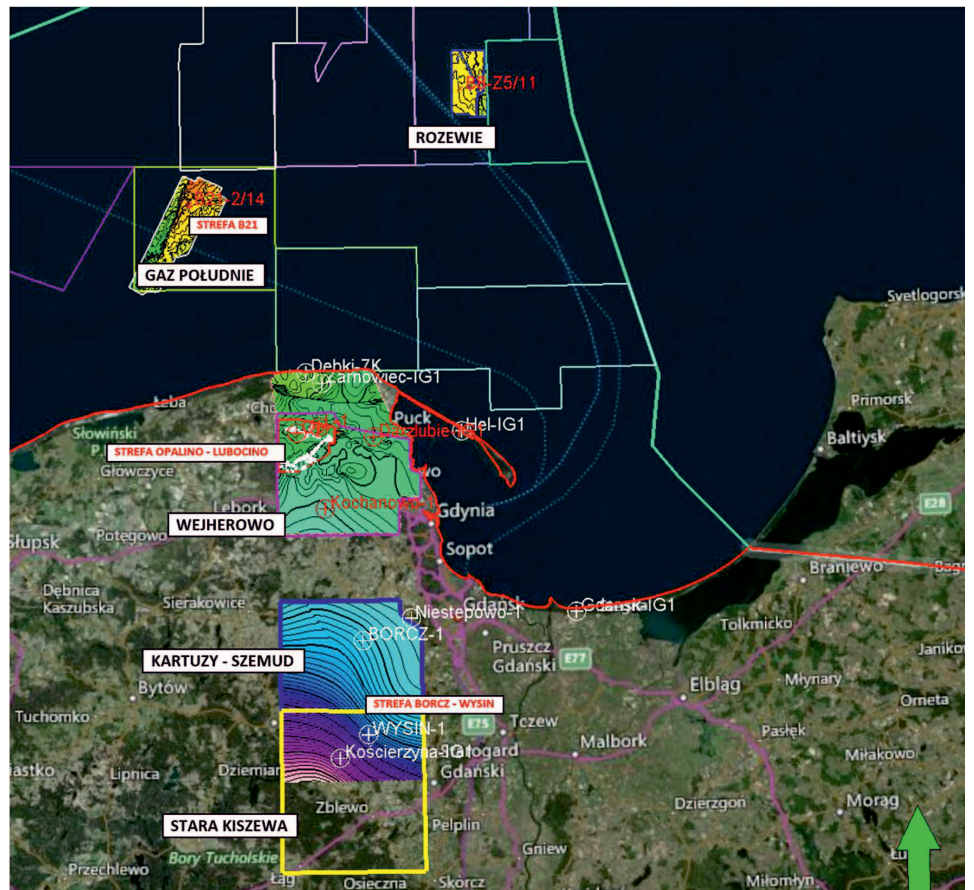
### Wprowadzenie

Prace prowadzone w ramach projektu badawczego Blue Gas 1B mają na celu wypracowanie metod rozpoznawania i interpretacji formacji łupkowych pod kątem możliwości ich zagospodarowywania jako niekonwencjonalnych złóż węglowodorów (*gas/oil shales*). Ocena perspektywiczności formacji geologicznych jako potencjalnych niekonwencjo-

nalnych złóż węglowodorów obejmuje szereg działań z zakresu m.in.: laboratoryjnych pomiarów petrofizycznych, geochemicznych, geomechanicznych, makro- i mikroskopowych opisów materiału rdzeniowego oraz interpretacji sedymentologicznych, przetwarzania i interpretacji danych geofizyki wiertniczej oraz danych sejsmicznych. Działania z zakre-

su interpretacji danych geofizyki otworowej oraz modelowania geologicznego stanowią istotne etapy syntezy wyników ww. analiz cząstkowych. W ramach opracowywania profili otworowych integrowany jest całokształt informacji pozyskanych w otworach wiertniczych, natomiast w procesie budowy modelu geologicznego 3D finalne profile otworowe poddawane są integracji z danymi sejsmicznymi w postaci interpretacji strukturalnych, analiz atrybutowych oraz wyników zastosowania procedur inwersyjnych.

W ramach prac zrealizowanych w projekcie – analizowano szereg otworów wiertniczych w kilku obszarach poszukiwawczych basenu bałtyckiego, co umożliwi przedstawienie pewnych głównych wniosków płynących z dotychczasowego stanu rozpoznania. Na rysunku 1 zamieszczono szkic obrazujący strefy poddawane interpretacjom otworowym i pracom z zakresu modelowania geologicznego 3D. Co istotne, analizowano strefy basenu zróżnicowane pod względem położenia oraz głębokości zalegania, a więc i zaawansowania procesów kompaktacji czy też spodziewanego typu węglowodorów nasycających formacje łupkowe: od strefy okna ropnego na obszarze Bałtyku, poprzez okno kondensatowe na obszarze koncesji Wej-



Rys. 1. Szkic przedstawiający lokalizacje analizowanych otworów wiertniczych i stref basenu bałtyckiego (obszary pokryte fragmentami mapy strukturalnej) i podział obszaru na koncesje poszukiwawcze na tle mapy satelitarnej Pomorza Wschodniego i polskiej wyłącznej strefy ekonomicznej na Morzu Bałtyckim

herowo, aż do najbardziej wysuniętego na południe, a więc i najgłębiej pogrążonego obszaru koncesji Kartuzy–Szemud i Stara Kiszewa, w którym oczekiwany jest większy udział nasycenia gazem perspektywicznych formacji łupkowych.

### Charakterystyka formacji łupkowych basenu bałtyckiego w świetle wyników integracji i interpretacji danych otworowych

Integracja bardzo szerokiego spektrum pomiarów otworowych, jak i badań laboratoryjnych pozwoliła na uchwycenie przestrzennej zmienności istotnych parametrów warunkujących perspektywiczność formacji łupkowych basenu bałtyckiego wzdłuż arbitralnej linii północ–południe przechodzącej przez obszary koncesyjne Lotos PB i PGNiG. W ramach modelu mineralogicznego integrowano dane XRD, porozymetrii rtęciowej oraz standardowe pomiary geofizyczne wraz ze spektrometrią neutron-gamma (GEM). Zawartość materii organicznej TOC (*total organic carbon*) szacowano metodami: Passey'a [3] i Bowmana [1] z wykorzystaniem wyników analiz geochemicznych Rock-Eval. Niezmiernie trudnym zagadnieniem okazało się oszacowanie wodonasy-

cenia, a tym samym określenie zawartości węglowodorów. Dysponując wynikami pomiarów desorpcji, Deana–Starka i Rock-Eval początkowo kalibrowano nimi wyniki interpretacji standardowych pomiarów GW. W ostatecznym kształcie wydaje się jednak, że istotną wartość poznawczą mają wyniki badań Rock-Eval, a konkretnie wartości pików S1 wyrażającego zawartość ropy w skale, którego dobra korelacja z TOC pozwoliła na wyznaczenie zawartości ropy  $S_r$  i gazu w niej rozpuszczonego  $S_{rg}$ , wyrażonych w  $m^3/t$  i przeliczonych do warunków złożowych. Porównywanie tych wartości pozwala na orientację w zmianach zasobności poszczególnych rejonów i jest zgodne z ogólną konstatacją dotyczącą dojrzałości kerogenu, którą w świetle badań refleksyjno-

ści wityrynytu *Ro* ocenia się na okno ropne, ewentualnie fazę gazu mokrego (metoda minimum).

Dla usystematyzowania opisu własności petrofizycznych oraz w celu porównania odpowiadających sobie fragmentów profilu otworowych dokonano roboczego wydzielenia

na podstawie kryterium TOC > 0,5 wt% pięciu warstw, nazwanych odpowiednio:

- Source 0 – obejmuje miąższy interwał utworów górnego wenloku i wyżejległe ogniwa syluru,
- Source I – obejmuje wenlok dolny i górny landower,

Tablica 1. Zestawienie wybranych własności formacji łupkowych w trzech rejonach poszukiwawczych

Odwiert	Parametr	SOURCE 0	SOURCE I	SOURCE II	SOURCE III	SOURCE III bis	SOURCE IV
Strefa północna – obszar Bałtyku							
B8-Z5	<i>H</i> [m]	98	109,5	18,3	23,7	31	–
	TOC [wt%]	0,51	0,9	2,12	1,39	0,79	–
	PHI <sub>ief</sub> [%]	2	3	6	7	2	–
	<i>Sw</i> [v/v]	0,86 (0,95)	0,87 (0,90)	0,32 (0,91)	0,23 (0,94)	0,89 (0,88)	–
B21-2	<i>H</i> [m]	49	118	16	24	37	34
	TOC [wt%]	0,45	1,14	3,05	2,01	2,03	9,86
	PHI <sub>ief</sub> [%]	3	3	4	5	3	8
	<i>Sw</i> [v/v]	0,83 (0,94)	0,55 (0,93)	0,41 (0,89)	0,3 (0,89)	0,32 (0,84)	0,18 (0,85)
Strefa środkowa – obszar koncesji Wejherowo							
Lubocino-1	<i>H</i> [m]	259	195	15	21	20	10
	TOC [wt%]	0,48	0,9	2,47	2,76	0,63	0,13
	PHI <sub>ief</sub> [%]	2	2	4	5	4	1
	<i>Sw</i> [v/v]	0,97	0,77	0,78	0,56	0,79	1
Opalino-2	<i>H</i> [m]	200	200	16	15	10	8
	TOC [wt%]	0,74	0,73	2,95	3,13	1,42	2,54
	PHI <sub>ief</sub> [%]	3	3	4	4	3	1
	<i>Sw</i> [v/v]	0,78	0,59	0,44	0,32	0,78	0,55
Opalino-3	<i>H</i> [m]	251,5	118,5	30	34	5,5	9
	TOC [wt%]	0,85	1,09	2,51	2,99	1,21	1,08 (maks. 5,71)
	PHI <sub>ief</sub> [%]	1	3	4	6	6	4
	<i>Sw</i> [v/v]	0,91 (0,6)	0,69 (0,82)	0,71 (0,80)	0,42 (0,85)	0,89 (0,91)	0,46 (0,91)
Opalino-4	<i>H</i> [m]	273	162	38	17	8	5
	TOC [wt%]	0,16	0,86	1,86	3,39	2,15	0,38
	PHI <sub>ief</sub> [%]	1	2	3	4	11	4
	<i>Sw</i> [v/v]	0,83	0,54	0,69	0,33	0,77	0,35
Strefa południowa – obszar koncesji Kartuzy–Szemud i Stara Kiszewa							
Kochanowo-1	<i>H</i> [m]	291	136,5	30,5	30,5	4	–
	TOC [wt%]	0,46	0,77	2,25	2,65	1,27	–
	PHI <sub>tot</sub> [%]	5	5	7	7	4	–
	<i>Sw</i> [v/v]	0,83 (0,97)	0,90 (0,96)	0,76 (0,95)	0,62 (0,94)	0,76 (0,97)	–
Borcz-1	<i>H</i> [m]	367	139	15	8	8	–
	TOC [wt%]	0,43	0,73	3,01	3,55	1,08	–
	PHI <sub>tot</sub> [%]	5	6	8	8	8	–
	<i>Sw</i> [v/v]	0,93 (0,998)	0,85 (0,997)	0,62 (0,994)	0,69 (0,993)	0,9 (0,997)	–
Wysin-1	<i>H</i> [m]	460	100	20,5	12,5	5	4,5
	TOC [wt%]	0,23	0,83	1,88	2,12	2,32	0,53
	PHI <sub>tot</sub> [%]	3	4	6	9	8	8
	<i>Sw</i> [v/v]	0,91 (0,999)	0,78 (0,998)	0,62 (0,997)	0,44 (0,996)	0,51 (0,996)	0,34 (0,999)

Objaśnienia: *H* [m] – miąższość, TOC [wt%] – total organic carbon, PHI<sub>ief</sub> [%] – porowatość efektywna, *Sw* [v/v] – wodonasylenie, PHI<sub>tot</sub> [%] – porowatość całkowita.

- Source II – obejmuje dolny landower z bitumicznymi iłowcami z Jantaru,
- Source III – obejmuje górną część karadoku – formacji z Sasina,
- Source IIIbis – obejmuje dolną część formacji z Sasina i lokalnie stropową część wapieni z Kopalina,
- Source IV – obejmuje zgodne z wydzieleniem stratygraficznym utwory kambru górnego (łupki ałunowe).

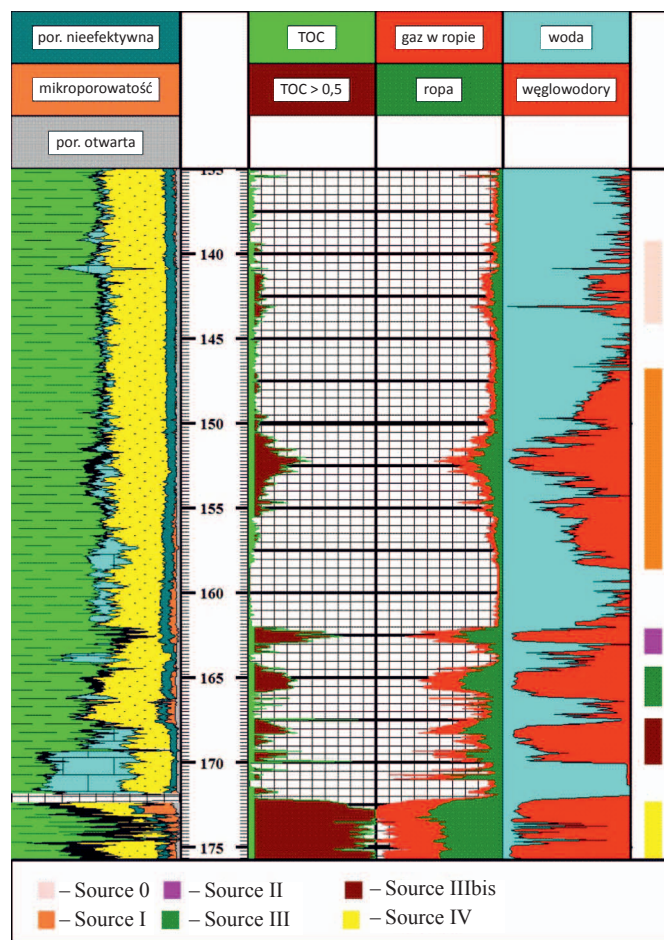
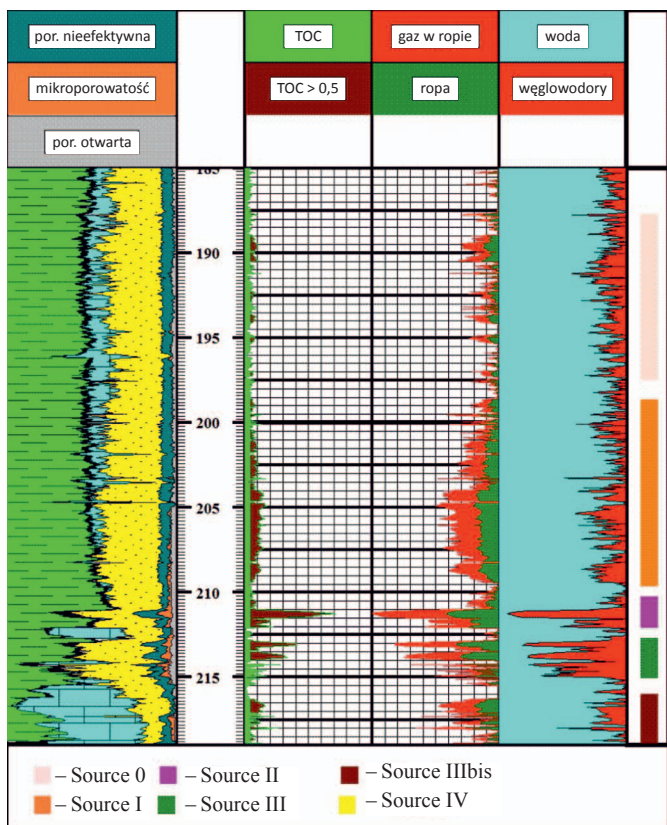
Na zamieszczonych poniżej rysunkach przedstawiono kolejno uproszczony model litologiczny wraz z porowatością całkowitą, otwartą i mikroporowatością, wyinterpretowaną zawartość TOC [wt%], wyrażoną w m<sup>3</sup>/t minimalną objętość ropy *S<sub>r</sub>* (kolor zielony), objętość ropy wraz z rozpuszczonym w niej gazem *S<sub>rg</sub>* (kolor czerwony) oraz na ostatniej ścieżce – wynik obliczenia wodonasycenia *S<sub>w</sub>* przy użyciu standardowych modeli (Archiego i Simandoux).

W tabeli 1 scharakteryzowano wydzielone warstwy poprzez podanie średnich wartości wybranych parametrów petrofizycznych. Dla porównania w wierszu zawierającym dane dotyczące wodonasycenia *S<sub>w</sub>*, w nawiasach podano wartości odpowiadające wodonasyceniu w porowatości efektywnej, odpowiadające oszacowanym wartościom *S<sub>rg</sub>*. Obserwowane różnice, od 10% do 50% względnych wartości *S<sub>w</sub>*, można utożsamiać z niepewnością metody estymacji analizowanych parametrów. Dodatkowo kolorem czerwonym zazna-

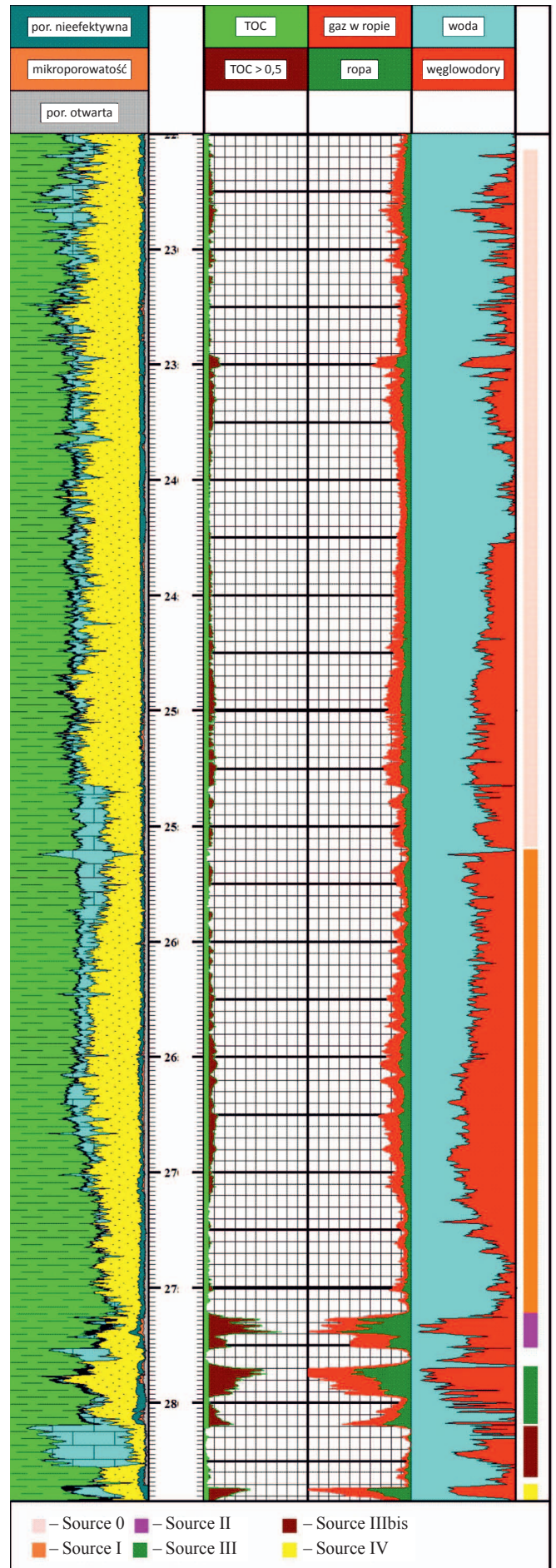
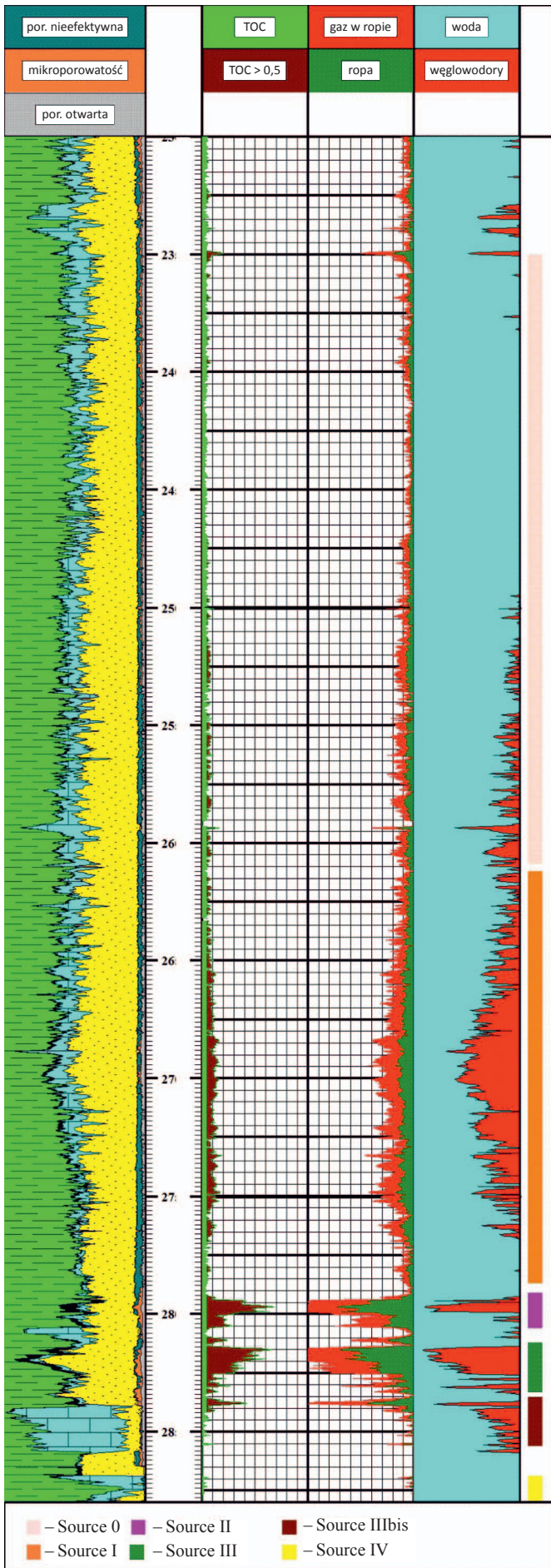
czono najwyższe wartości parametrów, sugerujące najlepsze perspektywy poszukiwań.

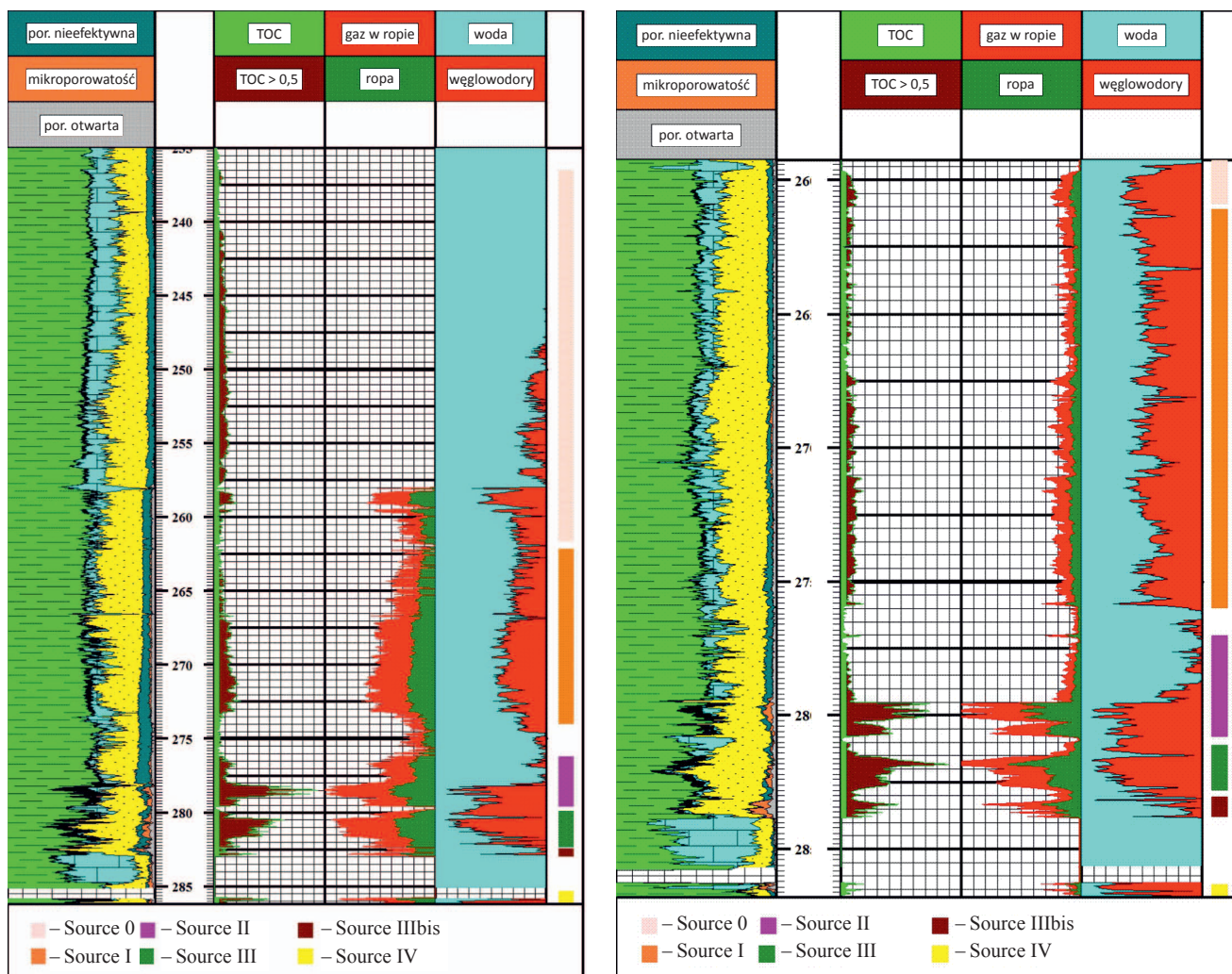
Na podstawie rysunków 2, 3, 4 oraz danych zamieszczonych w tabeli 1 charakteryzujących perspektywiczność poszczególnych wydzieleni można prześledzić generalną zmienność przestrzenną cech złożowych, stwierdzając, że:

- w obrębie analizowanych utworów występują cztery poziomy o korzystnych parametrach geochemicznych i petrofizycznych: Source I, Source II, Source III i Source IV. Najlepszymi parametrami charakteryzuje się zlokalizowany głównie w obszarze Bałtyku poziom Source IV, związany z utworami kambru górnego, stwierdzony między innymi otworem B21-2 (rysunek 2) (miąższość 34 m, śr. TOC = 9,86 wt%, śr. PHIEf = 8%, śr. *S<sub>w</sub>* = 0,18 (0,85));
- w kierunku południowym obserwuje się stopniowe pogłębianie zalegania poszczególnych poziomów, co generalnie skutkuje redukcją ich miąższości, obniżeniem porowatości, zmniejszeniem zawartości węgla organicznego TOC i zmniejszeniem oszacowanego minimalnego nasycenia ropą *S<sub>rg</sub>* (formacje łupkowe z obszaru koncepsji Stara Kiszewa prawdopodobnie znajdują się w oknie gazowym).



Rys. 2. Przykład zestawienia wyników interpretacji parametrów petrofizycznych perspektywicznych formacji łupkowych na obszarze Bałtyku (kolejno: odw. B8-Z5, odw. B21-2)





Rys. 3. Przykład zestawienia wyników interpretacji parametrów petrofizycznych perspektywicznych formacji łupkowych na obszarze koncesji Wejherowo (kolejno odw. Lubocino-1, Opalino-2, Opalino-3, Opalino-4)

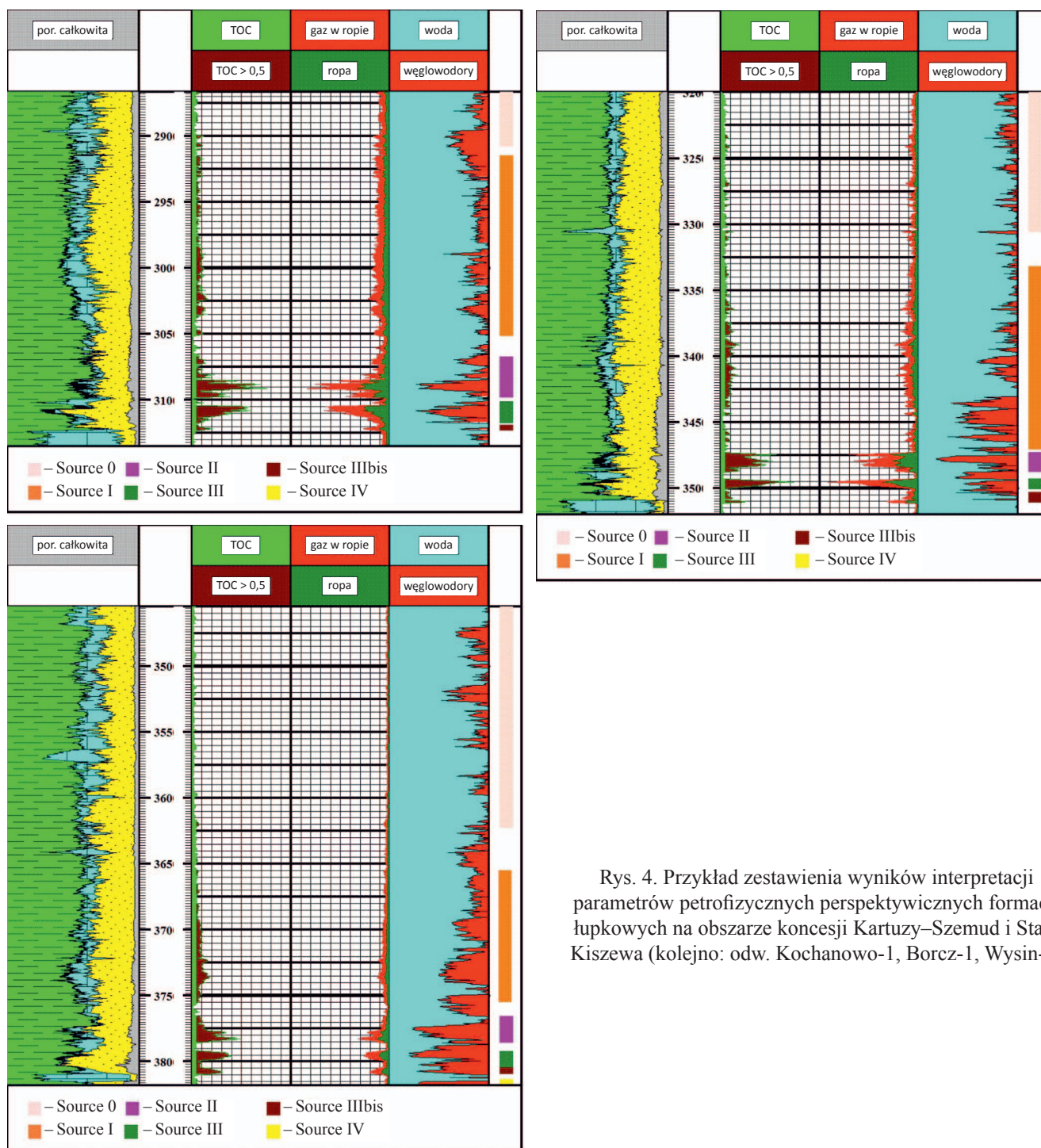
### Modele geologiczno-strukturalne i parametryczne formacji łupkowych basenu bałtyckiego

Określanie perspektywiczności formacji łupkowych w formie ilościowej (np. dla obszaru zdjęcia sejsmicznego lub koncesji), jak również wskazanie optymalnych stref analizowanego obszaru wymagają opracowania map lub modeli przestrzennych dystrybucji parametrów wyznaczających ich potencjał zasobowy [2]. W ramach prowadzonych prac z zakresu modelowania geologicznego konstruowano modele strukturalne oraz rozkłady 3D następujących właściwości petrofizycznych i geochemicznych skał: gęstości objętościowej, porowatości całkowitej i porowatości efektywnej, zawartości substancji organicznej (TOC), nasycenia przestrzeni porowej skał łupkowych wodą złożową ( $S_w$ ). Jako dane wejściowe wykorzystywano wyniki pomiarów laboratoryjnych, efekty interpretacji danych geofizyki wiertniczej oraz dane sejsmiczne w postaci wyników inwersji symultanicznej oraz atrybutów trasy sejsmicznej. Miąższość/objętość formacji łupkowej wstępnie określa potencjalną zasobność w węglowodory charakteryzowanego interwału (przy założeniu uśred-

nionych parametrów skał łupkowych), natomiast przedział głębokościowy daje przesłanki dla określenia spodziewanego typu mediów złożowych, jak również pozwala na oszacowanie kosztów wiercenia otworów. Tak więc wyniki modelowania strukturalnego umożliwiają wykonanie wstępnej selekcji potencjalnych celów prac poszukiwawczych [4, 5].

Modelowanie strukturalne w wybranych strefach basenu bałtyckiego przeprowadzono na podstawie otworowych interpretacji występowania perspektywicznych interwałów w obrębie formacji łupkowych, dla których w profilach otworów wiertniczych odnotowywano występowanie podwyższonych koncentracji materii organicznej, oraz wyników interpretacji strukturalnych danych sejsmiki 3D, w postaci głównych powierzchni wyznaczających trend morfologii granic litostratigraficznych (rysunek 5).

Zróżnicowanie miąższości najbardziej zauważalne jest w przypadku interwału łupków górnokambryjskich – od ich całkowitego braku w strefie struktury B8 na Morzu Bałtyckim,

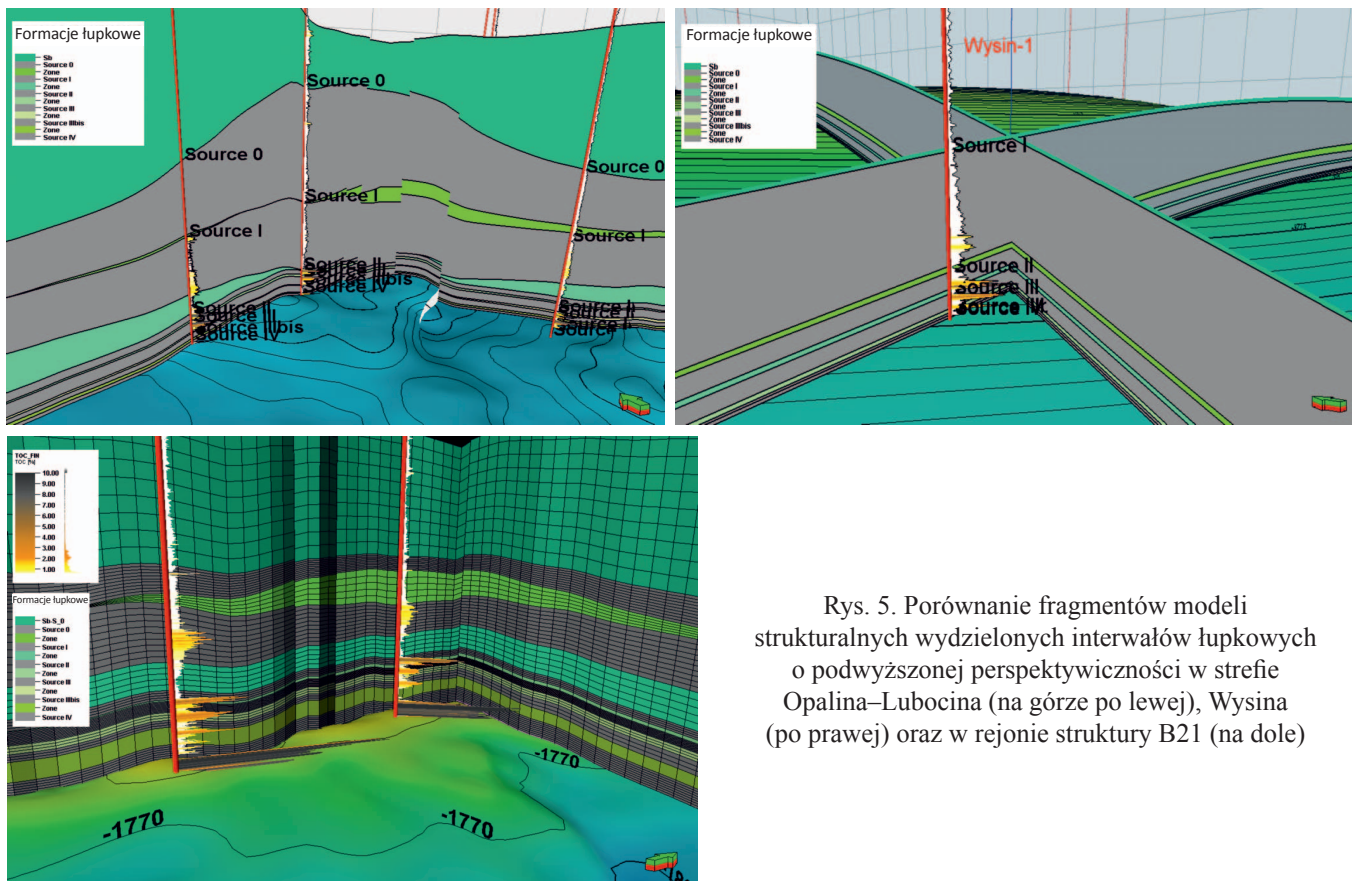


Rys. 4. Przykład zestawienia wyników interpretacji parametrów petrofizycznych perspektywicznych formacji łupkowych na obszarze koncesji Kartuszy–Szemud i Stara Kiszewa (kolejno: odw. Kochanowo-1, Borczy-1, Wysin-1)

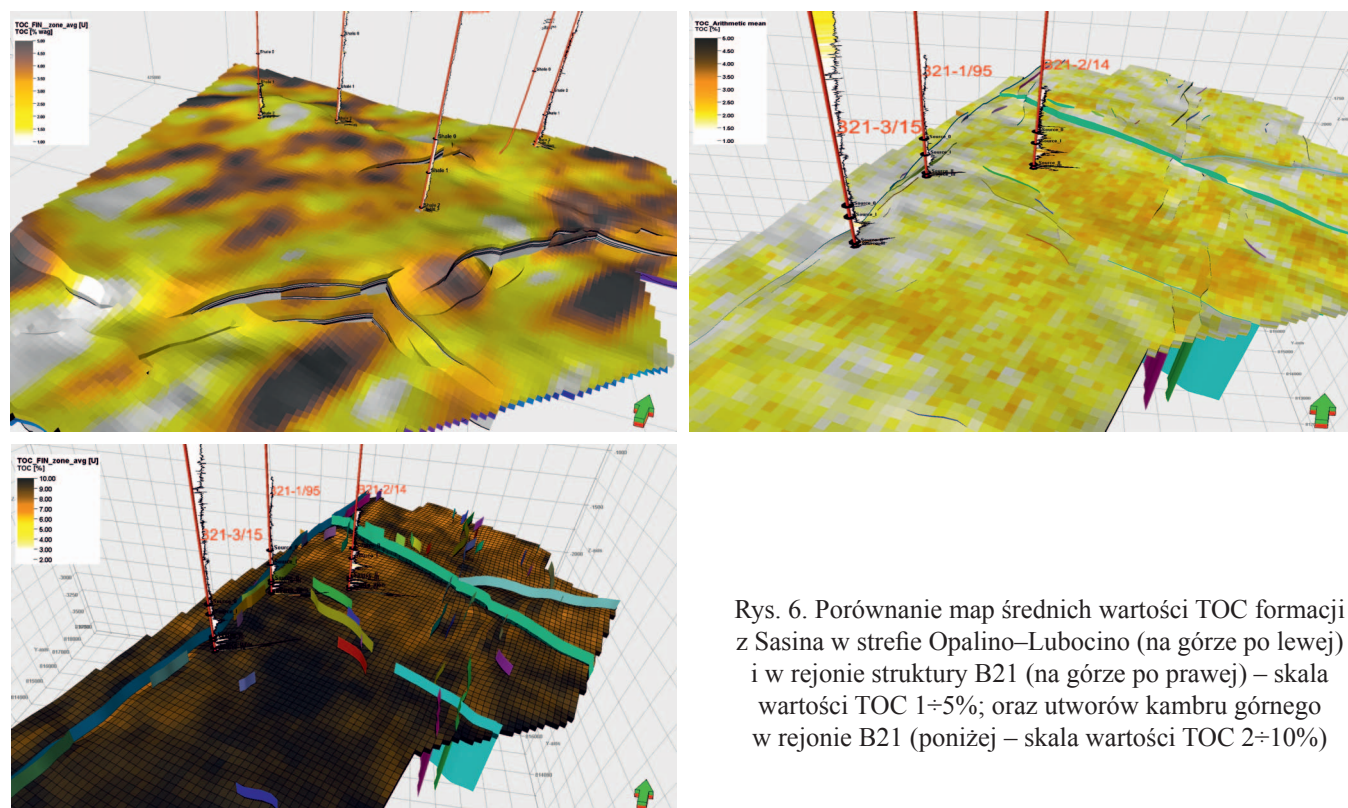
poprzez kilka metrów na obszarze koncesji Wejherowo, aż do około 35 m w strefie struktury B21 na Bałtyku. Dla formacji z Sasina obserwuje się podobne miąższości we wszystkich porównywanych strefach. Z kolei w przypadku najpłycej zalegających potencjalnie perspektywicznych interwałów łupkowych w obrębie utworów wenloku i ludlowu (zdecydowanie mniej zasobnych w materię organiczną) w strefie B21 odnotowano mniejsze miąższości niż w strefach lądowych.

Modele parametrów petrofizycznych i geochemicznych pozwalają na uzyskanie pełniejszej, ilościowej charakterystyki formacji łupkowych. Przestrzenna forma obrazowania cech

formacji geologicznych umożliwia zarówno analizę zmienności horyzontalnej, jak i w kierunku pionowym. Analiza horyzontalnej zmienności w obrębie ocenianego interwału łupkowego stanowi podstawę do wskazania optymalnych stref do ewentualnego lokalizowania otworów wiertniczych czy też – w przypadku fazy zagospodarowywania złoża – wiązki otworów eksploatacyjnych. Na rysunku 6 zestawiono przykładowe wyniki modelowania parametru TOC w postaci wartości średnich dla formacji z Sasina (górną część) z rejonów Opalino–Lubocino (po lewej) oraz strefy złoża B21 (po prawej). Dla porównania poniżej zamieszczono analogiczny obraz uzyskany dla



Rys. 5. Porównanie fragmentów modeli strukturalnych wydzielonych interwałów łupkowych o podwyższonej perspektywiczności w strefie Opalina–Lubocina (na górze po lewej), Wysina (po prawej) oraz w rejonie struktury B21 (na dole)



Rys. 6. Porównanie map średnich wartości TOC formacji z Sasina w strefie Opalino–Lubocino (na górze po lewej) i w rejonie struktury B21 (na górze po prawej) – skala wartości TOC 1÷5%; oraz utworów kambru górnego w rejonie B21 (poniżej – skala wartości TOC 2÷10%)

utworów kambru górnego w rejonie struktury B21 (skala kolorystyczna obejmuje dwukrotnie większy zakres wartości).

Zauważalne jest występowanie zróżnicowania wartości TOC zarówno w skali każdego z porównywanych obszarów

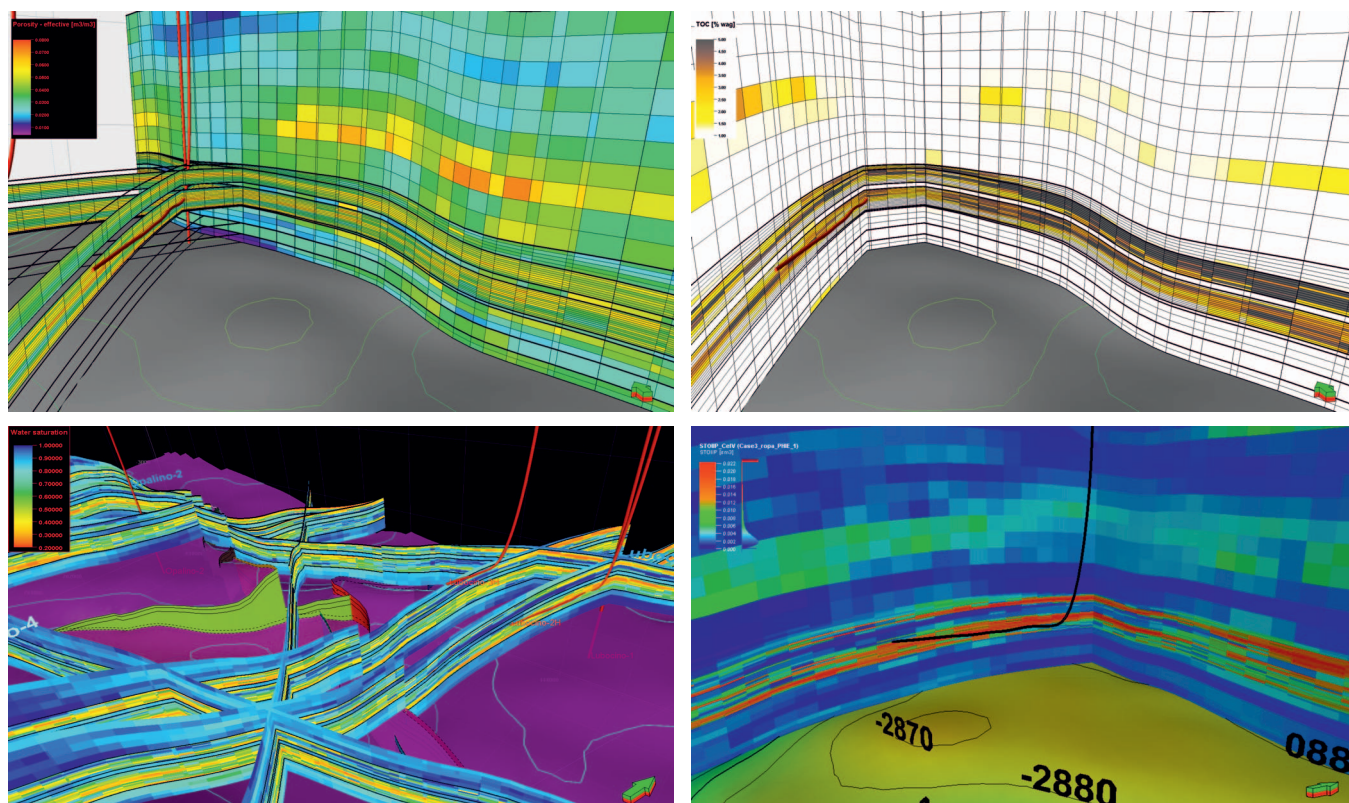
(bardziej widoczne w rejonie Opalino–Lubocino), jak i pomiędzy nimi – z wyższymi średnimi wartościami TOC dla formacji z Sasina w rejonie Opalino–Lubocino niż dla B21. Z kolei zestawiony dla porównania rozkład średnich wartości



TOC w utworach kambru środkowego w strefie B21 cechują zdecydowanie najwyższe wartości TOC spośród wszystkich analizowanych rejonów i interwałów perspektywicznych w basenie bałtyckim, ze średnią powyżej 9% (w strefach lądowych interwał ten ma miąższość zaledwie kilku metrów i zdecydowanie niższe wartości TOC, zaś w rejonie struktury B8 uległ całkowitej erozji).

Niewątpliwą zaletą przestrzennej formy obrazowania parametrów determinujących potencjał zasobowy formacji geo-

logicznych (konwencjonalnych i niekonwencjonalnych) jest możliwość śledzenia zmienności w kierunku pionowym, co nabiera szczególnego znaczenia w przypadku analizy złóż niekonwencjonalnych, najczęściej udostępnianych poziomymi sekcjami otworów wiertniczych. Na podstawie interpretacji przestrzennych rozkładów cech formacji możliwe jest projektowanie trajektorii odcinków horyzontalnych w najkorzystniejszym interwale pionowego profilu złoża łupkowego (rysunek 7).



Rys. 7. Przekroje arbitralne przez rozkłady 3D porowatości efektywnej (na górze po lewej), TOC (na górze po prawej), nasycenia mediami złożowymi (na dole po lewej) oraz rozmieszczenia zasobów ropy naftowej (na dole po prawej) utworów ogniwa z Jantaru i formacji z Sasina w rejonie Opalino–Lubocino

## Podsumowanie

Wykształcenie formacji łupkowych w basenie bałtyckim, obejmujących czasowo kambr górny, ordowik i sylur, jest podobne w analizowanych strefach reprezentujących przekrój basenu w kierunku NS, a więc zbliżonym do osi basenu. Występuje w zasadzie jednolita sekwencja formacji litostratygicznych o niewielkim zróżnicowaniu miąższościowym w jej spągowym fragmencie, z postępującą z czasem tendencją do przyrostu miąższości najwyższych (wenlok, górny landower) spośród sześciu wydzielonych interwałów o podwyższonych koncentracjach TOC. Wyjątek stanowi interwał kambru górnego, którego miąższość w lądowym fragmencie basenu wynosi kilka metrów, w strefie B8 uległ całkowitej erozji, zaś w strefie B21 jego miąższość przekracza 30 m.

Obserwuje się występowanie zróżnicowania wartości TOC pomiędzy analizowanymi formacjami i strefami basenu bałtyckiego, jak również w obrębie każdej z formacji w skali lokalnej. Najlepszymi parametrami charakteryzuje się, zlokalizowany głównie na obszarze Bałtyku, poziom kambru górnego (Source IV), stwierdzony między innymi otworem B21-2 (miąższość 34 m, śr. TOC = 9,86 wt%), a na lądzie – utwory ogniwa z Jantaru oraz formacja z Sasina. Interwał w obrębie utworów wenloku posiada znacznie niższą zawartość materii organicznej; jednocześnie charakteryzuje się on znacznie większymi miąższościami, czego skutkiem jest ogólnie większa zasobność w węglowodory, choć występują one w postaci zdecydowanie bardziej rozproszonej

w porównaniu z ww. interwałami perspektywicznymi. Z kolei bardzo wysoka zawartość TOC w utworach kambru górnego w strefie B21 powoduje, iż węglowodory zakumulowane w tym interwale w większym stopniu występują pod postacią węglowodorów adsorbowanych na powierzchni kerogenu.

Obserwowane w kierunku południowym stopniowe pogłębianie zalegania poszczególnych poziomów generalnie skutkuje redukcją ich porowatości wskutek zaawansowania procesów kompaktacji, zmniejszeniem zawartości węgla organicznego TOC i zmniejszeniem oszacowanego minimalnego nasycenia ropą *Srg* (w odwiercie Wysin-1 okno generowania gazu mokrego).

Należy również bardzo pozytywnie ocenić fakt pojawienia się dużej liczby nowoczesnych rodzajów pomiarów w odwiertach (GEM, XRMI, NMR) oraz wiele różnorodnych podejść interpretacyjnych, których wyniki zapewne wzbogacą

wiedzę i doświadczenie geologów i geofizyków, mających aktualnie – niespotykaną wcześniej w realiach polskiego przemysłu naftowego – okazję do wypracowania na bazie światowych doświadczeń własnych, oryginalnych procedur interpretacyjnych w zakresie rozpoznawania i eksploatacji złóż niekonwencjonalnych.

Zastosowane metody integracji i interpretacji danych otworowych oraz modelowania geologicznego 3D wydają się adekwatne do oceny perspektywiczności formacji łupkowych na obecnym etapie ich rozpoznania. Uzyskiwane za ich pomocą wyniki wyznaczają zasobność interwałów łupkowych w węglowodory oraz pozwalają na identyfikację stref o najkorzystniejszych parametrach ze względu na spodziewane zasoby, jak również cechy formacji wpływające na efektywność zabiegów szczelinowania i stopień szzerzenia złoża niekonwencjonalnego.

Prosimy cytować jako: Nafta-Gaz 2016, nr 11, s. 891–900, DOI: 10.18668/NG.2016.11.01

Artykuł nadesłano do Redakcji 2.08.2016 r. Zatwierdzono do druku 16.11.2016 r.

Artykuł powstał na podstawie badań zrealizowanych w ramach projektu pt. *Metodologia wyznaczania sweet spot'ów na podstawie własności geochemicznych, petrofizycznych, geomechanicznych w oparciu o korelację wyników badań laboratoryjnych z pomiarami geofizycznymi i model generacyjny 3D* – dofinansowanego przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju w ramach programu Blue Gas – Polski Gaz Łupkowy; nr umowy: BG1/MWSSSG/13.

## Literatura

- [1] Bowman T.: *Direct method for determining organic shale potential from porosity and resistivity logs to identify possible resource plays*. AAPG Annual Convention & Exhibition, New Orleans, April 2010.
- [2] Bruyelle J., Guérillot D.R.: *An accurate volumetric calculation method for estimating original hydrocarbons in place for oil and gas shales including adsorbed gas using high-resolution geological model*. International Petroleum Technology Conference, Doha, Qatar, 20–22 January 2014. IPTC 17670.
- [3] Passey Q.R., Creaney S., Kulla J.B., Moretti F.J., Stroud J.D.: *A Practical Model for Organic Richness from Porosity and Resistivity Logs*. AAPG Bulletin 1990, vol. 74, no. 12, s. 1777–1794.
- [4] Sowizdzał K., Stadtmüller M., Kaczmarczyk W., Lis-Śledziona A., Słoczyński T.: *Resource assessment of Silurian and Ordovician shales in the Baltic Basin based on the results of 3D geological modelling – methodological aspects*. Nafta-Gaz 2015, nr 12, s. 953–962, DOI: 10.18668/NG2015.12.03.
- [5] Sowizdzał K., Stadtmüller M., Lis-Śledziona A., Kaczmarczyk W.: *3D geological modelling for prospectiveness evaluation of shale formations*. Nafta-Gaz 2015, nr 12, s. 963–975, DOI: 10.18668/NG2015.12.04.

---

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

---

Mgr inż. Marek STADTMÜLLER  
Główny specjalista inżynierjno-techniczny w Zakładzie Geologii i Geochemii.  
Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy  
ul. Lubicz 25 A  
31-503 Kraków  
E-mail: [marek.stadtmuller@inig.pl](mailto:marek.stadtmuller@inig.pl)

---

Mgr inż. Anita LIS-ŚLEDZIONA  
Asystent w Zakładzie Geologii i Geochemii.  
Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy  
ul. Lubicz 25 A  
31-503 Kraków  
E-mail: [anita.lis@inig.pl](mailto:anita.lis@inig.pl)

---

Mgr inż. Weronika KACZMARCZYK  
Asystent w Zakładzie Geologii i Geochemii.  
Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy  
ul. Lubicz 25 A  
31-503 Kraków  
E-mail: [weronika.kaczmarczyk@inig.pl](mailto:weronika.kaczmarczyk@inig.pl)