

Gaz z łupków spod dna Bałtyku

Wojciech Labuda¹



Shale gas from the Baltic offshore. *Prz. Geol.*, 63: 1472–1482.

Abstract. The accomplishment of the vision of exploration and in particular of exploitation of shale oil and shale gas in a perspective of a few years' time seems to be unrealistic. Interest in unconventional deposits occurs amongst small entities seeking a satisfactory return on their investments and becoming pioneers like George P. Mitchell 40 years ago. It is not only a result of high costs or lack of a sufficient technology but most notably the result of lack of an involvement of the key players in the global market. European companies, for instance, are closer to exploration of the new shale gas deposits onshore, although some of them declare to make an offshore research too. While Poland is today's leader of shale gas exploration on the continent, it is also facing a problem of the lack of appropriate technologies of working at sea and country's shales in general. In addition, the potential resources from the Baltic Sea bed, belonging to the Lower Paleozoic formations (Ordovician–Silurian) in the Baltic Basin, characterized by a good performance and shallower location than onshore deposits, are over four times more expensive to explore than on the land, which causes that there is no reason for recognizing them as economically recoverable resources. Therefore, any exploration of gas and oil from unconventional deposits in the Baltic Sea will have no economic justification within the next few years, but should only be considered as research.

Keywords: shale gas, offshore, Baltic Sea, unconventional deposits, economically recoverable resource

Na początku 2014 r. w mediach pojawiła się informacja o kilku firmach brytyjskich, które zamierzają poszukiwać, a w przyszłości i eksploatować, gaz oraz ropę z formacji łupkowych spod dna Morza Irlandzkiego i Północnego (Jenkins, 2014). Jednocześnie basen bałtycki, a szczególnie jego morską część, uznaje się w Polsce za najbardziej perspektywiczny pod względem wielkości zasobów węglowodorów ze złóż niekonwencjonalnych. Mimo optymistycznych prognoz istnieje wiele wątpliwości dotyczących zarówno dostępnych technik, jak i kosztów eksploatacji z obszaru polskiego Bałtyku. Stąd warto zastanowić się, czy dziś poszukiwanie i ewentualna eksploatacja mają uzasadnienie ekonomiczne, czy też należy traktować te zasoby jako rezerwę na przyszłość. Celem niniejszego artykułu jest przybliżenie tej kwestii.

ZNACZENIE SZCZELINOWANIA HYDRAULICZNEGO

Najbardziej rozpowszechnioną oraz, w większości przypadków, najbardziej skuteczną metodą eksploatacji ropy i gazu z formacji łupkowych jest szczelinowanie hydrauliczne. Zabieg tego typu wymaga jednak dużych ilości wody o znanym i niezmiennym składzie chemicznym, proppantu (najczęściej piasku) oraz dodatków chemicznych. Na mniejszą skalę szczelinowanie hydrauliczne wykonuje się już od lat 40. XX w. w złożach konwencjonalnych, w celu intensyfikacji wydobywania węglowodorów (PetroWiki, 2014). Początkowo zabieg stosowano głównie na lądzie, jednak już pod koniec lat 80. ub.w. opracowano technikę zabiegów w warunkach morskich. Wykorzystuje ona naturalne położenie złóż podmorskich, pozwalających ograniczyć ilość potrzebnej wody do ok. 2% ilości stosowanej na lądzie (BSEE, 2014). Upowszechnienie metody nastąpiło w latach 90. XX w. i dziś szczelinowania podmorskie stanowią ok. 5% całego rynku szczelinowań (Betts, 2014).

Najwięcej tego typu zabiegów przeprowadza się w Zatoce Meksykańskiej (ok. 20%) i Perskiej, u wybrzeży Afryki Zachodniej oraz na Morzu Północnym (Energy Tribune, 2011), a rynek zdominowały globalne firmy serwisowe – Schlumberger, Halliburton i Baker Hughes.

Wraz z nastaniem tzw. „rewolucji łupkowej” w pierwszej dekadzie XXI w., która zmieniła w znacznym stopniu pozycję Stanów Zjednoczonych w globalnym rynku gazu ziemnego, pojawiło się zainteresowanie kolejnymi możliwościami pozyskania źródeł tego surowca. Zauważono, zarówno w Ameryce, jak i Europie, że lądowe złoża w formacjach łupkowych mają niejednokrotnie swoje przedłużenie pod dnem morskim. Za oceanem, ze względu na niskie ceny gazu ziemnego oraz coraz większe obostrzenia dotyczące eksploatacji, firmy nie kwapią się do inwestycji. Co więcej brak jest na razie odpowiednich technik wydobycia, ponieważ skały łupkowe należą do skał bardzo zwężonych, więc ilość i skład płynu szczelinującego nie może odbiegać znacząco od tego stosowanego na lądzie. Jednak w Europie sytuacja jest zgoła odmienna. Ceny gazu, importowanego głównie z Rosji, są znacznie wyższe, a perspektywa wyczerpania złóż konwencjonalnych na Morzu Północnym skłania firmy do inwestowania w złoża niekonwencjonalne (Łupki Polskie, 2013). Przykładem może być pierwsze szczelinowanie hydrauliczne w odwiercie poziomym w złożu typu *tight-gas* na morzu, które wykonała firma Schlumberger na obszarze koncesji należącej do concernu Shell na Morzu Północnym w 2012 r.

Zabieg przeprowadzono ze specjalnie przygotowanego do tego celu statku w otworze horyzontalnym o długości 1500 m w 5 sekcjach na głębokości ok. 3400 m. Z uwagi na niewłaściwy dobór proppantu oraz właściwości złoża typu zaciśniętego, uzyskany przepływ gazu okazał się niższy od oczekiwanego (Schrama i in., 2012). Mimo tego firma Shell zapowiada kontynuację prac związanych z eksploatacją złóż gazu z formacji łupkowych oraz *tight-sand*, także na

¹ Student AGH Akademii Górniczo-Hutniczej im. S. Staszica w Krakowie. Adres prywatny: ul. Buraczana 29 d/1, 81-587 Gdynia; wojciech.labuda14@gmail.com.

Morzu Północnym. Warto przy tym wspomnieć, że wydobycie na skalę przemysłową prowadzono już u wybrzeży Kalifornii w łupkach mioceńskiej formacji Monterey. Jednak tamtejsze skały charakteryzują się anormalnie wysoką porowatością, więc wydobycie z nich gazu przypominało tradycyjny zabieg intensyfikacji wydobycia węglowodorów konwencjonalnych. Krajem, który zaczyna prowadzić coraz bardziej intensywne badania nad techniką szczelinowania hydraulicznego w formacjach łupkowych na morzu jest Wielka Brytania. Szczególnie atrakcyjne wydają się być prawdopodobne złoża pod dnem Morza Irlandzkiego, których wielkość ocenia się na wielokrotnie większą niż złóż konwencjonalnych (Evans, 2014). Jest to zachęta szczególnie dla stosunkowo niewielkich firm, liczących, że staną się pionierami w nowo powstającej branży morskich szczelinowań w formacjach łupkowych, która w przyszłości będzie miała większe znaczenie. Przykładem mogą być brytyjskie spółki CuadrillaResources (obecna również w Polsce) oraz NebulaResources, które na początku 2014 r. zapowiedziały rozpoczęcie badań nad technikami poszukiwań i wydobycia w połowie tego roku, co jednak nie nastąpiło (King, 2014; Ranscombe, 2014; Webb, 2014). Prace badawcze miały zakończyć się najwcześniej w 2016 r. i dopiero po tym okresie ruszyłyby ewentualne poszukiwania i rozpoznanie na morzu. Wynika to również ze stanowiska irlandzkiego rządu, który nie zamierza zezwolić na prace bez uzyskania wyników badań i informacji o potencjalnym wpływie na środowisko. Zainteresowanie szczelinowaniem hydraulicznym w skałach formacji łupkowych na Morzu Północnym wyraziła również niewielka firma Trap Oil (BBC, 2013). Z kolei, poza koncernem Shell, więksi operatorzy skupiają się na złożach lądowych, których eksploatacja jest związana z wielokrotnie niższymi kosztami, gdyż te odgrywają tu decydującą rolę (Shell Global, 2014). Wynika z tego, że na razie, z powodu braku większego kapitału, trudno będzie o spektakularne sukcesy i szybki postęp. W takim kontekście warto przyjrzeć się europejskiemu liderowi w zakresie poszukiwań węglowodorów z formacji łupkowych, jakim jest Polska.

POTENCJAŁ WĘGLOWODOROWY POLSKICH ŁUPKÓW

Formacje węglowodoronośne

Dotychczas przeprowadzone prace dotyczące obszaru lądowego oraz analiza materiałów pochodzących z odwiertów wykonanych w przeszłości wykazują, że najbardziej perspektywiczne dla poszukiwań gazu i ropy są łupki dolnego paleozoiku, których warstwy zalegają wzdłuż krawędzi platformy wschodnioeuropejskiej (na wschód od strefy Teisseyre'a-Tornquist).

Warstwy łupków występują również w strefie T-T i na zachód od niej, tyle że są bardzo głęboko pograżone i zawarta w nich materia organiczna jest w stadium termicznie przejrzałym.

Potencjał węglowodorowy tkwi w kilku formacjach kambru środkowego i górnego, ordowiku i syluru dolnego (landower, wenlok) (ryc. 1).

Łupki kambru środkowego to efekt płytkomorskiej sedymentacji utworów klastycznych i prawdopodobnie dla-

tego zawartość substancji organicznej jest w nich stosunkowo niska (Poprawa, 2010).

Młodsza formacją są z kolei łupki alunowe kambru górnego. Dzięki zawartej w nich substancji organicznej stały się skałą macierzystą dla, eksploatowanych dziś z leżących poniżej piaskowców, złóż konwencjonalnych ropy naftowej i gazu ziemnego. Formacje łupków alunowych ciągną się wzdłuż szwu transeuropejskiego. Ich miąższość zwiększa się ku północnemu zachodowi i cieśninom Skagerrak i Kattegat. Ich występowanie stwierdzono w szwedzkiej Skanii, jednak bez pozytywnych dla potencjalnej eksploatacji rezultatów. Jedynie w północnej Danii wyniki dotychczasowych analiz geologicznych oraz szacunków sugerują, że łupki alunowe mogą zawierać znaczne ilości węglowodorów (nawet 240 mld m³ – Hendley, 2013). Z kolei w Polskiej Wyłącznej Strefie Ekonomicznej (PWSE), obejmującej połowę obszaru pomiędzy polskim wybrzeżem a duńską wyspą Bornholm, ich miąższość może dochodzić do 34 m, co jest, jak na formacje węglowodorowe, wartością przeciętną. Na lądzie ich obecność stwierdzono jedynie w północnej części sektora lądowego basenu bałtyckiego, gdzie tworzą formację z Piaśnicy o miąższości sięgającej kilkunastu metrów. Pomimo tego tamtejsze łupki alunowe cechują się dobrymi parametrami – od 3 do 12% TOC i II typem kerogenu (Poprawa, 2010).

Obie z wymienionych formacji można uznać jedynie za potencjalne wsparcie dla przyszłej produkcji z innych złóż. Na obszarze lądowym i prawdopodobnie morskim lepszymi parametrami cechują się drobnoklastyczne utwory ordowiku (karadok) i syluru (landower, wenlok). Ich miąższość w basenie bałtyckim wzrasta ku zachodowi, co jest związane z wypełnianiem osadami obniżenia tektonicznego, powstałego w wyniku kaledońskiej kolizji Awalonii i Baltiki (Poprawa, 2010). Warto przy tym podkreślić, że omawiana część bałtyckiego basenu sedymentacyjnego cechuje się na ogół prostą budową tektoniczną, co niewątpliwie sprzyja poszukiwaniu węglowodorów ze złóż niekonwencjonalnych. Tu najbardziej perspektywiczną wydaje się być ordowicka formacja z Sasina, której miąższość waha się na lądzie od 3,5 do 37 m, a na morzu dochodzi do 26,5–70,0 m (Poprawa, 2010). Z kolei zawartość w niej substancji organicznej nie przekracza średnio 4,5% TOC (na lądzie – wyniesienie Łeby), a kerogen należy do II typu. Także nadległe formacje sylurskie, datowane na landower i wenlok, cechują się pewnym potencjałem zasobowym. W basenie bałtyckim jest to przede wszystkim ogniwo iłowców bitumicznych Jantaru oraz formacja iłowców z Pasłęka. Pierwsza z nich, chociaż ma wysoką zawartość substancji organicznej, wykazuje zbyt małą miąższość (do 12 m). W wyższym landowerze znaleźć można warstwy iłowcowe, charakteryzujące się dużą miąższością, wzrastającą w kierunku zachodnim, gdzie dochodzi ona do 70 m. Średnia zawartość substancji organicznej w utworach landoweru na tym obszarze jest niska – w centralnej części wynosi ok. 1,0–2,5% TOC i w kierunku wschodnim i zachodnim maleje do wartości poniżej 1% TOC (Poprawa, 2010). Z tego względu formacja ta najpewniej nie stanie się obiektem poszukiwań węglowodorów ze złóż niekonwencjonalnych. Powyżej utworów landoweru, w wenloku oraz ludlowie utworzyły się formacje iłowców z Pelplina oraz formacja iłowców i mułowców z Kociewia. Miąższość utworów wenloku wzrasta w kierunku północ-

no-zachodnim i osiąga nawet 1000 m w pobliżu szwu transeuropejskiego. Choć w tej formacji (w środkowej i zachodniej części basenu bałtyckiego) zawartość substancji organicznej jest niska (0,5–1,0% TOC), to, ze względu na dużą miąższość, należy uznać ją za perspektywiczną. Podobnymi parametrami charakteryzują się i utwory lądowe, z tym, że przy dużo większej miąższości, wielkość parametru TOC jest jeszcze niższa (Poprawa, 2010) (ryc. 2).

Główne parametry złożowe

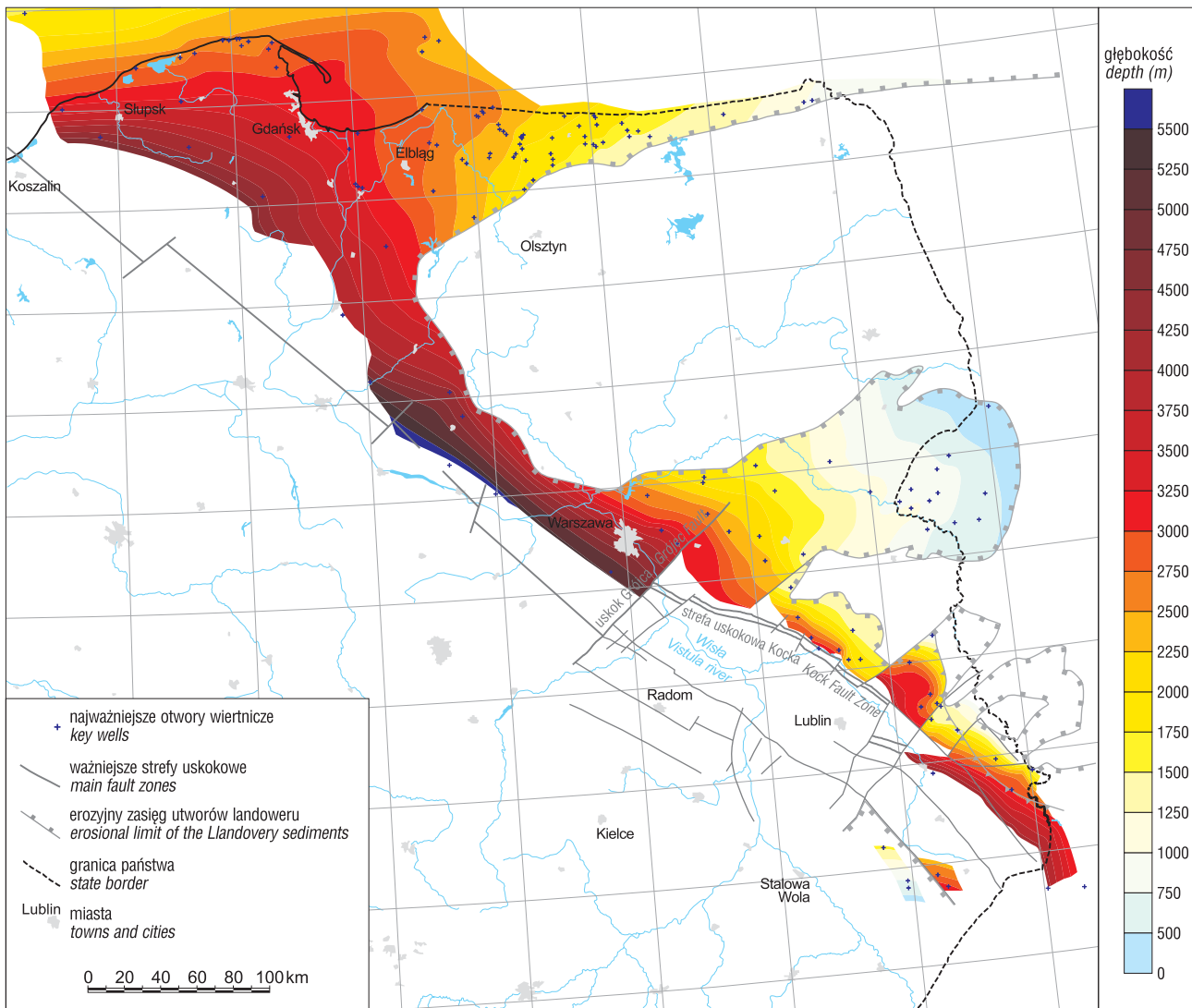
Jedną z głównych przeszkód dla ekonomicznej eksploatacji gazu z formacji łupkowych w Polsce jest duża głębokość zalegania warstw o potencjale złożowym, która wzrasta w kierunku zachodnim do nawet 4500 m. Jednak na obszarze tzw. szelfu bałtyckiego zaobserwowano odmienną tendencję – spadek głębokości w kierunku północnym i północno-zachodnim. W odwiertach zlokalizowanych w północnej części Pomorza spąg utworów lądowego stwierdzono na ok. 2650 m p.p.t., a pod dnem

morskim ma się on znajdować znacznie płycej (1700–2000 m), co znacznie ułatwiłoby potencjalne poszukiwania i eksploatację (Poprawa, 2010) (ryc. 3).

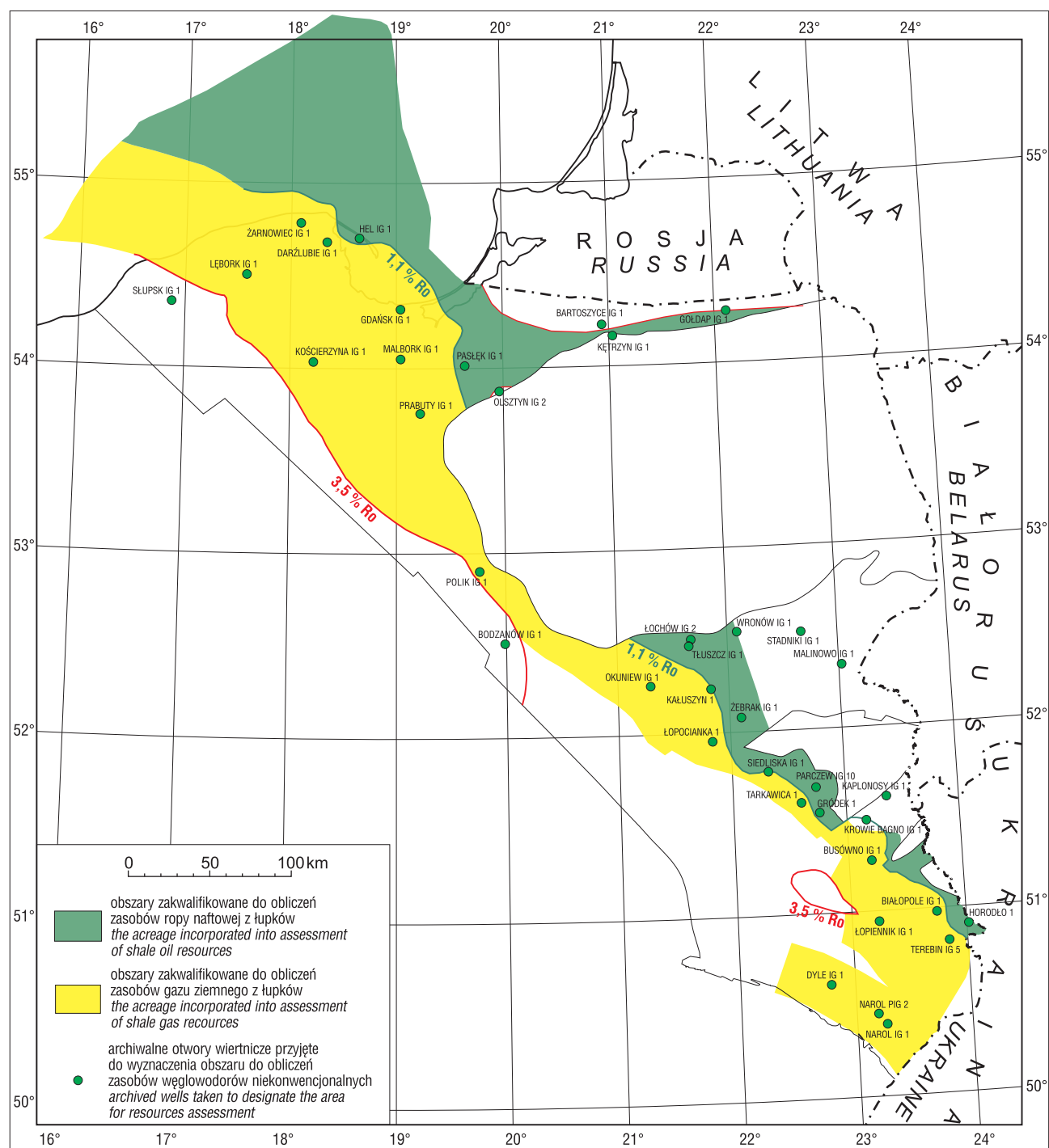
Dojrzałości termiczna materii organicznej łupków dolnego paleozoiku wzrasta w kierunku zachodnim wraz z głębokością zalegania. Obszar tzw. „okna gazowego”, które jest głównym celem poszukiwań, wyznaczają wartości 1,1 i 3,5% R_o (w skali refleksyjności substancji wityrinitopodobnej – % R_o – Grottek, 2006).

Granice z tzw. „oknem ropnym” stanowi izarytma 1,1% R_o , która przecina granicę polskiej linii brzegowej w okolicach Władysławowa i na obszarze morskim przebiega w kierunku WNW (Poprawa, 2010) (ryc. 4).

Według raportu Państwowego Instytutu Geologicznego – Państwowego Instytutu Badawczego z 2012 r. ilość wydobywalnego gazu ziemnego ze złóż niekonwencjonalnych w części morskiej basenu bałtyckiego (*Baltic Basin Offshore AU*) ma wynosić najprawdopodobniej od 115,6 do 148,4 mld m³, co stanowi ok. 1/3–1/5 łącznych zasobów dla Polski (PIG-PIB, 2012). Złoża tego surowca mają się znajdować w zachodniej części basenu bałtyckiego, przy



Ryc. 3. Mapa głębokości do spągu landoweru (spąg syluru) na zachodnim skłonie kratonu wschodnioeuropejskiego (Poprawa, 2010)
Fig. 3. Map of the depth to the base of the Llandovery (base of the Silurian) at the western slope of the East European Craton (Poprawa, 2010)



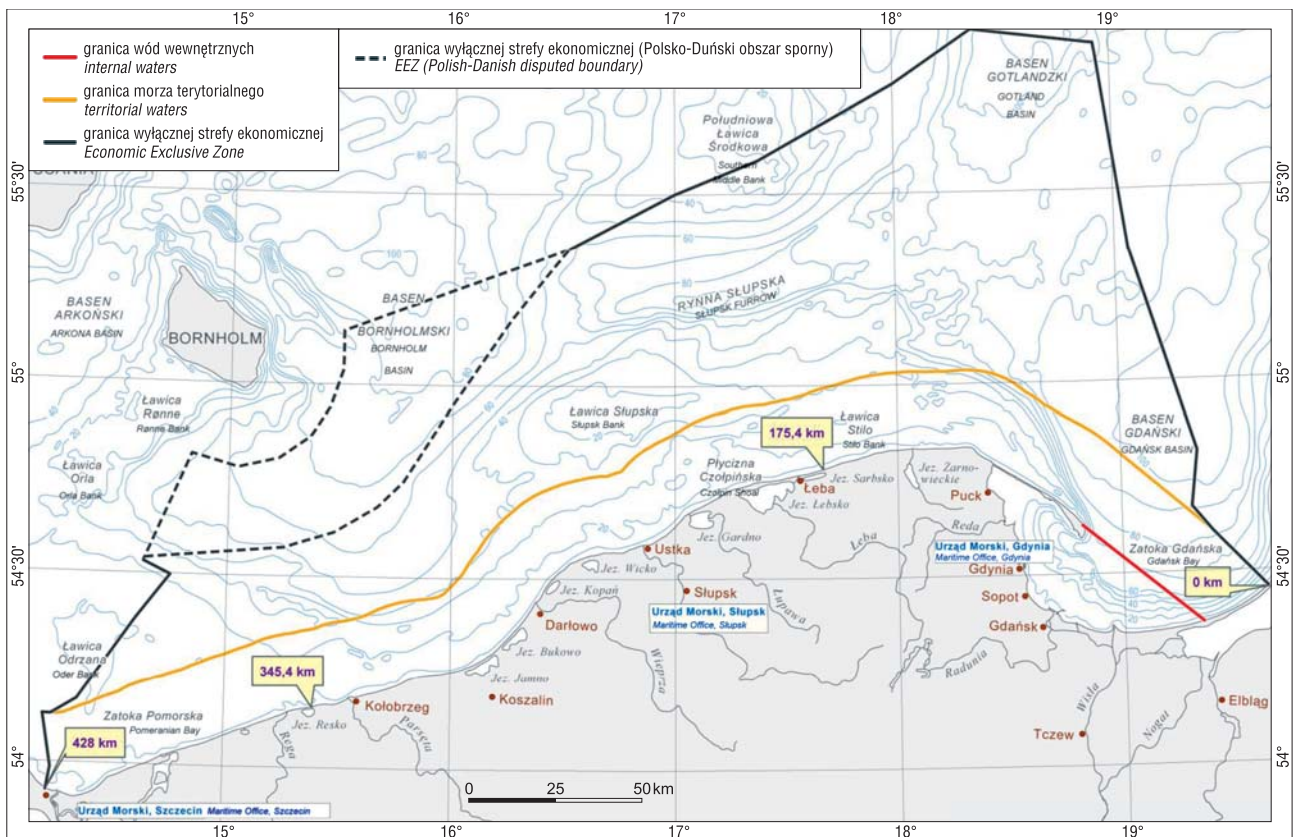
Ryc. 4. Obszar zakwalifikowany do obliczeń zasobów gazu ziemnego i ropy naftowej z formacji łupkowych (Kiersnowski & Dyrka, 2013)

Fig. 4. The area incorporated into assessment units and qualified into calculation of resources of shale gas and shaleoil (Kiersnowski & Dyrka, 2013)

czym od wchodu są ograniczone potencjalnym obszarem występowania zasobów ropy z formacji łupkowych (Kiersnowski & Dyrka, 2013). Poznanie rzeczywistych zasobów podmorskich ze złóż niekonwencjonalnych będzie możliwe niejako przy okazji prowadzonych badań geofizycznych i wiertniczych przy poszukiwaniu i rozpoznaniu złóż konwencjonalnych przez firmę LOTOS Petrobaltic S.A. Pobrane rdzenie oraz wykonane profile mają posłużyć jednocześnie do określenia obu rodzajów zasobów.

Warunki geomorfologiczne

W porównaniu do innych dużych akwenów morskich Bałtyk wydaje się być obszarem bardzo dogodnym do prowadzenia poszukiwań węglowodorów. Jest to niewielkie i stosunkowo płytkie morze. W PWSE, obejmującej obszar ok. 22 634 km² (ryc. 5), maksymalna głębokość dna morskiego sięga nieco ponad 100 m (118 m w Głębi Gdańskiej). Przy tym na bez mała połowie tego obszaru głębokość nie



Ryc. 5. Polska Wyłączna Strefa Ekonomiczna (Wermo & Frankowski, 2013); w kilometrach – odcinki polskiej linii brzegowej
 Fig. 5. Polish Exclusive Economic Zone (Wermo & Frankowski, 2013); in kilometers – sections of the Polish coastline

przekracza 50 m, co znacznie ułatwia instalację platform wiertniczych. Jest tu możliwa zarówno budowa jednostek na stałe posadowionych na dnie morskim, jak i tzw. platform samopodnośnych (*jack-up*).

KONCESJOBIORCY

Koncesje na poszukiwanie węglowodorów z formacji łupkowych na morzu przyznano dotychczas dwóm podmiotom – firmie LOTOS Petrobaltic S.A., od przeszło dwudziestu lat prowadzącej prace poszukiwawcze na Bałtyku, oraz

BalticEnergyResources Sp. z o. o. (stan prawny na dzień 1.08.2014; Lotos Petrobaltic, 2014) (tab. 1, ryc. 6).

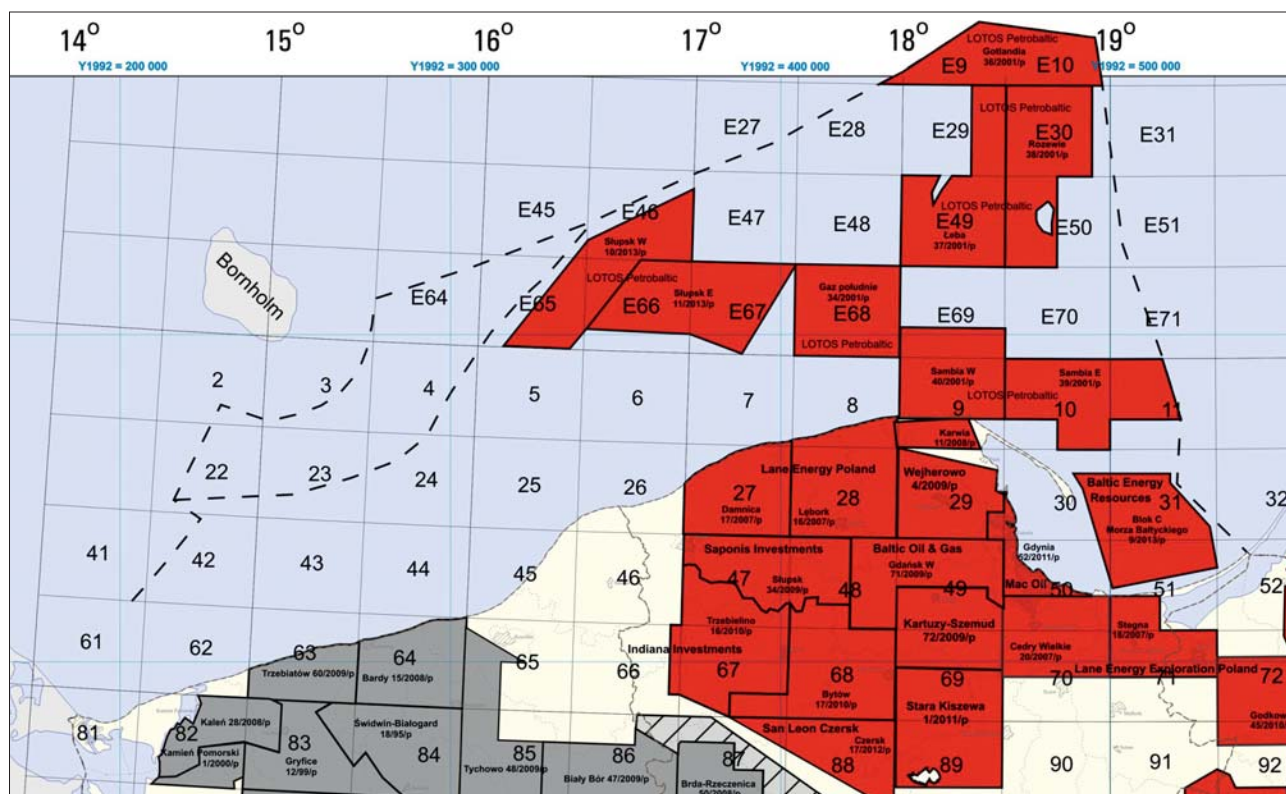
Warto zwrócić uwagę, że podobnie jak w przypadku działań na lądzie, zasięg przestrzenny prac jest niejednokrotnie mocno ograniczony. Wynika to z istnienia kryteriów wykluczających lub obstrzających powstanie obszaru górniczego na morzu (tab. 2).

Można zauważyć, że w przypadku kilku koncesji wyłączenie obejmuje znaczną część powierzchni, co niewątpliwie znacznie zmniejsza ich atrakcyjność dla prowadzenia prac poszukiwawczych (tab. 3, ryc. 7).

Tab. 1. Zestawienie koncesji na poszukiwanie i rozpoznanie złóż gazu ziemnego z formacji łupkowych na Morzu Bałtyckim (Ministerstwo Środowiska, 2014)

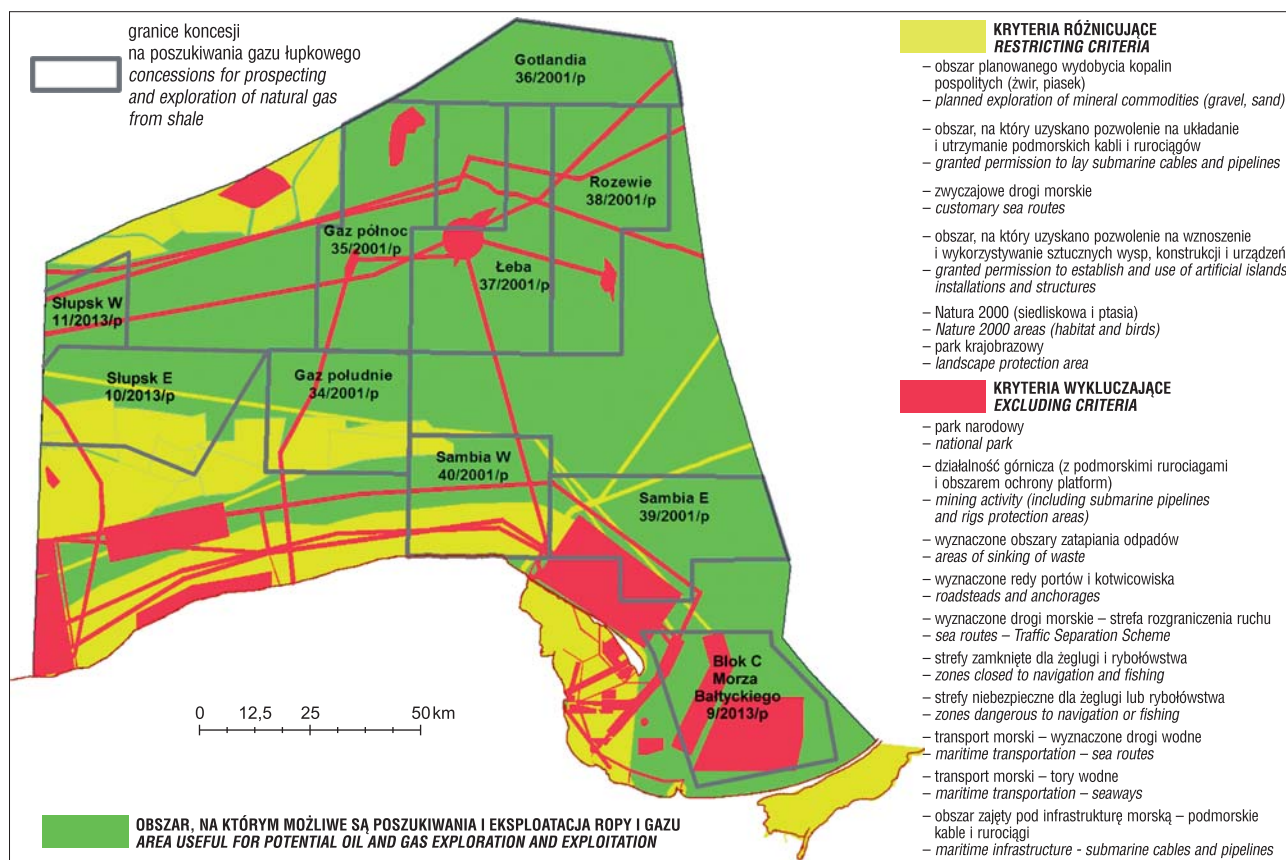
Table 1. List of shale gas exploration concessions at the Baltic Sea (Ministerstwo Środowiska, 2014).

Koncesjodawca Operator	Rok Year	Numer koncesji Concession number	Oznaczenie koncesji Concession name	Data udzielenia koncesji Date of concession awarding	Okres na jaki udzielono koncesji Concession awarding period	Data wygaśnięcia koncesji Concession expiry date	Wielkość obszaru objętego koncesją Concession area [km ²]
LOTOS Petrobaltic S.A.	2001	36/2001/p	Gotlandia	14-12-2001	15	14-12-2016	881,0
	2001	37/2001/p	Łeba	14-12-2001	13	14-12-2014	1154,0
	2001	38/2001/p	Rozewie	14-12-2001	14	14-12-2015	1142,0
	2001	34/2001/p	Gaz południe	14-12-2001	13	14-12-2014	887,0
	2001	40/2001/p	Sambia W	14-12-2001	13	14-12-2014	888,0
	2001	39/2001/p	Sambia E	14-12-2001	14	14-12-2015	1091,0
	2013	10/2013/p	Słupsk E	31-07-2013	3	31-07-2016	1139,1
2013	11/2013/p	Słupsk W	31-07-2013	3	31-07-2016	1021,2	
Baltic Energy Resources Sp. z o.o.	2013	9/2013/p	Blok C Morza Bałtyckiego	26-07-2013	3	26-07-2016	1037,0



Ryc. 6. Rozmieszczenie koncesji na poszukiwanie węglowodorów ze złóż typu shale gas na obszarze Polskiej Wyłącznej Strefy Ekonomicznej (Ministerstwo Środowiska, 2014)

Fig. 6. Location of shale gas exploration concession areas within the Polish Exclusive Economic Zone (Ministerstwo Środowiska, 2014)



Ryc. 7. Mapa przedstawiająca rozmieszczenie stref wykluczonych oraz tych, których dotyczy różnicowanie działalności górniczej (Wojewódzki Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w Gdańsku, 2012; zmieniony)

Fig. 7. Map depicting location of excluded mining zones and areas with differentiated mining usage (Wojewódzki Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w Gdańsku, 2012; modified)

Tab. 2. Zestawienie kryteriów wykluczających lub obostrzających powstanie obszaru górniczego na morzu (Wojewódzki Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w Gdańsku, 2012)**Table 2.** List of excluding and restricting criteria for offshore mining area establishment (Wojewódzki Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w Gdańsku, 2012)

Kategoria wydzielenia <i>Category of excluding</i>	Kryteria wykluczające <i>Excluding criteria</i>	Kryteria różnicujące <i>Restricting criteria</i>
Obszarowe formy ochrony <i>Spatial protection</i> (ustawa z 16 kwietnia 2004 r. o ochronie przyrody)	park narodowy <i>national park</i>	park krajobrazowy obszar Natura 2000 <i>landscape protected area</i> <i>Nature 2000 area</i>
Infrastruktura morska (kategoria: sztuczne wyspy, konstrukcje i urządzenia) <i>Maritime infrastructure (categories: artificial islands, installations and structures)</i> (ustawa z 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej)	obszar zajęty pod infrastrukturę morską w kategorii sztucznych wysp, konstrukcji urządzeń wraz ze strefą bezpieczeństwa <i>area occupied by maritime infrastructure in categories of artificial islands, installations and structures, including safety zone</i>	
Infrastruktura morska (kategoria: sztuczne wyspy, konstrukcje i urządzenia – etap złożonych wniosków) <i>Maritime infrastructure (categories: artificial islands, installations and structures – submitted request for permission)</i> (ustawa z 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej)		obszar, na który uzyskano pozwolenie na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń <i>area of granted permission to establish and use of artificial islands, installations and structures</i>
Infrastruktura morska (kategoria: podmorskie kable i rurociągi) <i>Maritime infrastructure (categories: submarine cables and pipelines)</i> (ustawa z 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej)	obszar zajęty pod infrastrukturę morską w kategorii podmorskie kable i rurociągi wraz ze strefą bezpieczeństwa <i>area occupied by maritime infrastructure in categories of submarine cables and pipelines, including safety zone</i>	
Infrastruktura morska (kategoria: podmorskie kable i rurociągi – etap złożonych wniosków) <i>Maritime infrastructure (categories: submarine cables and pipelines – submitted request for permission)</i> (ustawa z 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej)		obszar, na który uzyskano pozwolenie na układanie oraz utrzymanie podmorskich kabli i rurociągów <i>area of granted permission to lay and use submarine cables and pipelines</i>
Transport morski <i>Maritime transportation</i> (ustawa z 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej)	wyznaczone drogi morskie, kotwicowiska, redy portów <i>sea routes, anchorages, roadsteads</i>	zwyczajowe drogi morskie (regularnej żeglugi promowej, trasy na łowiska) <i>customary sea routes (regular ferry service, routes to fishing grounds)</i>
Inne ograniczenia obszarowe <i>Other spatial limitations</i> (ustawa z 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej)	– strefy zamknięte dla żeglugi i rybołówstwa – strefy niebezpieczne dla żeglugi lub rybołówstwa – wyznaczone obszary zatapiania odpadów – <i>zones closed to navigation and fishing</i> – <i>zones dangerous to navigation or fishing</i> – <i>areas of sinking of waste</i>	
Działalność górnicza <i>Mining activity</i> (ustawa z 9 czerwca 2011 r. Prawo geologiczne i górnicze)	– obszar górniczy w którym realizowane są prace poszukiwawcze lub prace geologiczne – obszar występowania złóż kopalin stanowiących przedmiot własności górniczej i udokumentowanych w stopniu umożliwiającym sporządzenie projektu zagospodarowania złoża – <i>mining area under exploration or geological work</i> – <i>area of occurring a mineral subjected to the right of a mining property and proven in sufficient detail to prepare a mining project</i>	obszary planowanego wydobycia kopalin pospolitych (żwir, piasek) <i>areas of planned exploration of mineral commodities (gravel, sand)</i>

Pod względem dostępnej do poszukiwań powierzchni, koncesją o najmniej dogodnym położeniu jest „Blok C Morza Bałtyckiego”, należąca do firmy BalticEnergyResources Sp. z o. o.

Jedyną na polskim szelfie firmą obecną fizycznie w sektorze poszukiwania i wydobycia węglowodorów ze złóż podmorskich jest LOTOS Petrobaltic S.A, który posiada 8 koncesji. Spółka prowadzi wydobycie z konwencjonalnego złoża B3 za pomocą platformy „Baltic Beta” oraz platformy stacjonarnej „PG-1”, a także poszukuje i zagospodarowuje nowe złoża. Dotychczas prace wiertnicze prowadzono za pomocą platformy „Petrobaltic”, jednak, w związku z zago-

spodarowaniem nowego złoża B8, zdecydowano się na jej przebudowę do celów eksploatacyjnych. Zastąpiła ją, zakupiona pod koniec 2013 r. „Lotos Petrobaltic” (ryc. 8), będąca platformą samopodnośną (*jack-up*) i umożliwiająca prace docelowo do głębokości 120 m, czyli na obszarze całej PWSE (Trójmiasto.pl, 2013; Rigzone, 2014).

Drugim koncesjodawcą na obszarze morskim jest BalticEnergyResources Sp. z o. o., który jednak nie prowadzi szerzej zakrojonych prac poszukiwawczych (Duszczyk, 2011).

Warto również wspomnieć o krajowej spółce PKN Orlen, która chociaż nie planuje poszukiwań węglowodorów z formacji łupkowych pod dnem Bałtyku, to jest

Tab. 3. Zestawienie koncesji pod kątem możliwości ich użytkowania (Wojewódzki Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w Gdańsku, 2012)

Table 3. Concessions comparison in terms possibilities of usage (Wojewódzki Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w Gdańsku, 2012)

Koncesja Concession	Wykluczenie [% powierzchni] Exclusion [% of area]	Różnicujące [% powierzchni] Differentiated [% of area]	Dopuszczenie [% powierzchni] Permission [% of area]
Gotlandia	1,38	0,00	98,62
Łeba	9,37	0,00	90,63
Rozewie	8,04	0,00	91,96
Gaz południe	3,40	37,18	59,41
Sambia W	13,30	40,89	45,82
Sambia E	20,28	14,54	65,18
Słupsk E	1,33	40,80	57,87
Słupsk W	14,66	1,85	83,49
Blok C Morza Bałtyckiego	50,61	0,00	49,39

aktywna w sektorze *offshore*. W ramach spółki joint-venture z KuwaitEnergy poszukuje gazu ziemnego ze złóż konwencjonalnych u wybrzeży Łotwy (Tuzhikov, 2003). Prace prowadzone są przy użyciu platformy wiertniczej „Ocean Nomad” typu półzanurzalnego (*semi-submersible*), której zasięg sięga wód do głębokości ok. 360 m (Diamond, 2014).

Doświadczenie polskich spółek naftowych prowadzących prace eksploatacyjne na morzu jest niewielkie. Dotychczas zajmowały się one poszukiwaniem lub wydobyciem gazu i ropy naftowej złóż konwencjonalnych i to, poza LOTOS Petrobaltic, od stosunkowo niedługiego czasu. Żadna z firm również nie przeprowadzała zabiegów szczelinowania hydraulicznego w warunkach morskich. Jednocześnie spółka LOTOS zapowiada, że zaangażuje się w poszukiwanie gazu i ropy z formacji łupkowych na Bałtyku, choć na razie w ramach działań związanych ze złóżami konwencjonalnymi (Wirtualny Nowy Przemysł, 2014). Ta sytuacja sprzyja rozważeniu wyboru odpowiednich technik oraz współpracy z doświadczonymi firmami serwisowymi z zachodniej Europy.

Za granicą trwają badania lub stosuje się również inne metody eksploatacji gazu i ropy z formacji łupkowych, takie jak: szczelinowanie ciekłym dwutlenkiem węgla, azotem, LPG, czy przy użyciu prochowych generatorów ciśnienia (propelantów). Techniki te mogłyby ograniczyć trudności logistyczne związane z wielkoskalowym zabiegiem szczelinowania hydraulicznego na morzu, jednak dotychczas ich skuteczność nie została potwierdzona.

Spoleczeństwo

W Europie często jako argument podkreślający zalety prowadzenia prac na morzu podaje się brak protestów mieszkańców. Protesty społeczne mogą być nie tylko uciążliwe dla firm, ale też kosztowne, czego przykładem jest firma Chevron, której spór z lokalną społecznością z Żurawlowa uniemożliwił prowadzenie prac. Podobna



Ryc. 8. Nowa platforma wiertnicza „Lotos Petrobaltic” (dawniej „GSF Monitor”) (RIGSPOT.NET, 2014)

Fig. 8. New “Lotos Petrobaltic” rig (formerly “GSF Monitor”) (RIGSPOT.NET, 2014)

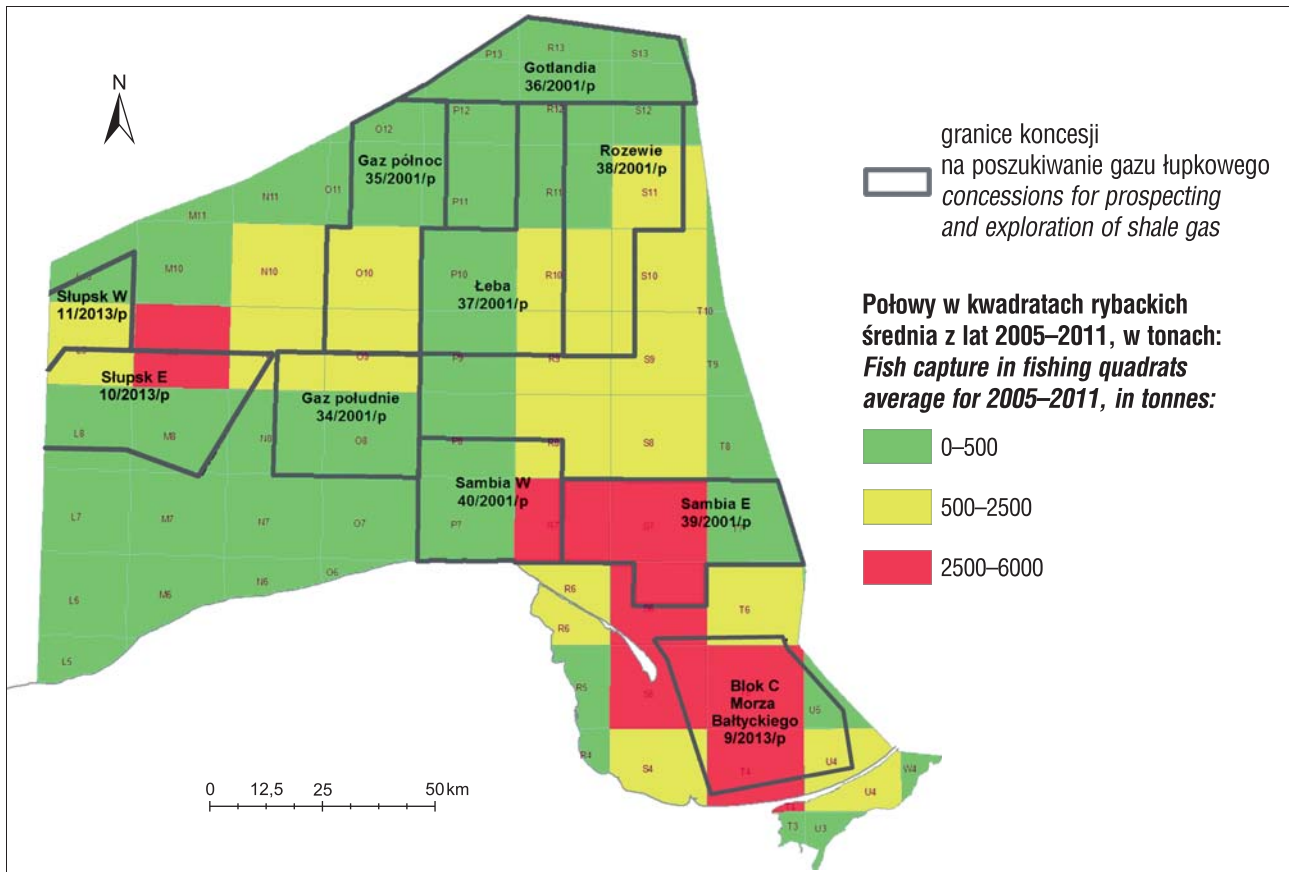
może być jednak reakcja rybaków oraz firm prowadzących połowy na Bałtyku. Mimo że problem ten ma dziś marginalne znaczenie, to w przypadku działań eksploracyjnych na większą skalę, należy się liczyć z ograniczeniem połowów na niektórych obszarach (ryc. 9). Sprzeciw lokalnych społeczności może okazać się dodatkowym czynnikiem limitującym potencjalnych koncesjodawców. Tym samym przewidywane korzyści w tej materii mogą być mniejsze od spodziewanych.

Koszty

Poza kwestiami technicznymi chyba najbardziej istotnym aspektem potencjalnej eksploatacji podmorskich złóż niekonwencjonalnych są jej koszty. Szacunki, wykonane m.in. przez Pawła Poprawę z Instytutu Studiów Energetycznych, wskazują na czterokrotnie wyższe koszty niż w przypadku dotychczasowych odwiertów za gazem z formacji łupkowych w Polsce (Poprawa, 2014). Przy aktualnych cenach oznacza to wydatek rzędu 120–200 mln PLN na pojedynczy otwór (z fragmentem horyzontalnym), a w przypadku eksploatacji należy do tego doliczyć koszty budowy infrastruktury, znacznie droższej niż lądowa. Przy łącznych wydatkach inwestycyjnych Grupy Lotos S.A. na poziomie ok. 1 mld PLN (Paszkowicz, 2014) suma wydatków tej eksploatacji wydaje się być astronomiczną.

PODSUMOWANIE

Poszukiwanie, a tym bardziej eksploatacja, gazu i ropy z formacji łupkowych spod dna morskiego wydaje się być,



Ryc. 9. Mapa prezentująca przyznane koncesje na tle wielkości połowów w Polskiej Wyłącznej Strefie Ekonomicznej (Wojewódzki Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w Gdańsku, 2012; zmieniony)

Fig. 9. Map showing concession arear and amout of fishing areas in Polish Exclusive Economic Zone (Wojewódzki Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w Gdańsku, 2012; modified)

w perspektywie najbliższych kilkunastu lat mało realna. Wynika to nie tylko z wysokich kosztów, czy braku technik, lecz chyba przede wszystkim z braku zaangażowania najważniejszych operatorów na rynku globalnym. Wciąż są odkrywane nowe złoża konwencjonalne, zaś w Europie bliższe rozpoznania są mimo wszystko niekonwencjonalne złoża na lądzie. Jak na razie stosunkowo małe firmy decydują się na poszukiwania węglowodorów z formacji łupkowych pod dnem morza, licząc, że w przyszłości ich inwestycje się zwrócą i same staną się pionierami, jak przed czterdziestu laty George P. Mitchell. Dziś Polska jest liderem poszukiwań złóż gazu z formacji łupkowych w Europie, jednak potencjalne zasoby spod dna Bałtyku mogą nie być wystarczającą zachętą do działań na morzu. Przeszkodą stają się nie tylko koszty, ale przede wszystkim brak odpowiednich technik eksploatacji zarówno na morzu, jak i na lądzie. Wynika z tego, że wszelkie poszukiwania gazu i ropy ze złóż niekonwencjonalnych na Bałtyku w perspektywie najbliższych kilkunastu lat nie będą miały uzasadnienia ekonomicznego, a jedynie badawcze.

Artykuł powstał w ramach projektu „Wsparcie działań informacyjnych i analityczno-wdrożeniowych nt. węglowodorów z formacji łupkowych na rzecz bezpieczeństwa energetycznego Polski i ochrony środowiska, w tym udziału społeczeństwa w procesie udzielania koncesji” finansowanego ze środków NFOŚiGW

Autor składa wyrazy podziękowania Andrzejowi Gaśiewiczowi oraz Hubertowi Kiersnowskiemu za wnikliwe recenzje i kon-

struktywne uwagi, które miały znaczący wpływ na ostateczną wersję pracy.

LITERATURA

- BBC 2013 – Trafoil outlines North Sea fracking plans, www.bbc.com.
 BETTS P. 2014 – Fracking. Offshore? Of course, www.abo.net, ABO About Oil.
 BSEE 2014 – Offshore Hydraulic Fracturing Q&A, www.bsee.gov, Bureau of Safety and Environmental Enforcement.
 DIAMOND Offshore Drilling, Inc. 2014 – Rig Status Report, www.diamondoffshore.com.
 DUSZCZYK M. 2011 – Rodzina Podnieśńskich będzie szukać gazu łupkowego. *Gazeta Prawna* z 27.07.2011 r., biznes.gazetaprawna.pl.
 ENERGY TRIBUNE 2011 – Hydraulic Fracturing: The State of the Art. www.energytribune.com.
 EVANS G. 2014 – Fracking the Irish Sea – is it even possible? www.offshore-technology.com, offshore.technology.com.
 GROTEK I. 2006 – Dojrzałość termiczna materii organicznej z utworów pokrywy osadowej pomorskiego odcinka TESZ, basenu bałtyckiego oraz obszarów przyległych. *Pr. Państw. Inst. Geol.*, 186: 253–270.
 HENDLEY II J.W. 2013 – Undiscovered Gas Resources in the Alum Shale, Denmark, Fact Sheet 2013 – 3103, U.S. Geological Survey, U.S. Department of Interior.
 ISC 2014 – International Chronostratigraphic Chart. www.stratigraphy.org, International Commission on Stratigraphy.
 JENKINS H. 2014 – World's first shale gas offshore wells in Irish Sea, www.shaleenergyinsider.com, Shale Energy Insider.
 KIERSNOWSKI H. & DYRKA I. 2013 – Potencjał złożowy ordowicko-sylurskich łupków gazonośnych w Polsce: omówienie dotychczasowych raportów i propozycje udoskonalenia metodyki oceny zasobów w raporcie w 2014 r., *Prz. Geol.*, 61: 354–373.
 KING B. 2014 – Shale gas pioneer plans world's first offshore wells in Irish Sea, www.bbc.com, BBC.

- LOTOS Petrobaltic 2014 – www.lotos.pl.
- ŁUPKI POLSKIE 2013 – Łupki mogą być bardziej opłacalne od gazu z importu, www.lupkipolskie.pl.
- MINISTERSTWO ŚRODOWISKA 2014 – Koncesje geologiczne, www.mos.gov.pl.
- PIG-PIB 2012 – Ocena zasobów wydobywalnych gazu ziemnego i ropy naftowej w formacjach łupkowych dolnego paleozoiku w Polsce (basen bałtycko-podlasko-lubelski). Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy. Raport pierwszy, www.pgi.gov.pl.
- PASZKOWICZ Z. 2014 – Bałtyk to priorytetowy obszar poszukiwania i wydobycia węglowodorów. Podmorskie złoża łupkowe wciąż jednak nieopłacalne. www.newseria.pl, NEWSERIA.PL.
- PETROWIKI 2014 – History of offshore drilling units; www.petro-wiki.org.
- POPRAWA P. 2010 – Potencjał występowania złóż gazu ziemnego w łupkach dolnego paleozoiku w basenie bałtyckim i lubelsko-podlaskim, *Prz. Geol.*, 58: 226–249.
- POPRAWA P. 2014 – Bałtyckie złoża łupkowe to ewentualna rezerwa. *Biznes Alert*, www.biznesalert.pl.
- RANSCOMBE P. 2014 – North Sea oil fracking could “change” economy, www.scotsman.com, *The Scotsman*.
- RIGSPOT.NET 2014 – GSF Monitor, www.rigspot.net.
- RIGZONE 2014 – Rig Data: LOTOS Petrobaltic. www.rigzone.com.
- SCHRAMA E., NAUGHTON-RUMBO R., VAN DER BAS F., SHAOUL J. & NORRIS M. 2012 – Tight gas horizontal well fracturing in the North Sea, *Offshore Engineer*.
- SHELL GLOBAL 2014 – Tapping into tight and shale gas. www.shell.com.
- TRÓJMIASTO.PL 2013 – Petrobaltic kupił kolejną platformę. W marcu 2014 rozpoczną się wiercenia na Bałtyku, www.biznes.trojmiasto.pl.
- TUZHNIKOV M. 2003 – Baltic oil: down-to-earth reality, www.baltic-course.com, *The Baltic Course*.
- WEBB N. 2014 – UK’s Nebula gets licence to explore Irish Sea fracking, www.independent.ie, *Business Irish*.
- WERMO M. & FRANKOWSKI Z. 2013 – Problemy geologiczno-inżynierskie w posadawianiu obiektów budowlanych na obszarach morskich RP, XI Międzynarodowe Targi Geologiczne GEO-EKO-TECH.GEOLOGIA.
- WIRTUALNY NOWY PRZEMYSŁ 2014 – Wydobycie ropy i gazu łupkowego z dna Bałtyku wyzwaniem dla Lotosu, www.wnp.pl.
- WOJEWÓDZKI FUNDUSZ Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w Gdańsku 2012 – Studium nad problemami oceny skutków środowiskowo-przestrzennych eksploatacji gazu z łupków w województwie pomorskim i przyległych obszarach morskich, *Problemy Ocen Środowiskowych*.

Praca wpłynęła do redakcji 21.10.2014 r.

Akceptowano do druku 17.11.2014 r.