

Opracowanie naukowe pt. *„System naftowy i perspektywy poszukiwawcze utworów staropaleozoicznych polskiego sektora Morza Bałtyckiego między Łebą a Kamieniem Pomorskim”*, wykonane na Wydziale Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie przy współudziale Państwowego Instytutu Geologicznego w Warszawie oraz Przedsiębiorstwa „Geofizyka Kraków” w Krakowie jest syntezą warunków naftowych staropaleozoicznego kompleksu strukturalnego polskiej, pozakoncesyjnej części akwenu Morza Bałtyckiego między Łebą i Kamieniem Pomorskim. Z uwagi na ograniczony zakres prac wiertniczych w tym obszarze badań (4 odwierty) do syntezy wykorzystano również wyniki badań geochemicznych, petrologicznych i petrofizycznych z przylegającej do niego obszaru lądowego oraz uzupełnieniowo o dane regionalne o obszarze Norwegii, Danii, Szwecji, Obwodu Kaliningradzkiego Federacji Rosyjskiej, Litwy i Estonii.

Rozwiązanie prospekcyjne powyższego projektu oparto na syntezie budowy geologicznej obszaru w zakresie architektury depozycyjnej i stratygrafii dolnego paleozoiku i utworów młodszych wraz z rekonstrukcją rozwoju strukturalnego obszaru, z wydzieleniem granic tektonicznych. Synteza ta została dokonana odrębnie w zachodniej części pokrywy platformy prekambryjskiej i w wschodniej części pokrywy platformy paleozoicznej. W układ strukturalny i stratygraficzny obu basenów sedymentacyjnych wprowadzono poziomy skał macierzystych z charakterystyką obejmującą zawartość węgla organicznego, jego typ genetyczny i stopień dojrzałości termicznej. Na obszarze zachodniej części platformy prekambryjskiej analizę macierzystości utworów dolnego paleozoiku oparto na wynikach badań geochemicznych 1559 próbek rdzeniowych z profili 43 odwiertów. Wykazała ona, że najlepszymi wskaźnikami macierzystości cechują się czarne iłowce kambru górnego występujące w ciągłości sedymentacyjnej z iłowcami tremadoku. Ten kompleks macierzysty, o miąższości od kilku do około 40 m, cechuje się wysokimi zawartościami TOC dochodzącymi do 18 % wag., przy medianie wynoszącej 8 % wag. Potencjał węglowodorowy jest również bardzo wysoki i wynosi maksymalnie ponad 70 mg HC/g skały, przy dominującym zakresie 20-30 mg HC/g skały. W obrębie górnokambryjsko-tremadockiego kompleksu macierzystego skały o najlepszych cechach macierzystych stwierdzono w części morskiej bloku Łeby, gdzie materia organiczna jest najmniej przeobrażona. Na pozostałym obszarze zawartości węgla organicznego są niższe, ale uwzględniając stopień przeobrażenia pierwotne zawartości TOC były kilkunastoprocentowe. Jako uzupełniające źródło bilansu masy węglowodorowej w analizowanym obszarze należy uznać utwory karadoku, a lokalnie również utwory landoweru i kambru środkowego.

Charakterystykę naftową utworów dolnego paleozoiku w zachodniej części platformy prekambryjskiej uzupełniają wyniki geochemicznych analiz 44 próbek rop naftowych i 13 analiz gazu ziemnego z istniejących złóż wykorzystane do korelacji genetycznych ze skałą macierzysta.

We wschodniej części platformy paleozoicznej utwory dolnego paleozoiku zostały jedynie nawiercone. Pracami wiertniczymi udostępniono jedynie stropowe części profilu utworów karadoku. Dane geochemiczne są sporadyczne i uniemożliwiają określenie rzeczywistych parametrów macierzystości. Na podstawie wyników geofizycznych badań sejsmicznych można założyć, że na tym obszarze istnieje głęboko pogrążona sekwencja utworów starszego paleozoiku prawdopodobnie o zbliżonych cechach litologicznych, a co za tym idzie i macierzystości, jak na platformie prekambryjskiej. Można więc założyć, że istnieją w tym obszarze również macierzyste utwory kambru środkowego, kompleksu górnokambryjsko-tremadockiego oraz karadoku o wysokim stopniu dojrzałości termicznej odpowiadającym fazie wysokotemperaturowych przemian termogenicznych („okna gazowego”).

Powyższa charakterystyka macierzystości skał stanowiła element wyjściowy do rekonstrukcji procesów generowania i ekspulsji węglowodorów. W analizie tej do oceny wielkości wytworzonej masy węglowodorowej wykorzystano rzeczywiste parametry

kinetyczne kerogenu ze staropaleozoicznych skał macierzystych badanego obszaru wyznaczone metodą pirolizy wodnej oraz zawartości siarki organicznej. Pozwoliło to na precyzyjne obliczenie jednostkowych potencjałów generacyjnych i potencjałów ekspulsji wyróżnionych poziomów skał macierzystych. Analiza ta, przeprowadzona metodą modelowań 1-D została wykonana w profilach 8 odwiertów w zachodniej części platformy prekambryjskiej oraz w formie testu naftowego w 2 odwiertach we wschodniej części platformy paleozoicznej. W zachodniej części platformy prekambryjskiej analiza generacyjna wykazała, że klasyczne kryteria progowe procesu generowania nie znajdują zastosowania w określaniu położenia faz węglowodorowych powstałych w czasie tego procesu. Klasyczny warunek progowej dojrzałości do generowania – 0,5 % R_r , w przypadku kerogenu w utworach starszego paleozoiku uległ podwyższeniu do poziomu powyżej 0,8 % R_r , a sam proces w przedziale „okna ropnego” trwał do poziomu dojrzałości ok. 1,1 % R_r (w modelu klasycznym do 1,3 % R_r). Wobec powyższych ustaleń, wykonane modelowania kinetyczne położenia faz węglowodorach wykazały, że główne skały macierzyste badanego obszaru tj. kompleks kambr górny-tremadok uzyskały cały przedział generacyjny od fazy wczesnej do fazy końcowej. Z tym, że na bloku Darłowa skały macierzyste fazę wczesną generowania węglowodorów uzyskały na przełomie dewonu i karbonu i do końca turneju wyczerpały całkowicie swój potencjał generacyjny. Na bloku Słupska skały macierzyste kambru górnego i tremadoku fazę wczesną uzyskały w pragu, a fazę główną w emsie. Faza końcowa generowania węglowodorów na tym bloku tektonicznym została uzyskana w przedziale czasowym famenu. Na bloku Łeby we wczesną fazę generowania węglowodorów skały macierzyste kambru górnego wchodziły w szerokim przedziale stratygraficznym od lochkowu, poprzez eifel, aż po famen. Faza główna została uzyskana również stopniowo, od emsu aż po początek turneju. Podobnie faza końcowa, zainicjowana w części obszaru z początkiem famenu trwała aż po koniec wizenu. We wszystkich analizowanych odwiertach całkowity stopień transformacji kerogenu został uzyskany w przedziale czasowym wczesnego karbonu.

Powyższa analiza generacyjna została uzupełniona w modelowaniach 2-D rekonstrukcją procesów migracji i akumulacji węglowodorów. W rekonstrukcji tych procesów w zachodniej części platformy prekambryjskiej, wykonanej w trzech przekrojach geologicznych opartych o sekcje sejsmiczne, z wytworzonej masy węglowodorowej z poziomów skał macierzystych starszego paleozoiku tylko poziom generacyjny kambru górnego-tremadoku przekazał do migracji znaczące ilości węglowodorów. Proces migracji przebiegał w szerokim przedziale czasowy, od początku dewonu w części lądowej bloku Łeby i częściowo bloku Słupska i sukcesywnie rozwijał się do końca karbonu. Procesy generowania i migracji węglowodorów były zbieżne z czasem formowania pułapek przydyslokacyjnych, w wyniku czego następowało ich wypełnianie do czasu przerwania migracji powestfalską inwersją obszaru. Migracja wznowiona z początkiem triasu i z końcem kredy dopełniła pułapki akumulacyjne w ok. 20 % masy migracyjnej. Na obszarze platformy paleozoicznej masowa migracja węglowodorów była rozpraszana w dwóch przedziałach czasowych – w okresie pokarbońskiej deformacji tektonicznej i w pokredowej inwersji obszaru. W wyniku tego na blokach tektonicznych Kołobrzegu i Gryfic nie ujawniono złóż z dolnopaleozoicznych skał macierzystych. Analiza wyników badań porozymetrii nasyceniowej i rtęciowej wykazała heterogeniczność przestrzeni porowej poziomu zbiornikowego kambru środkowego. Z badań tych wynika, że utwory kambru środkowego należą do skał zbiornikowych o niskiej klasie pojemności, a analiza rozkładu geometrii przestrzeni porowej wykazuje dominację przestrzeni filtracji typu szczelinowo-porowego i prostego szczelinowego.

Wykonana w oparciu o powyższe wyniki rozpoznania geologicznego, geochemicznego i petrofizycznego oraz wyniki modelowania procesów generowania, ekspulsji, migracji i akumulacji węglowodorów, synteza naftowa utworów starszego paleozoiku badanego obszaru

zachodniej części platformy prekambryjskiej i wschodniej części platformy paleozoicznej polskiej strefie ekonomicznej akwenu bałtyckiego uzasadnia pozytywne warunki ropotwórczości i roponośności jego profilu stratygraficznego. Warunki te zostały spełnione w różnym stopniu w stosunku do wytworzonego potencjału węglowodorowego z udokumentowanych geochemicznie poziomów skał macierzystych w poszczególnych strefach dojrzałości termicznej kerogenu. Uwzględniając powyższe zróżnicowanie w przebiegu procesów ropo-i złożotwórczych dokonano wydzielenia stref o różnych prognozach prospekcyjnych, których rozkład przestrzenny przedstawiono na mapie rankingu obszarów perspektywicznych dla poszukiwań naftowych. Na mapie tej wydzielono sześć takich obszarów: (II) od dobrej dla ropy naftowej i gazu ziemnego poprzez (III) średniej perspektywności dla ropy naftowej i kondensatu oraz dobrej dla gazu ziemnego, (IV) niskiej perspektywności dla gazu ziemnego oraz (V) obszar minimalnych perspektyw poszukiwawczych. Ponadto, w strefie platformy prekambryjskiej wyznaczono migracyjny obszar zbioru akumulacyjnego (I). W rankingu poszukiwawczym dla platformy paleozoicznej uwzględniono również obszar (VI) niskiej perspektywności dla gazu ziemnego. Granice pomiędzy tymi obszarami wyznaczono w oparciu o ilościowe kryteria - regionalnej macierzystości skał, wskaźnika SPI, petrofizycznych kwalifikacji pojemności poziomów skał zbiornikowych oraz potencjału generacyjnego i potencjału ekspulsji węglowodorów. Powyższe ilościowe kryteria analizy naftowej zostały skorygowane rozkładem stopnia dojrzałości termicznej kerogenu, która odcięła strefy występowanie poszczególnych faz węglowodorowych w obszarach od I do VI. *

200000 300000 400000 500000 600000

RYS. 1. MAPA LOKALIZACYJNA

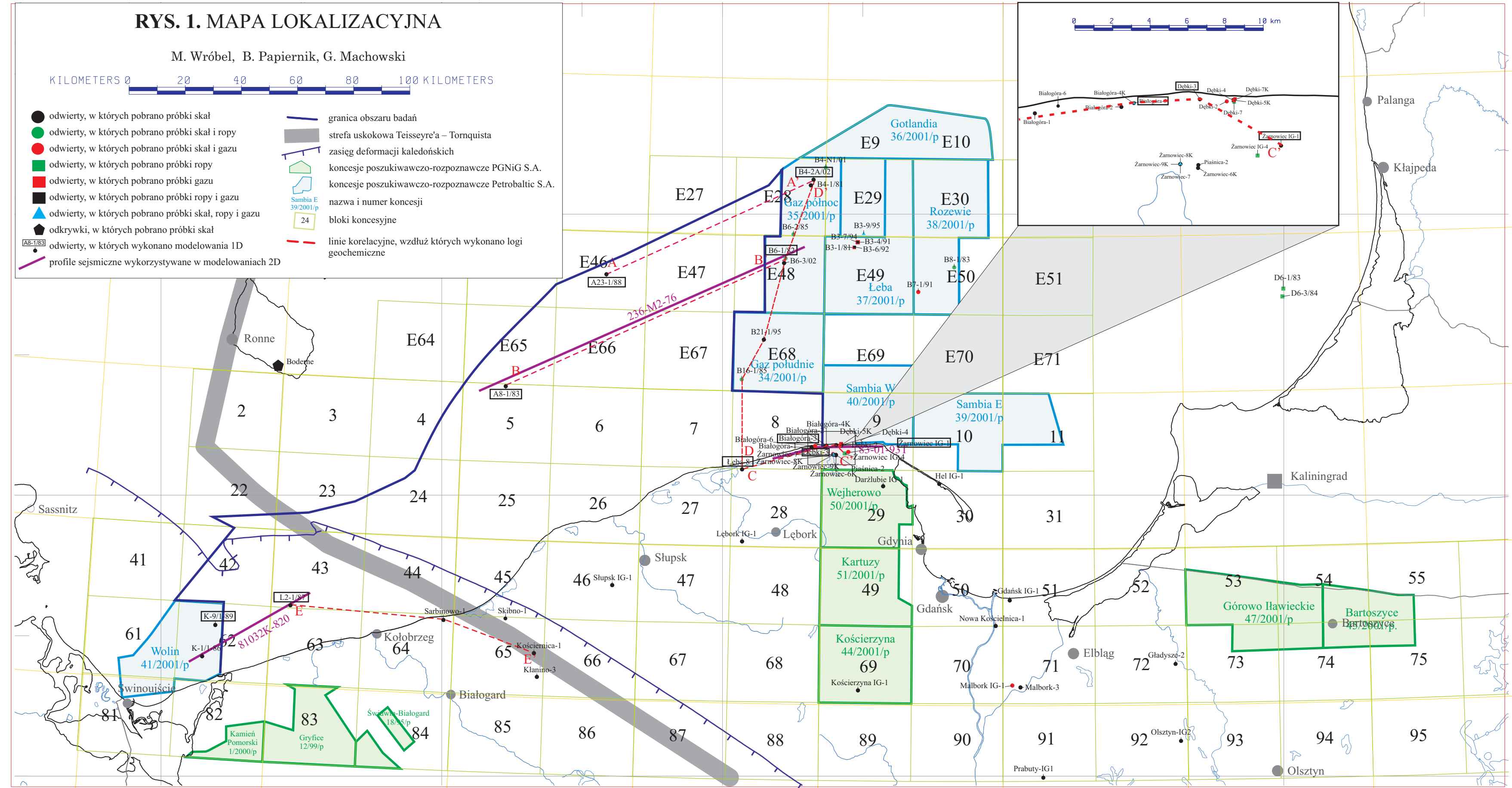
M. Wróbel, B. Papiernik, G. Machowski

KILOMETERS 0 20 40 60 80 100 KILOMETERS

- odwierty, w których pobrano próbki skał
- odwierty, w których pobrano próbki skał i ropy
- odwierty, w których pobrano próbki skał i gazu
- odwierty, w których pobrano próbki ropy
- odwierty, w których pobrano próbki gazu
- odwierty, w których pobrano próbki ropy i gazu
- ▲ odwierty, w których pobrano próbki skał, ropy i gazu
- odkrytki, w których pobrano próbki skał
- odwierty, w których wykonano modelowania 1D
- profile sejsmiczne wykorzystywane w modelowaniach 2D
- granica obszaru badań
- strefa uskokowa Teisseyre'a – Tornquista
- zasięg deformacji kałedońskich
- koncesje poszukiawczo-rozpoznawcze PGNiG S.A.
- koncesje poszukiawczo-rozpoznawcze Petrobaltic S.A.
- nazwa i numer koncesji
- bloki koncesyjne
- linie korelacyjne, wzdłuż których wykonano logi geochemiczne

5700000
5600000
5500000








56°00'
55°30'
55°00'
54°30'
54°00'

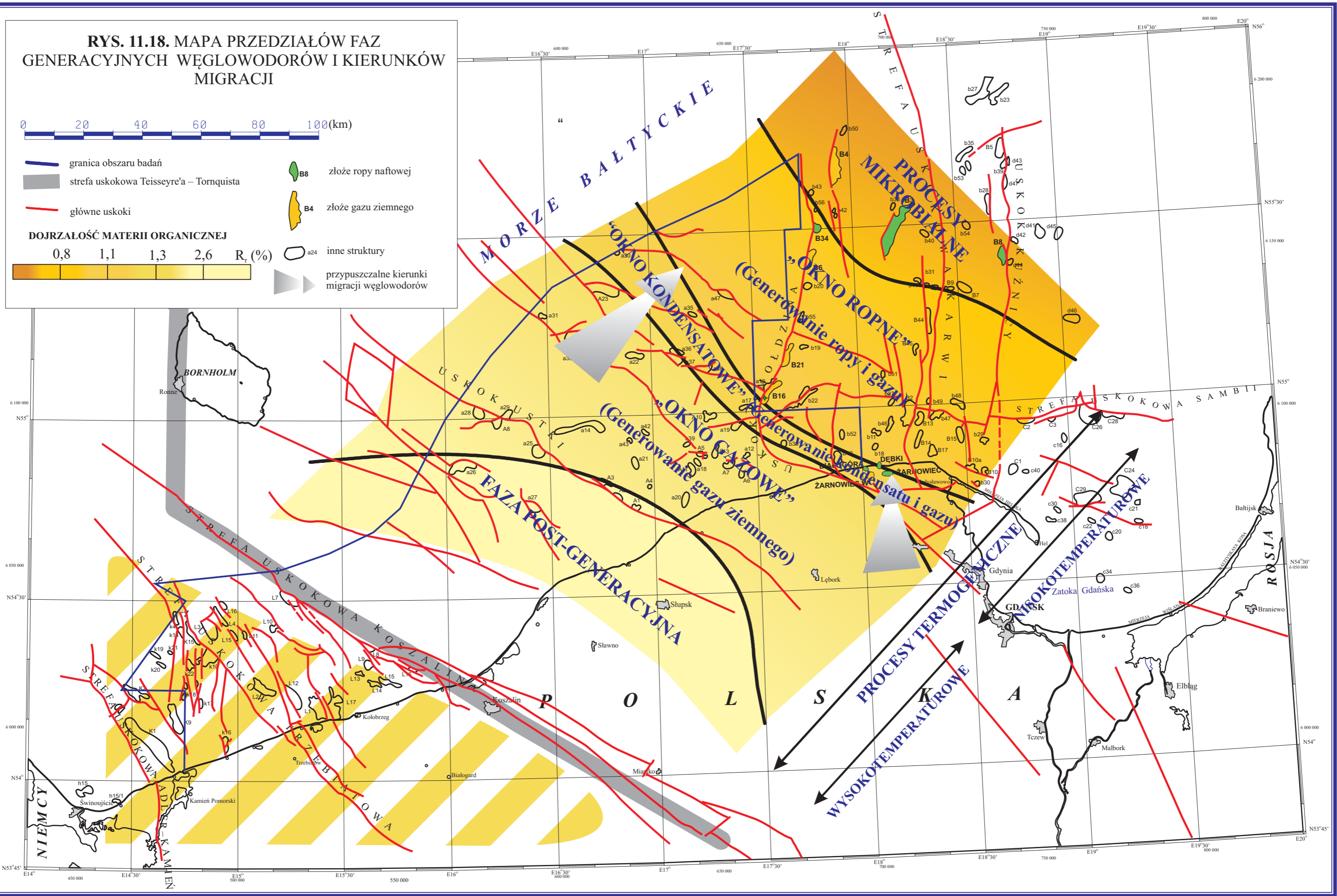


14°00' 15°00' 16°00' 17°00' 18°00' 19°00' 20°00' 21°00'

RYŚ. 11.18. MAPA PRZEDZIAŁÓW FAZ GENERACYJNYCH WĘGLOWODORÓW I KIERUNKÓW MIGRACJI

0 20 40 60 80 100(km)

-  granica obszaru badań
 -  strefa uskokuwa Teisseyre'a – Tornquista
 -  główne uskoki
 -  B8 złoże ropy naftowej
 -  B4 złoże gazu ziemnego
 -  a24 inne struktury
 -  przypuszczalne kierunki migracji węglowodorów
- DOJRZAŁOŚĆ MATERII ORGANICZNEJ**
- 0,8 1,1 1,3 2,6 R_r (%)



RYS. 11.19. MAPA RANKINGU OBSZARÓW PERSPEKTYWICZNYCH DLA POSZUKIWAŃ NAFTOWYCH

Lokalizacja złóż i struktur wg materiałów Przedsiębiorstwa "PETROBALTIC" S.A.



- granica obszaru badań
 - strefa uskokuwa Teisseyre'a – Tornquista
 - główne uskoki
 - Platforma prekambryjska:**
 - I migracyjny obszar zbioru akumulacyjnego
 - II obszar dobrej perspektywności dla ropy naftowej i gazu ziemnego
 - III obszar średniej perspektywności dla ropy naftowej i kondensatu oraz dobrej dla gazu ziemnego
 - IV obszar niskiej perspektywności dla gazu ziemnego
 - V obszar minimalnych perspektyw poszukiwawczych
 - Platforma paleozoiczna:**
 - VI obszar niskiej perspektywności dla gazu ziemnego
- B8 złożo ropy naftowej
 B4 złożo gazu ziemnego
 a24 inne struktury

