Państwowy Instytut Geologiczny
Państwowy Instytut Badawczy

państwowa służba geologiczna
państwowa służba hydrogeologiczna

Ocena perspektywiczności geologicznej zasobów złóż węglowodorów oraz przygotowanie materiałów na potrzeby przeprowadzenia postępowania przetargowego w celu udzielenia koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż węglowodorów oraz wydobywanie węglowodorów ze złóż – etap III.

Zadanie 22.5004.1901.01.1

OCENA PERSPEKTYWICZNOŚCI GEOLOGICZNEJ PRZESTRZENI OBSZARU POLSKI O POTENCJALE WĘGLOWODOROWYM

OPRACOWAŁ ZESPÓŁ
POD KIERUNKIEM
KRYSTIANA WÓJCIKA

Dariusz Brzeziński, Martyna Czapigo-Czapla, Elwira Drążek, Anna Feldman-Olszewska, Małgorzata Garecka, Ryszard Habryn, Jerzy Hadro, Marcin Janas, Leszek Jankowski, Marek Jasionowski, Hubert Kiersnowski, Sylwia Kijewska, Ewelina Krzyżak, Włodzimierz Krieger, Rafał Laskowicz, Agnieszka Malon, Izabela Ługiewicz-Mołas, Tadeusz Peryt, Teresa Podhalańska, Olga Rosowiecka, Joanna Roszkowska-Remin, Leszek Skowroński, Łukasz Smajdor, Andrzej Szydło, Krzysztof Waśkiewicz, Adam Wójcicki

Sfinansowano ze środków Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej

Warszawa, kwiecień 2019 r.

Spis treści:

1. SŁOWO WSTĘPNE 4
2. PROWINCJA NAFTOWA WSCHODNIEJ POLSKI 10
2.1. CHARAKTERYSTYKA PROWINCJI 10
2.2. OBSZARY PERSPEKTYWICZNE 12
2.2.1. REJOWIEC FABRYCZNY 13
3. PROWINCJA NAFTOWA POŁUDNIOWEJ POLSKI 19
3.1. CHARAKTERYSTYKA PROWINCJI 19
3.2. OBSZARY WYTYPOWANE DO POSTĘPOWANIA PRZETARGOWEGO 29
3.2.1. CHYBIE 29
3.2.2. KALWARIA ZEBRZYDOWSKA–DOBCZYCE 33
3.2.3. ŻEGOCINA 38
3.2.4. NOWA DĘBA 43
4. PROWINCJA NAFTOWA ZACHODNIEJ POLSKI 48
4.1. CHARAKTERYSTYKA PROWINCJI 48
4.2. OBSZARY PERSPEKTYWICZNE 57
4.2.1. GORZÓW 57
5. PROWINCJA NAFTOWA PÓŁNOCNEJ POLSKI 61
5.1. CHARAKTERYSTYKA PROWINCJI 61
5.2. OBSZARY PERSPEKTYWICZNE 64
5.2.1. HEL 64
5.2.2. JASTARNIA 67
5.2.3. KARTUZY 70
5.2.4. ŁEBA S 75
5.2.5. NOWA KARCZMA 78
5.2.6. ROZEWIE S 84
5.2.7. SIERAKOWICE 87
5.2.8. WŁADYSŁAWOWO 92
6. MATERIAŁY ŹRÓDŁOWE 96
7. LISTA OBSZARÓW PERSPEKTYWICZNYCH 102
8. RANKING OBSZARÓW PRZETARGOWYCH (KRYTERIA I PUNKTACJA) 105

1. SŁOWO WSTĘPNE

Ocena perspektywiczności geologicznej Polski pod kątem możliwości odkrycia nowych złóż węglowodorów jest przygotowywana corocznie od 2015 r., zgodnie z zapisem art. 49f Ustawy Prawo geologiczne i górnicze (Dz. U. 2011 Nr 163 poz. 981). Począwszy od 2019 r., przygotowanie oceny jest realizowane w ramach zadania PSG pt. „Ocena perspektywiczności geologicznej zasobów złóż węglowodorów oraz przygotowanie materiałów na potrzeby przeprowadzenia postępowania przetargowego w celu udzielenia koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż węglowodorów oraz wydobywanie węglowodorów ze złóż – etap III".

Ocena zawiera charakterystykę prowincji naftowych Polski:

- opis ich granic i powierzchni wraz z mapą;
- opis systemów naftowych;
- ilość złóż, w tym: zasoby wydobywalne bilansowe i zasoby przemysłowe oraz wydobycie dla złóż ogółem w poszczególnych systemach naftowych.

Prowincje naftowe przeanalizowano pod względem możliwości udokumentowania nowych złóż węglowodorów, wyznaczając obszary najbardziej perspektywiczne. Są to obszary wolne od koncesji węglowodorowych i aktualnie procedowanych przez Ministra Środowiska wniosków koncesyjnych oraz przetargów i nie przekraczają powierzchni 1200 km^2. Opis tych obszarów zawiera:

- *nazwę;*
- *numery bloków koncesyjnych;*
- *współrzędne punktów załamania granic;*
- *powierzchnię;*
- *charakterystykę geologiczną i naftową;*
- *listę otworów i sejsmiki (z wyłączeniem obszarów morskich, na których dane sejsmiczne są niedostępne);*
- *informacje o dotychczasowym rozpoznaniu/udokumentowaniu złóż węglowodorów wraz z listą złóż z baz MIDAS i CBDG;*
- *ocenę perspektywiczności i potencjał poszukiwawczy/wydobywczy*;
- *oddziaływanie z innymi złożami.*

Wyznaczenie i charakterystyka obszarów perspektywicznych dla odkrycia nowych złóż węglowodorów w skali całego kraju wymaga syntetycznej i zwięzłej analizy poszczególnych elementów budowy geologicznej o charakterze regionalnym. Ponieważ perspektywiczność węglowodorowa jest uwarunkowana wgłębną budową geologiczną, u podstawy tego opracowania przyjęto najbardziej aktualny schemat regionalizacji tektonicznej Polski (Nawrocki i Becker, 2017), uzupełniony wcześniejszymi opracowaniami (m. in. Żelaźniewicz i in., 2011).

Budowa geologiczna Polski warunkuje występowanie obszarów bardziej i mniej perspektywicznych dla występowania węglowodorów. Koncentracja złóż ropy naftowej i gazu ziemnego i ich objawów w kilku strefach, w których węglowodory mają odmienną genezę, wynikającą z odmiennej budowy geologicznej, stała się podstawą wyznaczenia szeregu tzw. prowincji naftowych – niezależnych obszarów ropo-gazonośnych (Karnkowski, 1997, 2007; Poprawa i in., 2018). Są to prowincje bałtycka/gdańska, lubelska, pomorska, wielkopolska i małopolska. Granice tych prowincji zostały

wyznaczone przez maksymalny zasięg stref ropo- i gazonośnych w poszczególnych kompleksach stratygraficznych. Kreator prowincji naftowych Polski (Karnkowski, 1997) zaznaczył jednak, że obszar każdej z takich stref może się zmieniać w zależności od dopływu nowych informacji lub zmiany kryteriów ich wyróżniania. W kontekście znacznego przyrostu informacji geologicznej, jaki nastąpił w efekcie tzw. „rewolucji łupkowej" w latach 2011–2016 w Polsce, zarówno zasięg stref ropo- i gazonośnych (i w efekcie granice prowincji), jak również kryteria węglowodoronośności uległy zmianie. Nastąpiło to głównie w rezultacie dostrzeżenia możliwości występowania niekonwencjonalnych nagromadzeń węglowodorów w strefach dotychczas uważanych za nieperspektywiczne, położonych poza granicami tradycyjnie rozumianych prowincji naftowych. Jednak, pomimo iż zasięg prowincji naftowych i kryteria ich wyznaczania się zdezaktualizowały, schemat Karnkowskiego (1997, 2007) nadal funkcjonuje w literaturze przedmiotu i codziennej praktyce naftowej (np. Poprawa i in., 2018). W takim kontekście wyraźnie nasuwa się konieczność przeprowadzenia nowej, kompleksowej regionalizacji naftowej Polski. Powinna ona nie tylko zrewidować granice prowincji naftowych o obszary o nowo potwierdzonej złożonośności, ale również uporządkować nomenklaturę naftową i kryteria niezbędne do poprawnej definicji pojęć, chociażby prowincji naftowej, systemu naftowego i basenu naftowego, które są często stosowane zamiennie i nieprecyzyjnie. Niniejsze opracowanie jest pierwszym krokiem, który wstępnie porządkuje te pojęcia, co może stanowić podstawę przyszłej regionalizacji naftowej. Zaproponowany tutaj schemat wymaga dalszych analiz i jest jedynie wstępną propozycją, którą przedstawiamy do dyskusji.

W niniejszej ocenie perspektywiczności geologicznej Polski pod kątem możliwości odkrycia nowych złóż węglowodorów zaproponowano podział na **cztery prowincje naftowe** Polski (Fig. 1.1–1.4), rozumiane jako strefy o potwierdzonej (złożami) lub niepotwierdzonej ropo- i gazonośności, a więc obszary, na których występowanie węglowodorów jest co najmniej spekulowane. U podstawy ich wyróżnienia stoi przede wszystkim regionalna budowa geologiczna Polski, która warunkuje występowanie węglowodorów o określonej genezie. Podział regionalny jest kompletny, tzn. prowincje naftowe funkcjonują nie jako odrębne, izolowane strefy ropo- i gazonośne, ale jako obszary o względnie spójnej budowie geologicznej warunkującej występowanie złóż określonego rodzaju. Granice tych prowincji są zatem stawiane na możliwie obiektywnych granicach geologicznych – regionalnych uskokach lub zasięgach systemów stratygraficznych (np. cechsztynu). Węższym pojęciem jest z kolei **podprowincja naftowa** (Fig. 1.1–1.4), która w obrębie prowincji obejmuje obszar z funkcjonującym – potwierdzonym złożami systemem naftowym. Z kolei **region naftowy** (Fig. 1.1–1.4), o podobnej randze co podprowincja, obejmuje obszary, na których występowanie węglowodorów i funkcjonowanie systemu naftowego jest rozważane, ale nadal są to strefy niepotwierdzone odkryciami. Odrębnym pojęciem jest zaś system naftowy, który poza aspektem regionalnej dystrybucji skał macierzystych, zbiornikowych i uszczelniających, osadza je w czasie geologicznym.

Fig. 1.1. Prowincje naftowe Polski – schemat regionalizacji naftowej proponowany w niniejszym opracowaniu. 1 – region chełmiński, 2 – region płocko-warszawski, 3 – region podlaski, 4 – region małopolski, 5 – region łódzko-wieluński, 6 – region słupsko-grudziądzki.

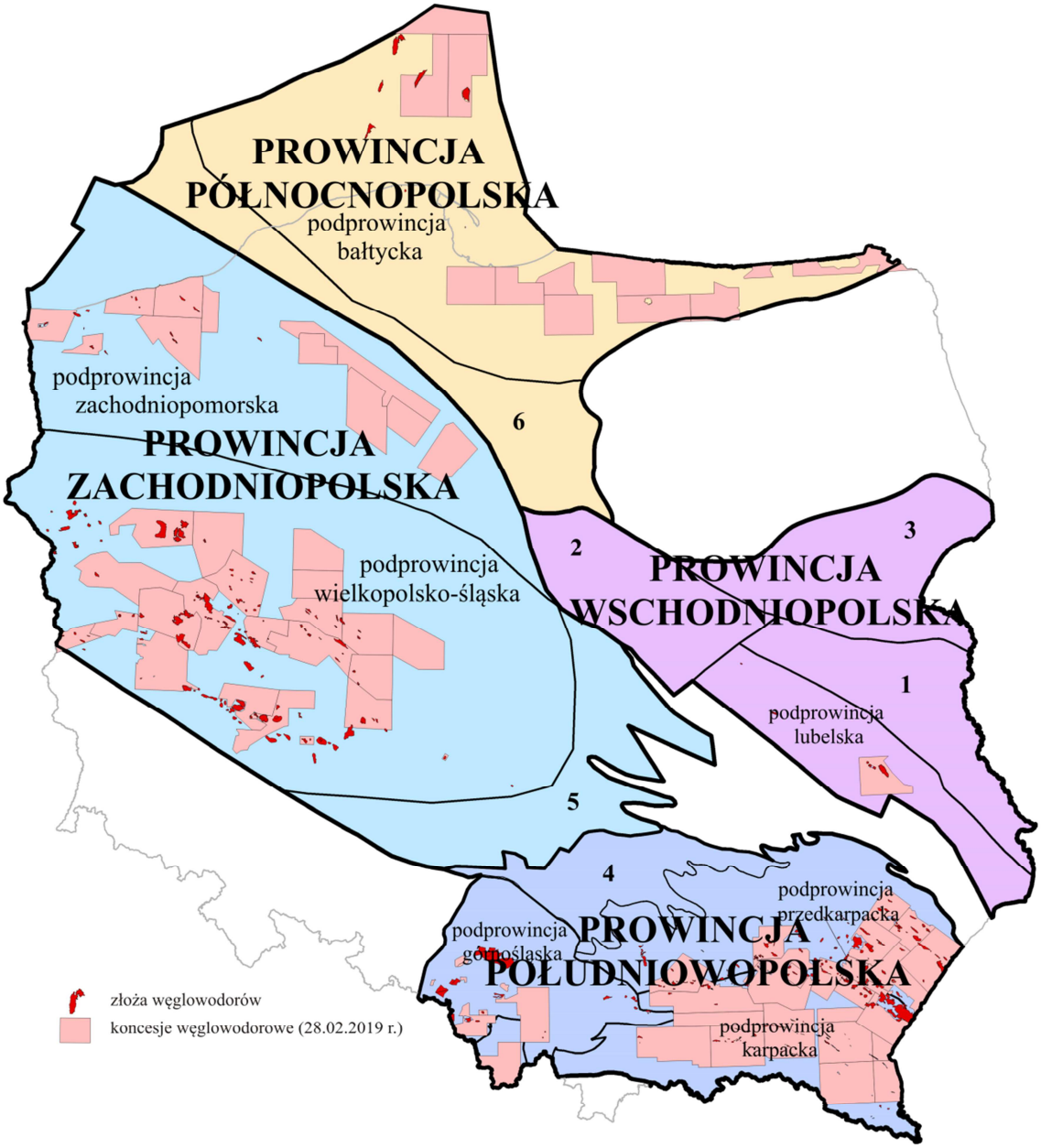

Fig. 1.2. Prowincje naftowe Polski – schemat regionalizacji naftowej proponowany w niniejszym opracowaniu na tle mapy koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż węglowodorów oraz wydobywanie węglowodorów ze złóż wg stanu na 31.01.2019 r. Objaśnienia na Fig. 1.1.

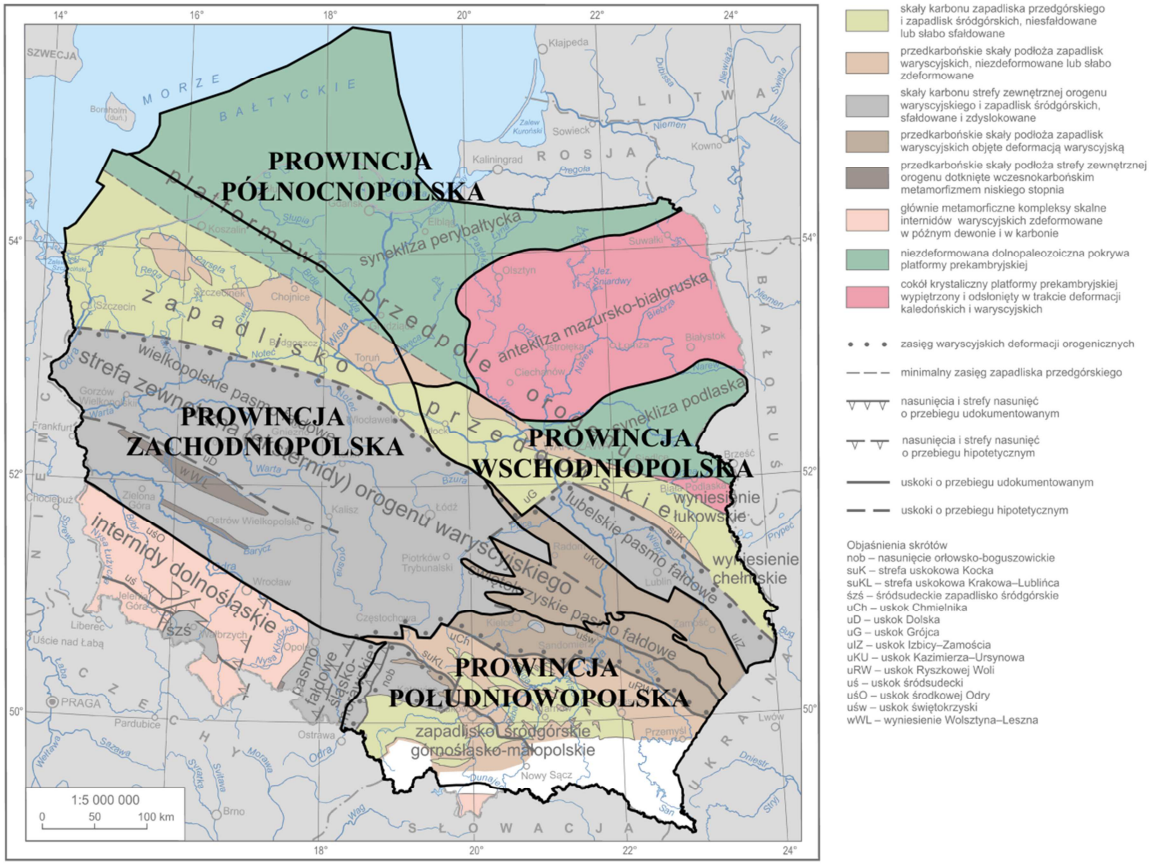

Fig. 1.3. Podstawa regionalizacji naftowej Polski – granice prowincji naftowych na tle mapy struktur waryscyjskich wg Aleksandrowskiego i Buły (2017; w: Nawrocki i Becker, 2017, str. 43). Krawędź platformy wschodnioeuropejskiej w północnej Polsce zmodyfikowano wg Aleksandrowskiego i in. (2017; w: Nawrocki i Becker, 2017, str. 45).

Fig. 1.4. Granice prowincji naftowych na tle mapy struktur staroalpejskich wg Aleksandrowskiego (2017a; w: Nawrocki i Becker, 2017, str. 42).

2. PROWINCJA NAFTOWA WSCHODNIEJ POLSKI
2.1. CHARAKTERYSTYKA PROWINCJI

Granice prowincji naftowej. Przyjmując interpretacje budowy tektonicznej podyktowane w Atlasie Geologicznym Polski (red. Nawrocki i Becker, 2017; porównaj: Aleksandrowski, 2017b, Aleksandrowski i Buła 2017, Aleksandrowski i Mazur, 2017, Krzywiec i in., 2017) granice prowincji naftowej można zdefiniować na podstawie zasięgu ediakarsko-paleozoicznej (waryscyjskiej) pokrywy osadowej platformy wschodnio-europejskiej. W takim ujęciu, biorąc za podstawę waryscyjski obraz strukturalny, prowincja obejmuje (1) skały ediakaru i dolnego paleozoiku syneklizy podlaskiej, (2) ediakar i dolny paleozoik podłoża oraz dewon i karbon waryscyjskiego zapadliska przedgórskiego oraz (3) dewon i karbon lubelskiego pasa fałdowego. Granice prowincji (Fig. 1.1–1.4) wyznacza zatem:

- na północy zasięg ediakaru i dolnego paleozoiku syneklizy podlaskiej, opierający się o anteklizę mazursko-białoruską;
- na północnym zachodzie zasięg karbonu waryscyjskiego zapadliska przedgórskiego;
- na zachodzie i południu uskok Teisseyre'a-Tornquista.

Powierzchnia. ~42 500 km^2.

Budowa geologiczna. Podłoże prowincji naftowej stanowi cokół krystaliczny platformy wschodnioeuropejskiej. W kaledońskim planie strukturalnym, prowincja leży na przedpolu orogenu kaledońskiego, a w planie waryscyjskim (Fig. 1.3) – obejmuje syneklizę podlaską (wypełnioną skałami ediakaru i dolnego paleozoiku), południowo-wschodnią część waryscyjskiego zapadliska przedgórskiego (niesfałdowane lub słabo sfałdowane skały dewonu i karbonu) z wyniesieniami łukowskim i chełmskim oraz lubelskie pasmo fałdowe (sfałdowane i zdyslokowane skały dewonu i karbonu eksternidów waryscyjskich). W planie mezozoicznym prowincja leży na pograniczu monokliny mazursko-podlaskiej i synklinorium koszalińsko-zamojskiego (Fig. 1.4). Można rozróżnić więc następujące piętra strukturalne pokrywy osadowej:

- ediakarsko-dolnopaleozoiczne (kaledońskie);
- dewońsko-karbońskie (waryscyjskie);
- permsko-mezozoiczne (staroalpejskie);
- kenozoiczne.

W funkcjonowaniu systemów naftowych biorą udział jedynie piętra ediakarsko-dolnopaleozoiczne i dewońsko-karbońskie, co uzasadnia wykorzystanie waryscyjskiego planu tektonicznego w definicji granic prowincji naftowej.

Systemy naftowe. We wschodniopolskiej prowincji naftowej funkcjonują lub potencjalnie funkcjonują:

1. Dewońsko-karboński system naftowy:

   Skały macierzyste – osady drobnoklastyczne górnego paleozoiku, hipotetycznie łupki ordowiku i syluru (Radkovets i in., 2017).

   Skały zbiornikowe – utwory węglanowe i klastyczne dewonu oraz utwory klastyczne karbonu.

   Pułapki – strukturalne w dewonie, stratygraficzno-strukturalne w karbonie.

Uszczelnienie – w dewonie pułapki uszczelniają górnodewońskie i wizeńskie skały drobnoklastyczne, w karbonie pułapki są uszczelnione górnokarbońskimi skałami drobnoklastycznymi.

Złoża węglowodorów – 2 złoża gazu ziemnego (Mełgiew A i B oraz Ciecierzyn) i 1 złoże ropy naftowej i gazu ziemnego w dewonie (Glinnik) oraz 1 złoże gazu ziemnego (Wilga) i 1 złoże ropy naftowej i gazu ziemnego w karbonie (Stężyca).

Gaz ziemny

Kompleksy stratygraficzno-poszukiwawcze	Ilość złóż wg stanu na 31.12.2017 r.	Zasoby wydobywalne bilansowe wg stanu na 31.12.2017 r. (mln m^3)	Zasoby przemysłowe wg stanu na 31.12.2017 r. (mln m^3)	Wydobycie wg stanu na 31.12.2017 r. (mln m^3)
dewon górny	3	1162,71	343,43	35,18
karbon	2	401,79	105,33	0,03
RAZEM	**5**	**1599,72**	**473,82**	**37,38**

według Bilansu zasobów złóż kopalin w Polsce wg stanu na 31.12.2017 r.

Ropa naftowa

Kompleksy stratygraficzno-poszukiwawcze	Ilość złóż wg stanu na 31.12.2017 r.	Zasoby wydobywalne bilansowe wg stanu na 31.12.2017 r. (tys. ton)	Zasoby przemysłowe wg stanu na 31.12.2017 r. (tys. ton)	Wydobycie wg stanu na 31.12.2017 r. (tys. ton)
dewon górny	1	7,10	4,49	0,27
karbon	1	86,57	8,05	0,05
RAZEM	**2**	**93,67**	**13,54**	**0,32**

według Bilansu zasobów złóż kopalin w Polsce wg stanu na 31.12.2017 r.

2. Dolnopaleozoiczny system naftowy (hipotetyczny, niepotwierdzony):

Skały macierzyste – osady drobnoklastyczne dolnego paleozoiku.

Skały zbiornikowe – osady drobnoklastyczne dolnego paleozoiku (dolnego syluru).

Pułapki – niekonwencjonalne typu łupkowego.

Podprowincje i regiony naftowe. Regionalna dystrybucja systemów naftowych pozwala we wschodniopolskiej prowincji naftowej wyróżnić 1 podprowincję (w której funkcjonuje potwierdzony złożami system naftowy) oraz 3 regiony o niepotwierdzonej złożonośności.

Podprowincja lubelska

Granice: centralna część prowincji – zasięg lubelskiego pasma fałdowego (Fig. 1.1–1.3).

Kompleksy stratygraficzno-poszukiwawcze:

- dewon, fran (formacja modryńska);
- dewon, famen (formacja bychawska);
- dewon, famen (formacja hulczańska);
- karbon, namur (formacje z Terebina i z Dęblina);
- karbon, westfal (formacja z Lublina i z Magnuszewa).

Systemy naftowe:

- dolnopaleozoiczny;
- dewońsko-karboński.

Region płocko-warszawski

Granice: północno-zachodnia część prowincji, na północny zachód od uskoku Grójca (Fig. 1.1).

Kompleksy stratygraficzno-poszukiwawcze: karbon.
Hipotetyczne systemy naftowe: dolnopaleozoiczny, dewońsko-karboński.

Region chełmiński

Granice: wschodnia część prowincji, na wschód od lubelskiego pasma fałdowego po wschodni zasięg utworów karbonu (Fig. 1.1–1.3).
Kompleksy stratygraficzno-poszukiwawcze: dolny paleozoik, dewon, karbon.
Hipotetyczne systemy naftowe: dolnopaleozoiczny, dewońsko-karboński.

Region podlaski

Granice: północna część prowincji – zasięg dolnego paleozoiku syneklizy podlaskiej.
Kompleksy stratygraficzno-poszukiwawcze: dolny paleozoik.
Hipotetyczne systemy naftowe: dolnopaleozoiczny.

Stopień rozpoznania budowy geologicznej. We wschodniopolskiej prowincji naftowej wykonano 921 głębokich otworów wiertniczych (> 500 m), z czego 52 otwory w ciągu ostatnich 10 lat (począwszy od 2009 r.). Wśród nich – 8 otworów sięgnęło dewonu, a 18 starszego paleozoiku.

Koncesje. Obecnie we wschodniopolskiej prowincji naftowej jest prowadzona jedna koncesja poszukiwawcza o powierzchni ~609 km^2 (1,4% powierzchni prowincji naftowej).

Obszary perspektywiczne. Przy okazji poprzedniej oceny w obrębie wschodniopolskiej prowincji naftowej wyznaczono 1 obszar perspektywiczny dla niekonwencjonalnych złóż w dolnym paleozoiku – **Rejowiec Fabryczny** o powierzchni 896,33 km^2, który został tutaj powtórzony, jako że nie został uwzględniony w postępowaniu przetargowym.

2.2. OBSZARY PERSPEKTYWICZNE

2.2.1. Rejowiec Fabryczny *(Adam Wójcicki)*

Nazwa obszaru: **Rejowiec Fabryczny** (Fig. 2.1 i 2.2)
Numery bloków koncesyjnych: **299**, **319**
Współrzędne punktów załamania granic obszaru:

Numer punktu	Układ 1992	
	X	Y
1	384719.21	799654.16
2	385544.79	813899.18
3	357769.83	815600.98
4	355745.40	780547.43
5	366856.82	779942.57
6	371470.35	779691.43
7	383524.22	779035.27
8	383992.00	781307.00
9	375496.00	790915.00

Powierzchnia: **896,328 km^2**

Charakterystyka geologiczna i naftowa:
Obszar „Rejowiec Fabryczny" znajduje się na pograniczu lubelskiego pasma fałdowego i zapadliska przedgórskiego waryscydów, a więc na pograniczu lubelskiej podprowincji naftowej i regionu chełmińskiego. Najbardziej interesujące pod względem poszukiwawczym są utwory syluru, a nagromadzeń gazu ziemnego typu *shale gas* można się spodziewać w miąższych utworach dolnej części systemu.

a) rodzaj spodziewanych złóż: niekonwencjonalne złoża gazu ziemnego i ewentualnie kondensatu ropnego;
b) systemy naftowe: dolnopaleozoiczny;
c) potencjalne skały zbiornikowe: łupki dolnego syluru;
d) potencjalne skały macierzyste: łupki starszego paleozoiku;
e) skały uszczelniające: utwory ilasto-mułowcowe środkowego i górnego syluru, utwory ilasto-mułowcowe dolnego karbonu;
f) miąższość nadkładu: 3000–4000 m;
g) spodziewany typ pułapki: niekonwencjonalny.

Otwory wiertnicze: 46 otworów wiertniczych > 800 m

nazwa otworu	głębokość	stratygrafia na dnie
CHEŁM 10	879,0	karbon
CHEŁM 11	926,5	karbon
CHEŁM 12	910,0	karbon
CHEŁM 19	860,0	karbon
CHEŁM 5	915,8	karbon
CHEŁM IG-1	1611,7	sylur górny
CHEŁM IG-2	1304,0	karbon
CHEŁM-14	1049,0	karbon
CHEŁM-15	942,0	karbon

CHEŁM-16	879,5	karbon
CHEŁM-17	1472,0	sylur
CHEŁM-20	920,0	karbon
CHEŁM-21	860,0	karbon
CHEŁM-24	847,1	karbon
CHEŁM-25	859,0	karbon
CHEŁM-6	1000,0	karbon
CHEŁM-7	905,0	karbon
CHEŁM-8	960,0	karbon
DOBRYNIÓW OU-1	3674,0	ordowik dolny
DOROHUCZA IG-1	2750,0	dewon dolny
DOROHUCZA IG-2	1350,5	karbon
DOROHUCZA IG-7	1368,0	karbon
DOROHUCZA IG-8	1325,0	karbon
KRASNYSTAW IG-2	1232,3	karbon
KRASNYSTAW IG-3	1100,0	karbon
KRASNYSTAW IG-5	1014,0	karbon
KRUPE-1	3800,0	kambr środkowy
MARYNIN 1	1805,0	dewon dolny
MARYNIN 2	2000,0	dewon dolny
MARYNIN BG-4	1399,0	karbon dolny
MARYNIN-3	1804,0	dewon
MILEJÓW IG-1	1406,1	karbon
PAWŁÓW 1	2003,0	sylur górny
PAWŁÓW 3	900,2	karbon
PAWŁÓW 4	860,0	karbon
PAWŁÓW 5	881,0	karbon
PAWŁÓW 6	865,0	karbon
PAWŁÓW 7	850,0	karbon
PAWŁÓW 8	850,0	karbon
PAWŁÓW 9	820,0	karbon
REJOWIEC IG-1	1500,0	karbon
REJOWIEC IG-2	1123,8	karbon
REJOWIEC IG-3	1332,0	karbon
REJOWIEC IG-4	1191,0	karbon
SIENNICA-1	1810,0	dewon
ŚWIĘCICA	2569,0	ediakar

Sejsmika (dysponent):

1974 – 3 profile Rów Lubelski 2D (Skarb Państwa)
1976–1977 – 4 profile Puchaczów 2D (Skarb Państwa)
1977 – 1 profil Puchaczów-Milejów 2D (Skarb Państwa)
1978 – 1 profil Programu Głębokich Sondowań Sejsmicznych PAN (Skarb Państwa)
1979 – 9 profili Chełm-Grabowiec-Hrubieszów 2D (Skarb Państwa)
1979 – 2 profile LZW Wierzbica 2D (Skarb Państwa)
1979 – 5 profili Łuków-Parczew-Chełm-Hrubieszów 2D (Skarb Państwa)
1980 – 6 profili Chełm-Grabowiec-Hrubieszów2D (Skarb Państwa)
1980 – 4 profile Łuków-Parczew-Chełm-Hrubieszów (Skarb Państwa)
1980 – 1 profil Opole Lubelskie-Lublin-Bychawa 2D (Skarb Państwa)
1981 – 5 profili Chełm-Grabowiec-Hrubieszów 2D (Skarb Państwa)
1981–1985 – 10 profili Łuków-Parczew-Chełm-Hrubieszów 2D (Skarb Państwa)
1991 – 9 profili Chełm-Hrubieszów 2D (PGNiG S.A., Warszawa)
2000 – 1 profil CELEBRATION 2000 (Skarb Państwa)
2012 – 5 profili Milejów 2D (Skarb Państwa)

2010–2011 – 3 profile Lublin 2D (Skarb Państwa)
Razem – 65 linii 2D o łącznej długości 655,816 km

Informacje o dotychczasowym rozpoznaniu/udokumentowaniu złóż węglowodorów na projektowanym obszarze i w jego bliskim sąsiedztwie:

NAZWA ZŁOŻA	KOPALINA
Mełgiew A i Mełgiew B	GAZY ZIEMNE

Ocena perspektywiczności i potencjał poszukiwawczy:
Obszar „Rejowiec Fabryczny" ma skomplikowaną i złożoną budową geologiczną. Wyniki prac poszukiwawczych Orlen Upstream i Exxon Mobil potwierdzają występowanie gazu w łupkach starszego paleozoiku. W szczególności dotyczy to dolnosylurskich łupków w obrębie formacji z Pelplina i ewentualnie formacji z Pasłęka. Miąższość perspektywicznych formacji zbiornikowych – łupków dolnego syluru przekracza 60 m, jednakże rozpatrywane łupki dolnosylurskie charakteryzują się przeważnie relatywnie niską zawartością materii organicznej i gazu ziemnego. Prawdopodobnie czynniki te spowodowały, że nie udało się dotąd uzyskać przemysłowej produkcji węglowodorów, jednakże prezentowane i publikowane przez Orlen Upstream wyniki prac (w tym testów produkcyjnych) na sąsiadującej z rozpatrywanym obszarem od północy koncesji Wierzbica (gdzie parametry złożowe są porównywalne lub nieco lepsze) wydają się być zachęcające. Z tego powodu obszar jest zaklasyfikowany jako umiarkowanie perspektywiczny.

Oddziaływanie z innymi złożami (położonymi w granicach obszaru):

ID ZŁOŻA	NAZWA ZŁOŻA	KOPALINA
1829	Bezek	WAPIENIE I MARGLE PRZEM. CEMENTOWEGO
15019	Borowica	KRUSZYWA NATURALNE
7803	Borowica I	KRUSZYWA NATURALNE
11531	Borowica I/1	KRUSZYWA NATURALNE
401	Chełm II	WĘGLE KAMIENNE
2884	Czułczyce	KRUSZYWA NATURALNE
6391	Czułczyce Duże A	KRUSZYWA NATURALNE
8683	Czułczyce Duże dz.128/2	KRUSZYWA NATURALNE
15170	Czułczyce Duże VIII	KRUSZYWA NATURALNE
18721	Czułczyce Duże VIIIA	KRUSZYWA NATURALNE
7382	Czułczyce dz. 125	KRUSZYWA NATURALNE
9186	Czułczyce dz. 142/3	KRUSZYWA NATURALNE
7783	Czułczyce dz. 174	KRUSZYWA NATURALNE
2887	Czułczyce II	KRUSZYWA NATURALNE
11225	Czułczyce V	KRUSZYWA NATURALNE
15169	Dąbrowa	KRUSZYWA NATURALNE
3509	Dorohucza	KRUSZYWA NATURALNE
6540	Dorohucza II	KRUSZYWA NATURALNE
8387	Dorohucza V	KRUSZYWA NATURALNE
9032	Dorohucza VI	KRUSZYWA NATURALNE
15789	Dorohucza XIX	KRUSZYWA NATURALNE

13975	Dorohucza XVI	KRUSZYWA NATURALNE
16857	Dorohucza XX	KRUSZYWA NATURALNE
16622	Dorohucza XXI	KRUSZYWA NATURALNE
17149	Dorohucza XXII	KRUSZYWA NATURALNE
17151	Dorohucza XXIII	KRUSZYWA NATURALNE
17151	Dorohucza XXIII	KRUSZYWA NATURALNE
17745	Dorohucza XXIV	KRUSZYWA NATURALNE
15143	Dorohucza-Nowina XI	KRUSZYWA NATURALNE
16307	Dorohucza-Nowina XIX	KRUSZYWA NATURALNE
15776	Dorohucza-Nowina XV	KRUSZYWA NATURALNE
16140	Dorohucza-Nowina XVI	KRUSZYWA NATURALNE
16333	Dorohucza-Nowina XVII	KRUSZYWA NATURALNE
16334	Dorohucza-Nowina XVIII	KRUSZYWA NATURALNE
16332	Dorohucza-Nowina XX	KRUSZYWA NATURALNE
16884	Dorohucza-Nowina XXI	KRUSZYWA NATURALNE
17279	Dorohucza-Nowina XXII	KRUSZYWA NATURALNE
18522	Dorohucza-Nowina XXIII	KRUSZYWA NATURALNE
18609	Dorohucza-Nowina XXV	KRUSZYWA NATURALNE
16859	Ewopole	KRUSZYWA NATURALNE
6122	Ewopole	KRUSZYWA NATURALNE
15308	Henrysin	KRUSZYWA NATURALNE
15308	Henrysin	KRUSZYWA NATURALNE
15308	Henrysin	KRUSZYWA NATURALNE
8313	Jagodno	KRUSZYWA NATURALNE
2695	Kanie-Liszno	PIASKI KWARCOWE D/P CEGŁY WAP-PIASKOWEJ
16019	Kolonia Czułczyce III	KRUSZYWA NATURALNE
17522	Kolonia Czułczyce IV	KRUSZYWA NATURALNE
17649	Kolonia Czułczyce V	KRUSZYWA NATURALNE
17772	Kolonia Czułczyce VI	KRUSZYWA NATURALNE
2883	Krynica	KRUSZYWA NATURALNE
18897	Lechówka	KRUSZYWA NATURALNE
18006	Lechówka 2	KRUSZYWA NATURALNE
11933	Lechówka dz. 102/1, 99	SUROWCE ILASTE D/P CEMENTU
14339	Lechówka dz. 104/1	KRUSZYWA NATURALNE
9034	Lechówka dz. 19/1	KRUSZYWA NATURALNE
9869	Lechówka dz.86	KRUSZYWA NATURALNE
9040	Lechówka dz.87	KRUSZYWA NATURALNE
9947	Lechówka dz.97/1,101/1	KRUSZYWA NATURALNE
9187	Lechówka dz.99	KRUSZYWA NATURALNE
7542	Lechówka II	ZIEMIE KRZEMIONKOWE
17592	Lublin	WĘGLE KAMIENNE
4577	Mogielnica	KRUSZYWA NATURALNE
14615	Mogielnica I	TORFY
1827	Nikodemówka	WAPIENIE I MARGLE PRZEM. CEMENTOWEGO
1441	Oleśniki	KRUSZYWA NATURALNE
1825	Pokrówka	WAPIENIE I MARGLE PRZEM. CEMENTOWEGO
1826	Rejowiec	WAPIENIE I MARGLE PRZEM. CEMENTOWEGO
5855	Rejowiec Fabryczny	KRUSZYWA NATURALNE
10640	Rejowiec I	WAPIENIE I MARGLE PRZEM. CEMENTOWEGO
5101	Sawin	WĘGLE KAMIENNE

7633	Siennica Nadolna	KRUSZYWA NATURALNE
8802	Siennica Nadolna 2	KRUSZYWA NATURALNE
2697	Toruń	PIASKI KWARCOWE D/P CEGŁY WAP-PIASKOWEJ
8390	Toruń I	KRUSZYWA NATURALNE
14077	Toruń III	KRUSZYWA NATURALNE
15673	Toruń IV	KRUSZYWA NATURALNE
16871	Toruń V	KRUSZYWA NATURALNE
7753	Wincentów	KRUSZYWA NATURALNE
9028	Wincentów I	KRUSZYWA NATURALNE
9028	Wincentów I	KRUSZYWA NATURALNE
12101	Wola Żulińska	KRUSZYWA NATURALNE
8340	Wólka Kańska I	KRUSZYWA NATURALNE
10499	Wólka Kańska III	KRUSZYWA NATURALNE
5851	Zagrody	KRUSZYWA NATURALNE
6891	Zawadów	KRUSZYWA NATURALNE
6891	Zawadów	KRUSZYWA NATURALNE

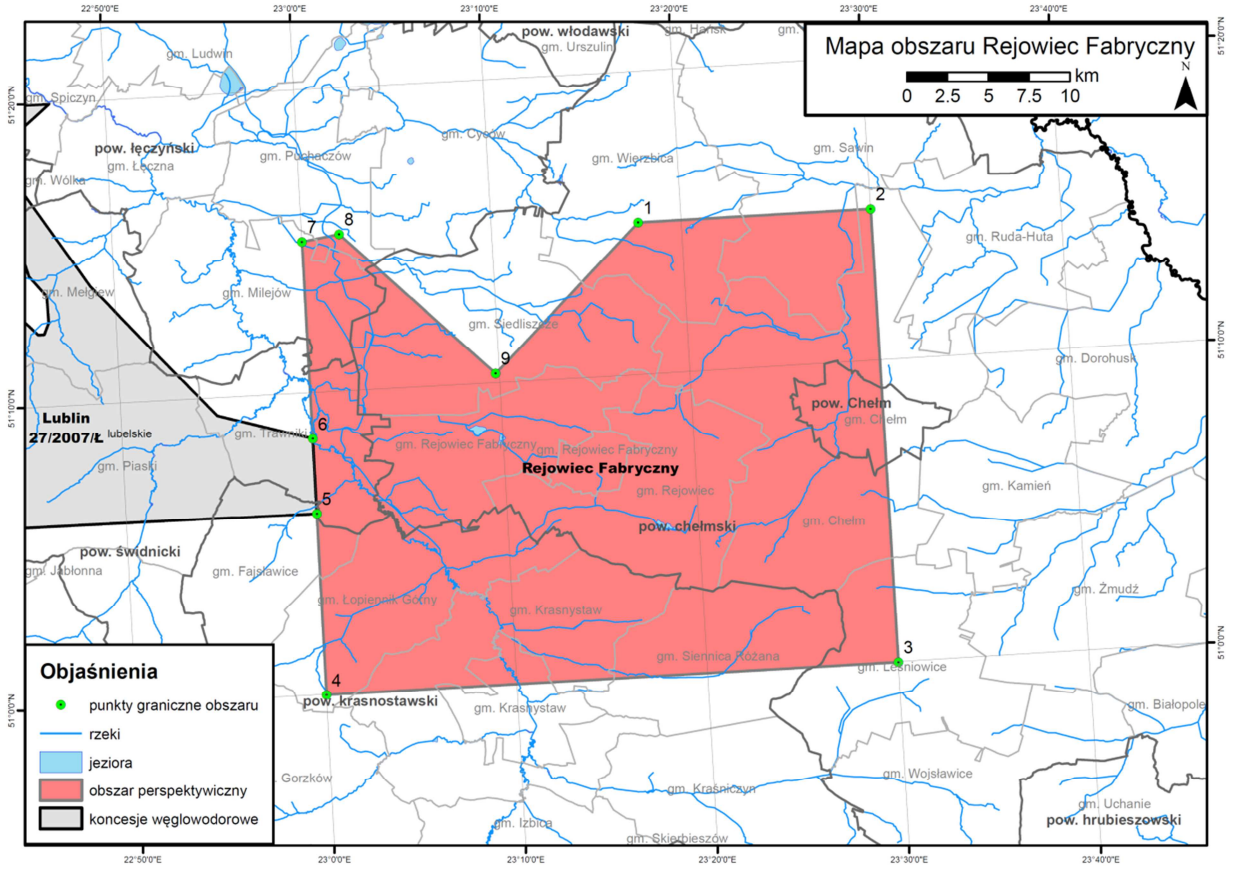

Fig. 2.1. Punkty załamania granic oraz pozycja obszaru „Rejowiec Fabryczny" na tle sąsiednich koncesji według stanu na 28.02.2019 r.

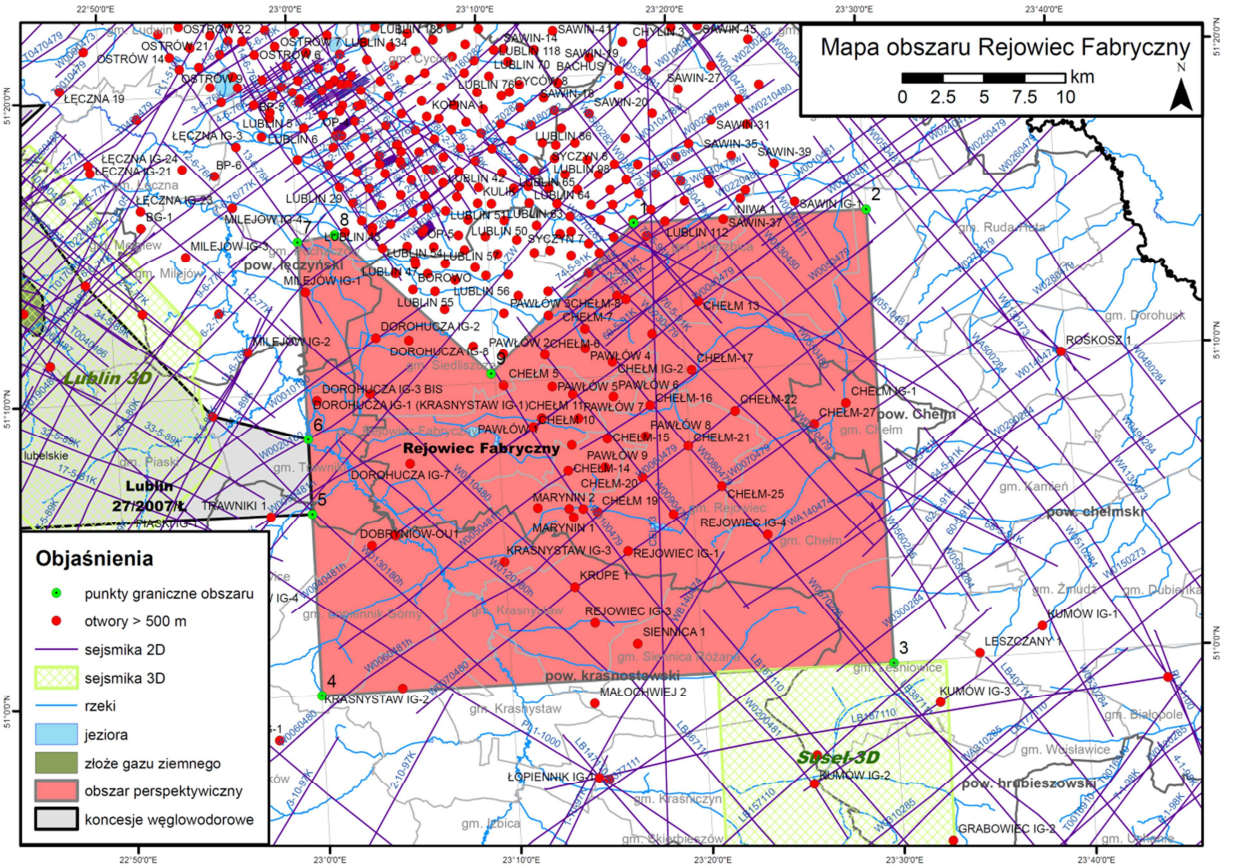

Fig. 2.2. Lokalizacja badań sejsmicznych, otworów wiertniczych i złóż węglowodorów na obszarze „Rejowiec Fabryczny" i w jego sąsiedztwie (CBDG, 2019). Koncesje węglowodorowe według stanu na 28.02.2019 r.

3. PROWINCJA NAFTOWA POŁUDNIOWEJ POLSKI
3.1. CHARAKTERYSTYKA PROWINCJI

Granice prowincji naftowej. U podstawy wydzielenia południowopolskiej prowincji naftowej stoi obszar wyróżniany wcześniej pod nazwą prowincji małopolskiej (Karnkowski 1997, 2007). Rozwój prac badawczych i poszukiwawczych przyczynił się do identyfikacji dodatkowych systemów naftowych w sąsiedztwie prowincji. Przede wszystkim pojawiła się konieczność rozważenia ropo- i gazonośności obszarów położonych na północ od jednostek karpackich, aż do granicy z obszarem eksternidów waryscyjskich. W niniejszym opracowaniu proponujemy zatem wyróżnienie południowopolskiej prowincji naftowej (Fig. 1.1–1.4), która obejmuje też bloki małopolski oraz górnośląski (porównaj Narkiewicz, 2007; Buła i in., 2008; Żelaźniewicz i in., 2011 i Nawrocki i Becker, 2017). W takim ujęciu, granice prowincji wyznacza:

- na północy uskok świętokrzyski i zasięg zapadliska przedkarpackiego;
- na północnym-zachodzie zasięg zdeformowanych i zdysolokowanych skał karbonu strefy zewnętrznej orogenu waryscyjskiego;
- na zachodzie nasunięcie orłowsko-boguszowickie;
- na południu Pieniński Pas Skałkowy.

Powierzchnia. ~ 50 600 km^2

Budowa geologiczna. Południowopolska prowincja naftowa obejmuje pas fałdowo-nasuwczy Karpat zewnętrznych wraz z basenem jego przedpola – zapadliskiem przedkarpackim, a także bloki górnośląski i małopolski (Fig. 1.1–1.4) . Z prowincji został wyłączony obszar Tatr (Karpat wewnętrznych). Nie uwzględniono także regionu Podhala, wypełnionego utworami najwyższego eocenu i oligocenu (flisz podhalański), oraz Pienińskiego Pasa Skałkowego. Układ przestrzenny, niedojrzałość termiczna, jak i stosunkowo słaba bitumiczność sukcesji osadowych tego regionu, w tym tzw. fliszu Podhala (warstwy zakopiańskie), sugeruje brak możliwości generacyjnych i akumulacyjnych.

Pas fałdowo-nasuwczy Karpat jest fragmentem rozległego pasa górotworów, powstałych w wyniku fałdowań i nasunięć związanych z orogenezą alpejską. Tradycyjnie w obrębie łańcucha Karpat zewnętrznych na obszarze polskim wyróżnia się kilka głównych, ponasuwanych na siebie jednostek tektonicznych – płaszczowin:

- magurską,
- przedmagurską/dukielską,
- śląską,
- podśląską,
- skolską,
- stebnicką/zgłobicką.

Karpaty zewnętrzne są pryzmą akrecyjną nasuniętą na ugięta, pogrążająca się ku południowi płytę przedpola (płyta euroazjatycka). Pryzma ta powstała między późnym eocenem a środkowym miocenem poprzez odkłucie, skrócenie i tektoniczne spiętrzenie osadów rozległego basenu sedymentacyjnego, rozciągającego się na między pasywną krawędzią płyty europejskiej a mikropłytami ALCAPA i Tisza, które obecnie tworzą podłoże Karpat wewnętrznych. Tworzenie pryzmy orogenicznej polegało na odkłuwaniu

kolejnych fragmentów osadowego wypełnienia basenu i dołączania ich do wcześniej zestalonych fragmentów wraz z jej przesuwaniem się ku obszarowi platformowemu. Powierzchnie odkłucia spągowego jednostek fliszowych przebiegają w obrębie ilasto-mułowcowych osadów kredy: górnej w jednostce magurskiej, dolnej i/lub górnej we fragmentarycznie odsłoniętej jednostce dukielskiej oraz dolnej w jednostkach śląskiej i skolskiej. Jednostki stebnicka i zgłobicka są odkłute po poziomach mioceńskich ewaporatów. W konsekwencji każda z płaszczowin karpackich obejmuje osady powstałe w innej części basenu sedymentacyjnego i posiada różny profil litologiczno-stratygraficzny, sięgający najszerzej od jury aż po dolny miocen. Proces zamykania basenu w segmencie polskim trwał do środkowego miocenu – z czasem przemieszczanie układu basenu przedpola i wypiętrzenia przedgórskiego następowało w kierunku wschodnim i najpóźniej zakończyło się w segmencie rumuńskich Karpat, gdzie w struktury orogenu zaangażowane są nawet osady pliocenu. Obecnie pryzma akrecyjna Karpat zewnętrznych jest w całości odkorzeniona i spoczywa na utworach zapadliska przedkarpackiego. Minimalny rozmiar tego nasunięcia można szacować na podstawie danych otworowych na 35–40 km.

Zapadlisko przedkarpackie jest wypełnione osadami dolnego i środkowego miocenu, które powstały w płyciejącym basenie przedpola, powstałym u czoła nasuwających się Karpat. W zapadlisku przedkarpackim można wyróżnić część zewnętrzną, leżącą na północ od Karpat oraz część wewnętrzną ukrytą obecnie pod nasuniętymi Karpatami. Utwory miocenu zapadliska przedkarpackiego występują w czterech pozycjach tektonicznych:

- jako niesfałdowany miocen autochtoniczny zapadliska zewnętrznego, spoczywający przed czołem Karpat;
- jako miocen autochtoniczny w podłożu Karpat fliszowych;
- jako miocen paraautochtoniczny zatok gdowskiej i rzeszowskiej;
- jako miocen allochtoniczny płaszczowin zgłobickiej i stebnickiej – odkłuty i sfałdowany u czoła Karpat oraz niekiedy wstecznie nasunięty na Karpaty.

W podłożu i u czoła jednostek karpackich – Karpat zewnętrznych i zapadliska przedkarpackiego występują skały bloków górnośląskiego i małopolskiego.

Blok górnośląski jest elementem większej jednostki tektonicznej o konsolidacji kadomskiej, określonej przez Dudka (1980) jako Brunovistulicum, a przez Kotasa (1982, 1985) jako masyw Brunii-Górnego Śląska. Jednostka ta jest ograniczona trzema lineamentami (rozłamami, szwami): od północy i wschodu strefą tektoniczną Kraków-Lubliniec, od zachodu strefą nasunięć moldanubskich, od południa strefą perypienińską. Strefa Kraków-Lubliniec oddziela blok górnośląski od małopolskiego i została uściślona i zdefiniowana przez Bułę (w: Buła 1994, 2000; Buła i in., 1997) i Żabę (1999) jako długowieczna strefa ścinania, aktywna od neoproterozoiku po mezozoik z wielokrotnym zapisem deformacji kruchych i półkruchych, przy czym dominujące znaczenie miały tu wielofazowe ruchy przesuwcze na przełomie syluru i dewonu oraz w okresie późnowaryscyjskim. Rozpoznane wiertniczo na różnych głębokościach prekambryjskie podłoże Brunovistulicum charakteryzuje się heterogeniczną budową, a poszczególne jego jednostki utworzone są ze zróżnicowanych genetycznie skał krystalicznych i anchimetamorficznych. W rejonach: na południe od Krakowa (zrąb Rzeszotar) nawiercono skały krystaliczne wieku archaiczno-wczesnoproterozoicznego, w rejonie Bielska-Białej i Andrychowa (kopuła Bielska-Białej) – neoproterozoiczne skały

krystaliczne, związane z kadomskimi procesami tektonometamorficznymi (Dudek, 1980; Buła i Żaba 2005, 2008; Żelaźniewicz i in., 2009) oraz w osłonie kopuły Bielska-Białej – anchimetamorficzne utwory klastyczne fliszu ediakarskiego (np. Buła i Żaba 2005, 2008; Buła i in., 2015). Prekambryjski fundament bloku górnośląskiego stopniowo zanurza się, od południa i południowego wschodu na północny zachód, pod pokrywę osadową osiągającą coraz większe miąższości (od kilkuset metrów do ponad 6 km). W pokrywie osadowej można rozróżnić następujące piętra strukturalne:

- kambryjsko-ordowickie,
- dewońsko-karbońskie (waryscyjskie),
- permsko-mezozoiczne (staroalpejskie).

Pietro waryscyjskie jest reprezentowane przez utwory dewońskie i karbońskie, rozwinięte w obrębie basenu morawsko-śląskiego. Wczesnokarbońska ewolucja basenu w warunkach postępującej kompresji wywołała migrację depocentrów subsydencji basenu w kierunku wschodnim, tworząc rozległe zapadlisko górnośląskie, wypełnione początkowo osadami o charakterze fliszowym (kulm), zastępowanymi od wczesnego namuru po najwyższy westfal przez molasowe utwory węglonośne. W epoce waryscyjskiej utwory te uległy blokowo-fałdowym deformacjom tektonicznym, którym w peryferyjnych częściach bloku górnośląskiego towarzyszył intensywny magmatyzm. Utwory prekambryjsko-paleozoiczne bloku górnośląskiego przykrywa lateralnie niejednorodna i zróżnicowana miąższościowo nieciągła permsko-mezozoiczno-neogeńska platformowa pokrywa osadowa.
W południowej części blok górnośląski stanowi podłoże zapadliska przedkarpackiego. Najbardziej wysunięte na południe części bloku wchodzą pod nasunięte na miocen (lokalnie również na utwory węglonośne karbonu) płaszczowiny fliszowe Karpat.

Blok małopolski stanowi fragment skorupy o prekambryjskim podłożu i trzypiętrowej pokrywie platformowej. Na południowym zachodzie sąsiaduje on z blokiem górnośląskim strefą uskokową Kraków–Lubliniec. Za granicę północno-wschodnią bloku małopolskiego przyjęto uskok świętokrzyski (porównaj: Żelaźniewicz i in., 2011). Prekambryjskie podłoże bloku małopolskiego tworzą zdeformowane skały klastyczne ediakaru (flisz). Pokrywę osadową tworzą:

- utwory kambru regionu kieleckiego Gór Świętokrzyskich (sandomierskie piętro strukturalne);
- piętro ordowicko-sylurskie (kaledońskie);
- piętro dewońsko-dolnokarbońskie (waryscyjskie);
- piętro permsko-mezozoiczne (staroalpejskie).

Utwory paleozoiczne pokrywy osadowej na bloku małopolskim były wielokrotnie poddawane deformacjom tektonicznym oraz epigenetycznej erozji. Procesy te miały miejsce na przełomie kambru-ordowiku, syluru-dewonu i po wizenie oraz w czasie ruchów alpejskich. Efektem tych procesów jest „mozaikowy" obraz budowy paleozoiku, w którym są obecne struktury zrębowe skał ediakarskich oraz wychodnie skał starszych w obrębie utworów dewońsko-karbońskich (Żelaźniewicz i in., 2011). Największą z tych struktur jest antyklinorium dolnego Sanu (Karnkowski i Ołtuszyk, 1968; Pożaryski i Tomczyk, 1968; Pożaryski i in., 1992; Mizerski i Stupka, 2005). Najmłodsze piętro strukturalne tworzą utwory permu i mezozoiku synklinorium szczecińsko-miechowskiego.

Systemy naftowe. W południowopolskim regionie naftowym można wyodrębnić:

1. System naftowy karbonu węglonośnego GZW:

Skały macierzyste – pokłady węgla w całym profilu karbonu górnego (namur i westfal).

Skały zbiornikowe – pokłady węgla w całym profilu karbonu produktywnego, zawarte głównie w dwóch formacjach litostratygraficznych: serii mułowcowej i górnośląskiej serii piaskowcowej; gaz zamknięty centralnych stref basenu – związany ze słabo przepuszczalnymi piaskowcami serii paralicznej; przepuszczalne piaskowce w profilu karbonu produktywnego nasycone metanem z pokładów węgla.

Złoża węglowodorów – w pokładach węgla występują liczne złoża metanu, które są eksploatowane jako kopalina towarzysząca (tzw. gaz kopalniany lub CMM) podczas eksploatacji węgla, natomiast eksploatacja metanu jako kopaliny głównej (CBM) jest wciąż nieopłacalna – obecnie trwa opracowywanie technologii wydobywczej odpowiedniej dla warunków geologicznych GZW. Gaz zamknięty centralnych stref basenu jak dotąd nie został potwierdzony złożami, a jego istnienie postulują Poprawa (2018) oraz Poprawa i in. (2018). Konwencjonalne pułapki gazu stwierdzono w dwóch złożach – Marklowice (górnośląska seria piaskowcowa) i Silesia (krakowska seria piaskowcowa).

Gaz ziemny

Kompleksy stratygraficzno-poszukiwawcze	Ilość złóż wg stanu na 31.12.2017 r.	Zasoby wydobywalne bilansowe wg stanu na 31.12.2017 r. (mln m^3)	Zasoby przemysłowe wg stanu na 31.12.2017 r. (mln m^3)	Wydobycie wg stanu na 31.12.2017 r. (mln m^3)
karbon produktywny – górnośląska seria piaskowcowa i krakowska seria piaskowcowa	2	-	-	-
karbon produktywny – pokłady węgla	62	96947,67	5691,32	543,04

według Bilansu zasobów złóż kopalin w Polsce wg stanu na 31.12.2017 r.

2. Paleozoiczno-mezozoiczny system naftowy:

Skały macierzyste – skały drobnoklastyczne ordowiku, skały drobnoklastyczne syluru, skały klastyczne dolnego dewonu, skały klastyczno-węglanowe środkowego i górnego dewonu, skały klastyczno-węglanowe dolnego karbonu, skały drobnoklastyczne środkowej jury.

Skały zbiornikowe – piaskowce prekambru (hipotetycznie), skały klastyczne dolnego dewonu, skały węglanowe dewonu środkowego i górnego, skały węglanowe dolnego karbonu, kajper, skały węglanowe górnej jury i górnej kredy.

Skały uszczelniające – ordowik i sylur dla hipotetycznych rezerwuarów prekambru; skały kulmu, triasu, jury, miocenu autochtonicznego i serie fliszowe płaszczowiny skolskiej dla rezerwuarów w dewonie i karbonie; skały miocenu autochtonicznego i serie fliszowe płaszczowiny skolskiej dla rezerwuarów jurajskich.

Złoża węglowodorów – 17 złóż gazu ziemnego, w tym 3 złoża w dewonie (Lachowice-Stryszawa, Zalesie i Załęże), 1 złoże w dolnym karbonie – wizenie (Nosówka), 1 złoże w triasie (Niwiska), 11 złóż w jurze (Brzezówka, Góra Ropczycka, Grobla, Korzeniów, Korzeniów – gaz, Lubaczów, Łapanów, Łąkta, Tarnów, Wierzchosławice i Żukowice)

i 3 złoża w kredzie (Rajsko, Rylowa i Wierzchosławice). Ponadto 11 złóż ropy naftowej, w tym 1 złoże w utworach karbonu (Nosówka) i 10 złóż w utworach jury i kredy (Brzezówka, Grobla, Jastrząbka Stara, Korzeniów, Lubaczów, Łąkta, Mniszów, Pławowice, Tarnów, Wierzchosławice).

3. System naftowy miocenu autochtonicznego zapadliska przedkarpackiego:

   Skały macierzyste – skały drobnoklastyczne górnego badenu i dolnego sarmatu, skały podłoża zapadliska przedkarpackiego, w tym pokłady węgla GZW.

   Skały zbiornikowe – piaskowce i piaski górnego badenu i dolnego sarmatu. Geometria złóż jest genetycznie związana przede wszystkim z procesami kompakcyjnymi, choć istnieją dowody na obecność silne zuskokowanie stref przedpola i struktur typu rów-horst. Wypełnienie zapadliska budują sekwencje piaskowcowo-mułowcowe o typie heterolitów, o dużych możliwościach uszczelniających. W strefach podnasunięciowych występują także klastyczne (odkryte wierceniami) sekwencje deponowane podczas pierwszej fazy formowania orogenu, o zmiennej miąższości (rejon zachodniej części polskiego segmentu Karpat). Problemem do rozpoznania pozostaje stopień stektonizowania utworów miocenu oraz dostosowanie metod wydobycia. Natomiast korzystne są warunki zalegania ewentualnych złóż ze względu na występowanie horyzontów na stosunkowo małej głębokości. Stopień kompakcji osadów wzrasta w kierunku nasunięcia karpackiego, wraz z miąższością osadów – ta asymetryczność jest typowa dla wypełnień basenów przedpola. Utwory zapadliska są najczęściej rozpostarte na podłożu utworów kambryjskich i prekambryjskich – proces erozji i usunięcia sekwencji paleozoiczno-mezozoicznych wynika z migracji silnie erodowanej strefy wyniesienia przedgórskiego (ang. *forebulge*). Ponadto istotnym zagadnieniem związanym z poszukiwaniami w zapadlisku przedkarpackim jest miąższość i charakter utworów prekambryjsko-kambryjskich – brak otworów wiertniczych dokumentujących ich miąższość i ewentualną allochtoniczność. Należy wspomnieć o notowanych przypływach ropy także w strefach północnych obszaru zapadliska (np. region Mójczy). Obecnie system naftowy przedkarpackiego basenu przedpola Karpat określono jako złożony (Poprawa i in., 2018) o typie hybrydowym, który można rozpatrywać w kategoriach złóż konwencjonalnych, jak i niekonwencjonalnych. W odróżnieniu do silnie zdeformowanej części nasuniętego orogenu Karpat wskazywano na takie możliwości, analizując przypływy gazu podczas przewiercania sekwencji mułowcowo-ilasto-piaskowcowych (por. Poprawa, 2006). Dodatkowe możliwości poszukiwawcze stwarza region przedpola w najbardziej zachodnim segmencie Karpat polskich, o znacznym nagromadzeniu utworów klastycznych powstałych podczas pierwszego etapu rozwoju mioceńskiego przedpola. Niektóre z hipotez zakładają możliwości odgazowania pokładów węgla karbońskiego, zalegającego na dużej głębokości i migracji w silnie klastyczne skały miocenu.

   Złoża węglowodorów – 3 złoża gazu ziemnego: Dębowiec Śląski, Pogórz i Kowale w zachodniej części zapadliska przedkarpackiego; 90 złóż gazu ziemnego we wschodniej części zapadliska przedkarpackiego;

1 złoże ropy naftowej (Cetynia). Na obszarze zapadliska (basenu przedpola) istnieją możliwości odkrywania złóż w zakresie zarówno złóż niekonwencjonalnych, jak i częściowo konwencjonalnych. Należą one do najbardziej perspektywicznych i zasobnych w węglowodory na obszarze południowopolskiej prowincji naftowej. Dominują w nich złoża gazu ziemnego, które charakteryzują się bardzo dobrymi parametrami energetycznymi; wielohoryzontowe złoża mają znaczne zasoby, nawet przy niewielkim rozprzestrzenieniu obszarowym.

Gaz ziemny

Kompleksy stratygraficzno-poszukiwawcze	Ilość złóż wg stanu na 31.12.2017 r.	Zasoby wydobywalne bilansowe wg stanu na 31.12.2017 r. (mln m^3)	Zasoby przemysłowe wg stanu na 31.12.2017 r. (mln m^3)	Wydobycie wg stanu na 31.12.2017 r. (mln m^3)
prekambr + miocen	1	345,77	207,30	26,99
dewon + miocen (nierozdzielone)	3	2246,80	241,75	144,91
karbon dolny	1	4,49	4,90	0,44
trias	1	-	-	-
jura i kreda + miocen (nierozdzielone)	14	1977,35	710,35	81,23
miocen zapadliska przedkarpackiego	84	28961,20	7419,94	1057,65

według Bilansu zasobów złóż kopalin w Polsce wg stanu na 31.12.2017 r.

Ropa naftowa

Kompleksy stratygraficzno-poszukiwawcze	Ilość złóż wg stanu na 31.12.2017 r.	Zasoby wydobywalne bilansowe wg stanu na 31.12.2017 r. (tys. ton)	Zasoby przemysłowe wg stanu na 31.12.2017 r. (tys. ton)	Wydobycie wg stanu na 31.12.2017 r. (tys. ton)
karbon dolny	1	44,05	27,50	3,21
jura i kreda	10	476,35	33,33	12,75
miocen zapadliska przedkarpackiego	1	45,00	-	-

według Bilansu zasobów złóż kopalin w Polsce wg stanu na 31.12.2017 r.

4. System naftowy w płaszczowinach Karpat:

Skały macierzyste – główną skałą macierzystą dla rop karpackich są oligoceńsko-mioceńskie warstwy menilitowe (np. Kotarba i in., 2014; Matyasik i in., 2015). Istotnym problemem jest jednak niedojrzałość termiczna łupków menilitowych w przeważającej części Karpat i nie do końca dowiedziona korelacja rop poszczególnych złóż i łupków menilitowych. Może to pośrednio wskazywać na proces dalekiej migracji węglowodorów. Oprócz warstw menilitowych poziomy ciemnych bitumicznych łupków w Karpatach zewnętrznych występują w górnej jurze i kredzie (łupki spaske, łupki wierzowskie, łupki istebniańskie). Dodatkowo bogate w bituminy są miąższe wkładki w kompleksie oligoceńsko-mioceńskich warstw krośnieńskich czy tzw. fliszu podhalańskiego. W rozważaniach nad generacją rop karpackich nie bierze się pod uwagę bogatych w bituminy poziomów paleozoicznych, ukrytych pod nasunięciem karpackim i resztkowo zachowanych w niektórych fragmentach podłoża Karpat (np. rejon Rzeszowa). Wynika to z założenia całkowitej izolacji nasuniętego orogenu Karpat od utworów podłoża. Odkrycie procesu kolapsu orogenicznego (Jankowski, 2015) wskazuje na wspólną deformację nasuniętego orogenu i jego podłoża oraz otwarcie wspólnych dróg migracji. Na taki proces wskazują obserwowane w Karpatach struktury deformacyjne

(strefy ścięć) nawiązujące przebiegiem do struktur podłoża reaktywowanych w procesie kolapsu, np. strefa lanckorońsko-żegocińska.

Skały zbiornikowe – piaskowce grodziskie, lgockie, godulskie, istebniańskie, warstwy inoceramowe, piaskowce ciężkowickie, cergowskie, magdaleńskie, kliwskie i krośnieńskie jednostek dukielskiej, śląskiej, podśląskiej i skolskiej.

Generacja, migracja i akumulacja węglowodorów – po etapie kompresji, istotne znaczenie dla procesu akumulacji, formowania dróg migracji oraz rozwoju systemów naftowych w Karpatach miały dodatkowe etapy deformacji tektonicznych i etap przesuwczości (Jankowski i Probulski, 2011), a także, trwający do dziś, etap kolapsu orogenicznego (Mazzoli i in., 2010; Jankowski, 2015). Istnienie tych etapów tłumaczy powstawanie złóż również w obszarach pozbawionych skał o dobrych parametrach kolektorskich (rejon Gorlic), jak i też obecność stosunkowo powszechnych w Karpatach wypływów rop. Dodatkowe etapy deformacji tektonicznej były przyczyną powstania geometrycznych układów o typie struktur kwiatowych, które można odnotować w niektórych złożach karpackich. W tego typu strukturze można obserwować drogi migracji węglowodorów, które odzwierciedla nasycenie mineralizacją, jak i resztki tzw. martwej ropy obecnej w strefach melanży tektonicznych wytworzonych podczas formowania struktur kwiatowych. Taką geometrię wykazuje np. złoże Grobla (położone już na obszarze zapadliska przedkarpackiego, jednakże genetycznie związane z procesem deformacji Karpat) oraz szereg złóż wzdłuż tzw. strefy węglowieckiej. Proces przebudowy tektonicznej orogenu podczas etapów formowania uskoków przesuwczych i kolapsu w znacznej mierze redukuje możliwości akumulacji w kontekście poszukiwań złóż niekonwencjonalnych. Badania m.in. ekshalacji gazowych sugerują daleko posunięty proces rozszczelnienia struktury orogenu nie tylko na etapie postorogenicznego kolapsu. Współczesne badania dokumentują istnienie istotnego etapu ekstensji (jeszcze we wczesnym oligocenie), który doprowadził do powstania szeregu rowów tektonicznych w obrębie przedoligoceńskiej pokrywy osadowej. Potwierdzają to także badania geochemiczne (Matyasik i in., 2015), wskazujące na migrację ropy do basenu Karpat już w okresie wczesnego oligocenu. W obrębie nasuniętego orogenu typy pułapek określone były głównie jako strukturalne, o typie antyklin nadnasuwczych. W wielu przypadkach brak jest niektórych elementów systemu naftowego, zwłaszcza dróg migracji i skał kolektorowych. W niektórych złożach odnotowywane są przypływy mimo braku dobrej jakości skał zbiornikowych. Jako drogi migracji przyjmowano dotąd strefy nasunięć głównych elementów tektonicznych, co nie znajduje jednakże potwierdzenia w obserwacjach terenowych. Badania egzotyków karpackich oraz obserwacje stref ścięć i dane geochemiczne dokumentujące wczesnooligoceński etap ekspulsji, wskazują na możliwość istnienia głębokiego horyzontu roponośnego pod nasunięciem karpackim. Istnienie paleozoiczno-mezozoicznych łupków bitumicznych jest powszechna w otoczeniu Karpat. Z kolei możliwości poszukiwań w zakresie złóż niekonwencjonalnych wydają się być bardzo ograniczone ze względu

na skomplikowany i wieloetapowy proces deformacji tektonicznych przekształcających ułożony w stylu *piggy back* system nasuwczy. Wspominany proces kolapsu orogenicznego, formujący otwarte systemy migracji, zdecydowanie wpływał na odgazowanie struktur na wcześniejszych etapach rozwoju orogenicznego Karpat. Wieloetapowość deformacji tektonicznych w pasie nasuwczym i etap kolapsu orogenicznego stanowi istotną czynnik w projektowaniu poszukiwań, czy możliwości akumulacyjnych złóż typu *tight*. Rozpoznanie Karpat pod względem obecności złóż niekonwencjonalnych jest obecnie na początkowym etapie, a mimo zainwestowanych środków brak obecnie raportów na temat możliwości występowania złóż niekonwencjonalnych.

Złoża węglowodorów – 29 złóż ropy naftowej oraz 36 złóż gazu ziemnego.

Gaz ziemny

Kompleksy stratygraficzno-poszukiwawcze	Ilość złóż wg stanu na 31.12.2017 r.	Zasoby wydobywalne bilansowe wg stanu na 31.12.2017 r. (mln m^3)	Zasoby przemysłowe wg stanu na 31.12.2017 r. (mln m^3)	Wydobycie wg stanu na 31.12.2017 r. (mln m^3)
Karpaty	35	1144,90	297,38	31,34

według Bilansu zasobów złóż kopalin w Polsce wg stanu na 31.12.2017 r.

Ropa naftowa

Kompleksy stratygraficzno-poszukiwawcze	Ilość złóż wg stanu na 31.12.2017 r.	Zasoby wydobywalne bilansowe wg stanu na 31.12.2017 r. (tys. ton)	Zasoby przemysłowe wg stanu na 31.12.2017 r. (tys. ton)	Wydobycie wg stanu na 31.12.2017 r. (tys. ton)
Karpaty	29	680,55	143,93	22,49

według Bilansu zasobów złóż kopalin w Polsce wg stanu na 31.12.2017 r.

Podprowincje i regiony naftowe. Regionalna dystrybucja systemów naftowych pozwala w południowopolskiej prowincji naftowej wyróżnić 3 podprowincje (w których funkcjonują potwierdzone złożami systemy naftowe) oraz 1 region o niepotwierdzonej złożonośności.

Podprowincja górnośląska

Granice: podstawą wyróżnienia prowincji górnośląskiej jest obecność systemu naftowego, w którym, odmiennie niż na sąsiednich obszarach, kluczową rolę pełnią węglowodory z karbońskich pokładów węgla **–** niekonwencjonalne nagromadzenia typu ciągłego, gdzie skałą macierzystą i zbiornikową są pokłady węgla, które generowały gaz wysokometanowy o podwójnej genezie: termogenicznej i bakteryjnej. Gaz generowany w skałach karbonu jest nie tylko akumulowany w seriach węglonośnych, ale również w skałach nadkładu – chociażby w utworach miocenu zapadliska przedkarpackiego. Obecność systemu naftowego w dewonie i dolnym karbonie węglanowym potwierdzona w złożu Lachowice-Stryszawa oraz występowanie systemów naftowych w obrębie górotworu Karpat zewnętrznych czy zapadliska przedkarpackiego stanowią element wspólny z pozostałym obszarem prowincji. Podstawą wyznaczenia granic podprowincji górnośląskiej jest więc zasięg utworów ediakaru i paleozoiku bloku górnośląskiego (zwłaszcza dewonu i karbonu), które są elementami poszczególnych systemów naftowych w jego obrębie. Północno-zachodnia granica podprowincji jest wyznaczona wzdłuż nasunięcia orłowsko-boguszowickiego. Od północnego wschodu granica przebiega wzdłuż

strefy dyslokacyjnej Kraków-Lubliniec i pokrywa się z zasięgiem występowania dewonu i karbonu bloku górnośląskiego. Granicę południową wyznaczono na podstawie południowego zasięgu występowania utworów górnośląskiego ediakaru i paleozoiku (porównaj: Narkiewicz i in., 2018).

Kompleksy stratygraficzno-poszukiwawcze:

- dewon środkowy i górny oraz dolny karbon (sukcesja węglanowa);
- karbon produktywny – pokłady węgla;
- karbon produktywny – górnośląska seria piaskowcowa i krakowska seria piaskowcowa;
- miocen autochtoniczny zapadliska przedkarpackiego (formacja skawińska);
- utwory fliszowe Karpat zewnętrznych.

Systemy naftowe:

- system naftowy karbonu węglonośnego GZW;
- paleozoiczno-mezozoiczny system naftowy;
- system naftowy miocenu autochtonicznego zapadliska przedkarpackiego;
- system naftowy w płaszczowinach Karpat.

Podprowincja karpacka

Granice: podprowincja karpacka obejmuje obszar polskiej części Karpat pomiędzy pienińskim pasem skałkowym i frontem nasunięcia karpackiego z wyłączeniem fragmentu, w podłożu którego występuje paleozoik i ediakar bloku górnośląskiego. W obręb prowincji karpackiej wchodzą utwory fliszowe jednostek magurskiej, przedmagurskiej (dukielskiej), śląskiej, podśląskiej i skolskiej oraz utwory sfałdowanego miocenu zapadliska u czoła nasunięcia karpackiego (jednostki zgłobicka i stebnicka) oraz utwory paleozoiczno-mezozoicznego podłoża.

Kompleksy stratygraficzno-poszukiwawcze:

- skały fliszowe Karpat (piaskowce grodziskie, lgockie, godulskie, istebniańskie, warstwy inoceramowe, piaskowce ciężkowickie, cergowskie, magdaleńskie, kliwskie i krośnieńskie jednostek dukielskiej, śląskiej, podśląskiej i skolskiej).

Systemy naftowe: system naftowy w płaszczowinach Karpat.

Podprowincja przedkarpacka

Granice: północną granicę podprowincji wyznacza erozyjny zasięg utworów miocenu autochtonicznego zapadliska przedkarpackiego. Granicę południową wyznacza front nasunięcia karpackiego.

Kompleksy stratygraficzno-poszukiwawcze:

- dewon środkowy i górny oraz dolny karbon (sukcesja węglanowa);
- trias (kajper);
- jura górna i dolna kreda (sukcesja węglanowa);
- górna kreda (piaskowce glaukonitowe cenomanu i turonu);
- miocen autochtoniczny zapadliska przedkarpackiego.

Systemy naftowe:

- paleozoiczno-mezozoiczny;
- system naftowy miocenu autochtonicznego zapadliska przedkarpackiego.

Region małopolski

Granice: region obejmuje północno-zachodnią część bloku małopolskiego na zewnątrz od jednostek karpackich (Niecka Miechowska, region kielecki Gór Świętokrzyskich).

Kompleksy stratygraficzno-poszukiwawcze:

- dewon i dolny karbon (sukcesja węglanowa);
- jura górna i kreda dolna (sukcesja węglanowa);
- kreda górna (piaskowce glaukonitowe cenomanu i turonu).

Hipotetyczne systemy naftowe: paleozoiczno-mezozoiczny.

Stopień rozpoznania budowy geologicznej. W południowopolskiej prowincji naftowej wykonano 7467 głębokich otworów wiertniczych (> 500 m), z czego 198 otworów w ciągu ostatnich 10 lat (począwszy od 2009 roku).

Koncesje. Obecnie w południowopolskiej prowincji naftowej są 34 koncesje poszukiwawcze o powierzchni 16681 km^2 (33% powierzchni prowincji naftowej).

Obszary perspektywiczne. W granicach południowopolskiej prowincji naftowej wyznaczono cztery obszary perspektywiczne – Chybie, Kalwaria Zebrzydowska–Dobczyce, Żegocina i Nowa Dęba o łącznej powierzchni 1781,175 km^2.

3.2. OBSZARY WYTYPOWANE DO POSTĘPOWANIA PRZETARGOWEGO

3.2.1. CHYBIE (*Rafał Laskowicz, Jerzy Hadro*)

Nazwa obszaru: **Chybie** (Fig. 3.1 i 3.2)
Numery bloków koncesyjnych: **410**
Współrzędne punktów załamania granic obszaru:

Numer punktu	Układ 1992	
	X	Y
1	222 153.81	493 303.33
2	222 035.78	488 885.90
3	218 455.96	488 980.84
4	218 434.63	482 690.08
5	226 659.30	482 557.17
6	228 475.40	483 189.30
7	229 417.61	483 167.35
8	229 422.37	493 418.39

Powierzchnia: **100,697 km^2**

Charakterystyka geologiczna i naftowa:
Obszar „Chybie" znajduje się w strefie kontaktu Karpat zewnętrznych i zapadliska przedkarpackiego, w obrębie górnośląskiej prowincji naftowej. Na powierzchni odsłaniają się tutaj przeważnie utwory czwartorzędowe oraz miejscami podczwartorzędowe – osady miocenu zapadliska przedkarpackiego oraz płaszczowin śląskiej i podśląskiej (fragmentarycznie). Podłoże obszaru tworzy blok górnośląski. Jego fundament budują skały krystaliczne proterozoiku kopuły Bielska-Białej (Żelaźniewicz i in., 2011). Pokrywę osadową bloku stanowią tutaj klastyczne i węglanowe osady dewonu (Buła i Habryn, 2008) i karbonu produktywnego (Kotas, 1982, 1983).

a) rodzaj spodziewanych złóż: konwencjonalne i niekonwencjonalne złoża gazu ziemnego;
b) systemy naftowe: system naftowy karbonu węglonośnego GZW, paleozoiczno-mezozoiczny system naftowy; system naftowy miocenu autochtonicznego zapadliska przedkarpackiego, system naftowy w płaszczowinach Karpat;
c) potencjalne skały zbiornikowe: skały węglanowe dewonu środkowego i górnego, skały węglanowe dolnego karbonu, skały klastyczne dewonu dolnego, karbonu górnego, mułowce i piaskowce formacji skawińskiej, piaskowce warstw istebniańskich, ciężkowickich i krośnieńskich;
d) potencjalne skały macierzyste: utwory drobnoklastyczne syluru, utwory węglanowe środkowego i górnego dewonu, dolnokarbońskie osady klastyczne (kulm), węgiel kamienny, mułowce i iłowce badenu, warstwy menilitowe, cieszyńskie, wierzowskie;
e) skały uszczelniające: drobnoklastyczne osady miocenu zapadliska przedkarpackiego i utwory jednostek karpackich, skały drobnoklastyczne w obrębie sukcesji jednostek karpackich;
f) miąższość nadkładu: 100–1000 m;

g) spodziewany typ pułapki: strukturalne i litologiczne, akumulacje niekonwencjonalne.

Otwory wiertnicze: **4 otwory > 500 m**

Nazwa otworu	Głębokość [m p.p.t.]	Stratygrafia na dnie
Chybie IG-1	1800,0	karbon górny
Zabłocie-1	1096,0	karbon górny
Zabłocie	1099,7	karbon górny
Zabłocie Korona	671,0	miocen

Sejsmika (dysponent):

1977–1988 – 7 profil Górnośląskie Zagłębie Węglowe 2D (Skarb Państwa)
1990–1991 – 15 profili Skoczów-Wadowice-Sucha 2D (PGNiG S.A)
Razem – 22 linie 2D o łącznej długości 126,046 km

Informacje o dotychczasowym rozpoznaniu/udokumentowaniu złóż węglowodorów na projektowanym obszarze i w jego bliskim sąsiedztwie: **4 złoża**

NAZWA ZŁOŻA	KOPALINA
Kowale	GAZY ZIEMNE
Dębowiec	GAZY ZIEMNE
Pogórz	GAZY ZIEMNE
Silesia Głęboka	MPW

Ocena perspektywiczności i potencjał poszukiwawczy:

Obszar „Chybie" należy sklasyfikować jako perspektywiczny pod względem możliwości rozpoznania i udokumentowania nowych złóż węglowodorów. Świadczą o tym złoża gazu ziemnego odkryte w utworach miocenu i karbonu górnego w promieniu około 2 km od granic obszaru, a także wyniki otworu Chybie IG-1 odwierconego tutaj w 1984 r. Notowano w nim objawy gazu ziemnego oraz przypływy zgazowanych gazem palnym solanek. Przebadane próbki węgli wykazały zróżnicowaną metanonośność i w interwale o miąższości 30 m od stropu karbonu zaliczone do II kategorii zagrożenia, natomiast od głębokości 1300 m do spodu otworu (1800 m) badane próbki zaliczono do III i IV kategorii zagrożenia metanowego z powodu dużych wartości metanonośności od 3 do 13 m^3/t c.s.w. (czystej substancji węglowej).

Oddziaływanie z innymi złożami (położonymi w granicach obszaru):

ID ZŁOŻA	NAZWA ZŁOŻA	KOPALINA
5761	Zabłocie	TORFY
13723	Bronów A	TORFY
13728	Bronów B	TORFY
10435	Zabłocie 1	KRUSZYWA NATURALNE

9942	Zabłocie 2	KRUSZYWA NATURALNE
11805	Zabłocie 3	KRUSZYWA NATURALNE
15065	Zabłocie 4	TORFY
11337	Zabłocie S	TORFY
10919	Zabłocie-Korona	WODY LECZNICZE

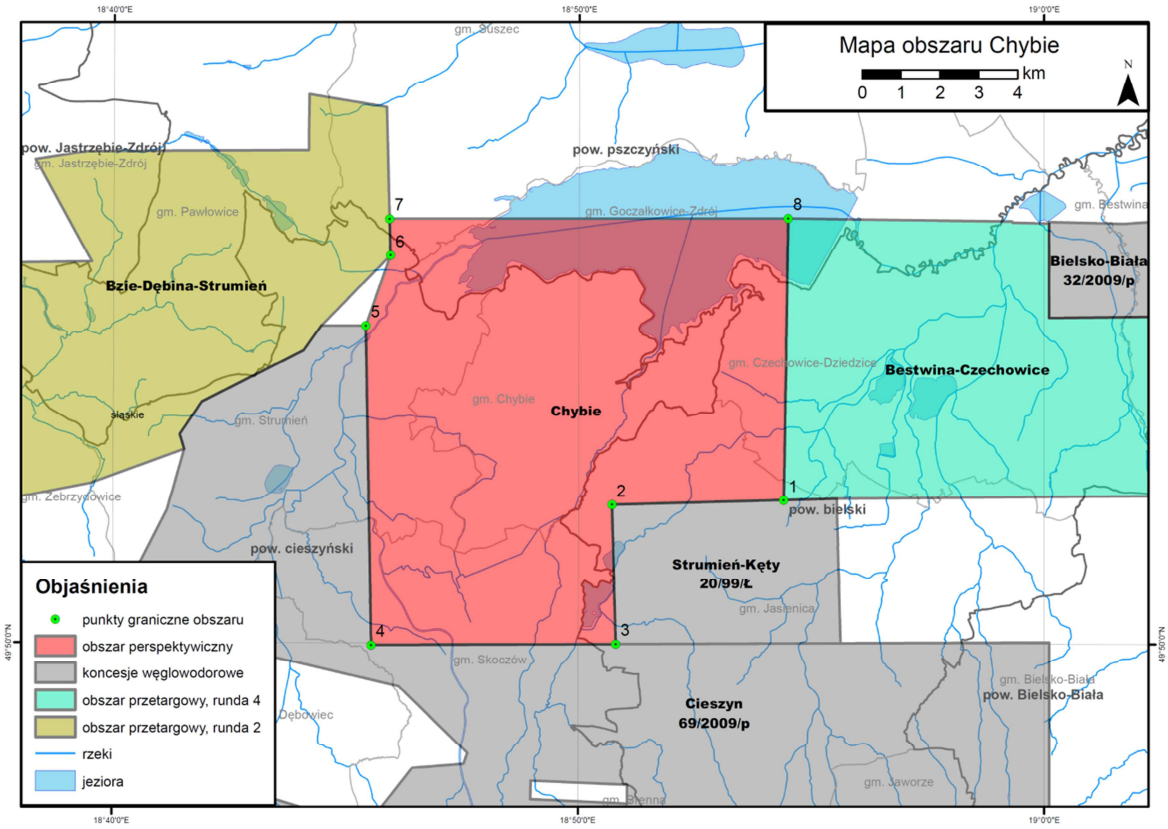

Fig. 3.1. Punkty załamania granic oraz pozycja obszaru „Chybie" na tle sąsiednich koncesji według stanu na 28.02.2019 r.

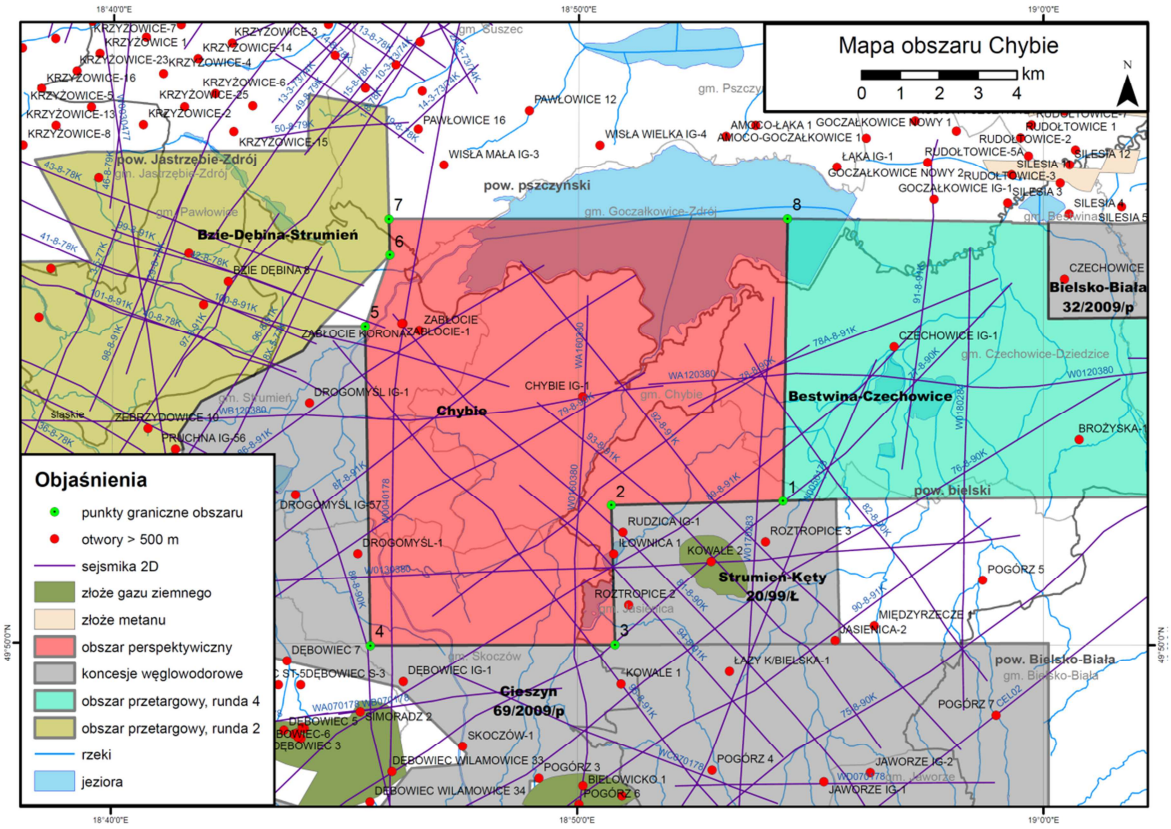

Fig. 3.2. Lokalizacja badań sejsmicznych, otworów wiertniczych i złóż węglowodorów na obszarze „Chybie" i w jego sąsiedztwie (CBDG, 2019). Koncesje węglowodorowe według stanu na 28.02.2019 r.

3.2.2. KALWARIA ZEBRZYDOWSKA–DOBCZYCE *(Leszek Jankowski, Andrzej Szydło)*

Nazwa obszaru: Kalwaria Zebrzydowska–Dobczyce (Fig. 3.3 i 3.4)
Numery bloków koncesyjnych: **412, 413**
Współrzędne punktów załamania granic obszaru:

Numer punktu	Układ 1992	
	X	Y
1	234 844.36	560 392.57
2	230 642.81	560 453.66
3	230 896.96	571 608.57
4	230 992.76	574 100.13
5	230 011.54	572 315.44
6	228 395.66	572 458.46
7	229 408.06	574 430.69
8	229 434.99	575 429.65
9	230 147.53	577 410.08
10	230 743.62	578 393.80
11	230 687.12	577 395.51
12	231 067.40	576 041.64
13	231 446.80	585 909.50
14	231 619.15	587 161.05
15	230 387.33	586 612.41
16	230 574.94	585 908.57
17	230 006.10	585 907.97
18	219 097.84	585 896.39
19	219 005.58	580 176.25
20	221 144.84	580 743.36
21	221 028.90	577 051.28
22	218 918.27	574 085.44
23	218 677.07	553 795.86
24	219 634.17	553 786.28
25	218 661.71	552 238.18
26	218 462.26	543 731.87
27	227 842.28	543 481.10
28	237 088.56	543 233.92
29	237 383.66	566 195.31
30	236 207.60	566 125.53

Powierzchnia: **615,816 km^2**

Charakterystyka geologiczna i naftowa:
Obszar „Kalwaria Zebrzydowska–Dobczyce” znajduje się na pograniczu Karpat zewnętrznych i zapadliska przedkarpackiego (podprowincje karpacka i przedkarpacka). Na powierzchni odsłaniają się tutaj utwory jednostek: śląskiej, podśląskiej i skolskiej, u czoła Karpat zewnętrznych – mioceńskie utwory jednostki stebnickiej i miocen autochtoniczny zapadliska przedkarpackiego. Obszar odznacza się skomplikowaną budową

geologiczną. Utwory Karpat zewnętrznych są nasunięte na sfałdowane osady miocenu jednostki stebnickiej, a w ich podłożu występują osady miocenu autochtonicznego zapadliska przedkarpackiego, które przykrywają niezgodnie starsze, sfałdowane osady mezozoiczne, paleozoiczne oraz prekambryjskie bloków górnośląskiego i małopolskiego. Utwory autochtonicznego miocenu pod nasunięciem karpacko-stebnickim rozciągają się daleko na południe pod płaszczyzną głównego nasunięcia. U czoła, ich miąższość wynosi około 500 m, na południu obszaru zostaje zredukowana do około 200 m. Podłoże prekambryjskie budują sfałdowane i zmetamorfizowane skały ilaste i zlepieńce należące do bloków małopolskiego i górnośląskiego oraz archaiczno-proterozoiczne skały krystaliczne bloku górnośląskiego. Na utworach tych spoczywają niezgodnie osady syluru, częściej jednak dewonu i karbonu lub węglanowe utwory jury i kredy. Utwory te, na skutek przedmioceńskich ruchów blokowych, zostały miejscami zerodowane. Na wyrównanej powierzchni (jak również na sfałdowanych i zerodowanych Karpatach) zalegają osady mioceńskie zapadliska przedkarpackiego, sfałdowane u czoła Karpat oraz pod nasunięciem karpackim (jednostka zgłobicka, w profilach wierceń opisywana jako jednostka stebnicka). Utwory fliszowe Karpat zewnętrznych, na obszarze „Kalwaria Zebrzydowska-Dobczyce" należą niemal wyłącznie do jednostek śląskiej, podśląskiej i fragmentarycznie skolskiej.

a) rodzaj spodziewanych złóż: konwencjonalne i niekonwencjonalne złoża gazu ziemnego i ropy naftowej;

b) systemy naftowe: paleozoiczno-mezozoiczny system naftowy, system naftowy miocenu autochtonicznego zapadliska przedkarpackiego, system naftowy w płaszczowinach Karpat;

c) potencjalne skały zbiornikowe: piaskowce prekambru, skały węglanowe dewonu środkowego i górnego, skały węglanowe dolnego karbonu, skały węglanowe górnej jury, mułowce miocenu zapadliska przedkarpackiego, piaskowce istebniańskie i ciężkowickie Karpat;

d) potencjalne skały macierzyste: utwory drobnoklastyczne syluru, utwory węglanowe środkowego i górnego dewonu, dolnokarbońskie osady klastyczne (kulm), mułowce i iłowce badenu i sarmatu, warstwy menilitowe, cieszyńskie, wierzowskie, grodziskie i lgockie Karpat zewnętrznych;

e) skały uszczelniające: drobnoklastyczne osady miocenu zapadliska przedkarpackiego, skały drobnoklastyczne w obrębie sukcesji jednostek karpackich;

f) miąższość nadkładu: 500–1000 m;

g) spodziewany typ pułapki: strukturalne i litologiczne.

Otwory wiertnicze: **28 otworów > 500 m**

Nazwa otworu	Głębokość [m p.p.t.]	Stratygrafia na dnie
BILCZYCE 4	1008,0	trias górny
BOREK SZLACHECKI 1	1003,4	karbon
BORZĘTA IG-1	3700,0	kambr dolny
BRZEZINKA 32	551,9	karbon
BRZEŹNICA 25	840,5	czwartorzęd
DOBCZYCE 1	2188,0	jura
DOBCZYCE 11	1682,0	jura górna
DOBCZYCE 2	2580,0	trias

DOBCZYCE 3	2125,0	perm
DOBCZYCE 4	2256,0	
DOBCZYCE 5	1912,0	miocen
DOBCZYCE 6	1983,0	jura
DOBCZYCE 8	2408,0	karbon
DOBCZYCE 9	1960,0	jura górna
GDÓW 1	959,1	jura
GDÓW 5	755,0	jura
GŁOGOCZÓW IG-1	3800,0	kambr
LEŃCZE IG-1	1682,0	karbon
NIŻOWA 1	1605,0	trias
NOWE DWORY	870,4	miocen
RACIBORSKO 6	955,0	miocen
RZESZOTARY	840,3	miocen
RZESZOTARY 2	965,2	miocen
STADNIKI 1	505,0	miocen
WIATOWICE 1	514,5	trzeciorzęd
WIATOWICE 3	860,0	jura
WIŚNIOWA 4	2602,0	trias
WIŚNIOWA 6	2456,0	prekambr

Sejsmika (dysponent):

1972 – 1 profil Andrychów-Jordanów 2D (Skarb Państwa)
1973 – 1 profil Andrychów-Myślenice 2D (Skarb Państwa)
1974 – 1 profil Myślenice-Sucha-Rabka 2D (Skarb Państwa)
1975 – 1 profil Sucha-Rabka-Nowy Targ 2D (Skarb Państwa)
1978–1984 – 7 profili Górnośląskie Zagłębie Węglowe 2D (Skarb Państwa)
1978 – 4 profile Żywiec-Wadowice-Gdów 2D (Skarb Państwa)
1986–1988 – 13 profili Skoczów-Wadowice-Sucha 2D (Skarb Państwa)
1987 – 1 profil Niepołomice-Gdów-Myślenice 2D (Skarb Państwa)
1989–1992 – 17 profili Dobczyce-Gdów-Wolica 2D (PGNiG S.A.)
1992–1995 – 10 profili Myślenice-Limanowa-Czchów 2D (PGNiG S.A.)
1993–1995 – 12 profili Lachowice-Myślenice 2D (PGNiG S.A.)
1994 – 4 profile Liplas-Grobla-Żukowice 2D (PGNiG S.A.)
2000 – 1 profil CELEBRATION 2000 (Skarb Państwa)
2001–2002 – 11 profili Raciechowice-Stadniki (PGNiG S.A.)
2004 – 5 profili Kamyk-Niepołomice2D (PGNiG S.A)
Razem – 89 linii 2D o łącznej długości 561,692 km

Informacje o dotychczasowym rozpoznaniu/udokumentowaniu złóż węglowodorów na projektowanym obszarze i w jego bliskim sąsiedztwie: **7 złóż**

NAZWA ZŁOŻA	**KOPALINA**
Grabina-Nieznanowice	GAZY ZIEMNE
Grabina-Nieznanowice S	GAZY ZIEMNE
Lachowice-Stryszawa	GAZY ZIEMNE
Łapanów	GAZY ZIEMNE
Łąkta	GAZY ZIEMNE
Raciborsko	GAZY ZIEMNE
Słopnice	GAZY ZIEMNE

Ocena perspektywiczności i potencjał poszukiwawczy:

Obszar „Kalwaria Zebrzydowska–Dobczyce” należy sklasyfikować jako perspektywiczny pod względem możliwości rozpoznania i udokumentowania nowych złóż węglowodorów. Świadczą o tym liczne i zasobne złoża gazu ziemnego odkryte w utworach jury i miocenu na tym obszarze i w jego sąsiedztwie, w tym złoże Raciborsko. Na obszarze zidentyfikowano dwa czynne systemy naftowe: system płytkiego gazu biogenicznego, występujący w utworach miocenu, oraz system paleozoiczno-mezozoiczny w podłożu. W południowej części obszaru możliwe jest występowanie trzeciego, karpackiego systemu naftowego. Obszar „Kalwaria Zebrzydowska–Dobczyce” jest rozpoznany dość regularną siatką profili 2D. Wyniki tych badań w powiązaniu z wynikami odwierconych otworów sugerują możliwość występowania obiektów perspektywicznych, które można śledzić na powierzchni spągu utworów miocenu. Obiekty związane z tą powierzchnią mogą być pułapkami dla węglowodorów wygenerowanych w paleozoiczno-mezozoicznym systemie naftowym. Często ponad nimi są zlokalizowane obiekty perspektywiczne, które mogą stanowić pułapki dla węglowodorów utworzonych w miocenie zapadliska lub wypełnionych węglowodorami pochodzącymi z remigracji.

Oddziaływanie z innymi złożami (położonymi w granicach obszaru):

ID ZŁOŻA	NAZWA ZŁOŻA	KOPALINA
1370	Czernichówek	KRUSZYWA NATURALNE
6055	Dobczyce/1992/	KRUSZYWA NATURALNE
8416	Dobczyce-Betoniarnia	KRUSZYWA NATURALNE
1369	Kłokoczyn	KRUSZYWA NATURALNE
5240	Krzęcin	SUROWCE ILASTE CERAMIKI BUDOWLANEJ
2214	Myślenice-Polanka	SUROWCE ILASTE CERAMIKI BUDOWLANEJ
1377	Ochodza	KRUSZYWA NATURALNE
6663	Ochodza-Międzywale	KRUSZYWA NATURALNE
3433	Ochodza-Stare Wiślisko	KRUSZYWA NATURALNE
811	Pawlikówka	KAMIENIE DROGOWE I BUDOWLANE
5617	Pozowice	KRUSZYWA NATURALNE
1376	Samborek	KRUSZYWA NATURALNE
10151	Stadniki	KRUSZYWA NATURALNE
8058	Winiary I	KRUSZYWA NATURALNE
7525	Wołowice	KRUSZYWA NATURALNE
5944	Zaprzerycie	KRUSZYWA NATURALNE
5942	Zręczyce	KRUSZYWA NATURALNE

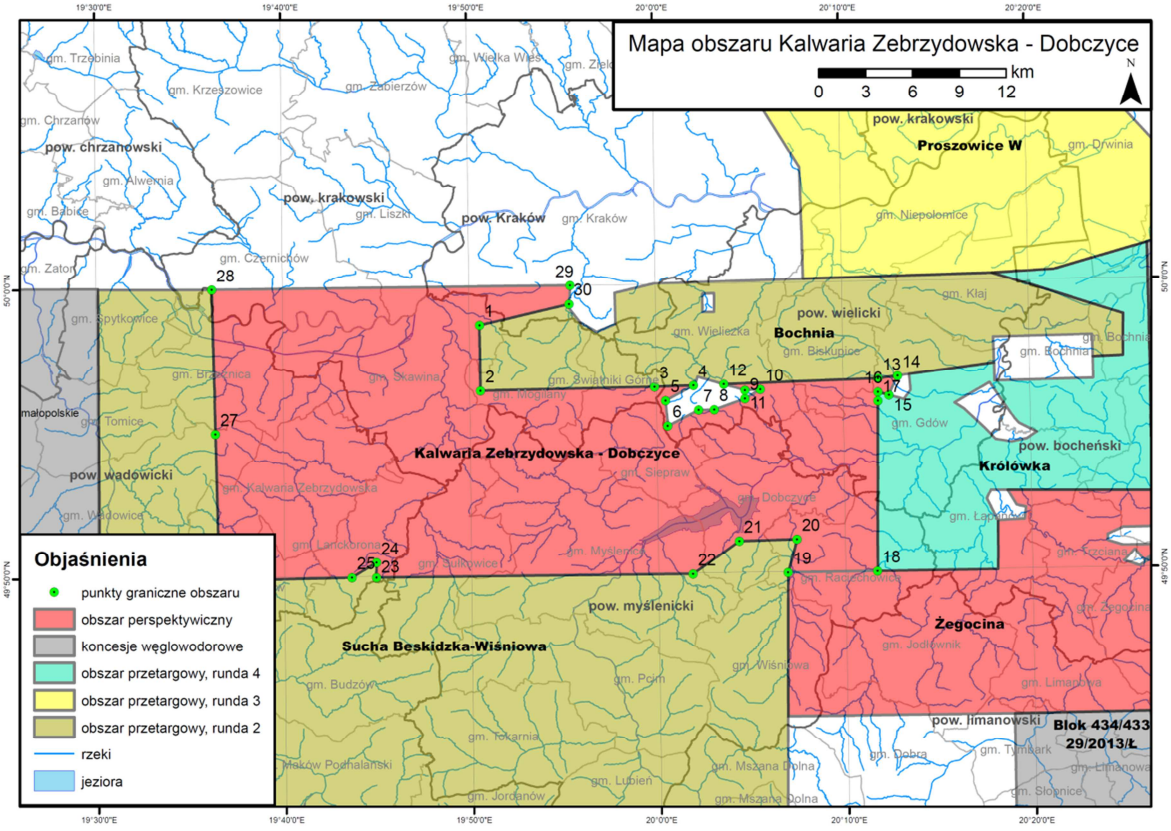

Fig. 3.3. Punkty załamania granic oraz pozycja obszaru „Kalwaria Zebrzydowska-Dobczyce" na tle sąsiednich koncesji według stanu na 28.02.2019 r.

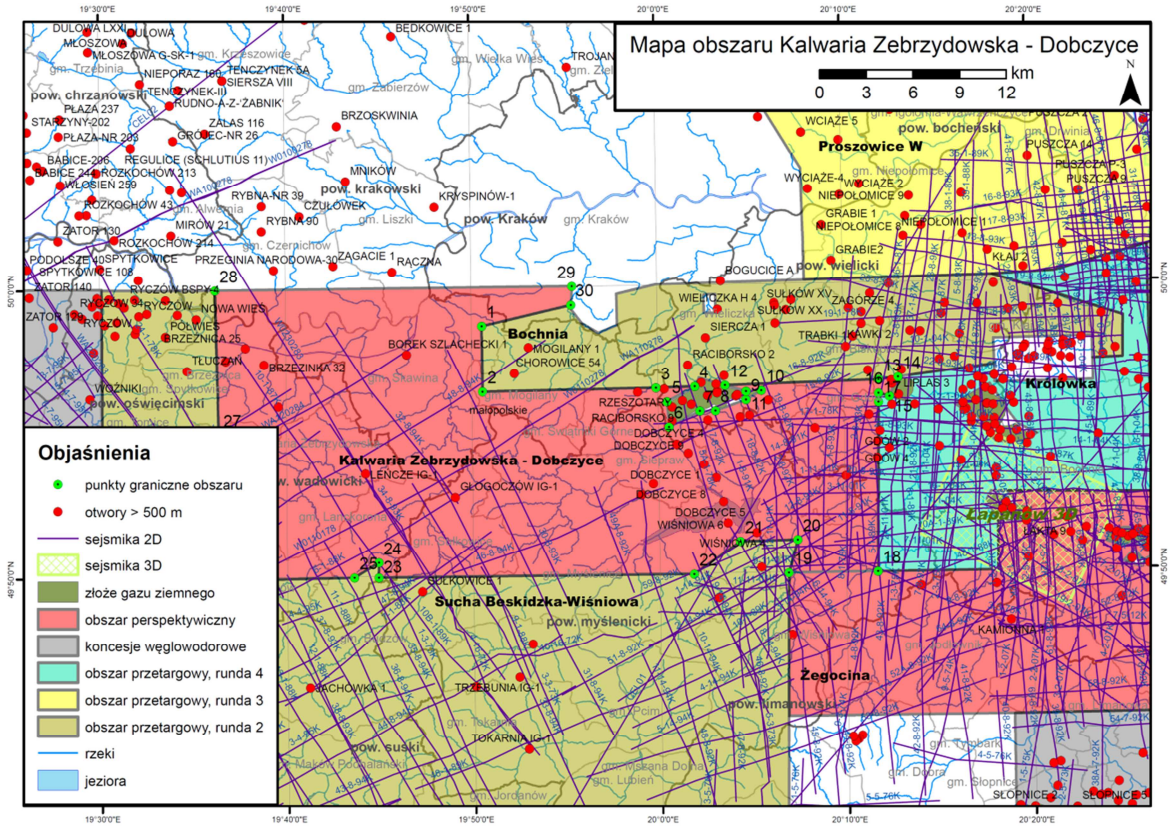

Fig. 3.4. Lokalizacja badań sejsmicznych, otworów wiertniczych i złóż węglowodorów na obszarze „Kalwaria Zebrzydowska-Dobczyce" i w jego sąsiedztwie (CBDG, 2019). Koncesje węglowodorowe według stanu na 28.02.2019 r.

3.2.3. ŻEGOCINA *(Leszek Jankowski, Andrzej Szydło)*

Nazwa obszaru: **Żegocina** (Fig. 3.5 i 3.6)
Numery bloków koncesyjnych: **413, 414**
Współrzędne punktów załamania granic obszaru:

Numer punktu	Układ 1992	
	X	Y
1	224 429.40	619 471.74
2	219 993.39	619 456.98
3	219 830.52	619 456.53
4	219 734.09	619 456.21
5	219 733.96	619 456.22
6	219 733.95	619 456.07
7	219 733.92	619 454.87
8	214 616.64	619 436.49
9	210 523.09	619 421.78
10	209 976.71	594 697.07
11	209 794.17	580 172.71
12	219 005.58	580 176.25
13	219 097.84	585 896.39
14	219 222.83	593 635.80
15	222 376.00	593 612.00
16	222 475.00	595 313.00
17	223 236.00	595 405.00
18	223 368.00	594 800.00
19	224 307.00	594 218.00
20	224 314.01	603 486.16
21	224 429.40	619 471.74
22	221 109.37	600 644.87
z wyłączeniem poligonu:		
23	220 816.08	601 652.51
24	220 862.49	603 390.93
25	220 125.97	603 450.34
26	219 833.40	602 978.16
27	220 557.32	602 379.11
28	219 798.82	601 679.44
29	219 475.77	602 687.75
30	220 292.07	604 055.74
31	220 865.93	604 200.42
32	221 457.15	604 634.48
33	222 010.11	603 619.97
34	221 956.85	601 621.88
35	221 510.53	600 634.09

Powierzchnia: **480,493 km^2**

Charakterystyka geologiczna i naftowa:

Obszar przetargowy „Żegocina" znajduje się w obrębie Karpat zewnętrznych, w obrębie podprowincji karpackiej. Na powierzchni odsłaniają się utwory jednostek magurskiej, śląskiej, podśląskiej i skolskiej. W podłożu Karpat występują tutaj auto- i allochtoniczne utwory miocenu zapadliska przedkarpackiego, które przykrywają sukcesję paleozoiczno-mezozoiczną bloków małopolskiego i górnośląskiego od kambru aż po kredę. Miąższość utworów miocenu w strefie nasunięcia osiąga 500 m i wzrasta ku południowi nawet do 1000 m. Trzon bloków małopolskiego i górnośląskiego budują zmetamorfizowane prekambryjskie i kambryjskie skały ilaste i zlepieńce. Na nich spoczywają niezgodnie osady paleozoiczno-mezozoiczne syluru, dewonu, i karbonu lub węglanowe utwory jury i węglanowo-piaszczyste utwory kredy. Utwory Karpat zewnętrznych na obszarze „Żegocina" należą niemal wyłącznie do jednostek śląskiej, podśląskiej i fragmentarycznie skolskiej. Główne struktury tektoniczne na tym obszarze maja kierunek rozciągłości W–E, jednakże w obrazie geologii wyraźnie zaznacza się tutaj tzw. strefa lanckorońsko-żegocińska o przebiegu NW–SE, tnąca skośnie układ głównych jednostek tektonicznych. Przebieg tej struktury wiąże się ostatnio (Jankowski, 2015) z procesem reaktywacji struktur podłoża, wraz z nasuniętym orogenem Karpat, podczas kolapsu orogenicznego. Obecnie jest to struktura o typie rowu tektonicznego, uformowana jak strefa melanżu tektonicznego, co jest widoczne w rejonie Wiśniowa – Łąkta Górna – Rajbrot.

a) rodzaj spodziewanych złóż: konwencjonalne i niekownencjonalne złoża gazu ziemnego i ropy naftowej;

b) systemy naftowe: paleozoiczno-mezozoiczny system naftowy, system naftowy miocenu autochtonicznego zapadliska przedkarpackiego, system naftowy w płaszczowinach Karpat. Ten podział jest oparty na założeniach o całkowitej odrębności wymienionych systemów co jest obecnie trudne do uzasadnia, wobec możliwej migracji strefami uskoków normalnych formowanych w procesie kolapsu orogenicznego i wymaga nowego podejścia;

c) potencjalne skały zbiornikowe: piaskowce prekambru (hipotetycznie), skały węglanowe dewonu środkowego i górnego, skały węglanowe dolnego karbonu, skały węglanowe górnej jury, skały piaskowcowe i piaski kredy, mułowce i iłowce badenu i sarmatu, piaskowce istebniańskie i ciężkowickie Karpat zewnętrznych;

d) potencjalne skały macierzyste: utwory drobnoklastyczne syluru, utwory węglanowe środkowego i górnego dewonu, dolnokarbońskie osady klastyczne (kulm), mułowce i iłowce badenu i sarmatu, warstwy menilitowe, cieszyńskie, wierzowskie, grodziskie i lgockie Karpat zewnętrznych. Ta klasyfikacja nie zakłada jednakże możliwości tworzenia gazów biogenicznych.

e) skały uszczelniające: drobnoklastyczne osady miocenu zapadliska przedkarpackiego, drobnoklastyczne osady miocenu zapadliska przedkarpackiego i utwory jednostek zewnętrznokarpackich;

f) spodziewany typ pułapki: strukturalne i wynikające z procesu kompakcji.

Otwory wiertnicze: **31 otworów > 500 m**

Nazwa otworu	Głębokość [m p.p.t.]	Stratygrafia na dnie
CZCHÓW 1	3216,0	jura górna
IWKOWA 1	3228,0	karbon

JAWORZNA 1	3214,1	kreda
KAMIONNA 1	2566,9	kreda dolna
LESZCZYNA 1	2410,0	trias
LESZCZYNA 2	2305,0	jura
LESZCZYNA 21	2564,6	jura
LESZCZYNA 22	2600,0	jura
LESZCZYNA 3	2550,0	jura
LESZCZYNA 4	2850,0	trias
LIPNICA GÓRNA 1	2710,0	jura
ŁAPANÓW 2/2K	2050,0	jura górna
ŁĄKTA 11	2588,0	miocen
ŁĄKTA 13	2461,0	malm
ŁĄKTA 14	2473,0	miocen
ŁĄKTA 22	2511,0	jura
ŁĄKTA 24	3150,0	jura
ŁĄKTA 25	2423,0	malm
ŁĄKTA 30K	2746,4	jura
ŁĄKTA 4	2438,8	malm
ŁĄKTA 9	2382,0	jura górna
MUCHÓWKA 1	2620,0	jura
MUCHÓWKA 2	2804,0	jura górna
POŁOM DUŻY 2	2630,0	jura
RAJBROT 1	4948,0	sylur
RAJBROT 2	4185,0	paleozoik
TARNAWA 1	5510,0	dewon górny
TYMOWA 1	3740,0	karbon dolny
WIŚNIOWA IG-1	2931,2	miocen
WOLICA 1	3177,5	perm górny
ŻEGOCINA 1	3509,0	karbon

Sejsmika (dysponent):

1974 – 1 profil Limanowa-Nowy Sącz 2D (Skarb Państwa)
1974 – 1 profil Myślenice-Sucha-Rabka 2D (Skarb Państwa)
1975 – 1 profil Programu Głębokich Sondowań Sejsmicznych PAN 2D(Skarb Państwa)
1975 – 2 profile Słopnice-Nowy Sącz 2D (Skarb Państwa)
1975 – 3 profile Sucha-Rabka-Nowy Targ 2D (Skarb Państwa)
1977 – 3 profile Bochnia-Czchów-Pilzno 2D (Skarb Państwa)
1978 – 1 profil Żywiec-Wadowice-Gdów 2D (Skarb Państwa)
1983–1986 – 16 profili Wiśniowa-Łąkta 2D (Skarb Państwa)
1985 – 1 profil Tuchów-Kowalowy 2D (Skarb Państwa)
1988 – 2 profile Niepołomice-Gdów-Myślenice 2D (Skarb Państwa)
1989–1992 – 11 profili Dobczyce-Gdów-Wolica 2D (PGNiG S.A.)
1992–1995 – 44 profili Myślenice-Limanowa-Czchów 2D (PGNiG S.A.)
2000 – 1 profil CELEBRATION 2000 (Skarb Państwa)
2004 – 9 profili Kamyk-Niepołomice 2D (PGNiG S.A)
2005 – 12 profili Wiśnicz 2D (PGNiG S.A)
2007 – 22 profile Tarnawa-Czchów 2D (PGNiG S.A)
2012 – 13 profili Kamionna-Łososina 2D (Skarb Państwa)
Razem – 143 linie 2D o łącznej długości 1465,855 km oraz fragment zdjęcia sejsmicznego 3D Łapanów

Informacje o dotychczasowym rozpoznaniu/udokumentowaniu złóż węglowodorów na projektowanym obszarze i w jego bliskim sąsiedztwie: **13 złóż**

NAZWA ZŁOŻA	KOPALINA
Brzezowiec I,II	GAZY ZIEMNE
Dąbrówka	GAZY ZIEMNE
Grabina-Nieznanowice	GAZY ZIEMNE
Grabina-Nieznanowice S	GAZY ZIEMNE
Grądy Bocheńskie	GAZY ZIEMNE
Jadowniki	GAZY ZIEMNE
Łapanów	GAZY ZIEMNE
Łazy	GAZY ZIEMNE
Łąkta	GAZY ZIEMNE
Łętowice-Bogumiłowice	GAZY ZIEMNE
Raciborsko	GAZY ZIEMNE
Słopnice	GAZY ZIEMNE
Szczepanów	GAZY ZIEMNE

Ocena perspektywiczności i potencjał poszukiwawczy:

Pod względem możliwości rozpoznania i udokumentowania nowych złóż węglowodorów obszar „Żegocina" należy zaklasyfikować jako perspektywiczny zarówno pod kątem poszukiwania złóż konwencjonalnych, jak i niekonwencjonalnych. Wskazują na to, występujące w utworach jurajskich i mioceńskich, złoża gazu ziemnego, m. in. Łąkta i Łapanów. Stwierdzono też obecność gazu biogenicznego w utworach miocenu, jak też akumulację gazu w utworach mezozoiczno-paleozoicznego podłoża. Istnieje też możliwość poszukiwań pod nasuniętym orogenem Karpat. Rozważyć też należy możliwość istnienia potencjału w zakresie złóż niekonwencjonalnych – dotyczyć to powinno jednakże możliwości poszukiwań w sukcesjach zapadliska i w mniejszym zakresie w obszarze Karpat zewnętrznych, które przeszły kilka etapów deformacji tektonicznych i uległy znacznemu rozszczelnieniu. Obszar jest pokryty dość regularną siatką profili sejsmicznych. Wyniki badań sejsmicznych w powiązaniu z wynikami odwierconych otworów sugerują możliwość występowania prospektów w obszarze zapadliska, zwłaszcza w jego silnie klastycznej sekwencji pokrytej nasunięciem Karpat, ale także w paleozoiczno-mezozoicznym podłożu. Niektóre z hipotez zakładają możliwość migracji węglowodorów z głębszych horyzontów, a także z obszarów sąsiednich, co wynika z formowania dróg migracji w procesie formowania uskoków przesuwczych i procesie kolapsu.

Oddziaływanie z innymi złożami (położonymi w granicach obszaru):

ID ZŁOŻA	NAZWA ZŁOŻA	KOPALINA
2456	Kierlikówka-Łąkta Dolna II	SUROWCE ILASTE CERAMIKI BUDOWLANEJ
11021	Lipnica Murowana	SUROWCE ILASTE CERAMIKI BUDOWLANEJ
11020	Lipnica Murowana I	SUROWCE ILASTE CERAMIKI BUDOWLANEJ
1237	Łąkta Dolna-Kierlikówka	SUROWCE ILASTE CERAMIKI BUDOWLANEJ
12062	Łąkta Górna	SUROWCE ILASTE CERAMIKI BUDOWLANEJ
15703	Młynne-Zbiornik	KRUSZYWA NATURALNE
2392	Poznachowice Górne	KAMIENIE DROGOWE I BUDOWLANE
1942	Szczyrzyc	SUROWCE ILASTE CERAMIKI BUDOWLANEJ

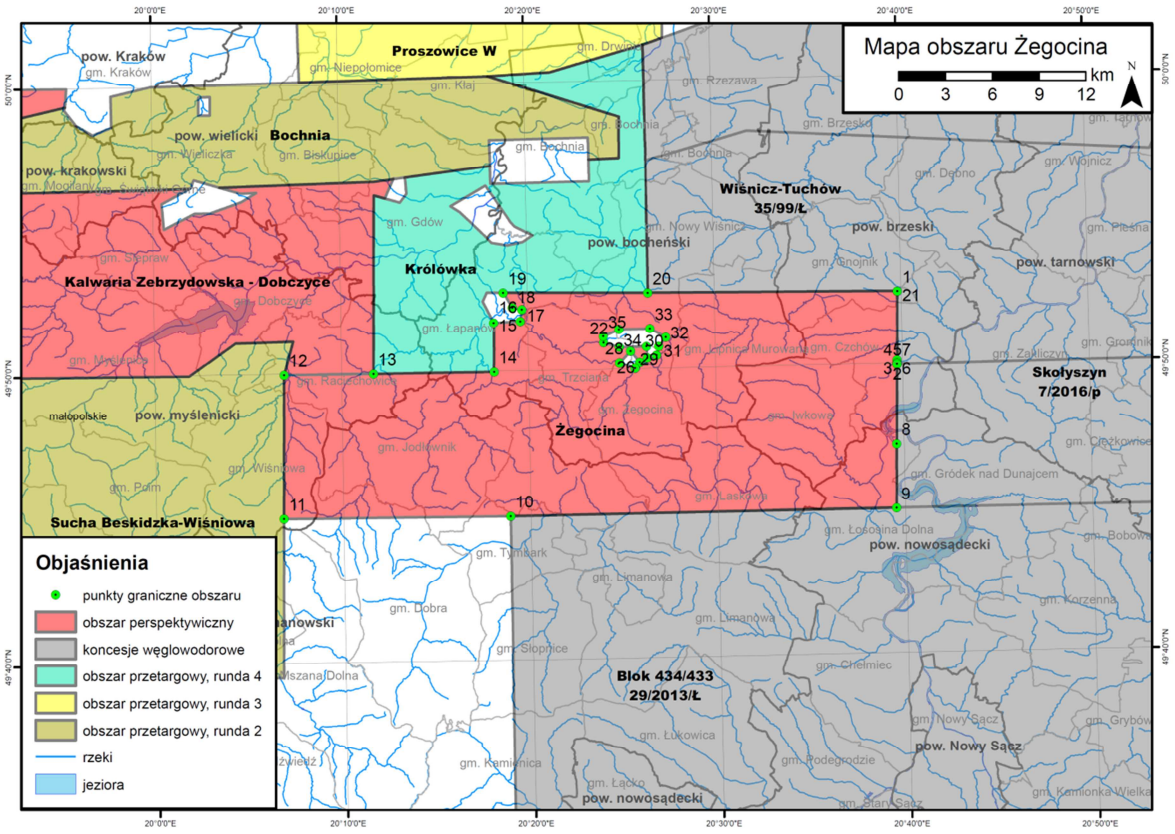

Fig. 3.5. Punkty załamania granic oraz pozycja obszaru „Żegocina” na tle sąsiednich koncesji według stanu na 28.02.2019 r.

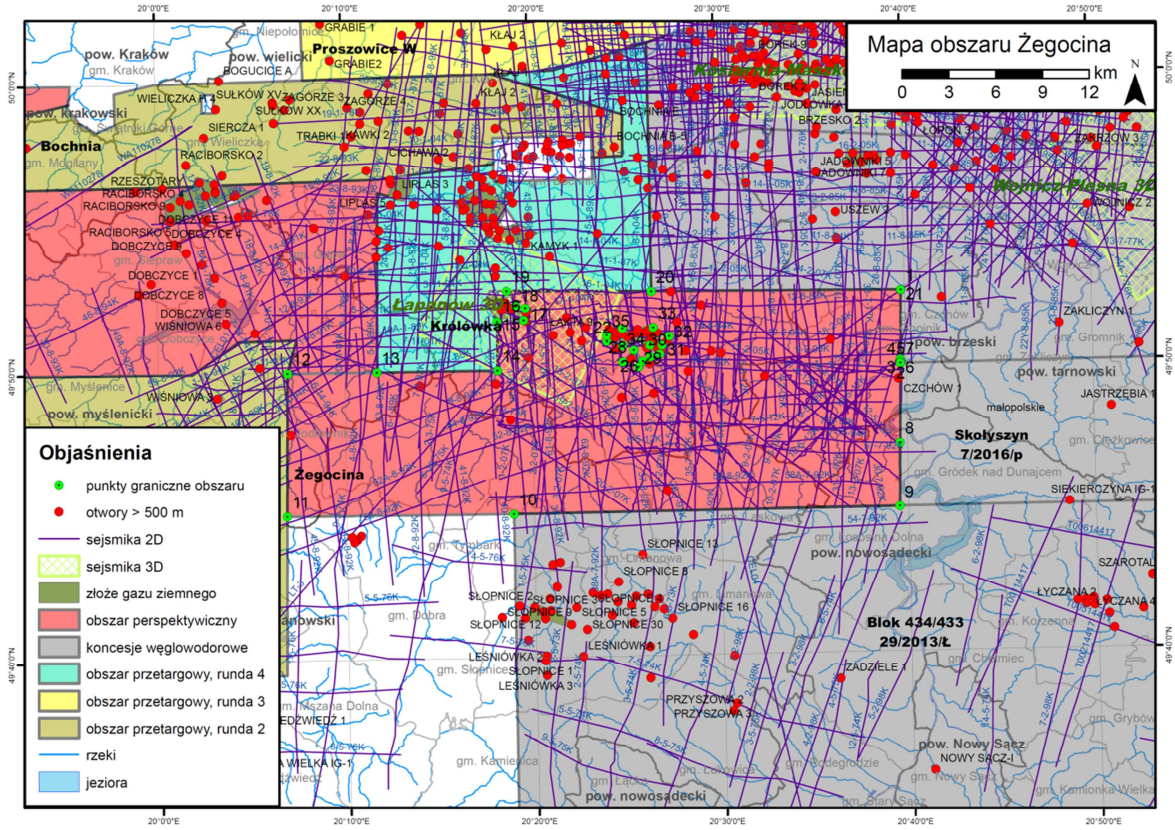

Fig. 3.6. Lokalizacja badań sejsmicznych, otworów wiertniczych i złóż węglowodorów na obszarze „Żegocina” i w jego sąsiedztwie (CBDG, 2019). Koncesje węglowodorowe według stanu na 28.02.2019 r

3.2.4. NOWA DĘBA *(Małgorzata Garecka, Leszek Jankowski, Andrzej Szydło)*

Nazwa obszaru: **Nowa Dęba** (Fig. 3.7 i 3.8)
Numery bloków koncesyjnych: **376**
Współrzędne punktów załamania granic obszaru:

Numer punktu	Układ 1992	
	X	Y
1	296 831.15	712 681.39
2	282 871.88	713 244.88
3	278 512.41	703 100.24
4	278 002.46	677 845.11
5	294 522.05	677 289.44
6	291 497.74	682 596.08
7	291 459.64	685 375.92
8	295 800.79	685 256.08
9	296 510.27	704 411.18

Powierzchnia: **584,168 km^2**

Charakterystyka geologiczna i naftowa:
Obszar „Nowa Dęba" jest położony w zapadlisku przedkarpackim. Miocen autochtoniczny leży bezpośrednio na podłożu eokambru i kambru, z którego została erozyjnie usunięta pokrywa paleozoiczno-mezozoiczna. Utwory te są tradycyjnie dzielone na dolnobadeńską serię podewaporatową, środkowobadeńskie ewaporaty oraz górnobadeńskie i sarmackie osady nadewaporatowe. Osady górnej części środkowego miocenu (sarmat) odsłaniają się na powierzchni w wielu miejscach lub z utworami badenu występują pod cienką warstwą osadów czwartorzędowych. Serie ilasto-mułowcowo-piaszczyste sarmatu, określane jako iły (warstwy) krakowieckie, w rejonie Nowej Dęby osiągają ponad 500 m miąższości (max. 800 m) i niekiedy są dodatkowo przykryte zbliżonymi litologicznie osadami preplejstocenu o nieustalonej genezie (14 m). Z kolei utwory badenu obejmują osady klastyczne, chemiczne i węglanowe. Dolny baden reprezentują dwie facje: dominującą (a) piaszczysto-mułowcową z udziałem piaskowca i zlepieńca oraz podrzędną (b) litotamniową złożoną z wapieni. Stwierdzona wierceniami miąższość tych osadów w okolicach Baranowa Sandomierskiego, określanych jako warstwy baranowskie (Łomnicki, 1881; Kowalewski, 1957), czy też wydzielane w randze różnych formacji (Łyczewska, 1972; Wągrowski, 1992), waha się od 3 do ponad 50 m. Ich pozycja czasami odbiega od typowej, gdyż ich obecność odnotowuje się na poziomie ewaporatów, a nawet pod koniec badenu, kiedy są zastępowane przez fację litotamniową (Garecka i Jugowiec, 1999). Generalnie ponad nimi, w wyższej części badenu, występują osady chemiczne zdominowane przez gipsy, które ku południowi są zastępowane przez anhydryty, a w najwyższej jego części przez margle i iły z wkładkami wapieni. Miąższość osadów chemicznych zwiększa się ku południowi (ok. 60 m), podczas gdy utwory węglanowe osiągają największą miąższość (ok. 35 m) w rej. Baranowa Sandomierskiego. Podłoże autochtonicznego miocenu stanowią dwie sukcesje: górnoprekambryjska (eokambr) i dolnopaleozoiczna (kambr dolny). Obejmują one sfałdowane utwory mułowcowo-iłowcowe i piaskowce kwarcytowe, które zostały silnie stektonizowane i speleneplenizowane. Utwory z przełomu proterozoiku i paleozoiku stwierdzono

w różnych częściach omawianego obszaru na głębokości od kilkunastu do ponad 1000 m. Obszar „Nowa Dęba” leży w zapadlisku przedkarpackim, które jest uznawane za obszar występowania subkonwekcyjnego systemu naftowego o charakterze hybrydowym. Obejmuje on osady klastyczne miocenu: piaszczyste i piaskowcowe poziomy związane z występowaniem złóż konwencjonalnych i serie mułowcowo-iłowcowe generujące złoża o charakterze niekonwencjonalnym (Poprawa i in., 2018). W podłożu leżą osady zbliżone litologicznie (mułowce, iłowce, piaskowce), które jednak zwykle zawierają zbyt mało materii organicznej i często uległy zaawansowanej diagenezie tracąc pierwotną porowatość (Krakowska i in., 2018). Dlatego też utwory podłoża uznaje się za nieperspektywiczne dla poszukiwań węglowodorów, gdyż straciły pierwotne własności zbiornikowe. Silne zaawansowanie tektoniczne utworów podłoża i powstanie wtórnej sieci spękań mogło sprzyjać powstaniu nowych systemów migracji dla węglowodorów. Świadczy o tym występowanie solanek często z przejawami gazu i ropy albo niewielkich ich pokładów w pułapkach stratygraficznych i strukturalno-stratygraficznych, które stwierdzono w równowiekowch osadach dolnego kambru w północnej Polsce. Płytkie zaleganie osadów z przełomu prekambru i paleozoiku na proponowanym obszarze sprzyja rozpoznaniu struktury podłoża i jego ostatecznej miąższości.

a) rodzaj spodziewanych złóż: konwencjonalne i niekonwencjonalne złoża gazu ziemnego i towarzyszącej im ropy naftowej;

b) systemy naftowe: paleozoiczno-mezozoiczny system naftowy, system naftowy miocenu zapadliska przedkarpackiego;

c) potencjalne skały zbiornikowe: piaskowce eokambru i kambru dolnego, piaski, piaskowce, osady węglanowe (wapienie, margle) i mułowcowo-iłowcowe badenu oraz sarmatu;

d) potencjalne skały macierzyste: mułowce i iłowce eokambru oraz dolnego kambru, mułowce i iłowce badenu oraz sarmatu;

e) skały uszczelniające: drobnoklastyczne (mułowce i iłowce) i chemiczne osady (gips, anhydryt) miocenu zapadliska przedkarpackiego;

f) miąższość nadkładu: 5–20 m, max. 100 m dla miocenu zapadliska, 200–1100 m dla podłoża;

g) spodziewany typ pułapki: strukturalne, stratygraficzne i litologiczne.

Otwory wiertnicze: **14 otworów > 500 m**

Nazwa otworu	Głębokość [m p.p.t.]	Stratygrafia na dnie
BRAZYLIA 1	1001,8	trzeciorzęd
BRZOSTOWA GÓRA 1	811,0	prekambr
DURDY 123	515,0	trzeciorzęd
GWOŹDZIEC 1	745,8	kambr
GWOŹDZIEC P-10 BIS	582,0	prekambr
KOMORÓW 1	829,2	kambr
KOMORÓW 2	737,0	prekambr
KOMORÓW 3	691,0	prekambr
KORABINA P-8	591,0	baden
KRZĄTKA P-12	514,0	eokambr
KRZĄTKA P-9	580,0	trzeciorzęd

PORĘBY DĘBSKIE P-11	500,0	prekambr
PORĘBY DĘBSKIE P-12	544,5	trzeciorzęd
ROZALIN 51	513,0	sarmat

Sejsmika (dysponent):

1978 – 1 profil Programu Głębokich Sondowań Sejsmicznych PAN 2D (Skarb Państwa)
1987–1992 – 19 profili Mielec-Rzeszów 2D (Skarb Państwa, PGNiG S.A.)
1992 – 2 profile Krzeszów-Łańcut 2D (Skarb Państwa)
2000 – 1 profil CELEBRATION 2000 (Skarb Państwa)
2001–2002 – 3 profile Mielec-Bojanów 2D (PGNiG S.A.)
Razem – 26 linii 2D o łącznej długości 191,086 km

Informacje o dotychczasowym rozpoznaniu/udokumentowaniu złóż węglowodorów na projektowanym obszarze i w jego bliskim sąsiedztwie: **12 złóż**

NAZWA ZŁOŻA	**KOPALINA**
Blizna-Ocieka	GAZY ZIEMNE
Jata	GAZY ZIEMNE
Jeżowe NW	GAZY ZIEMNE
Korzeniów	GAZY ZIEMNE
Korzeniów (gaz)	GAZY ZIEMNE
Kupno	GAZY ZIEMNE
Lipnica-Dzikowiec	GAZY ZIEMNE
Niwiska	GAZY ZIEMNE
Niwiska	GAZY ZIEMNE
Nowosielec	GAZY ZIEMNE
Sarzyna	GAZY ZIEMNE
Sokołów	GAZY ZIEMNE

Ocena perspektywiczności i potencjał poszukiwawczy:

Obszar „Nowa Dęba” należy sklasyfikować jako perspektywiczny pod względem możliwości rozpoznania i udokumentowania nowych złóż węglowodorów. Leży on w zapadlisku przedkarpackim, gdzie udokumentowano liczne i zasobne złoża gazu ziemnego, które występują głównie w piaszczystych horyzontach miocenu. Są to złoża konwencjonalne, które w obrębie proponowanego obszaru mogą być związane z seriami piaszczystymi i piaskowcowymi, występującymi zwykle pod niewielkim nakładem osadów czwartorzędowych w seriach mułowcowo-iłowcowych sarmatu i badenu. Oprócz skał zbiornikowych, do których zaliczyć podrzędnie występujące wapienie muszlowe i margle, miocen obejmuje także osady o wysokich własnościach uszczelniających dla potencjalnych złóż węglowodorów. Wśród nich obok utworów pylastych (iłowców) znaczącą rolę odgrywają także osady chemiczne badenu, które mogą dodatkowo izolować poziomy gazo- i roponośne, albo mieszane. Z drugiej strony obecność na tym obszarze osadów siarczanowych i siarki może niekorzystnie wpływać na parametry wydobywanych węglowodorów. Generalnie, ze względu na dotychczasowe rozpoznanie potencjału

poszukiwawczego poszczególnych pięter strukturalnych w Polsce i budowę geologiczną obszaru „Nowa Dęba”, wydaje się, że eksploracja węglowodorów w tym rejonie może być prowadzona tylko w obrębie mioceńskiego piętra strukturalnego z perspektywą udokumentowania złóż konwencjonalnych i niekonwencjonalnych ujętych w system naftowy o charakterze hybrydowym (Poprawa i in., 2018). Ze względu na miejscami płytkie zaleganie podłoża, pilotażowo można rozszerzyć prace rozpoznawcze na skały z przełomu prekambru i kambru, w których na obszarach poza Karpatami stwierdzono przejawy obecności lub obecność węglowodorów (Karnkowski, 1984).

Oddziaływanie z innymi złożami (położonymi w granicach obszaru):

ID ZŁOŻA	NAZWA ZŁOŻA	KOPALINA
5259	Brzostowa Góra	KRUSZYWA NATURALNE
5259	Brzostowa Góra	KRUSZYWA NATURALNE
15262	Brzostowa Góra B-3	KRUSZYWA NATURALNE
8548	Brzostowa Góra I	KRUSZYWA NATURALNE
17634	Brzostowa Góra I-1	KRUSZYWA NATURALNE
7259	Jadachy	KRUSZYWA NATURALNE
15538	Jaślany-Głowa	KRUSZYWA NATURALNE
4049	Krzątka III	KRUSZYWA NATURALNE
15134	Padew Narodowa-Korpuliński	KRUSZYWA NATURALNE
6804	Poręby Dębskie	KRUSZYWA NATURALNE
12288	Rusinów	KRUSZYWA NATURALNE
13710	Sarnów-Burczy I	KRUSZYWA NATURALNE
19112	Sarnów-Ciemięga	KRUSZYWA NATURALNE
3786	Sudoły	KRUSZYWA NATURALNE
14717	Wola Rusinowska	KRUSZYWA NATURALNE

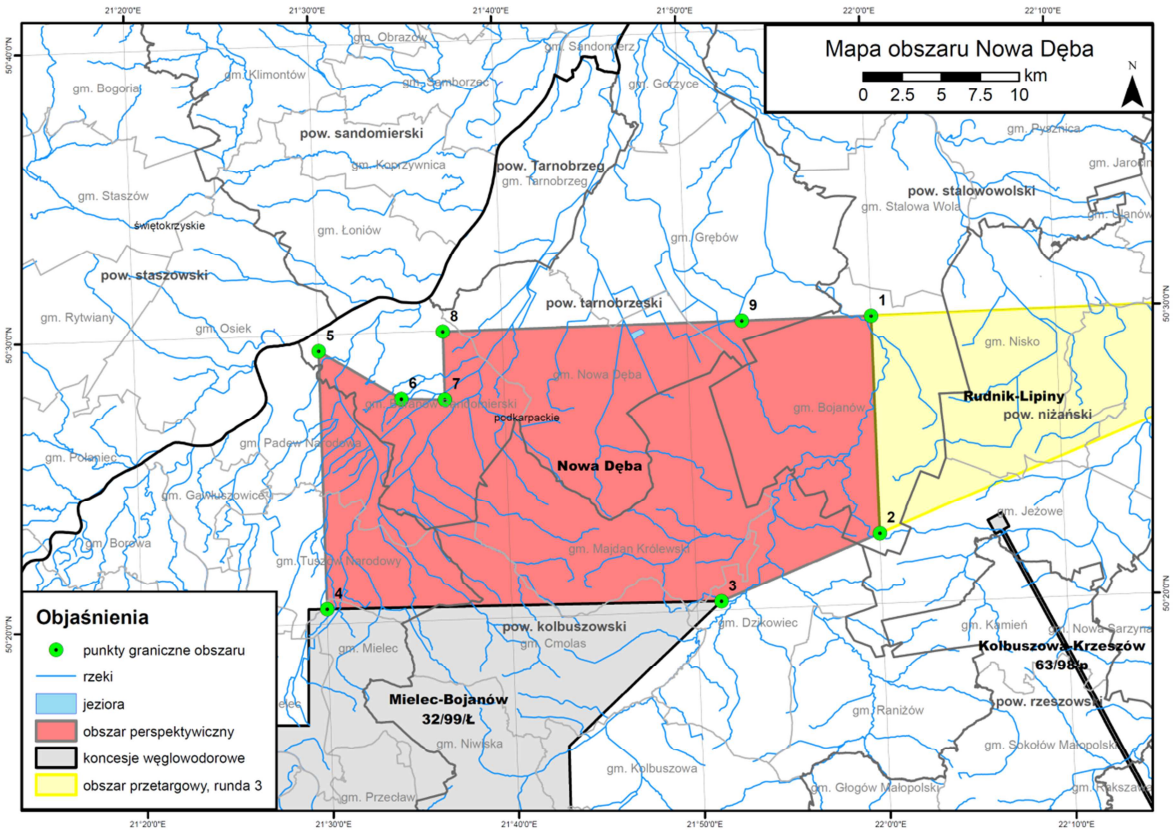

Fig. 3.5. Punkty załamania granic oraz pozycja obszaru „Nowa Dęba" na tle sąsiednich koncesji według stanu na 28.02.2019 r.

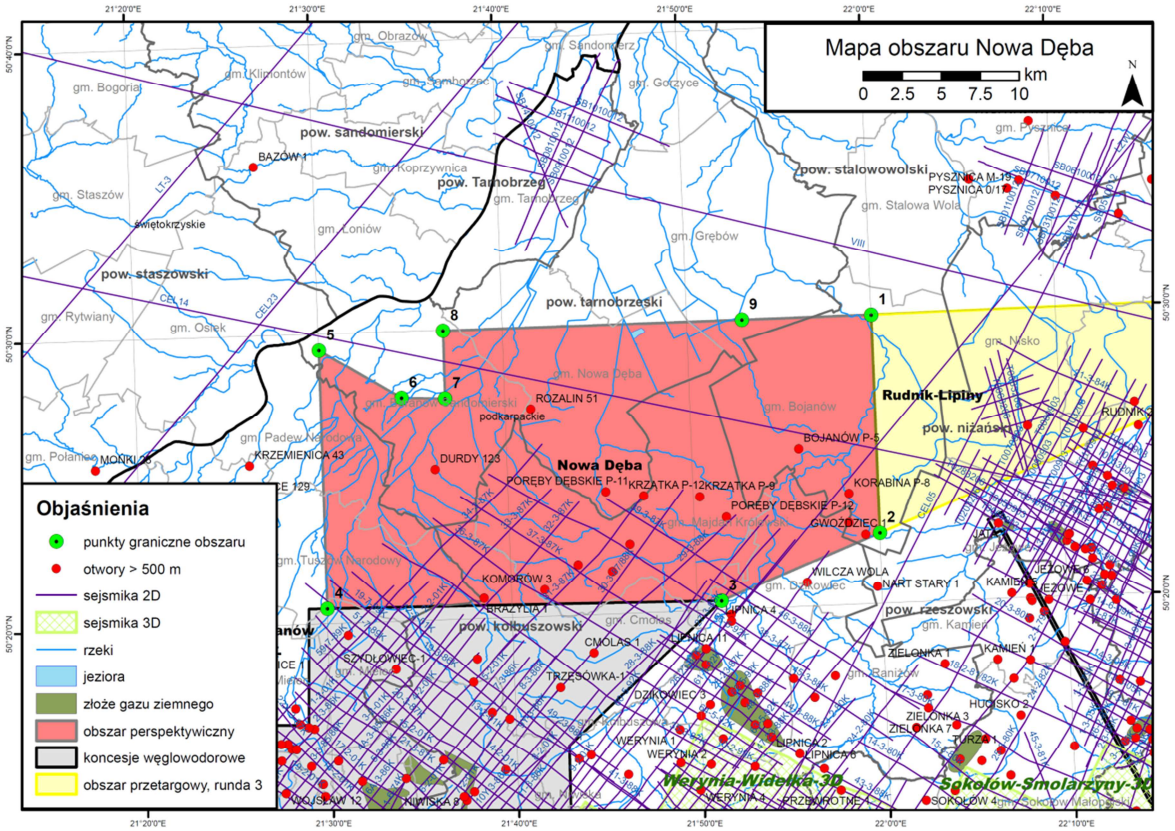

Fig. 3.6. Lokalizacja badań sejsmicznych, otworów wiertniczych i złóż węglowodorów na obszarze „Nowa Dęba" i w jego sąsiedztwie (CBDG, 2019) Koncesje węglowodorowe według stanu na 28.02.2019 r.

4. PROWINCJA NAFTOWA ZACHODNIEJ POLSKI
4.1. CHARAKTERYSTYKA PROWINCJI

Granice regionu naftowego. Według *Atlasu Geologicznego Polski* (Nawrocki i Becker, 2017) oraz regionalizacji tektonicznej (Żelaźniewicz i in., 2011) granice regionu naftowego można zdefiniować na podstawie zasięgu eksternidów waryscyjskich i waryscyjskiego zapadliska przedgórskiego na platformie zachodnioeuropejskiej (zasięg skał karbonu platformy zachodnioeuropejskiej). Granice regionu (Fig. 1.1–1.4) wyznacza zatem:

- na północy strefa Teisseyre'a-Tornquista;
- na wschodzie zasięg sfałdowanych i zdyslokowanych skał karbonu strefy zewnętrznej orogenu waryscyjskiego;
- na południu uskok środkowej Odry.

Wcześniej obszar zachodniej Polski był zaliczany do dwóch prowincji naftowych – wielkopolskiej i pomorskiej (Karkowski, 1997, 2007), a podstawą tego rozróżnienia była z jednej strony odmienna budowa geologiczna podłoża (konsolidacja kaledońska na Pomorzu i waryscyjska w Wielkopolsce), a z drugiej odseparowanie stref perspektywicznych. Tym niemniej jednak, głównymi poziomami zbiornikowymi są tutaj czerwony spągowiec i dolomit główny, a więc osady młodszego – permsko-mezozoicznego piętra strukturalnego. Taka budowa geologiczna uwarunkowała powstanie skomplikowanego układu systemów naftowych, w których z jednej strony dystrybucja skał macierzystych (karbon i starszy paleozoik) jest uwarunkowana waryscyjskim planem strukturalnym, z drugiej zaś - rozprzestrzenienie skał zbiornikowych zostało ukształtowane w planie staroalpejskim. Zarówno osady czerwonego spągowca, jak i dolomitu głównego tworzyły się w basenach sedymentacyjnych obejmujących zarówno Pomorze jak i Wielkopolskę, zatem dzielenie zachodniej Polski na dwie prowincje naftowe jest w istocie dość arbitralnym dzieleniem spójnych basenów sedymentacyjnych. Natenczas pomorską i wielkopolską prowincję naftową sprowadzamy do rangi podprowincji (Fig. 1.1–1.4), choć taka regionalizacja wymaga jeszcze dalszej dyskusji.

Powierzchnia. ~118 600 km^2.

Budowa geologiczna. W budowie geologicznej prowincji zachodniopolskiej biorą udział trzy duże jednostki strukturalne – blok pomorski (Pomorze Zachodnie) i eksternidy waryscyjskie, widoczne w podpermskim planie strukturalnym oraz permsko-mezozoiczna pokrywa osadowa.

Na podłoże i pokrywę osadową Pomorza Zachodniego składają się skały należące do czterech pięter:

- staropaleozoicznego (kaledońskiego);
- górnopaleozoicznego (waryscyjskiego);
- permsko-mezozoicznego (staroalpejskiego);
- kenozoicznego.

W staroalpejskim planie strukturalnym Pomorze Zachodnie obejmuje nieckę szczecińsko-gorzowską, północno-zachodnią część antyklinorium środkowopolskiego i nieckę koszalińską (Nawrocki i Becker, 2017; Fig. 1.1–1.4). W planie waryscyjskim obszar ten znajduje się w zasięgu zapadliska przedgórskiego waryscydów, a w planie

przeddewońskim w obrębie pomorsko-kujawskiego pasma fałdowego (Nawrocki i Becker, 2017).

Najstarsze rozpoznane skały na Pomorzu Zachodnim występują w jego północno-wschodniej części, tuż przy granicy z kratonem wschodnioeuropejskim i są datowane na środkowy oraz górny ordowik. Są one reprezentowane są przez fragmentarycznie zachowaną, monotonną serię iłowcową, o dużej, ale trudnej do oszacowania miąższości (Podhalańska i Modliński, 2006), która charakteryzuje się budową fałdowo-nasunięciową, będącą efektem deformacji tektonicznych związanych z oddziaływaniem orogenu kaledońskiego (Żaba i Poprawa, 2006). Depozycja osadów odbywała się w obrębie kaledońskiego zapadliska przedgórskiego (Poprawa i in., 2006). Na skałach ordowiku zalegają skały syluru (landower, wenlok, ludlow). Składają się one głównie z utworów iłowcowo-mułowcowych, które lokalnie mogą być przewarstwiane piaskowcami. Tak jak sukcesja skalna ordowiku, skały sylurskie również są zaburzone tektonicznie w wyniku aktywności przemieszczeń nasunięciowych, które zachodziły po dewonie co najmniej dwukrotnie (Żaba i Poprawa, 2006). Dewońsko-dolnokarbońska sukcesja skalna występuje na całej rozciągłości Pomorza Zachodniego. Jej depozycja następowała w warunkach epikontynentalnego morza, od środowiska basenu szelfowego po środowiska przybrzeżne. Skały karbonu górnego występują jedynie w zachodniej części i są reprezentowane wyłącznie przez utwory silikoklastyczne, głównie piaskowce. We wschodniej części brak jest skał górnego karbonu, które przypuszczalnie zostały zerodowane w wyniku postępującej regresji w późnym karbonie, jak również ruchów orogenicznych, które miały miejsce na pograniczu karbonu i permu. W wyniku poźnowaryscyjskich ruchów tektonicznych utwory kompleksu dewońsko-karbońskiego zostały sfałdowane i silnie blokowo potrzaskane. Wyniesione bloki były erodowane i dostarczały materiału do obniżonych basenów. Część powstałych dyslokacji umożliwiła wylewy law na powierzchnię oraz depozycję materiału piroklastycznego, które są datowane na dolny czerwony spągowiec. Pomiędzy utworami dolnego i górnego czerwonego spągowca występuje luka czasowa, licząca co najmniej 10 mln lat (Nawrocki, 1995). Sedymentacja osadów górnego czerwonego spągowca zapoczątkowała nowy etap ewolucji basenów sedymentacyjnych na Niżu Polskim – powstanie basenu późnopermsko-mezozoicznego. Utwory górnego czerwonego spągowca składają się z zlepieńców, piaskowców i mułowców, które były deponowane w facjach fluwialno-aluwialnych oraz plai. W późnym permie doszło do regionalnego zalewu morza cechsztyńskiego. Większość obszaru była spleneplenizowana, jednakże najbardziej wyniesione bloki w wschodniej część Pomorza Zachodniego w pierwszym etapie transgresji nie zostały zalane, dzięki czemu utworzyły one archipelag wysp pomorskich (Dadlez i in., 1998). Utwory cechsztynu składają się z miąższych skał węglanowych oraz ewaporatowych, które wykształciły się w czterech cyklotemach.

Na obszarze prawie całego Pomorza Zachodniego występuje pełny profil triasu, obejmujący klastyczne lądowe i brzegowe klastyczno-węglanowe utwory triasu dolnego, węglanowo-ewaporatowe i podrzędnie klastyczne triasu środkowego powstałe w morzu epikontynentalnym oraz klastyczne utwory lądowe z domieszką ewaporatów reprezentujące trias górny. Wyjątkiem są tylko strefy związane z poduszkami solnymi w podłożu, w obrębie których obserwuje się w górnym triasie luki erozyjne. Profil triasu ma od około 900 m w strefach brzeżnych wału śródpolskiego i kontaktujących z nim brzeżnych strefach niecek pomorskiej, szczecińskiej i mogileńskiej, do ponad 2500 m w osiowej części wału śródpolskiego. Profil jury dolnej na większości obszaru jest pełny.

Brak utworów toarku stwierdzono w osiowej strefie wału pomorskiego, a na niewielkim obszarze w rejonie Świdwina - brak również utworów starszych od toarku. Utwory jury dolnej
to naprzemiennie występujące kompleksy skał piaskowcowych i iłowcowo-mułowcowych, które powstały w środowisku lądowym, przybrzeżnym lub płytkomorskim (Pieńkowski, 2004). Ich łączna miąższość wynosi od 400 do prawie 1100 m (Franczyk, 1987). Jura środkowa występuje brzeżnych strefach wału kujawskiego oraz niecki pomorskiej, szczecińskiej i mogileńsko-łódzkiej, również w NW części wału pomorskiego. W strefach, gdzie zachowany jest pełny profil jury środkowej, reprezentowany jest on przez kompleksy iłowcowo-mułowcowe i piaskowcowe aalenu-keloweju. Są to utwory osadzone w morzu epikontynentalnym (Dayczak-Calikowska i Moryc, 1988). W strefie erozji związanej z inwersją bruzdy śródpolskiej, w miarę zbliżania się do osi wału, brakuje coraz większej części profilu, aż do całkowitego braku. Miąższość jury środkowej wynosi od 0 do ponad 500 m. Obszar występowania utworów jury górnej jest jeszcze mniejszy niż jury środkowej i jest ograniczony do rejonu niecki pomorskiej i mogileńsko-łódzkiej oraz pogranicza wału pomorskiego i niecki szczecińskiej (Brochwicz-Lewiński, 1987; Dembowska 1979a). Oksford i dolny kimeryd jest wykształcony w części zachodniej i północnej w postaci morskich utworów silikoklastycznych (iłowce, mułowce, piaskowce) i klasyczno-węglanowych (wapienie piaszczyste), a w części SE jako wapienie (Dembowska, 1979b). Wyższą część jury górnej tworzą utwory margliste i mułowcowe górnego kimerydu-tytonu, a kończy kompleks płytkowodnych wapieni tytońskich. Miąższość jury górnej wynosi od około 100 do ponad 900 m. Profil kredy dolnej występuje jedynie w północnej części niecki szczecińskiej oraz na obszarze niecki mogileńsko-łódzkiej, w strefie przylegającej do wału kujawskiego (Raczyńska, 1979, 1987). Są to w większości utwory silikoklasyczne (piaskowce, mułowce i iłowce) morza epikontynentalnego, jedynie w najniższej części profil występują wapienie i ewaporaty (anhydryty). Miąższość kredy dolnej wynosi 0–400 m. Podobny zasięg mają utwory kredy górnej. W najniższym odcinku są to wapienie i wapienie margliste, a wyżej margle, opoki i gezy. Miąższość kredy górnej wynosi od 0 do ponad 1400 m w północnej części niecki szczecińskiej (Jaskowiak-Schoeneichowa, 1979, 1987).

W budowie geologicznej podłoża i pokrywy osadowej południowej części prowincji naftowej (Wielkopolska) występują trzy piętra strukturalne: waryscyjskie, permsko-mezozoiczne i kenozoiczne. W staroalpejskim planie strukturalnym obszar obejmuje monoklinę przedsudecką oraz północno-zachodnią i centralną część synklinorium szczecińsko-miechowskiego (Nawrocki i Becker, 2017). W podziale na jednostki tektoniczne w planie waryscyjskim obszar ten znajduje się w zasięgu strefy zewnętrznej (eksternidów) orogenu waryscyjskiego (Nawrocki i Becker, 2017). Najstarszymi utworami nawierconymi są skały metamorficzne, występujące w postaci kwarcowo-serycytowych fyllitów (tzw. blok Leszna; Kiersnowski, 2016). Według Żelaźniewicza i in. (2011), wiek tych utworów jest prawdopodobnie dewoński. Wyżej występują silnie tektonicznie zaangażowane skały dolnego karbonu w facji kulmu, jak i skały węglanowo-ilaste (Kiersnowski i in., 2017). Są to zlepieńce, piaskowce, mułowce, iłowce oraz lokalnie pojawiające się wapienie organodetrytyczne. W kierunku północno-wschodnim, na powierzchni podpermskiej, występują wychodnie skał górnego karbonu (Żelichowski, 1995). Miąższość całkowita utworów karbonu nie została dotychczas jednoznacznie określona, jednakże na podstawie danych wiertniczych zakłada się, że wynosi ona ponad

2500 m (Nawrocki i Becker, 2017). Utwory te są silnie zdyslokowane i tworzą system zrębów, rowów i półrowów, które zostały utworzone w wyniku ruchów tektonicznych fazy ekstensyjnej po zakończeniu orogenezy waryscyjskiej (we wczesnym permie lub już od późnego karbonu) (Pożaryski i in., 1992; Antonowicz i in., 1993, 1994). Powyżej występują rozległe pokrywy lawowe i utwory piroklastyczne dolnego czerwonego spągowca. Luka stratygraficzna występująca między skałami dolnego i górnego czerwonego spągowca jest związana z działalnością fazy saalskiej, która doprowadziła do odmłodzenia rzeźby terenu oraz prawdopodobnie do ukształtowania się jako odrębnego elementu strukturalnego wału wolsztyńskiego (Zawierucha, 2011). W utworach górnego czerwonego spągowca dominują trzy facje: eoliczna, fluwialna oraz plai. Ich rozkład w basenie, jak również miąższość, są uzależnione od paleomorfologii oraz działalności uskoków synsedymentacyjnych (Kiersnowski i Buniak, 2006). Cały obszar przykrywają utwory cechsztynu, wykształcone w postaci czterech cyklotemów, które są reprezentowane przez utwory klastyczne, węglanowe, siarczanowe, sole kamienne oraz sole potasowo-magnezowe. Spośród skał, które były deponowane w cechsztynie, jednym z ważniejszych horyzontów złożowych są utwory dolomitu głównego. W świetle badań paleogeograficznych ich sedymentacja następowała w trzech strefach (Wagner, 1994; Dadlez i in., 1998), którym odpowiadają odrębne systemy depozycyjne (Jaworowski i Mikołajewski, 2007): równia basenowa, stoki platformy węglanowych, platformy węglanowe. Według Kiersnowskiego i in. (2017), „Paleogeografia dolomitu głównego była ściśle powiązana z rozwojem bezpośredniego podłoża czyli anhydrytu głównego cyklotemu PZ1. Rozwój platform anhydrytowych anhydrytu górnego (A1g) decydował o szerokości i pochyleniu stoków platformy węglanowej dolomitu głównego, a strefa basenowa cyklotemu PZ1 kontynuowała się w dolomicie głównym”.

W Wielkopolsce występuje pełny profil triasu obejmujący klastyczno-węglanowe utwory triasu dolnego, węglanowo-ewaporatowe i podrzędnie klastyczne triasu środkowego oraz klastyczne z domieszką ewaporatów utwory triasu górnego (Szyperko-Śliwczyńska, 1977; Kulikowski, 1977, 1979; Gajewska, 1977, 1979; Gajewska i Szyperko-Teller, 1979). Tylko na obszarze zachodniej części brak jest najwyższego triasu (retyku). Pełny profil triasu wynosi od 1400 m w południowej części obszaru do 1500 w jego części północnej. Profil jury wykazuje liczne luki stratygraficzne. W zachodniej części występuje pełny profil jury dolnej o miąższości 200–400 m; są to naprzemiennie występujące kompleksy skał piaskowcowych i iłowcowo-mułowcowych o genezie lądowej i płytkomorskiej (Dadlez i Franczyk, 1979, Pieńkowski, 2004). We wschodniej części brak jest znacznej części profilu jury dolnej (hetang-synemur, toark), w skrajnych przypadkach występuje tylko około 20 m piaskowców pliensbachu (Dadlez i Franczyk, 1977). Jura środkowa występuje w N, NE i E części, na obszarze niecki szczecińskiej i mogileńsko-łódzkiej. Jest to profil niepełny, reprezentowany przez morskie utwory silikoklastyczne bajosu-keloweju, w dolnej części często dość silnie skondensowany, z lukami stratygraficznymi. Miąższość jury środkowej wynosi 0–200 m (Dayczak-Calikowska, 1977, 1979). Obszar występowania utworów jury górnej jest również ograniczony do rejonu niecki szczecińskiej i mogileńsko-łódzkiej, lecz jest on mniejszy niż jury środkowej, co jest wynikiem kilku etapów późniejszej erozji (Dembowska, 1977, 1979a, b). Oksford i dolny kimeryd jest wykształcony w postaci utworów klastycznych otwartego morza (iłowce, mułowce, piaskowce) i węglanowych (wapienie); wyższą część jury górnej tworzą utwory margliste i mułowcowe. Miąższość jury górnej wynosi 0–700 m. Pełny profil kredy dolnej występuje jedynie w wąskiej strefie obu niecek przylegającej do wału

śródpolskiego, większy zasięg mają tylko utwory najwyższej kredy dolnej (barremu-albu środkowego) (Marek, 1977; Raczyńska, 1979). Są to w większości morskie utwory silikoklasyczne (piaskowce, mułowce i iłowce), jedynie w najniższej części występują wapienie i ewaporaty (anhydryty). Miąższość kredy dolnej zmienia się ku NE od 0 do niewiele ponad 300 m. Szerszy zasięg mają natomiast utwory kredy górnej, które występują w północnej połowie prowincji wielkopolsko-śląskiej (Jaskowiak-Schoeneichowa, 1979, 1987). W najniższym odcinku są to wapienie i wapienie margliste, a wyżej – margle, opoki i gezy. Miąższość kredy górnej wynosi od 0 w części południowej do ponad 2000 m w osiowej strefie niecki mogileńsko-łódzkiej.

Systemy naftowe. W zachodniopolskiej prowincji naftowej można wyodrębnić:

1. Karbońsko-permski system naftowy:

   Skały macierzyste – iłowce i mułowce karbonu; iłowce ordowiku (karadoku) i skały ogniwa strzeżewskiego. Powyższe horyzonty charakteryzują się jednak niskim potencjałem generacyjnym.

   Skały zbiornikowe – skały węglanowe i klastyczne dolnego karbonu, piaskowce górnego karbonu i górnego czerwonego spągowca, skały węglanowe wapienia cechsztyńskiego.

   Pułapki – paleogeomorfologiczne, strukturalne, mieszane.

   Uszczelnienie – ewaporaty cechsztynu.

   Złoża węglowodorów – 84 złoża gazu ziemnego w utworach karbonu, czerwonego spągowca i wapienia cechsztyńskiego i 1 złoże ropy naftowej w utworach wapienia cechsztyńskiego.

Gaz ziemny

Kompleksy stratygraficzno-poszukiwawcze	Ilość złóż wg stanu na 31.12.2017 r.	Zasoby wydobywalne bilansowe wg stanu na 31.12.2017 r. (mln m^3)	Zasoby przemysłowe wg stanu na 31.12.2017 r. (mln m^3)	Wydobycie wg stanu na 31.12.2017 r. (mln m^3)
karbon	4	1692,16	359,83	63,01
karbon + czerwony spągowiec (nierozdzielone)	2	636,93	31,63	11,08
czerwony spągowiec	62	22865,6	8438,59	1088,49
czerwony spągowiec + wapień cechsztyński (nierozdzielone)	5	18013,3	15286,2	948,96
wapień cechsztyński	7	1750,88	974,49	124,17
czerwony spągowiec + dolomit główny (nierozdzielone)	4	2392,01	695,84	28,13
dolomit główny	59	28862,04	11067,92	1341,66

według Bilansu zasobów złóż kopalin w Polsce wg stanu na 31.12.2017 r.

Ropa naftowa

Kompleksy stratygraficzno-poszukiwawcze	Ilość złóż wg stanu na 31.12.2017 r.	Zasoby wydobywalne bilansowe wg stanu na 31.12.2017 r. (tys. ton)	Zasoby przemysłowe wg stanu na 31.12.2017 r. (tys. ton)	Wydobycie wg stanu na 31.12.2017 r. (tys. ton)
wapień cechsztyński	1	472,83	254,31	8,04
dolomit główny	36	15041,85	7967,12	682,99

według Bilansu zasobów złóż kopalin w Polsce wg stanu na 31.12.2017 r.

2. Permski/cechsztyński system naftowy (aktywny i potwierdzony złożami):

   Skały macierzyste – przeławicenia ilaste bogate w materię organiczną w dolomicie głównym.

Skały zbiornikowe – skały węglanowe dolomitu głównego (skały ziarniste – oolitowe i onkolitowe facje platform węglanowych oraz pakstony, wakstony i nawet madstony z wtórną porowatością stoków platform) (np. Depowski i Peryt, 1985; Protas i Wojtkowiak, 2000; Jaworowski i Mikołajewski, 2007; Słowakiewicz i Mikołajewski, 2009; Czekański i in., 2010). Przemiany diagenetyczne, a także wynikający z nich rozwój przestrzeni porowej, zachodziły wieloetapowo, a niekiedy bardzo wysoka porowatość może być związana z dolomityzacją i rekrystalizacją pierwotnie wapiennej matrycy skalnej (Czekański i in., 2010).

Pułapki – stratygraficzno-strukturalne.

Uszczelnienie – ewaporaty i węglany deponowane w trakcie czterech cyklotemów cechsztynu (PZ1, PZ2, PZ3, PZ4).

Generacja, migracja i akumulacja węglowodorów – węglowodory występujące w dolomicie głównym są syngenetyczne, przy czym potencjał generacyjny wykazują zarówno facje głębokowodne, jak i facje barierowe (Pikulski, 1998). W skałach macierzystych dominuje kerogen typu III, substancja organiczna wykazuje stopień dojrzałości odpowiadający maksymalnej możliwości generowania węglowodorów ciekłych (tzw. okno ropne). Proces migracji i akumulacji węglowodorów w obrębie dolomitu głównego zachodził co najmniej w dwóch fazach. Pierwsza migracja zakończyła się przed przebudową kimeryjską, kiedy powstała większość pułapek typu litologicznego. Druga faza migracji była związana z uformowaniem się pułapek strukturalnych i rozpoczęła się po przebudowie kimeryjskiej. Węglowodory drugiej fazy migracji napełniły nowo utworzone formy strukturalne, nie doszło jednak prawdopodobnie do rozszczelnienia pierwotnych pułapek litologicznych (Pikulski, 1998).

Złoża węglowodorów – 63 złoża gazu ziemnego (w tym 4 złoża eksploatowane jednocześnie z utworów czerwonego spągowca i dolomitu głównego) i 36 złóż ropy naftowej.

3. Mezozoiczny system naftowy (hipotetyczny, nie potwierdzony złożami):

Skały macierzyste – 4 poziomy potencjalnych skał macierzystych: dolnego kajpru, jury dolnej (część formacji zagajskiej, formacja łobeska), jury środkowej (czarne łupki aalenu, bajosu i batonu), jury górnej (formacja Łyny, formacja pałucka) (Bachleda-Curuś i in., 1992), z których poziom jury górnej posiada gazowo-ropny potencjał generacyjny (kerogen typu II i III), a pozostałe poziomy – gazowy potencjał generacyjny (kerogen typu III). Skały macierzyste kajpru dolnego zostały sklasyfikowane jako niskiej klasy, skały jury dolnej, jury górnej i kredy dolnej jako średniej klasy, a jury środkowej jako wysokiej klasy.

Skały zbiornikowe – poziomy piaskowcowe: (1) jury dolnej (np. rzeczne korytowe utwory formacji zagajskiej i borucickiej, przybrzeżne piaskowce formacji skłobskiej i ostrowieckiej); (2) jury środkowej (przybrzeżne piaskowce bajosu i batonu) oraz (3) kredy dolnej (piaskowce przybrzeżne formacji włocławskiej i mogileńskiej). Skałami zbiornikowymi mogą być również wapienie skaliste (struktury biohermowe), organodetrytyczne lub oolitowe oksfordu oraz szczelinowate wapienie kimerydu dolnego, beriasu dolnego i górnego tytonu.

Generacja, migracja i akumulacja węglowodorów – do efektywnej generacji węglowodorów doszło w obrębie: antyklinorium kujawskiego, południowo-wschodnich części antyklinorium pomorskiego i synklinorium pomorskiego oraz pasa synklinorium szczecińskiego, przylegającego do antyklinorium pomorskiego i synklinorium mogileńsko-łódzkiego, a dla kompleksu kajpru dolnego być może również w centralnej części synklinorium szczecińskiego (Burzewski i in., 1990; Bachleda-Curuś i in., 1992). Największe prawdopodobieństwo wystąpień złóż węglowodorów jest w strefach głębokiego pogrzebania utworów jurajskich i dolnokredowych, w pobliżu stref silnych zaburzeń i głębokich nieciągłości tektonicznych, wzdłuż których mogła następować migracja węglowodorów (Karnkowski, 1993, 1999). Pułapek należy się też spodziewać w strefach antyklinalnych związanych z poduszkami solnymi zlokalizowanymi zarówno w obrębie pomorskiej i kujawskiej części antyklinorium środkowopolskiego, jak i synklinorium szczecińskiego i pomorskiego, w pobliżu stref uskokowych, wzdłuż których mogła następować migracja węglowodorów. Potencjalnymi pułapkami mogą być również strefy przywysadowe i pomiędzy wysadami solnymi. Pułapek węglowodorów można poszukiwać również w strukturach biohermowych oksfordu oraz wapieniach tytonu (górna jura). Nie zbadane są też możliwości pozyskania gazu zamkniętego z łupków jury środkowej i górnej. Główna faza generacji ropy w kompleksach mezozoicznych Niżu Polskiego miała miejsce od późnej kredy do neogenu, początek migracji należy lokować w neogenie, a tylko wyjątkowo w późnej kredzie. Wymienione interwały czasowe generacji i migracji węglowodorów przypadają na okres laramijskiej przebudowy tektonicznej. W efekcie mogło dojść do rozszczelnienia pułapek podczas ruchów laramijskich i częściowego rozproszenia węglowodorów. Największe szanse zachowania akumulacji istnieją w uszczelnionych litologiczno-facjalnych pułapkach w brzeżnych partiach synklinoriów (Bachleda-Curuś i in., 1992).
Złoża węglowodorów – brak.

Podprowincje i regiony naftowe. Regionalna dystrybucja systemów naftowych pozwala w zachodniopolskiej prowincji naftowej wyróżnić 2 prowincje naftowe (w której funkcjonuje potwierdzony złożami system naftowy) oraz 1 region o niepotwierdzonej złożonośności.

Podprowincja wielkopolsko-śląska

Granice: podprowincja jest ograniczona od północy zasięgiem waryscyjskich deformacji orogenicznych, od południa uskokiem środkowej Odry. Od północnego-wschodu granicę podprowincji tworzy północna krawędź niecki łódzkiej (Nawrocki i Becker, 2017; Fig. 1.1–1.4).

Kompleksy stratygraficzno-poszukiwawcze:

- piaskowce karbonu,
- czerwony spągowiec,
- biały spągowiec,
- wapień cechsztyński,
- dolomit główny,

- piaskowce dolnej i środkowej jury,
- piaskowce dolnej kredy,
- wapienie i dolomity górnej jury i dolnej kredy.

Systemy naftowe:

- karbońsko-permski (karbon, czerwony spągowiec i wapień cechsztyński),
- permski/cechsztyński (dolomit główny),
- mezozoiczny.

Podprowincja zachodniopomorska

Granice: północno-wschodnią granicę prowincji zachodniopomorskiej wyznacza linia Teisseyre'a-Tornquista, południową zaś maksymalny zasięg strefy zewnętrznej (eksternidów) orogenu waryscyjskiego (Nawrocki i Becker, 2017; Fig. 1.1–1.4).

Kompleksy stratygraficzno-poszukiwawcze:

- wapienie i dolomity dewonu,
- piaskowce karbonu,
- czerwony spągowiec,
- biały spągowiec,
- wapień cechsztyński,
- dolomit główny,
- piaskowce dolnej i środkowej jury,
- piaskowce dolnej kredy,
- wapienie i dolomity górnej jury i dolnej kredy.

Systemy naftowe:

- karbońsko-permski (karbon, czerwony spągowiec i wapień cechsztyński);
- permski/cechsztyński (dolomit główny),
- mezozoiczny.

Region łódzki

Granice: region obejmuje wschodnią część prowincji na zewnątrz od strefy ropo- i gazonośnej w czerwonym spągowcu i cechsztynie aż do granicy zdefiniowanej zasięgiem zdyslokowanych i sfałdowanych skał karbonu eksternidów waryscyjskich.

Kompleksy stratygraficzno-poszukiwawcze:

- czerwony spągowiec,
- biały spągowiec,
- wapień cechsztyński,
- dolomit główny,
- piaskowce dolnej i środkowej jury,
- piaskowce dolnej kredy,
- wapienie i dolomity górnej jury i dolnej kredy.

Systemy naftowe:

- karbońsko-permski (karbonu, czerwonego spągowca i wapienia cechsztyńskiego);
- permski/cechsztyński (dolomitu głównego);
- mezozoiczny.

Stopień rozpoznania budowy geologicznej. W zachodniopolskiej prowincji naftowej wykonano 3501 głębokich otworów wiertniczych (> 500 m), z czego 156 otworów w ciągu ostatnich 10 lat (począwszy od 2009 r.).

Koncesje. Obecnie w południowopolskiej prowincji naftowej są 33 koncesje poszukiwawcze o powierzchni ~24336 km^2 (20,5% powierzchni prowincji naftowej).

Obszary perspektywiczne. W granicach zachodniopolskiej prowincji naftowej wyznaczono jeden obszar perspektywiczny – Gorzów o powierzchni 1015,063 km^2.

4.2. OBSZARY PERSPEKTYWICZNE

4.2.1. GORZÓW *(Hubert Kiersnowski, Krzysztof Waśkiewicz, Anna Feldman-Olszewska, Tadeusz Peryt, Ewelina Krzyżak)*

Nazwa obszaru: **Gorzów** (Fig. 4.1 i 4.2)
Numery bloków koncesyjnych: **163, 164**
Współrzędne punktów załamania granic obszaru:

Numer punktu	Układ 1992	
	X	Y
1	231703.41	578050.68
2	298543.71	574775.40
3	297853.03	556156.87
4	256367.92	558082.24

Powierzchnia: **1015,063 km^2**

Charakterystyka geologiczna i naftowa:
Obszar perspektywiczny znajduje się na bloku Gorzowa, głównie w jednostce strukturalnej Lipian i częściowo Drezdenka. Najistotniejszymi elementami tektonicznymi wpływającymi na ukształtowanie bloku Gorzowa i jego budowy geologicznej są: strefa dyslokacyjna związana z północną granicą zewnętrzną hercynidów, przebiegająca z podłożu cechsztynu wzdłuż linii Pyrzyce-Krzyż oraz „linia dolnej Warty" identyfikowana ze strefą naruszeń w podłożu cechsztynu. Na obszarze bloku Gorzowa i południowej części niecki szczecińskiej pojedyncze otwory wiertnicze rozpoznały podcechsztyńskie utwory czerwonego spągowca. Są to głównie skały wulkaniczne o znacznej miąższości oraz podrzędnie skały osadowe dolnego i górnego czerwonego spągowca.

Obszar nie został zbadany głębszymi wierceniami. Położone w pobliżu rejonu otwory wiertnicze zostały odwiercone na lokalnych antyklinach. Najstarszym nawierconym systemem jest karbon, który został stwierdzony w otworze Strzelce Krajeńskie IG-1. Otwór Żabicko Geo-1, również położony jest na wschód od proponowanego obszaru perspektywicznego, nawiercił jurę dolną, a otwór Gorzów Wlkp. IG-1, położony na południu od niego, nawiercił cechsztyn.

a) rodzaj spodziewanych złóż: konwencjonalne złoża gazu ziemnego i ropy naftowej (w pobliżu obszaru perspektywicznego odkryto największe polskie złoża: Barnówko-Mostno-Buszewo, Lubiatów-Międzychód-Grotów oraz kilka mniejszych złóż Zielin, Lubiszyn, Dzieduszyce), gazu ziemnego (Różańsko i Stanowice) i gazowo-kondensatowe (Ciecierzyce, Racław, Baczyna);

b) systemy naftowe: karbońsko-permski system naftowy;

c) potencjalne skały zbiornikowe: izolowane platformy dolomitu głównego (Ca2) oraz węglanowe osady detrytyczne deponowane w znacznych odległościach od skłonów barier;

d) potencjalne skały macierzyste: biolaminowane madstony stromatolitowe i wakstony facji dolomitu głównego deponowane w lagunach i równiach pływowych;

e) skały uszczelniające: ewaporaty i węglany cyklotemów PZ2, PZ3 i PZ4 cechsztynu;

f) miąższość nadkładu: około 3800 m;
g) spodziewany typ pułapki: facjalne.

Otwory wiertnicze*:* **4 głębokie otwory wiertnicze > 500 m**

Nazwa otworu	Głębokość [m p.p.t.]	Stratygrafia na dnie
DRAWINY 1	1904,8	karnik
STRZELCE KRAJEŃSKIE IG-1	4700,0	perm
ŻABICKO GEO-1	1030,4	toark dolny
OSTROWIEC 1	3807,0	trias dolny

Sejsmika (dysponent):

1977 – 2 profile Sulęcin-Świebodzin 2D (Skarb Państwa)
1979 – 4 profile Myślibórz-Krzyż 2D (Skarb Państwa, PGNiG S.A.)
1979 – 1 profil Piła-Bydgoszcz 2D (Skarb Państwa)
1984–1986 – 7 profili Chociwel-Czaplinek 2D (Skarb Państwa)
1987–1988 – 3 profile Głębokie Badania Sejsmiczne (Skarb Państwa)
1992 – 1 profil Programu Głębokich Sondowań Sejsmicznych PAN (Skarb Państwa)
1995 – 3 profile Dzieduszyce-Gorzów Wlkp.-Lubniewice 2D (PGNiG S.A.)
1997 – 1 profil Polonaise'97 (Skarb Państwa)
2000 – 1 profil Międzyrzec Międzychód 2D (PGNiG S. A.)
2008–2012 – 6 profili Niecka Szczecińska 2D (PGNiG S.A., Skarb Państwa)
Razem – 29 linii 2D o łącznej długości 167,037 km

Informacje o dotychczasowym rozpoznaniu/udokumentowaniu złóż węglowodorów na projektowanym obszarze i w jego bliskim sąsiedztwie: **7 złóż**

NAZWA ZŁOŻA	KOPALINA
Grotów	ROPA NAFTOWA
Krobielewko	GAZ ZIEMNY
Lubiatów	ROPA NAFTOWA
Międzychód	GAZ ZIEMNY
Różańsko	GAZ ZIEMNY
Sieraków	ROPA NAFTOWA
Stanowice	GAZ ZIEMNY

Ocena perspektywiczności i potencjał poszukiwawczy:
Obszar „Gorzów" ze względu na liczne złoża węglowodorów udokumentowane w sąsiedztwie należy uznać jako perspektywiczny, choć wyraźnym ograniczeniem jest stopień rozpoznania budowy geologicznej.

Oddziaływanie z innymi złożami (położonymi w granicach obszaru):

ID ZŁOŻA	NAZWA ZŁOŻA	KOPALINA
2705	Barlinek	PIASKI KW. D/P CEGŁY WAP-PIASKOWEJ
2912	Danków	KRUSZYWA NATURALNE
18237	Licheń	KRUSZYWA NATURALNE
18488	Lipie Góry	KRUSZYWA NATURALNE
17886	Pielice	KRUSZYWA NATURALNE

17886	Pielice	KRUSZYWA NATURALNE
18158	Pielice I	KRUSZYWA NATURALNE
18158	Pielice I	KRUSZYWA NATURALNE
5269	Płonno	KRUSZYWA NATURALNE
13658	Płonno 1	KRUSZYWA NATURALNE
2911	Przyłęg	KRUSZYWA NATURALNE
17748	Przyłęg 1	KRUSZYWA NATURALNE
6080	Santoczno	KREDY
2707	Stare Kurowo	PIASKI KW. D/P CEGŁY WAP-PIASKOWEJ
190	Wołogoszcz	KREDY
16380	Zwierzyn	KRUSZYWA NATURALNE
8900	Zwierzyn-Kozia Wólka	KRUSZYWA NATURALNE
2894	Zwierzyń	KRUSZYWA NATURALNE
2899	Zwierzyń I	KRUSZYWA NATURALNE
5265	Żabicko	KRUSZYWA NATURALNE

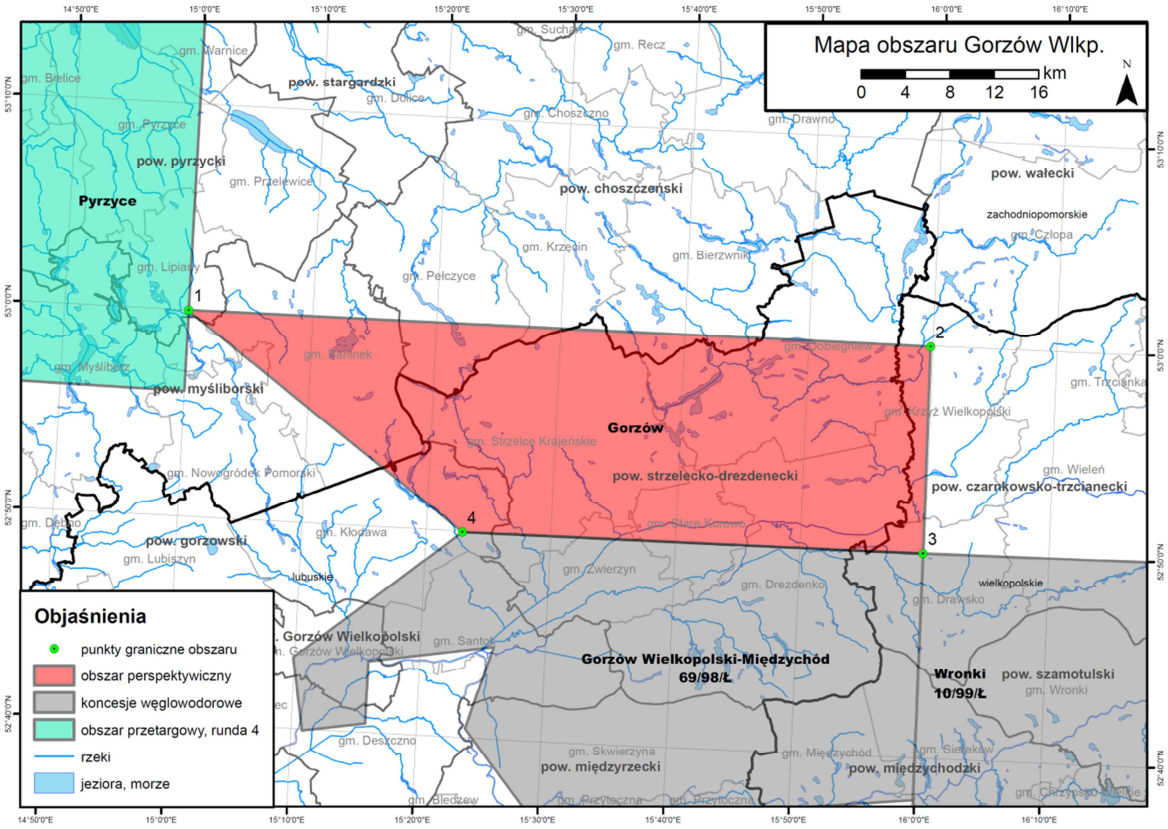

Fig. 4.1. Punkty załamania granic oraz pozycja obszaru „Gorzów” na tle sąsiednich koncesji według stanu na 28.02.2019 r.

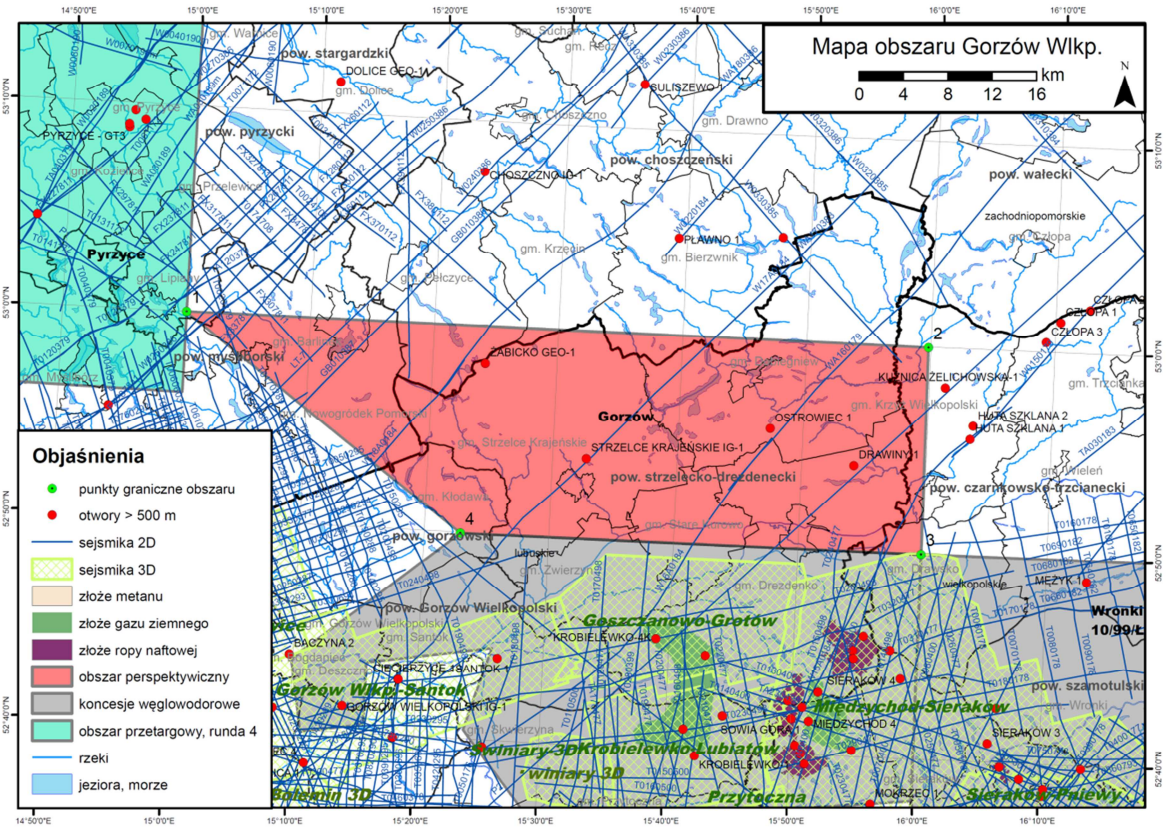

Fig. 4.2. Lokalizacja badań sejsmicznych, otworów wiertniczych i złóż węglowodorów na obszarze „Gorzów” i w jego sąsiedztwie (CBDG, 2019). Koncesje węglowodorowe według stanu na 28.02.2019 r.

.

5. PROWINCJA NAFTOWA PÓŁNOCNEJ POLSKI
5.1. CHARAKTERYSTYKA PROWINCJI

Granice prowincji naftowej. U podstawy definicji granic prowincji północnopolskiej stoi zasięg utworów starszego paleozoiku basenu bałtyckiego. Jej granice definiują (Fig. 1.1–1.4):

- na zachodzie strefa Teisseyre'a-Tornquista;
- na wschodzie antekliza mazursko-białoruska;
- na południu zasięg skał karbonu waryscyjskiego zapadliska przedgórskiego.

Powierzchnia. ~57 900 km^2

Budowa geologiczna. Rozprzestrzenienie utworów starszego paleozoiku w północnej Polsce jest uwarunkowane granicami syneklizy perybałtyckiej. Synekliza jest od zachodu ograniczona uskokami strefy tektonicznej Teisseyre'a-Tornquista (TTZ), którą uznaje się za zachodnią granicę platformy wschodnioeuropejskiej (według Znoski, 1998; Żelaźniewicza i in., 2011; Aleksandrowskiego i Buły, 2017). Od północy syneklizę ogranicza tarcza bałtycka, a od południowego wschodu – wyniesienie mazursko-podlaskie. Syneklizę wypełniają skały osadowe od ediakaru do górnego syluru powstałe w obrębie tzw. basenu bałtyckiego. Sukcesję stratygraficzną tworzą cztery sekwencje depozycyjne (sensu Jaworowski, 2002):

- sekwencja I (ediakar – środkowy kambr);
- sekwencja II (środkowy kambr – dolny ordowik);
- sekwencja III (środkowy i górny ordowik);
- sekwencja IV (sylur).

Profil utworów dolnopaleozoicznych w basenie bałtyckim jest zredukowany (brak jest części lub całości utworów przydolu) w wyniku erozji pokaledońskiej. Tylko we wschodniej części basenu bałtyckiego zachowały się niezbyt miąższe utwory dewonu. Kompleks staropaleozoiczno-dewoński jest ścięty podpermską powierzchnią erozyjną. W mezozoicznym planie strukturalnym prowincja północnopolska leży na pograniczu monokliny mazursko-podlaskiej i antyklinorium koszalińsko-zamojskiego (Fig. 1.4). Permsko-mezozoiczna sukcesja osadowa charakteryzuje się licznymi lukami stratygraficznymi, ale obecne są osady czerwonego spągowca i cechsztynu, a także triasu, jury i kredy. Skały kredowe są niezgodnie przykryte poziomo zalegającą pokrywą kenozoiczną o łącznej miąższości od ponad 100 do około 400 m.

Systemy naftowe. W północnopolskiej prowincji naftowej można wyodrębnić:

1. Dolnopaleozoiczny system naftowy:

   Skały macierzyste – iłowce i mułowce kambru, ordowiku i syluru.

   Skały zbiornikowe – piaskowce kambru środkowego (ewentualnie także kambru dolnego) i hipotetycznie skały węglanowe syluru we wschodniej części syneklizy (rejon Kętrzyna) dla złóż konwencjonalnych; piaskowce kambru środkowego (ew. także kambru dolnego) dla złóż typu zamkniętego; mułowce i iłowce kambru, ordowiku i syluru dla złóż typu łupkowego.

   Pułapki – litologiczne, strukturalne, strukturalno-litologiczne dla złóż konwencjonalnych; strukturalno-litologiczne dla złóż typu zamkniętego i niekonwencjonalne/ciągłe dla złóż typu łupkowego. Akumulacje

węglowodorów w formacjach łupkowych (kambr, ordowik, sylur) formują sią miejscu (*in situ*) w mułowcach i iłowcach, będących jednocześnie skałami macierzystymi, zbiornikowymi i uszczelniającymi. Takie złoża mają charakter ciągły i nie są akumulowane w pułapkach złożowych. Dotychczasowe prace poszukiwawcze i badawcze wykazują, że niekonwencjonalne złoża ropy naftowej i gazu ziemnego mogą występować w formacjach z Piaśnicy (kambr), Sasina (ordowik) i Jantaru (sylur) na obszarze wyniesienia Łeby i w jego sąsiedztwie (Podhalańska i zespół, 2018).

Uszczelnienie – nieprzepuszczalne i zdiagenetyzowane stropowe części piaskowców kambru środkowego oraz nadległe skały iłowcowo-mułowcowe kambru górnego, ordowiku i syluru.

Nadkład – miąższość skał nadkładu wynosi od około 1500 w północno-wschodniej i wschodniej części do ponad 5000 m w południowej i południowo-zachodniej części prowincji.

Złoża węglowodorów – istnienie dolnopaleozoicznego systemu naftowego związanego z piaskowcami kambru środkowego (ewentualnie także kambru dolnego) jest potwierdzone występowaniem licznych złóż ropy naftowej i gazu ziemnego oraz akumulacji i objawów węglowodorów na terenie syneklizy perybałtyckiej w granicach Polski, obwodu kaliningradzkiego (Rosja), Litwy, Łotwy i Szwecji. Polskie środkowokambryjskie złoża węglowodorów występują na wyniesieniu Łeby zarówno na lądzie (Białogóra E, Żarnowiec W, Żarnowiec, Dębki), jak i na szelfie bałtyckim (B3, B4, B6, B8, B16, B21, B34). Złoża i akumulacje ropy naftowej w utworach węglanowych ordowiku i syluru zostały odkryte w Szwecji, Łotwie, Litwie oraz obwodzie kaliningradzkim, a także w rejonie Kętrzyna, gdzie w otworze Kętrzyn IG-1 uzyskano nieekonomiczny przypływ ropy naftowej z dolnosylurskiej formacji wapieni gruzłowych z Barcian. Do hipotetycznych, ponieważ dotąd nieudokumentowanych, złóż niekonwencjonalnych należą złoża typu zamkniętego ropy naftowej, gazokondensatu lub gazu ziemnego w piaskowcach kambru środkowego (ang. *tight gas*, *tight oil*) oraz złoża ropy naftowej i gazu ziemnego w formacjach łupkowych (ang. *shale oil*, *shale gas*). Na możliwość występowania w utworach kambru środkowego złóż typu zamkniętego wskazuje np. odkrycie akumulacji gazu ziemnego w rejonie Opalina.

Gaz ziemny

Kompleksy stratygraficzno-poszukiwawcze	Ilość złóż wg stanu na 31.12.2017 r.	Zasoby wydobywalne bilansowe wg stanu na 31.12.2017 r. (mln m^3)	Zasoby przemysłowe wg stanu na 31.12.2017 r. (mln m^3)	Wydobycie wg stanu na 31.12.2017 r. (mln m^3)
kambr	8	4605,63	4475,61	26,46

według Bilansu zasobów złóż kopalin w Polsce wg stanu na 31.12.2017 r.

Ropa naftowa

Kompleksy stratygraficzno-poszukiwawcze	Ilość złóż wg stanu na 31.12.2017 r.	Zasoby wydobywalne bilansowe wg stanu na 31.12.2017 r. (tys. ton)	Zasoby przemysłowe wg stanu na 31.12.2017 r. (tys. ton)	Wydobycie wg stanu na 31.12.2017 r. (tys. ton)
kambr	6	6833,21	6043,42	209,41

według Bilansu zasobów złóż kopalin w Polsce wg stanu na 31.12.2017 r.

Podprowincje i regiony naftowe. Regionalna dystrybucja systemów naftowych pozwala w północnopolskiej prowincji naftowej wyróżnić 1 podprowincję (w której funkcjonuje potwierdzony złożami system naftowy) oraz sąsiadujący z nią region o niepotwierdzonej złożonośności.

Podprowincja bałtycka

Granice: zasięg utworów kambru środkowego perspektywicznych dla odkrycia złóż typu konwencjonalnego.

Kompleksy stratygraficzno-poszukiwawcze:

- piaskowce kambru środkowego (ewentualnie kambru dolnego) dla złóż konwencjonalnych;
- piaskowce kambru środkowego (ewentualnie kambru dolnego) dla złóż niekonwencjonalnych typu zamkniętego;
- wapienie syluru dla złóż konwencjonalnych;
- mułowce i iłowce kambru, ordowiku i syluru dla złóż niekonwencjonalnych typu łupkowego.

Systemy naftowe:

- dolnopaleozoiczny system naftowy (złoża konwencjonalne w kambrze i niekonwencjonalne w dolnym paleozoiku).

Region słupsko-grudziądzki

Granice: na zewnątrz od podprowincji bałtyckiej wzdłuż krawędzi platformy wschodnioeuropejskiej.

Kompleksy stratygraficzno-poszukiwawcze:

- mułowce i iłowce kambru, ordowiku i syluru.

Systemy naftowe:

- dolnopaleozoiczny system naftowy (złoża niekonwencjonalne typu łupkowego).

Stopień rozpoznania budowy geologicznej. W północnopolskiej prowincji naftowej wykonano 372 głębokie otwory wiertnicze (> 500 m), z czego 54 otwory w ciągu ostatnich 10 lat (począwszy od 2009 r.).

Koncesje. Obecnie w północnopolskiej prowincji naftowej są prowadzone 12 koncesji poszukiwawczych o łącznej powierzchni ~9307 km^2 (16,1% powierzchni prowincji naftowej).

Obszary perspektywiczne. W granicach północnopolskiej prowincji naftowej wyznaczono 8 obszarów perspektywicznych – Hel, Jastarnia, Kartuzy, Łeba S, Nowa Karczma, Rozewie S, Sierakowice i Władysławowo o łącznej powierzchni 8257,585 km^2.

5.2. OBSZARY PERSPEKTYWICZNE

5.2.1. HEL *(Marcin Janas, Teresa Podhalańska, Joanna Roszkowska-Remin)*

Nazwa obszaru: **Hel** (Fig. 5.1 i 5.2)
Numery bloków koncesyjnych: **10, 11, 30, 31**
Współrzędne punktów załamania granic obszaru:

Numer punktu	Układ 1992	
	X	Y
1	774 588.93	521 368.50
2	756 267.53	520 183.94
3	743 956.47	532 324.66
4	744 586.66	498 099.45
5	760 779.19	482 224.42
6	774 536.10	467 893.14

Powierzchnia: **1196,982 km^2**

Charakterystyka geologiczna i naftowa:
Obszar „Hel" jest położony na obszarze morskim. W granicach wyznaczonego obszaru brak jest otworów wiertniczych, najbliższy, znajdujący się na zachód od granic obszaru to otwór Hel IG-1. Pokrywę osadową tworzą leżące płasko lub lekko zapadające ku SW kompleksy skalne od ediakaru po czwartorzęd, wykazujące liczne luki sedymentacyjne i erozyjne. Na obszarze „Hel" można spodziewać się nagromadzeń ropy naftowej i gazu ziemnego o charakterze konwencjonalnym i niekonwencjonalnym (typu zamkniętego, ang. *tight gas*) w piaskowcach kambru. Perspektywy występowania złóż w formacjach łupkowych niższego paleozoiku na tym obszarze są niskie.

a) rodzaj spodziewanych złóż:
   I. konwencjonalne złoża gazu ziemnego w piaskowcach kambru,
   II. niekonwencjonalne złoża ropy naftowej i gazu ziemnego typu zamkniętego w piaskowcach kambru środkowego;
b) systemy naftowe: dolnopaleozoiczny system naftowy basenu bałtyckiego;
c) potencjalne skały zbiornikowe:
   I. piaskowce środkowego i dolnego kambru,
   II. piaskowce środkowego i dolnego kambru;
d) potencjalne skały macierzyste:
   I. śródformacyjne kambryjskie wkładki mułowcowo-ilaste oraz nadległe względem piaskowców kambru mułowce i iłowce kambru, ordowiku i syluru,
   II. śródformacyjne kambryjskie wkładki mułowcowo-ilaste oraz nadległe względem piaskowców kambru mułowce i iłowce kambru, ordowiku i syluru;
e) skały uszczelniające:
   I. mułowce i iłowce kambru, ordowiku i syluru,
   II. mułowce i iłowce kambru, ordowiku i syluru;
f) miąższość nadkładu: brak danych otworowych, przypuszczalnie około 2000 m
g) spodziewany typ pułapki:
   I. strukturalno-litologiczne,

II. strukturalno-litologiczne.

Otwory wiertnicze: **brak**

Informacje o dotychczasowym rozpoznaniu/udokumentowaniu złóż węglowodorów na projektowanym obszarze i w jego bliskim sąsiedztwie: **brak**

Ocena perspektywiczności i potencjał poszukiwawczy:
Obszar „Hel" znajduje się na obszarze depresji Gdańskiej. Obejmuje blok tektoniczny Gdańska (Pokorski, 2010). W rejonie tym nie wykonano głębokich otworów wiertniczych, rozpoznających budowę geologiczną i potencjał złożowy skał kambryjskich. Na pozytywną ocenę perspektywiczności obszaru składa się obecność złóż naftowych i akumulacji w kambrze środkowym w obszarach o podobnym, regionalnym układzie strukturalnym, zarówno na lądzie w Polsce (złoża: Dębki, Żarnowiec, Żarnowiec-W, Białogóra oraz akumulacja Opalino), jak i na obszarze lądowym i morskim obwodu kaliningradzkiego (np. złoże C-9), a także wykartowanych struktur tektonicznych (potencjalnych pułapek złożowych; Dadlez, 1998; Domżalski i in., 2004; Kotarba, 2010) oraz systemu uskoków związanych ze strefą uskokową Sambii, będących potencjalną barierą dla migracji węglowodorów (Dadlez, 1998). Obszar jest zaklasyfikowany jako perspektywiczny.

Oddziaływanie z innymi złożami (położonymi w granicach obszaru): **brak**

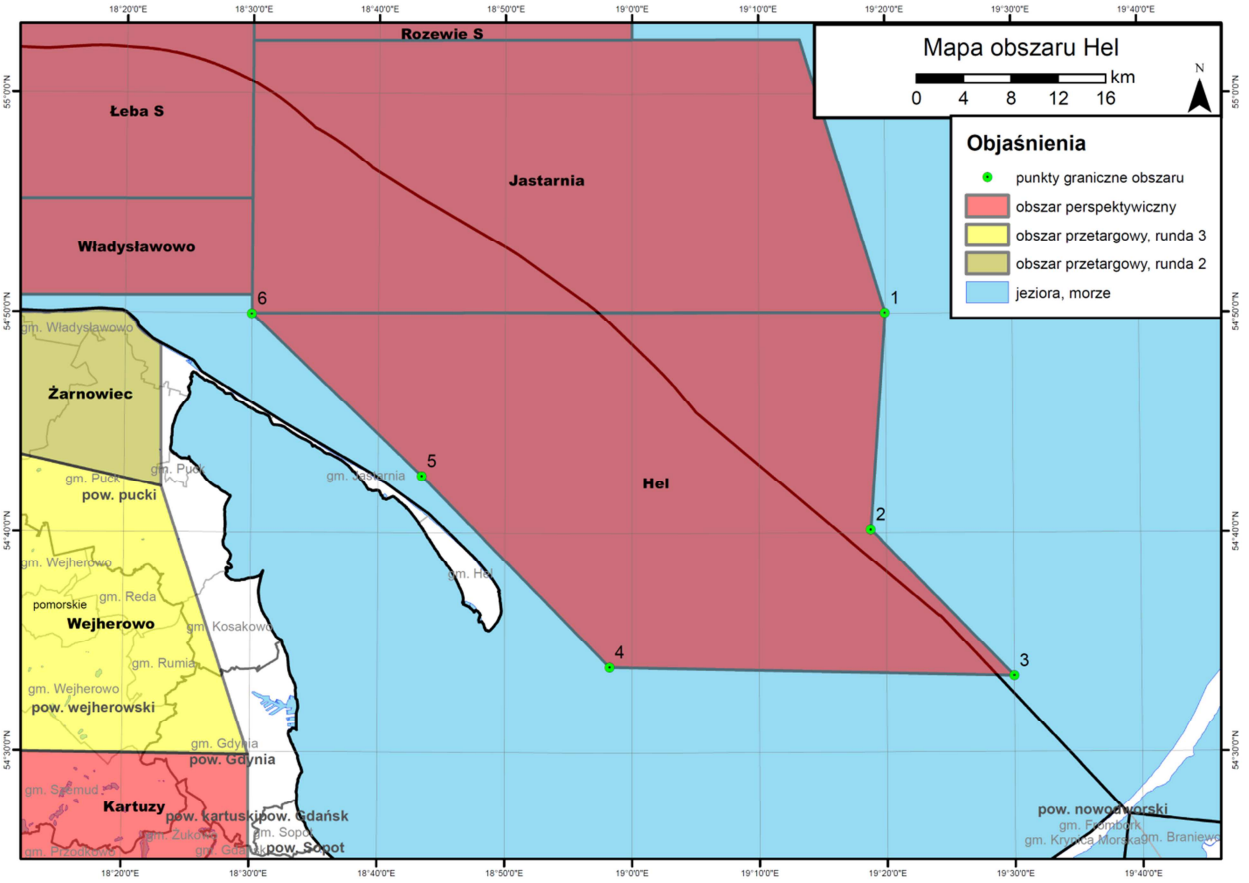

Fig. 5.1. Punkty załamania granic oraz pozycja obszaru „Hel" na tle sąsiednich koncesji według stanu na 28.02.2019 r.

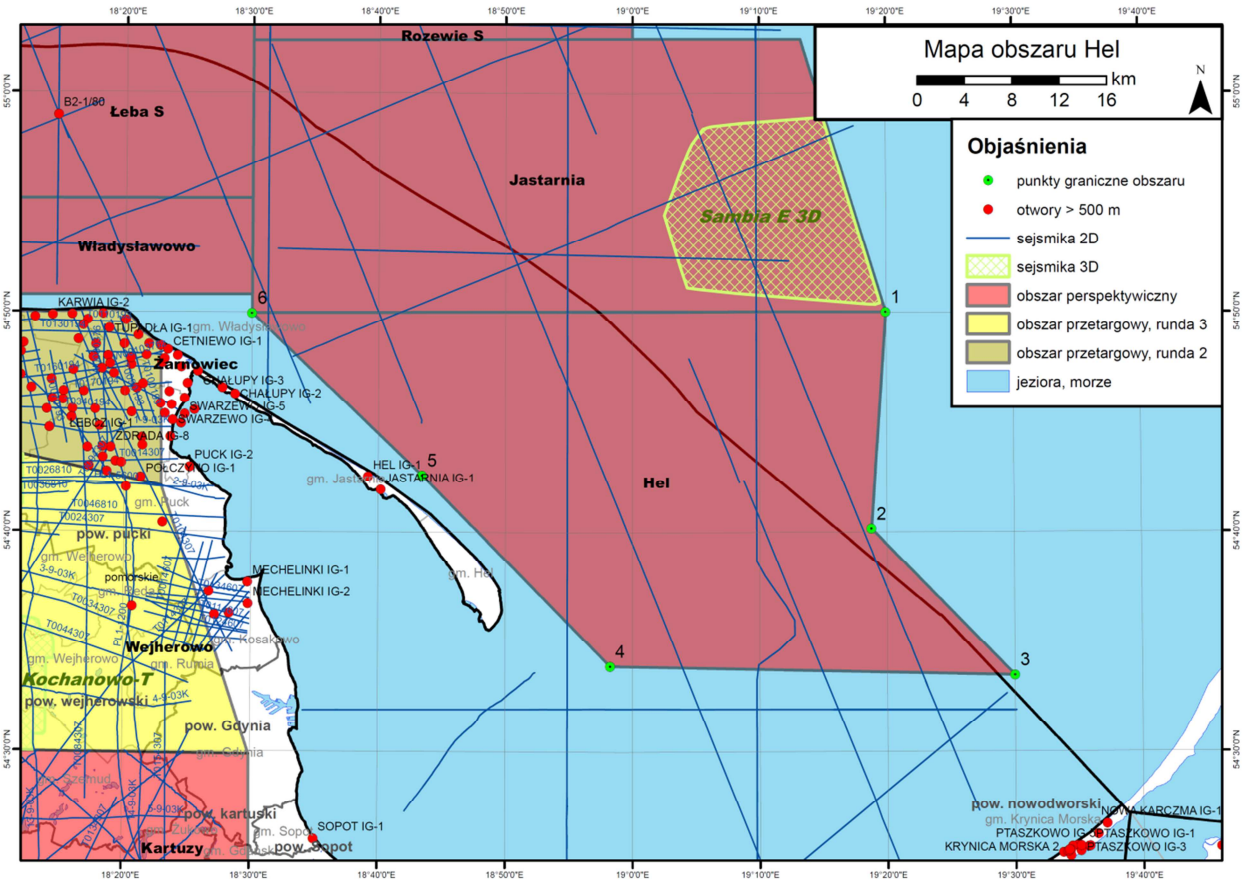

Fig. 5.2. Lokalizacja badań sejsmicznych, otworów wiertniczych i złóż węglowodorów na obszarze „Hel" i w jego sąsiedztwie (CBDG, 2019). Koncesje węglowodorowe według stanu na 28.02.2019 r.

5.2.2. JASTARNIA *(Marcin Janas, Teresa Podhalańska, Joanna Roszkowska-Remin)*

Nazwa obszaru: **Jastarnia** (Fig. 5.3 i 5.4)
Numery bloków koncesyjnych: **10, 11, E70, E71**
Współrzędne punktów załamania granic obszaru:

Numer punktu	Układ 1992	
	X	Y
1	774 588.93	521 368.50
2	774 536.10	467 893.14
3	784 245.44	467 962.51
4	797 561.64	468 057.76
5	797 604.00	500 000.00
6	797 622.74	514 122.38

Powierzchnia: **1146,388 km^2**

Charakterystyka geologiczna i naftowa:
Obszar „Jastarnia" jest położony na obszarze morskim. W najbliższym sąsiedztwie oraz w granicach wyznaczonego obszaru brak jest otworów wiertniczych. Podłoże krystaliczne kratonu wschodnioeuropejskiego znajduje się tu na głębokości prawdopodobnie od około 2200 do około 2500 m. Jego strop zapada stopniowo ku południowemu zachodowi. Pokrywę osadową tworzą kompleksy skalne od ediakaru po czwartorzęd, w obrębie których występują liczne przerwy erozyjne i sedymentacyjne. Na obszarze „Jastarnia" można spodziewać się nagromadzeń ropy naftowej i gazu ziemnego o charakterze konwencjonalnym i niekonwencjonalnym (typu zamkniętego, ang. *tight gas*) w piaskowcach kambru. Perspektywy występowania złóż w formacjach łupkowych niższego paleozoiku na tym obszarze są niskie.

a) rodzaj spodziewanych złóż:
   I. konwencjonalne złoża gazu ziemnego w piaskowcach kambru,
   II. niekonwencjonalne złoża ropy naftowej i gazu ziemnego typu zamkniętego w piaskowcach kambru środkowego;
b) systemy naftowe: dolnopaleozoiczny system naftowy basenu bałtyckiego;
c) potencjalne skały zbiornikowe:
   I. piaskowce środkowego i dolnego kambru,
   II. piaskowce środkowego i dolnego kambru;
d) potencjalne skały macierzyste:
   I. śródformacyjne kambryjskie wkładki mułowcowo-ilaste oraz nadległe względem piaskowców kambru mułowce i iłowce kambru, ordowiku i syluru;
   II. śródformacyjne kambryjskie wkładki mułowcowo-ilaste oraz nadległe względem piaskowców kambru mułowce i iłowce kambru, ordowiku i syluru;
e) skały uszczelniające:
   I. mułowce i iłowce kambru, ordowiku i syluru,
   II. mułowce i iłowce kambru, ordowiku i syluru;
f) miąższość nadkładu: brak danych otworowych, przypuszczalnie około 2000 m;

g) spodziewany typ pułapki:

I. strukturalno-litologiczne,
II. strukturalno-litologiczne.

Otwory wiertnicze: **brak**

Informacje o dotychczasowym rozpoznaniu/udokumentowaniu złóż węglowodorów na projektowanym obszarze i w jego bliskim sąsiedztwie: **brak**

Ocena perspektywiczności i potencjał poszukiwawczy:
Obszar „Jastarnia" znajduje się głównie na obszarze depresji gdańskiej. Obejmuje części bloków tektonicznych Gdańska, Kurlandii, Żarnowca i Rozewia (Pokorski, 2010). W rejonie tym nie wykonano głębokich otworów wiertniczych, rozpoznających budowę geologiczną i potencjał złożowy skał kambryjskich. Na pozytywną ocenę perspektywiczności obszaru składa się obecność złóż naftowych w obszarach o podobnym, regionalnym układzie strukturalnym, zarówno na lądzie w Polsce (złoża: Dębki, Żarnowiec, Żarnowiec-W, Białogóra), jak i na obszarze lądowym i morskim obwodu kaliningradzkiego, a także wykartowanych struktur tektonicznych (potencjalnych pułapek złożowych; Dadlez, 1998; Domżalski i in., 2004; Kotarba, 2010) oraz systemu uskoków związanych ze strefą uskokowa Sambii, będących potencjalną barierą dla migracji węglowodorów (Dadlez, 1998). Obszar jest zaklasyfikowany jako perspektywiczny.

Oddziaływanie z innymi złożami (położonymi w granicach obszaru): **brak**

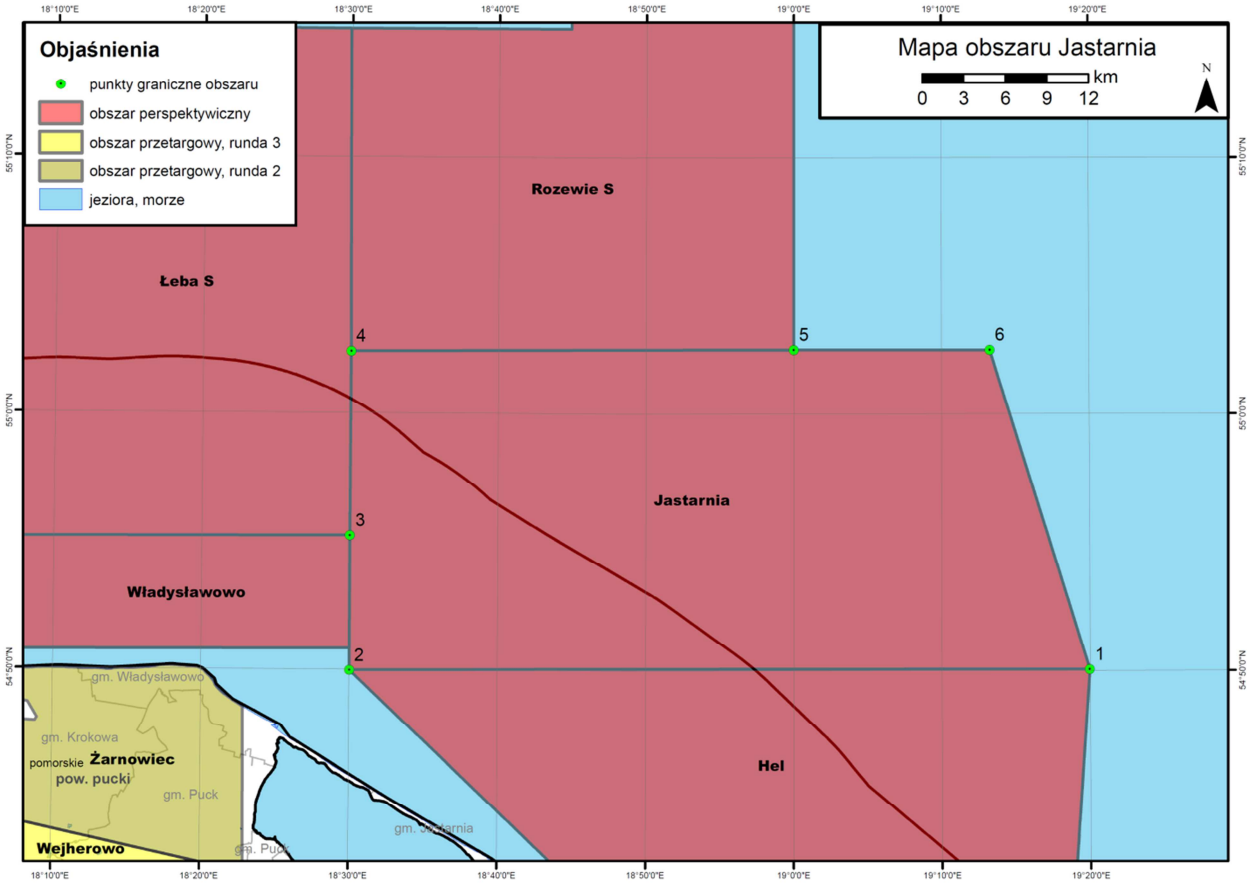

Fig. 5.3. Punkty załamania granic oraz pozycja obszaru „Jastarnia” na tle sąsiednich koncesji według stanu na 28.02.2019 r.

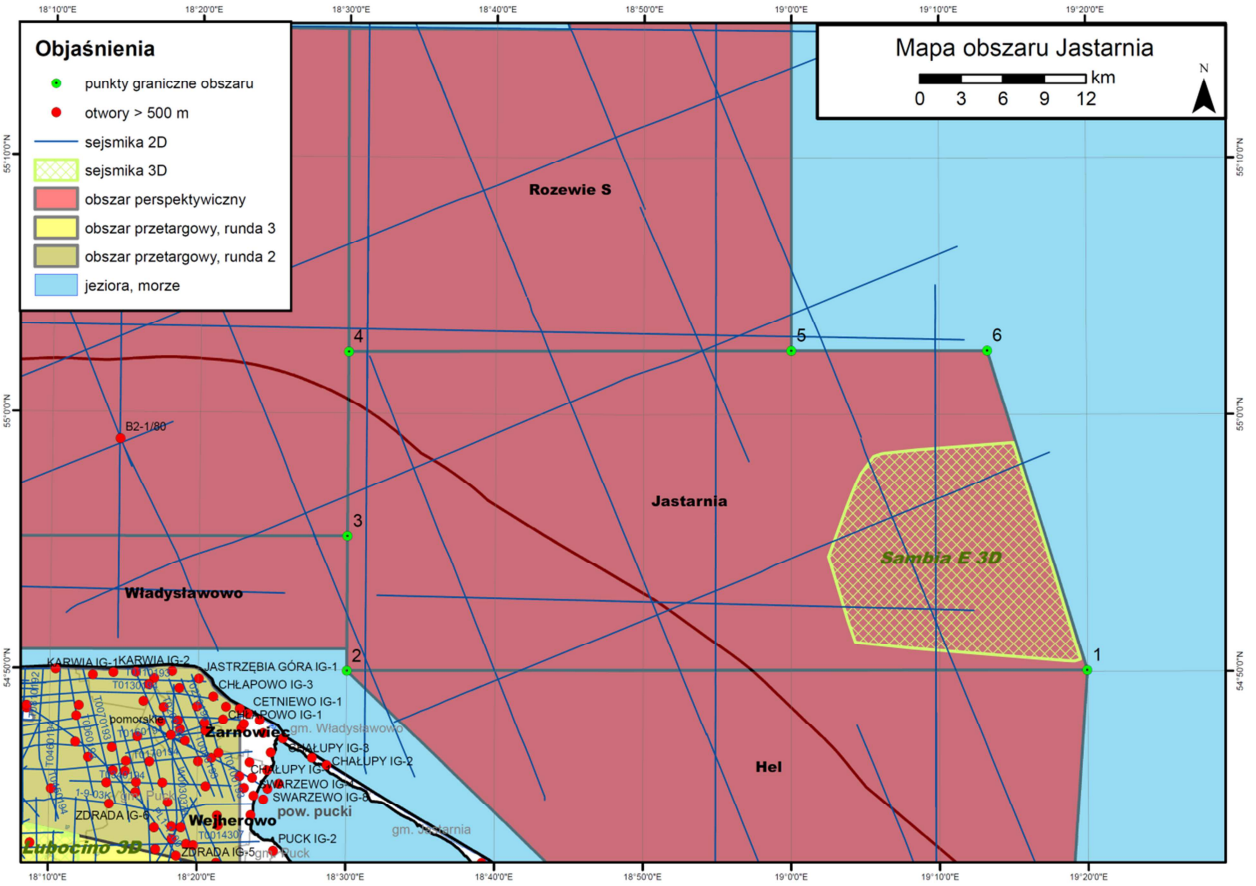

Fig. 5.4. Lokalizacja badań sejsmicznych, otworów wiertniczych i złóż węglowodorów na obszarze „Jastarnia” i w jego sąsiedztwie (CBDG, 2019). Koncesje węglowodorowe według stanu na 28.02.2019 r.

5.2.3. KARTUZY *(Marcin Janas, Teresa Podhalańska, Joanna Roszkowska-Remin)*

Nazwa obszaru: **Kartuzy** (Fig. 5.5 i 5.6)
Numery bloków koncesyjnych: **49**
Współrzędne punktów załamania granic obszaru:

Numer punktu	Układ 1992	
	X	Y
1	709 648.50	467 438.93
2	709 994.91	434 842.34
3	737 770.93	435 133.01
4	737 259.22	467 502.29
5	720 361.13	467 514.79

Powierzchnia: **898,424 km^2**

Charakterystyka geologiczna i naftowa:
Obszar „Kartuzy" jest położony na obszarze wyniesienia Łeby. Podłoże krystaliczne platformy znajduje się tu na głębokości około 4500 m (Znosko, 1998). Podobnie jak na sąsiednich obszarach, pokrywę osadową tworzą leżące płasko lub lekko zapadające ku SW kompleksy skalne od ediakaru po czwartorzęd z licznymi przerwami erozyjnymi i sedymentacyjnymi. Nagromadzeń ropy naftowej i gazu ziemnego w formacjach łupkowych (ang. *shale oil/gas*) można spodziewać się w szczególności w utworach górnego ordowiku, jak i dolnego syluru. Nie można jednak wykluczyć potencjalnych możliwości występowania konwencjonalnych i niekonwencjonalnych (typu zamkniętego; ang. *tight oil/tight gas*) złóż węglowodorów w piaskowcach kambru (przede wszystkim kambru środkowego).

a) rodzaj spodziewanych złóż:
   I. niekonwencjonalne złoża ropy naftowej i gazu ziemnego w formacjach łupkowych dolnego paleozoiku (ordowik, sylur),
   II. konwencjonalne złoża ropy naftowej i gazu ziemnego w piaskowcach kambru,
   III. niekonwencjonalne złoża ropy naftowej i gazu ziemnego typu zamkniętego w piaskowcach kambru;
b) systemy naftowe: dolnopaleozoiczny system naftowy basenu bałtyckiego;
c) potencjalne skały zbiornikowe:
   I. mułowce oraz iłowce ordowiku i syluru,
   II. piaskowce środkowego i dolnego kambru,
   III. piaskowce środkowego i dolnego kambru;
d) potencjalne skały macierzyste:
   I. mułowce oraz iłowce ordowiku i syluru,
   II. śródformacyjne kambryjskie wkładki mułowcowo-ilaste oraz nadległe względem piaskowców kambru mułowce i iłowce kambru, ordowiku i syluru,
   III. śródformacyjne kambryjskie wkładki mułowcowo-ilaste oraz nadległe względem piaskowców kambru mułowce i iłowce kambru, ordowiku i syluru;

e) skały uszczelniające:
   I. mułowce i iłowce ordowiku i syluru,
   II. mułowce i iłowce kambru górnego, ordowiku i syluru,
   III. mułowce i iłowce kambru górnego, ordowiku i syluru;
f) miąższość nadkładu: 3900–4300 m;
g) spodziewany typ pułapki:
   I. niekonwencjonalne (ciągły – brak pułapki złożowej),
   II. strukturalno-litologiczne,
   III. strukturalno-litologiczne.

Otwory wiertnicze: **5 otworów wiertniczych > 500 m**

Nazwa otworu	Głębokość [m p.p.t.]	Stratygrafia na dnie
BORCZ-1	3759,0	kambr środkowy
KARTUZY GEO-1	805,5	jura
LEWINO-1G2	3600,4	kambr
MIŁOSZEWO ONZ-1	1558,0	pridoli
NIESTĘPOWO 1	3632,9	kambr środkowy

Sejsmika (dysponent):

1997 – 1 profil Polonaise'97 (Skarb Państwa)
2003–2007 – 17 profili Kościerzyna-Gdańsk 2D (PGNiG S.A.)
2010 – 13 profili Baltic Basin 2D Gda sk-W (Skarb Państwa)
2011–2012 – 16 profili Somonino-Przywidz 2D (Skarb Państwa)
2012 – 1 profil PolandSPAN 2D (ION, Skarb Państwa)
Razem 48 linii 2D o łącznej długości 667,018 km

Informacje o dotychczasowym rozpoznaniu/udokumentowaniu złóż węglowodorów na projektowanym obszarze i w jego bliskim sąsiedztwie: **brak**

Ocena perspektywiczności i potencjał poszukiwawczy:
Najnowsze wyniki badań wskazują, że wyznaczony obszar znajduje się w obrębie stref perspektywicznych dla występowania niekonwencjonalnych złóż węglowodorów w formacjach łupkowych, głównie formacji mułowca z Sasina oraz mułowca z Jantaru (Podhalańska i zespół, 2018). Obszar ten spełnia warunki zarówno jeśli chodzi o nasycenia węglowodorami (roponośność, gazonośność), miąższość interwałów perspektywicznych, jak i średnią zawartość TOC czy dojrzałość termiczną materii organicznej. Wyniki prac poszukiwawczych PGNiG S.A. (Makos, 2014), czy też firmy BNK (BNK, 2014), z obszarów sąsiadujących potwierdzają występowanie gazu i ropy/kondensatu ropnego w łupkach niższego paleozoiku na rozpatrywanym obszarze. Miąższość formacji o najbardziej korzystnych parametrach złożowych to 15–20 metrów. Formacje te jednak charakteryzują się stosunkowo wysokim zaileniem (ponad 50%). W najbliższym otoczeniu wykonano kilka odwiertów poziomych (m.in. Wysin 2H/3H czy Gapowo B-1). Wyniki testów produkcyjnych nie były zadowalające, jednakże warto podkreślić, że przynajmniej jeśli chodzi o otwór Gapowo B-1 natrafiono na szereg problemów z prawidłowym rozpoznaniem obrazu strukturalnego formacji, a szczelinowanie nie było dostosowane do warunków geologicznych panujących w górotworze. Prawdopodobnie te czynniki spowodowały, że nie udało się dotąd uzyskać przemysłowej produkcji węglowodorów

z łupków niższego paleozoiku na rozpatrywanym obszarze i w jego najbliższym sąsiedztwie. Z tego powodu obszar jest zaklasyfikowany jako umiarkowanie perspektywiczny.

Oddziaływanie z innymi złożami (położonymi w granicach obszaru):

ID ZŁOŻA	NAZWA ZŁOŻA	KOPALINA
5680	Barniewice	KRUSZYWA NATURALNE
10705	Barniewice I	KRUSZYWA NATURALNE
16787	Barniewice II	KRUSZYWA NATURALNE
5695	Bielkówko	KRUSZYWA NATURALNE
5849	Borowiec	KRUSZYWA NATURALNE
5849	Borowiec	KRUSZYWA NATURALNE
5849	Borowiec	KRUSZYWA NATURALNE
5849	Borowiec	KRUSZYWA NATURALNE
5849	Borowiec	KRUSZYWA NATURALNE
5849	Borowiec	KRUSZYWA NATURALNE
5849	Borowiec	KRUSZYWA NATURALNE
5849	Borowiec	KRUSZYWA NATURALNE
5849	Borowiec	KRUSZYWA NATURALNE
5849	Borowiec	KRUSZYWA NATURALNE
5849	Borowiec	KRUSZYWA NATURALNE
5849	Borowiec	KRUSZYWA NATURALNE
5849	Borowiec	KRUSZYWA NATURALNE
5849	Borowiec	KRUSZYWA NATURALNE
5849	Borowiec	KRUSZYWA NATURALNE
9480	Borowiec I p. A	KRUSZYWA NATURALNE
4555	Borowiec Pole Banino	KRUSZYWA NATURALNE
4555	Borowiec Pole Banino	KRUSZYWA NATURALNE
2185	Bysewo	SUROWCE ILASTE CERAMIKI BUDOWLANEJ
2185	Bysewo	SUROWCE ILASTE CERAMIKI BUDOWLANEJ
3011	Bysewo - zarej.	SUROWCE ILASTE CERAMIKI BUDOWLANEJ
6838	Bysewo II	SUROWCE ILASTE CERAMIKI BUDOWLANEJ
2941	Czeczewo	KRUSZYWA NATURALNE
18402	Czeczewo V	KRUSZYWA NATURALNE
11154	Donimierz I	KRUSZYWA NATURALNE
15118	Donimierz II	KRUSZYWA NATURALNE
17409	Donimierz III	KRUSZYWA NATURALNE
11039	Glincz	KRUSZYWA NATURALNE
14961	Glincz II	KRUSZYWA NATURALNE
15288	Glincz III	KRUSZYWA NATURALNE
15643	Glincz V	KRUSZYWA NATURALNE
18873	Glincz VI	KRUSZYWA NATURALNE
18912	Glincz VII	KRUSZYWA NATURALNE
4553	Głazica	KRUSZYWA NATURALNE
8076	Głazica V	KRUSZYWA NATURALNE
18677	Głazica VIII	KRUSZYWA NATURALNE
7829	Kamień I	KRUSZYWA NATURALNE
14333	Kawle Dolne I	KRUSZYWA NATURALNE
14332	Kawle Dolne II	KRUSZYWA NATURALNE
14528	Kawle Dolne III	KRUSZYWA NATURALNE

14526	Kawle Dolne IV	KRUSZYWA NATURALNE
3546	Kiełpino	KRUSZYWA NATURALNE
3546	Kiełpino	KRUSZYWA NATURALNE
3546	Kiełpino	KRUSZYWA NATURALNE
2702	Kiełpino	PIASKI KWARCOWE D/P CEGŁY WAP-PIASKOWEJ
4549	Kiełpino Górne	KRUSZYWA NATURALNE
5671	Kiełpino II	KRUSZYWA NATURALNE
5135	Kosowo	KRUSZYWA NATURALNE
5135	Kosowo	KRUSZYWA NATURALNE
7831	Kosowo I	KRUSZYWA NATURALNE
13164	Kosowo II	KRUSZYWA NATURALNE
14277	Łączyno VI	KRUSZYWA NATURALNE
17733	Łączyno VIII	KRUSZYWA NATURALNE
10031	Marszewo	KRUSZYWA NATURALNE
10264	Niestępowo II	KRUSZYWA NATURALNE
19025	Niestępowo III	KRUSZYWA NATURALNE
2870	Pręgowo	KRUSZYWA NATURALNE
5684	Pręgowo Dolne	KRUSZYWA NATURALNE
17179	Przodkowo	KRUSZYWA NATURALNE
18229	Przodkowo I	KRUSZYWA NATURALNE
11148	Przyjaźń	KRUSZYWA NATURALNE
16897	Przyjaźń I	KRUSZYWA NATURALNE
16897	Przyjaźń I	KRUSZYWA NATURALNE
19076	Przyjaźń II	KRUSZYWA NATURALNE
19192	Przyjaźń III	KRUSZYWA NATURALNE
19038	Przyjaźń IV	KRUSZYWA NATURALNE
18502	Skrzeszewo III	KRUSZYWA NATURALNE
8447	Skrzeszewo Żukowskie II	KRUSZYWA NATURALNE
2182	Somonino	SUROWCE ILASTE CERAMIKI BUDOWLANEJ
2182	Somonino	SUROWCE ILASTE CERAMIKI BUDOWLANEJ
12081	Somonino I	KRUSZYWA NATURALNE
14292	Szemud I	KRUSZYWA NATURALNE
18032	Szemud III	KRUSZYWA NATURALNE
15800	Tokary	KRUSZYWA NATURALNE
15952	Tokary I	KRUSZYWA NATURALNE
16882	Tuchom	KRUSZYWA NATURALNE
17631	Tuchom I	KRUSZYWA NATURALNE
6135	Wielki Kack	KRUSZYWA NATURALNE
17963	Żukowo	KRUSZYWA NATURALNE
7836	Żukowo-Wieś	KRUSZYWA NATURALNE

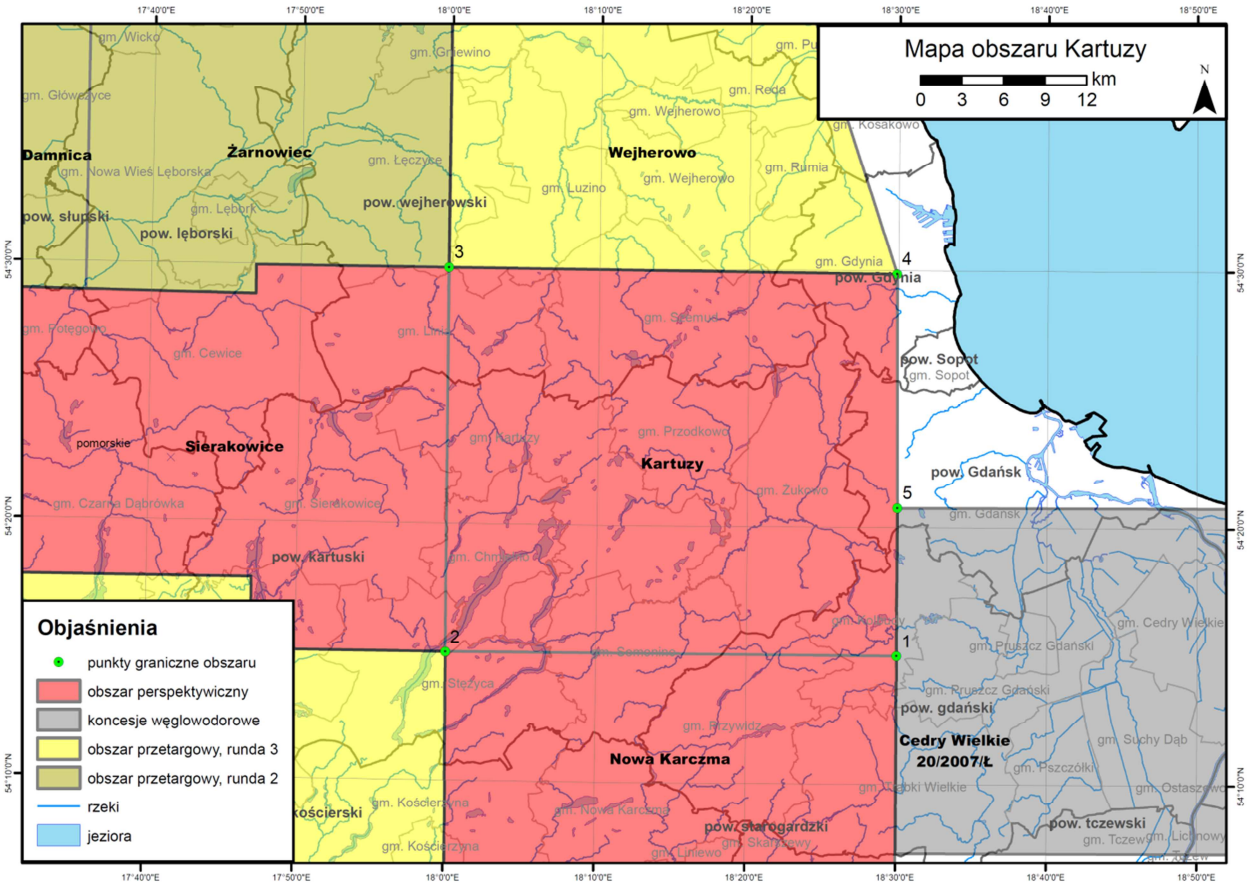

Fig. 5.5. Punkty załamania granic oraz pozycja obszaru „Kartuzy” na tle sąsiednich koncesji według stanu na 28.02.2019 r.

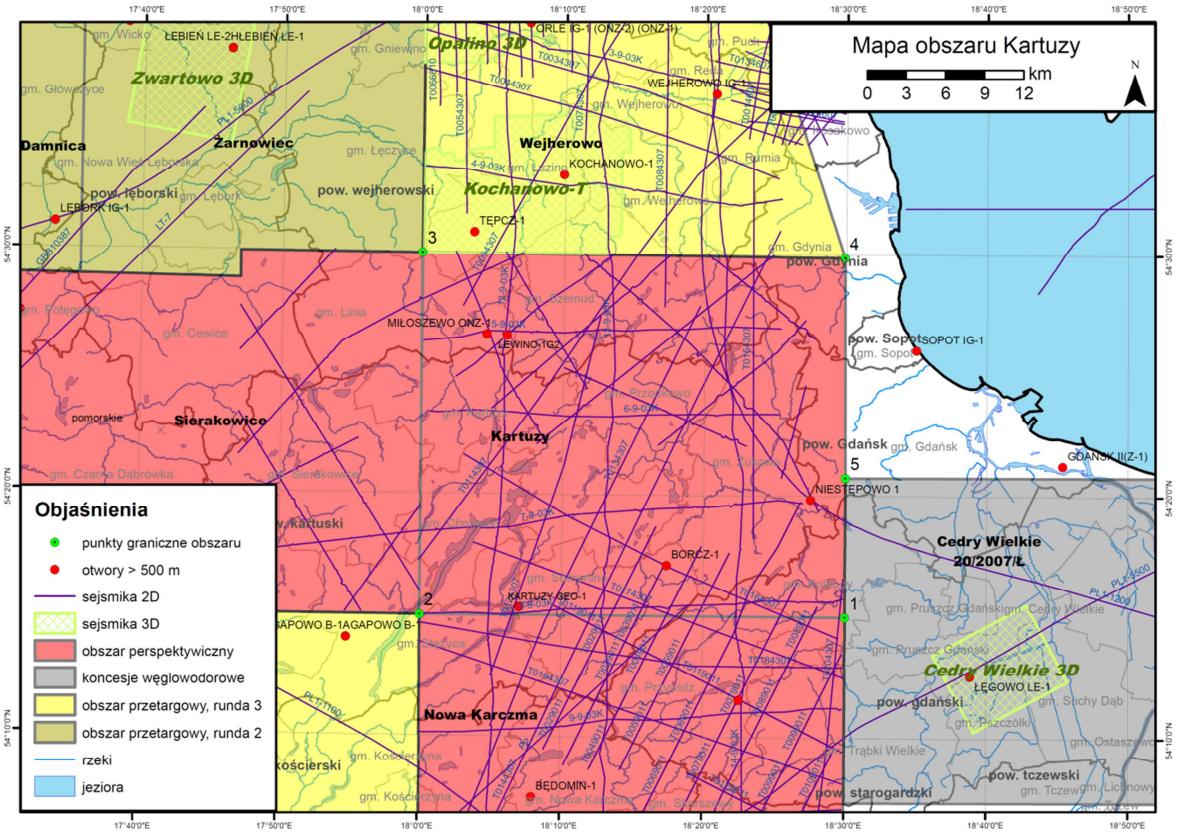

Fig. 5.6. Lokalizacja badań sejsmicznych, otworów wiertniczych i złóż węglowodorów na obszarze „Kartuzy” i w jego sąsiedztwie (CBDG, 2019). Koncesje węglowodorowe według stanu na 28.02.2019 r.

5.2.4. ŁEBA S *(Marcin Janas, Teresa Podhalańska, Joanna Roszkowska-Remin)*

Nazwa obszaru: **Łeba S** (Fig. 5.7 i 5.8)
Numery bloków koncesyjnych: **E69, 9**
Współrzędne punktów załamania granic obszaru:

Numer punktu	Układ 1992	
	X	Y
1	797 561.64	468 057.76
2	784 245.44	467 962.51
3	784 298.35	435 921.59
4	821 201.40	436 324.10
5	820 859.70	468 098.90

Powierzchnia: **1172,924 km^2**

Charakterystyka geologiczna i naftowa:
Obszar „Łeba S" jest położony na obszarze morskim. Pokrywę osadową tworzą ediakarsko-fanerozoiczne kompleksy skalne od ediakaru po czwartorzęd z licznymi lukami stratygraficznymi. Na obszarze „Łeba S" można spodziewać się nagromadzeń ropy naftowej i gazu ziemnego o charakterze konwencjonalnym i niekonwencjonalnym (typu zamkniętego, ang. *tight gas*) w piaskowcach kambru oraz niekonwencjonalnych złóż ropy naftowej w formacjach łupkowych (ang. *shale oil*) w górnokambryjskich, górno-ordowickich i dolnosylurskich mułowcach.

a) rodzaj spodziewanych złóż:
   I. konwencjonalne złoża ropy naftowej i gazu ziemnego w piaskowcach kambru,
   II. niekonwencjonalne złoża ropy naftowej i gazu ziemnego typu zamkniętego w piaskowcach kambru,
   III. niekonwencjonalne złoża ropy naftowej w formacjach łupkowych niższego paleozoiku: kambru (formacja z Piaśnicy), ordowiku (formacja z Sasina) i syluru (formacja z Jantaru);
b) systemy naftowe: dolnopaleozoiczny system naftowy basenu bałtyckiego;
c) potencjalne skały zbiornikowe:
   I. piaskowce środkowego i dolnego kambru,
   II. piaskowce środkowego i dolnego kambru,
   III. mułowce oraz iłowce kambru, ordowiku i syluru;
d) potencjalne skały macierzyste:
   I. śródformacyjne kambryjskie wkładki mułowcowo-ilaste oraz nadległe względem piaskowców kambru mułowce i iłowce kambru, ordowiku i syluru,
   II. śródformacyjne kambryjskie wkładki mułowcowo-ilaste oraz nadległe względem piaskowców kambru mułowce i iłowce kambru, ordowiku i syluru,
   III. mułowce oraz iłowce kambru, ordowiku i syluru;
e) skały uszczelniające:
   I. mułowce i iłowce kambru, ordowiku i syluru,
   II. mułowce i iłowce kambru, ordowiku i syluru,

III. mułowce i iłowce kambru, ordowiku i syluru;

f) miąższość nadkładu: około 2000–2200 m;

g) spodziewany typ pułapki:

I. strukturalno-litologiczne,

II. strukturalno-litologiczne,

III. niekonwencjonalne (ciągły – brak pułapki złożowej).

Otwory wiertnicze:

Nazwa otworu	Głębokość [m p.p.t.]	Stratygrafia na dnie
B2-1/80	2944,0	prekambr

Informacje o dotychczasowym rozpoznaniu/udokumentowaniu złóż węglowodorów na projektowanym obszarze przetargowym i w jego bliskim sąsiedztwie: **7 złóż**

nazwa złoża	kopalina
B 21	GAZY ZIEMNE
B 3	ROPA NAFTOWA
B 8	ROPA NAFTOWA
Białogóra-E	ROPA NAFTOWA
Dębki	ROPA NAFTOWA
Żarnowiec	ROPA NAFTOWA
Żarnowiec W	ROPA NAFTOWA

Ocena perspektywiczności i potencjał poszukiwawczy:

Obszar „Łeba S" znajduje się na wyniesieniu Łeby i obejmuje głównie bloki tektoniczne Łeby i Żarnowca (Pokorski, 2010), gdzie, z racji występowania odkrytych złóż i objawów węglowodorów, zarówno na lądzie, jak i na morzu (np. złoża: B3, Dębki, Żarnowiec, Żarnowiec-W, Białogóra), występują wysokie perspektywy odkrycia nowych złóż naftowych w utworach kambru środkowego. Wyniki badań akustycznych i geochemicznych osadów dennych (Domżalski i in., 2004; PIG-PIB i in., 2008; Jaśniewicz i in., 2019), obecność wykartowanych struktur tektonicznych (potencjalnych pułapek złożowych; Dadlez, 1998; Domżalski i in., 2004; Kotarba, 2010) oraz stref uskokowych (w tym uskoków związanych ze strefą uskokową Karwii i Łeby), będących potencjalną barierą dla migracji węglowodorów (Dadlez, 1998), wpływają na pozytywną ocenę perspektywiczności tego obszaru. Najnowsze wyniki badań (Podhalańska i zespół, 2018) wskazują także, że wyznaczony obszar znajduje się w obrębie stref perspektywicznych dla występowania niekonwencjonalnych złóż węglowodorów w formacjach łupkowych: formacji z Piaśnicy, formacji z Sasina oraz formacji z Jantaru. Obszar ten spełnia warunki zarówno jeśli chodzi o nasycenia węglowodorami (roponośność), miąższość interwałów perspektywicznych, jak i średnią zawartość TOC czy dojrzałość termiczną materii organicznej. Miąższość formacji o najbardziej korzystnych parametrach złożowych to 15–20 metrów. Formacje te jednak charakteryzują się stosunkowo wysokim zaileniem (ponad 50%). Obszar jest zaklasyfikowany jako perspektywiczny.

Oddziaływanie z innymi złożami (położonymi w granicach obszaru): **brak**

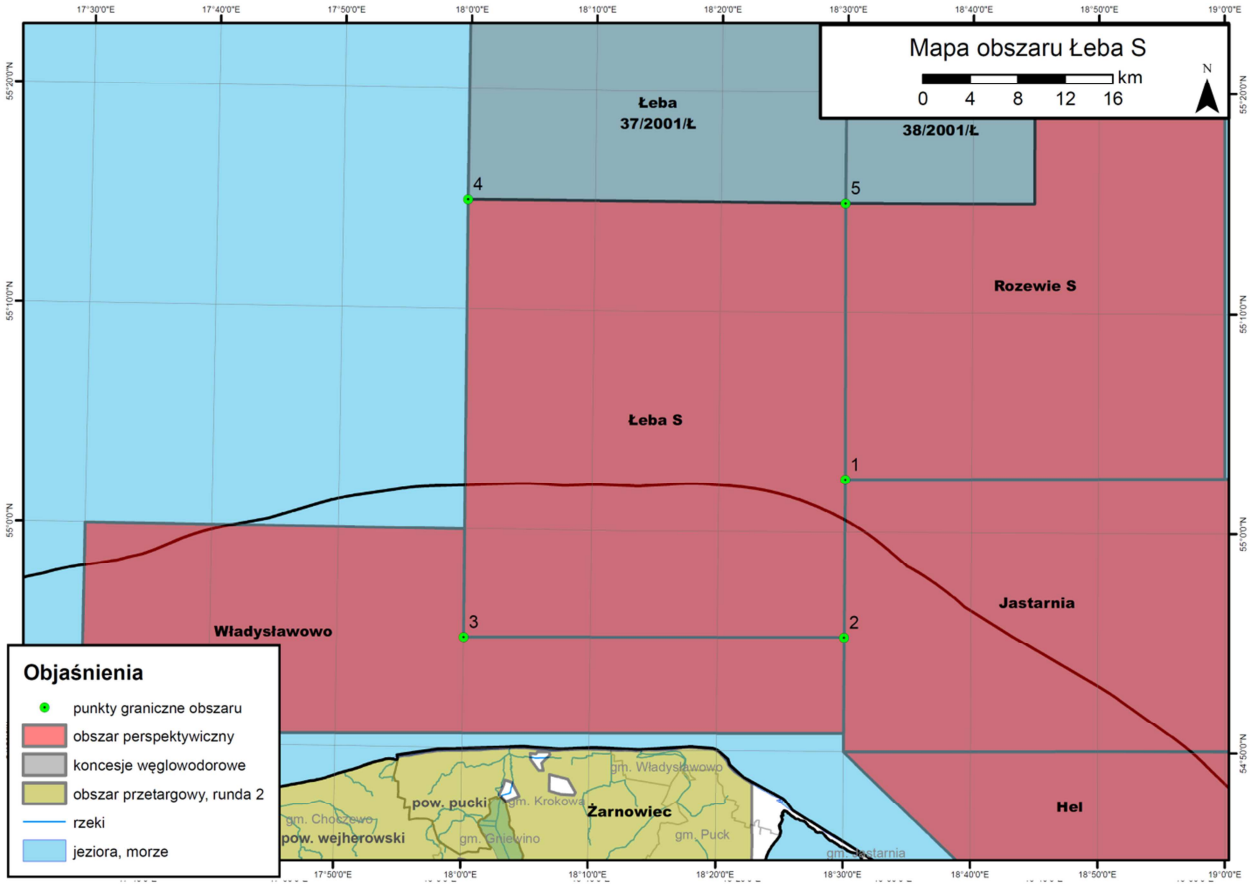

Fig. 5.7. Punkty załamania granic oraz pozycja obszaru „Łeba S” na tle sąsiednich koncesji według stanu na 28.02.2019 r.

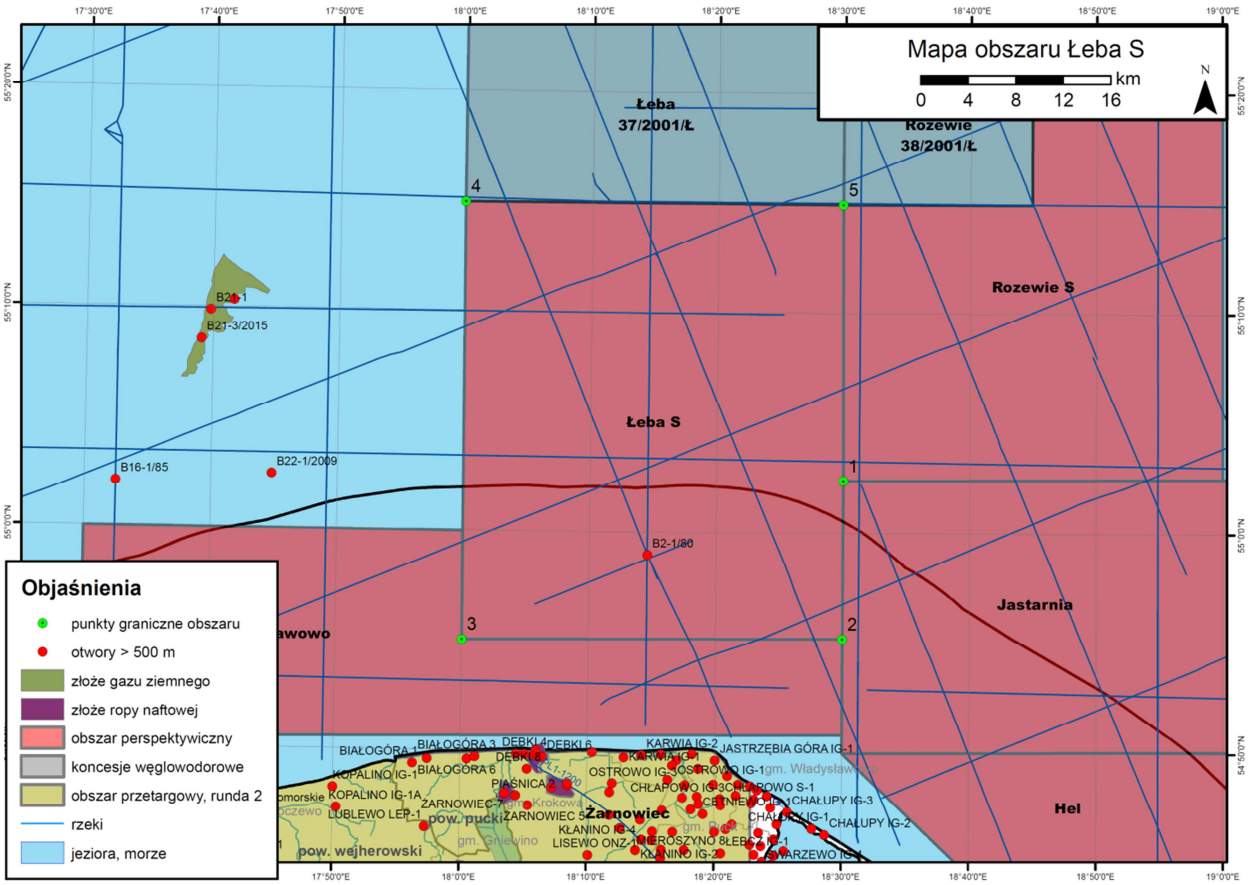

Fig. 5.8. Lokalizacja badań sejsmicznych, otworów wiertniczych i złóż węglowodorów na obszarze „Łeba S” i w jego sąsiedztwie (CBDG, 2019). Koncesje węglowodorowe według stanu na 28.02.2019 r.

5.2.5. NOWA KARCZMA *(Marcin Janas, Teresa Podhalańska, Joanna Roszkowska-Remin)*

Nazwa obszaru: **Nowa Karczma** (Fig. 5.9 i 5.10)
Numery bloków koncesyjnych: **69**
Współrzędne punktów załamania granic obszaru:

Numer punktu	Układ 1992	
	X	Y
1	709 648.50	467 438.93
2	695 454.92	467 338.43
3	681 841.49	467 242.03
4	682 184.52	434 676.55
5	709 994.91	434 842.34

Powierzchnia: **906,099 km^2**

Charakterystyka geologiczna i naftowa:
Obszar „Nowa Karczma" jest położony na wyniesieniu Łeby. Podłoże krystaliczne platformy znajduje się tu na głębokości około 4500–5200 m (Znosko, 1998). W otworze Kościerzyna IG-1 strop podłoża krystalicznego znajduje się na głębokości około 5150 m (Ryka, 1982). Pokrywę osadową tworzą płasko leżące lub lekko zapadające ku SW kompleksy skalne od ediakaru po czwartorzęd, w obrębie których występują liczne przerwy sedymentacyjne i erozyjne o różnym zasięgu. Nagromadzeń ropy naftowej i gazu ziemnego w formacjach łupkowych (ang. *shale oil/gas*) można spodziewać się w szczególności w utworach górnego ordowiku, jak i dolnego syluru. Nie można jednak wykluczyć potencjalnych możliwości występowania konwencjonalnych i niekonwencjonalnych złóż węglowodorów (typu zamkniętego; ang. *tight oil/tight gas*) w piaskowcach kambru (przede wszystkim kambru środkowego).

a) rodzaj spodziewanych złóż:
   I. niekonwencjonalne złoża ropy naftowej i gazu ziemnego w formacjach łupkowych dolnego paleozoiku (ordowik, sylur),
   II. konwencjonalne złoża ropy naftowej i gazu ziemnego w piaskowcach kambru,
   III. niekonwencjonalne złoża ropy naftowej i gazu ziemnego typu zamkniętego w piaskowcach kambru;
b) systemy naftowe: dolnopaleozoiczny system naftowy basenu bałtyckiego
c) potencjalne skały zbiornikowe:
   I. mułowce oraz iłowce ordowiku i syluru,
   II. piaskowce środkowego i dolnego kambru,
   III. piaskowce środkowego i dolnego kambru;
d) potencjalne skały macierzyste:
   I. mułowce oraz iłowce ordowiku i syluru,
   II. śródformacyjne kambryjskie wkładki mułowcowo-ilaste oraz nadległe względem piaskowców kambru mułowce i iłowce kambru, ordowiku i syluru,

III. śródformacyjne kambryjskie wkładki mułowcowo-ilaste oraz nadległe względem piaskowców kambru mułowce i iłowce kambru, ordowiku i syluru;

e) skały uszczelniające:
   I. mułowce i iłowce ordowiku i syluru,
   II. mułowce i iłowce kambru górnego, ordowiku i syluru,
   III. mułowce i iłowce kambru górnego, ordowiku i syluru;

f) miąższość nadkładu: 3900–4300 m.

g) spodziewany typ pułapki:
   I. niekonwencjonalne (ciągłe – brak pułapki złożowej),
   II. strukturalno-litologiczne,
   III. strukturalno-litologiczne.

Otwory wiertnicze:

Nazwa otworu	Głębokość [m p.p.t.]	Stratygrafia na dnie
BĘDOMIN-1	4100,0	kambr środkowy
KOŚCIERZYNA IG-1	5202,0	prekambr
MIŁOWO 1	3855,0	kambr środkowy
WYSIN-1	4040,5	kambr środkowy
WYSIN-2	5058,0	sylur
WYSIN-2Hbis	5333,0	sylur
WYSIN-3H	5540,0	sylur dolny

Sejsmika (dysponent):

1975 – 1 profil Koszalin-Bydgoszcz 2D (Skarb Państwa)
1976 – 1 profil Chojnice-Kościerzyna 2D (Skarb Państwa)
1997 – 1 profil Polonaise'97 (Skarb Państwa)
2003–2007 – 15 profili Kościerzyna-Gdańsk 2D (PGNiG S.A)
2012 – 2 profile PolandSPAN 2D (ION, Skarb Państwa)
2011–2012 – 22 profile Somonino-Przywidz 2D (Skarb Państwa)
Razem – 42 linie 2D o łącznej długości 834,251 km

Informacje o dotychczasowym rozpoznaniu/udokumentowaniu złóż węglowodorów na projektowanym obszarze przetargowym i w jego bliskim sąsiedztwie: **brak**

Ocena perspektywiczności i potencjał poszukiwawczy:
Najnowsze wyniki badań wskazują, że wyznaczony obszar znajduje się w obrębie stref perspektywicznych dla występowania niekonwencjonalnych złóż węglowodorów w formacjach łupkowych, głównie formacji mułowca z Sasina oraz mułowca z Jantaru (Podhalańska i zespół, 2018). Obszar ten spełnia warunki zarówno jeśli chodzi o nasycenie węglowodorami (roponośność, gazonośność), miąższość interwałów perspektywicznych, jak i średnią zawartość TOC czy dojrzałość termiczną materii organicznej. Wyniki prac poszukiwawczych PGNiG S.A. (Makos, 2014), czy też firmy BNK (BNK, 2014), z obszarów sąsiadujących z obszarem „Nowa Karczma" potwierdzają występowanie gazu i ropy/kondensatu ropnego w łupkach niższego paleozoiku. Miąższość formacji o najbardziej korzystnych parametrach złożowych to 15–20 metrów. Formacje te jednak charakteryzują się stosunkowo wysokim zaileniem (ponad 50%). W najbliższym otoczeniu wykonano kilka odwiertów poziomych (m.in. Wysin 2H/3H czy Gapowo B-1).

Wyniki testów produkcyjnych nie były zadowalające, jednakże warto podkreślić, że, przynajmniej jeśli chodzi o otwór Gapowo B-1, natrafiono na szereg problemów z prawidłowym rozpoznaniem obrazu strukturalnego formacji, a szczelinowanie nie było dostosowane do warunków geologicznych panujących w górotworze. Prawdopodobnie te czynniki spowodowały, że nie udało się dotąd uzyskać przemysłowej produkcji węglowodorów z łupków niższego paleozoiku. Z tego powodu obszar „Nowa Karczma" jest zaklasyfikowany jako umiarkowanie perspektywiczny.

Oddziaływanie z innymi złożami (położonymi w granicach obszaru):

ID ZŁOŻA	NAZWA ZŁOŻA	KOPALINA
4564	Barkoczyn IV	KRUSZYWA NATURALNE
4564	Barkoczyn IV	KRUSZYWA NATURALNE
4564	Barkoczyn IV	KRUSZYWA NATURALNE
4564	Barkoczyn IV	KRUSZYWA NATURALNE
4564	Barkoczyn IV	KRUSZYWA NATURALNE
4564	Barkoczyn IV	KRUSZYWA NATURALNE
16279	Barkoczyn VII	KRUSZYWA NATURALNE
4545	Boże Pole-Postołowo	KRUSZYWA NATURALNE
13478	Bożepole Królewskie I	KRUSZYWA NATURALNE
15923	Bożepole Królewskie II	KRUSZYWA NATURALNE
15923	Bożepole Królewskie II	KRUSZYWA NATURALNE
9185	Buszkowy	KRUSZYWA NATURALNE
17033	Buszkowy Górne	KRUSZYWA NATURALNE
17032	Buszkowy Górne I	KRUSZYWA NATURALNE
18315	Buszkowy Górne II	KRUSZYWA NATURALNE
4544	Cząstkowo-Postołowo	KRUSZYWA NATURALNE
4544	Cząstkowo-Postołowo	KRUSZYWA NATURALNE
3556	Cząstkowo-Postołowo II	KRUSZYWA NATURALNE
12252	Czerniewo I	KRUSZYWA NATURALNE
18014	Demlin VI	KRUSZYWA NATURALNE
18821	Demlin VIII	KRUSZYWA NATURALNE
3541	Dębogóry	KRUSZYWA NATURALNE
3541	Dębogóry	KRUSZYWA NATURALNE
8665	Dębogóry	KRUSZYWA NATURALNE
11407	Grabówko	KRUSZYWA NATURALNE
6847	Kaplica-Połęczyno	TORFY
12245	Liniewo	KRUSZYWA NATURALNE
12245	Liniewo	KRUSZYWA NATURALNE
4161	Małe Podlesie	KRUSZYWA NATURALNE
10971	Miłowo I	KRUSZYWA NATURALNE
4561	Mirowo	KRUSZYWA NATURALNE
4561	Mirowo	KRUSZYWA NATURALNE
13634	Mirowo VI	KRUSZYWA NATURALNE
16590	Mirowo X	KRUSZYWA NATURALNE
16590	Mirowo X	KRUSZYWA NATURALNE
16902	Mirowo XII	KRUSZYWA NATURALNE
16903	Mirowo XIII	KRUSZYWA NATURALNE
17346	Mirowo XIV	KRUSZYWA NATURALNE
17933	Mirowo XV	KRUSZYWA NATURALNE

18169	Mirowo XVI	KRUSZYWA NATURALNE
18169	Mirowo XVI	KRUSZYWA NATURALNE
18519	Mirowo XVII	KRUSZYWA NATURALNE
7436	Niedamowo II	KRUSZYWA NATURALNE
8718	Niedamowo IV	KRUSZYWA NATURALNE
8718	Niedamowo IV	KRUSZYWA NATURALNE
8718	Niedamowo IV	KRUSZYWA NATURALNE
16679	Niedamowo IX	KRUSZYWA NATURALNE
4560	Niedamowo p.Barkoczyn	KRUSZYWA NATURALNE
4563	Niedamowo p.Dębogóry	KRUSZYWA NATURALNE
4563	Niedamowo p.Dębogóry	KRUSZYWA NATURALNE
4551	Niedamowo p.Niedamowo	KRUSZYWA NATURALNE
11655	Nowa Karczma	KRUSZYWA NATURALNE
15875	Nowy Barkoczyn I	KRUSZYWA NATURALNE
16263	Nowy Barkoczyn II	KRUSZYWA NATURALNE
17348	Nowy Barkoczyn III	KRUSZYWA NATURALNE
17735	Nowy Barkoczyn IV	KRUSZYWA NATURALNE
18028	Nowy Barkoczyn V	KRUSZYWA NATURALNE
18028	Nowy Barkoczyn V	KRUSZYWA NATURALNE
19284	Nowy Barkoczyn VI	KRUSZYWA NATURALNE
19284	Nowy Barkoczyn VI	KRUSZYWA NATURALNE
16841	Pawłowo	KRUSZYWA NATURALNE
16371	Postołowo III	KRUSZYWA NATURALNE
2870	Pręgowo	KRUSZYWA NATURALNE
4159	Pręgowo Górne	KRUSZYWA NATURALNE
11169	Pręgowo Górne I	KRUSZYWA NATURALNE
13181	Pręgowo Górne II	KRUSZYWA NATURALNE
18662	Pręgowo Górne III	KRUSZYWA NATURALNE
11228	Rekownica	KRUSZYWA NATURALNE
11967	Rybaki	KRUSZYWA NATURALNE
13795	Sikorzyno	KRUSZYWA NATURALNE
16761	Sikorzyno I	KRUSZYWA NATURALNE
18445	Sikorzyno II	KRUSZYWA NATURALNE
18445	Sikorzyno II	KRUSZYWA NATURALNE
18446	Sikorzyno III	KRUSZYWA NATURALNE
6571	Skarszewy II	KRUSZYWA NATURALNE
17323	Stary Barkoczyn I	KRUSZYWA NATURALNE
17323	Stary Barkoczyn I	KRUSZYWA NATURALNE
18492	Stary Barkoczyn II	KRUSZYWA NATURALNE
6429	Szczodrowo	KRUSZYWA NATURALNE
15684	Szczodrowo III	KRUSZYWA NATURALNE
15685	Szczodrowo IV	KRUSZYWA NATURALNE
16722	Szczodrowo V	KRUSZYWA NATURALNE
8915	Warcz IV	KRUSZYWA NATURALNE
10703	Warcz V	KRUSZYWA NATURALNE
10704	Warcz VI	KRUSZYWA NATURALNE
4558	Wielki Klincz	KRUSZYWA NATURALNE
4558	Wielki Klincz	KRUSZYWA NATURALNE
4558	Wielki Klincz	KRUSZYWA NATURALNE
4558	Wielki Klincz	KRUSZYWA NATURALNE

4558	Wielki Klincz	KRUSZYWA NATURALNE
16385	Więckowy	KRUSZYWA NATURALNE
6851	Wolny Dwór	KRUSZYWA NATURALNE
7564	Wolny Dwór II	KRUSZYWA NATURALNE
8122	Wolny Dwór III	KRUSZYWA NATURALNE
14938	Wolny Dwór IV	KRUSZYWA NATURALNE

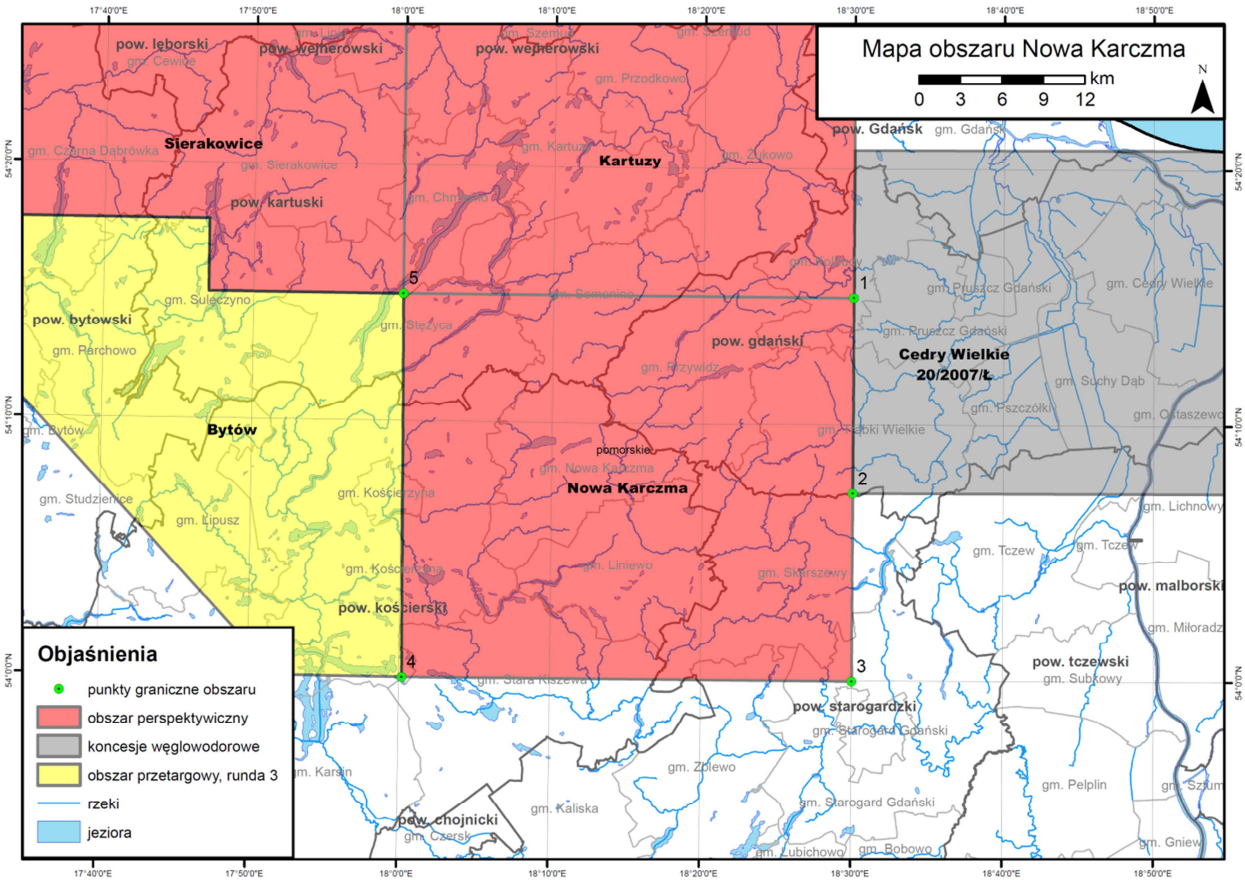

Fig. 5.9. Punkty załamania granic oraz pozycja obszaru „Nowa Karczma" na tle sąsiednich koncesji według stanu na 28.02.2019 r.

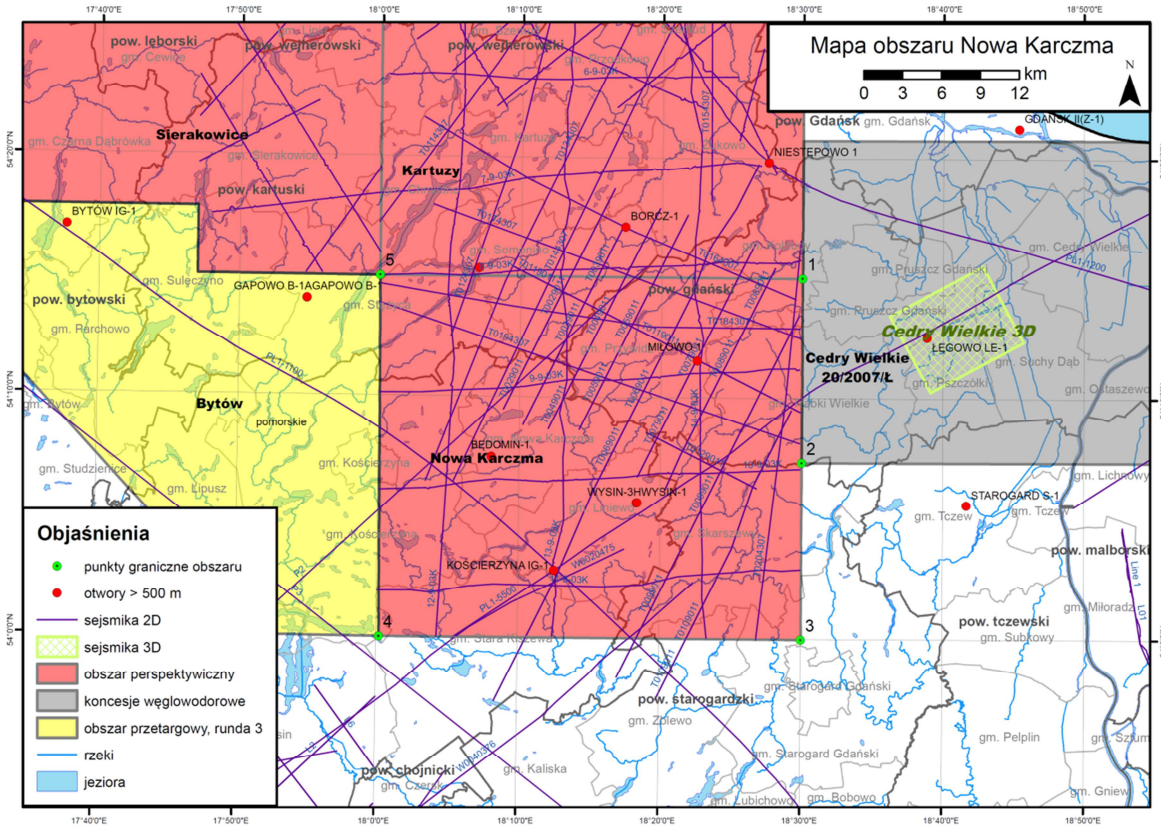

Fig. 5.10. Lokalizacja badań sejsmicznych, otworów wiertniczych i złóż węglowodorów na obszarze „Nowa Karczma" i w jego sąsiedztwie (CBDG, 2019). Koncesje węglowodorowe według stanu na 28.02.2019 r.

5.2.6. ROZEWIE S *(Marcin Janas, Teresa Podhalańska, Joanna Roszkowska-Remin)*

Nazwa obszaru: **Rozewie S** (Fig. 5.11 i 5.12)
Numery bloków koncesyjnych: **E50, E70**
Współrzędne punktów załamania granic obszaru:

Numer punktu	Układ 1992	
	X	Y
1	848 587.35	500 000.00
2	797 604.00	500 000.00
3	797 561.64	468 057.76
4	820 859.70	468 098.90
5	820 774.10	483 986.60
6	848 587.40	484 086.60
7	848 562.20	494 611.90

Powierzchnia: **1187,822 km^2**

Charakterystyka geologiczna i naftowa:
Obszar „Rozewie S" jest położony na obszarze morskim. Podłoże krystaliczne kratonu wschodnioeuropejskiego znajduje się tu na głębokości około 2500 m w otworze B7-1/91 oraz > 2315 m w otworze B8-Z4 (Podhalańska i zespół, 2018). Jego strop zapada stopniowo ku południowemu zachodowi. Pokrywę osadową tworzy ediakar i fanerozoik. Na obszarze „Rozewie S" można spodziewać się nagromadzeń ropy naftowej i gazu ziemnego o charakterze konwencjonalnym i niekonwencjonalnym (typu zamkniętego, ang. *tight gas*) w piaskowcach kambru oraz niekonwencjonalnych złóż ropy naftowej w formacjach łupkowych (ang. *shale oil*) w górnoordowickich i dolnosylurskich mułowcach.

a) rodzaj spodziewanych złóż:
   I. konwencjonalne złoża ropy naftowej i gazu ziemnego w piaskowcach kambru,
   II. niekonwencjonalne złoża ropy naftowej i gazu ziemnego typu zamkniętego w piaskowcach kambru,
   III. niekonwencjonalne złoża ropy naftowej w formacjach łupkowych niższego paleozoiku: ordowiku (formacja z Sasina), syluru (formacja z Jantaru);
b) systemy naftowe: dolnopaleozoiczny system naftowy basenu bałtyckiego;
c) potencjalne skały zbiornikowe:
   I. piaskowce środkowego i dolnego kambru,
   II. piaskowce środkowego i dolnego kambru,
   III. mułowce oraz iłowce ordowiku i syluru;
d) potencjalne skały macierzyste:
   I. śródformacyjne kambryjskie wkładki mułowcowo-ilaste oraz nadległe względem piaskowców kambru mułowce i iłowce kambru, ordowiku i syluru,
   II. śródformacyjne kambryjskie wkładki mułowcowo-ilaste oraz nadległe względem piaskowców kambru mułowce i iłowce kambru, ordowiku i syluru.
   III. mułowce oraz iłowce ordowiku i syluru;
e) skały uszczelniające:
   I. mułowce i iłowce kambru, ordowiku i syluru,

II. mułowce i iłowce kambru, ordowiku i syluru,
III. mułowce i iłowce ordowiku i syluru;

f) miąższość nadkładu: około 2100 m przykładowo w otworze B8-Z4.

g) spodziewany typ pułapki:
I. strukturalno-litologiczne,
II. strukturalno-litologiczne,
III. niekonwencjonalne (ciągłe – brak pułapki złożowej).

Otwory wiertnicze: **brak**

Informacje o dotychczasowym rozpoznaniu/udokumentowaniu złóż węglowodorów na projektowanym obszarze i w jego bliskim sąsiedztwie: **1**

NAZWA ZŁOŻA	**KOPALINA**
B 8	ROPA NAFTOWA

Ocena perspektywiczności i potencjał poszukiwawczy:
Obszar „Rozewie S" znajduje się na wyniesieniu Łeby i obejmuje głównie bloki tektoniczne Rozewia i Kurlandii (Pokorski, 2010), gdzie, z uwagi na bliskość występowania odkrytego na morzu złoża ropy naftowej B8, występują wysokie perspektywy odkrycia kolejnych złóż naftowych w utworach kambru środkowego. Wyniki badań akustycznych i geochemicznych osadów dennych (Domżalski i in., 2004; PIG-PIB i in., 2008; Jaśniewicz i in., 2019), obecność wykartowanych struktur tektonicznych (potencjalnych pułapek złożowych; Dadlez, 1998; Domżalski i in., 2004, Kotarba, 2010) oraz strefy uskokowej Kuźnicy, będącej potencjalną barierą dla migracji węglowodorów (Dadlez, 1998), wpływają na pozytywną ocenę perspektywiczności tego obszaru. Najnowsze wyniki badań (Podhalańska i zespół, 2018) wskazują także, że wyznaczony obszar znajduje się w obrębie stref perspektywicznych dla występowania niekonwencjonalnych złóż węglowodorów w formacjach łupkowych: formacji z Sasina oraz formacji z Jantaru. Obszar ten spełnia warunki zarówno jeśli chodzi o nasycenia węglowodorami (roponośność) miąższość interwałów perspektywicznych, jak i średnią zawartość TOC czy dojrzałość termiczną materii organicznej. Miąższość formacji o najbardziej korzystnych parametrach złożowych wynosi około 15–20 metrów. Formacje te jednak charakteryzują się stosunkowo wysokim zaileniem (ponad 50%). Obszar jest zaklasyfikowany jako perspektywiczny.

Oddziaływanie z innymi złożami (położonymi w granicach obszaru): **brak**

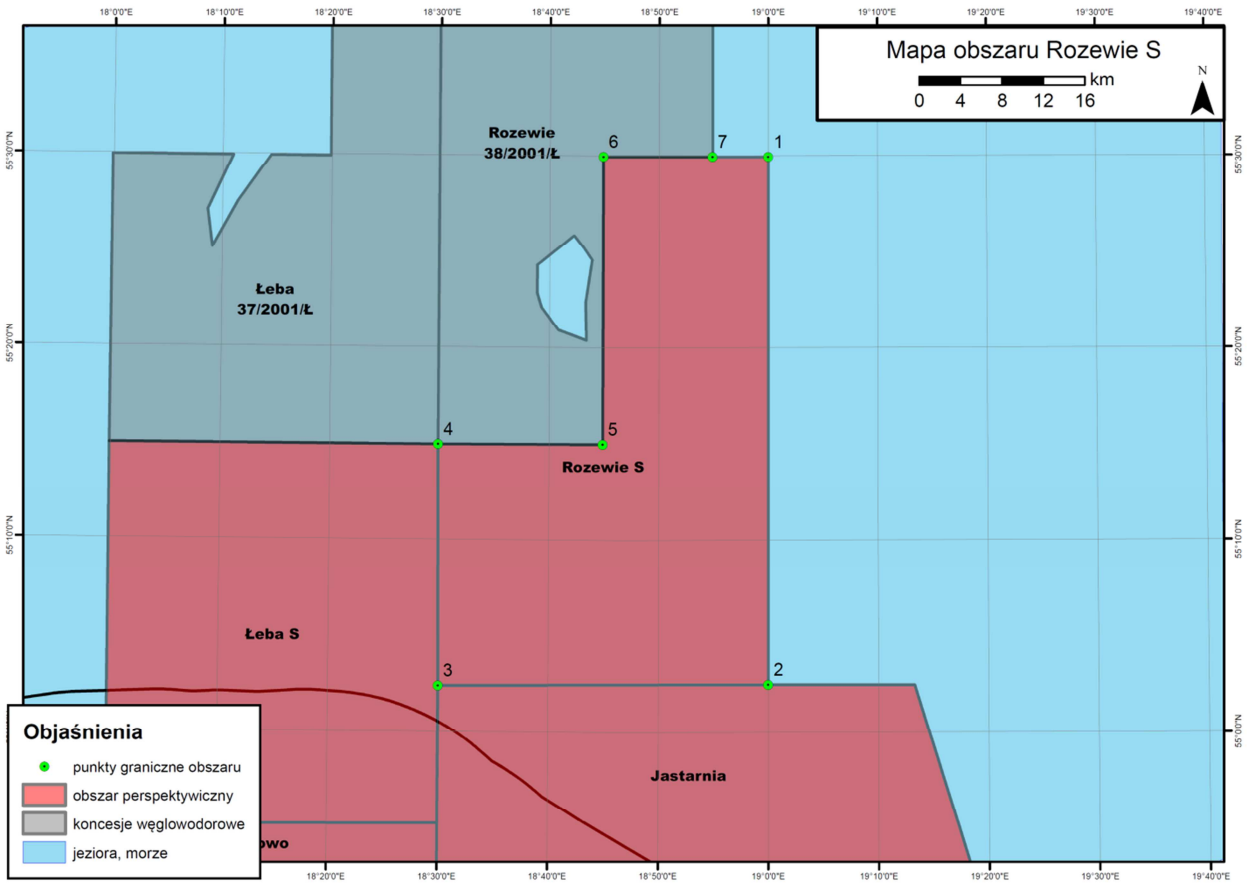

Fig. 5.11. Punkty załamania granic oraz pozycja obszaru „Rozewie S" na tle sąsiednich koncesji według stanu na 28.02.2019 r.

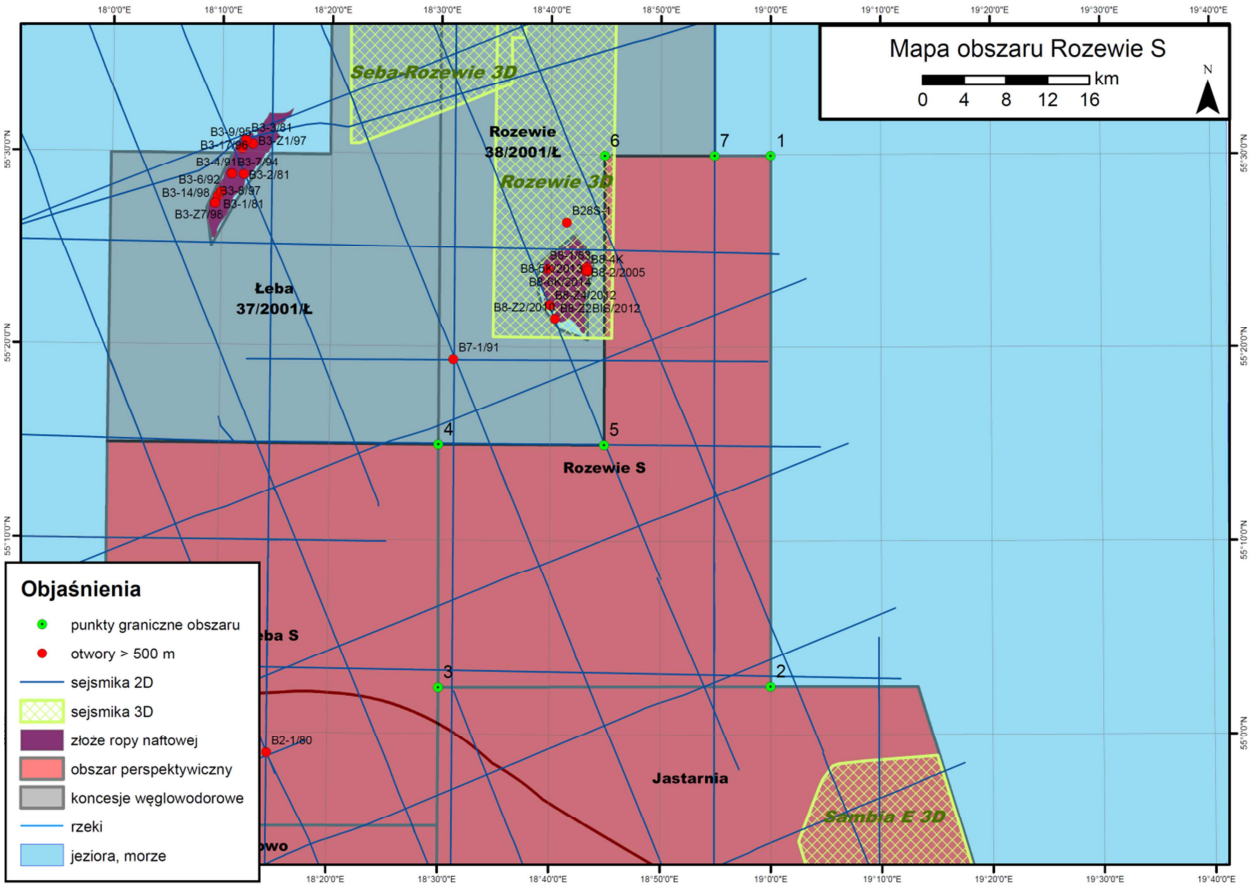

Fig. 5.12. Lokalizacja badań sejsmicznych, otworów wiertniczych i złóż węglowodorów na obszarze „Rozewie S" i w jego sąsiedztwie (CBDG, 2019). Koncesje węglowodorowe według stanu na 28.02.2019 r.

5.2.7. SIERAKOWICE *(Marcin Janas, Teresa Podhalańska, Joanna Roszkowska-Remin)*

Nazwa obszaru: **Sierakowice** (Fig. 5.13 i 5.14)
Numery bloków koncesyjnych: **47, 48**
Współrzędne punktów załamania granic obszaru:

Numer punktu	Układ 1992	
	X	Y
1	715 916.10	395 018.18
2	736 654.49	394 914.17
3	736 415.47	403 325.65
4	735 907.85	421 189.09
5	737 990.19	421 224.49
6	737 770.93	435 133.01
7	709 994.91	434 842.34
8	710 216.13	420 752.34
9	715 477.11	420 841.77

Powierzchnia: **926,732 km^2**

Charakterystyka geologiczna i naftowa:
Obszar „Sierakowice" jest położony na obszarze wyniesienia Łeby. Podłoże krystaliczne platformy znajduje się tutaj na głębokości około 5000 m (Znosko, 1998). Nagromadzeń ropy naftowej i gazu ziemnego w formacjach łupkowych (ang. *shale oil/gas*) można spodziewać się w szczególności w utworach górnego ordowiku, jak i dolnego syluru. Nie można jednak wykluczyć potencjalnych możliwości występowania konwencjonalnych i niekonwencjonalnych (typu zamkniętego; ang. *tight oil/tight gas*) złóż węglowodorów w piaskowcach kambru (przede wszystkim kambru środkowego).

a) rodzaj spodziewanych złóż:
   I. niekonwencjonalne złoża ropy naftowej i gazu ziemnego w formacjach łupkowych dolnego paleozoiku (kambr, ordowik, sylur),
   II. niekonwencjonalne złoża ropy naftowej i gazu ziemnego w piaskowcach kambru;
b) systemy naftowe: dolnopaleozoiczny system naftowy basenu bałtyckiego;
c) potencjalne skały zbiornikowe:
   I. mułowce oraz iłowce kambru, ordowiku i syluru,
   II. piaskowce środkowego i dolnego kambru;
d) potencjalne skały macierzyste:
   I. mułowce oraz iłowce kambru, ordowiku i syluru,
   II. śródformacyjne kambryjskie wkładki mułowcowo-ilaste oraz nadległe względem piaskowców kambru mułowce i iłowce kambru, ordowiku i syluru;
e) skały uszczelniające:
   I. mułowce i iłowce ordowiku i syluru,
   II. mułowce i iłowce kambru górnego, ordowiku i syluru;
f) miąższość nadkładu: około 3500 m;
g) spodziewany typ pułapki:
   I. niekonwencjonalne (ciągły – brak pułapki złożowej),

II. strukturalno-litologiczne.

Otwory wiertnicze: **1 otwór wiertniczy > 500 m**

Nazwa otworu	Głębokość [m p.p.t.]	Stratygrafia na dnie
Lębork S-1	3590,0	kambr

Sejsmika (dysponent):

1987 – 2 profile Głębokie Badania Sejsmiczne (Skarb Państwa)
1992 – 1 profil Programu Głębokich Sondowań Sejsmicznych PAN (Skarb Państwa)
2007 – 1 profil Kościerzyna-Gdańsk 2D (PGNiG S.A.)
2010 – 7 profili Synekliza Perybałtycka 2D (Skarb Państwa)
2012 – 1 profil PolandSPAN (ION, Skarb Państwa)
Razem – 12 linii 2D o łącznej długości 162,507 km

Informacje o dotychczasowym rozpoznaniu/udokumentowaniu złóż węglowodorów na projektowanym obszarze i w jego bliskim sąsiedztwie: **brak**

Ocena perspektywiczności i potencjał poszukiwawczy:
Obszar znajduje się w obrębie stref perspektywicznych dla występowania niekonwencjonalnych złóż węglowodorów w formacjach łupkowych, głównie formacji mułowca z Sasina oraz mułowca z Jantaru (Podhalańska i zespół, 2018). Obszar ten spełnia warunki zarówno jeśli chodzi o nasycenia węglowodorami (roponośność, gazonośność), miąższość interwałów perspektywicznych, jak i średnią zawartość TOC czy dojrzałość termiczną materii organicznej. Wyniki prac poszukiwawczych PGNiG S.A. (Makos, 2014), czy też firmy BNK (BNK, 2014), z obszarów sąsiadujących z obszarem „Sierakowice" potwierdzają występowanie gazu i ropy/kondensatu ropnego w łupkach niższego paleozoiku. Miąższość formacji o najbardziej korzystnych parametrach złożowych wynosi około 15–20 metrów. Formacje te jednak charakteryzują się stosunkowo wysokim zaileniem (ponad 50%). W opracowaniu Podhalańskiej i zespołu (2018),
na podstawie analizy danych dotyczących otworu Lębork S-1, wskazano również na podwyższoną perspektywiczność obszaru pod względem występowania niekonwencjonalnych złóż węglowodorów w piaskowcach kambru środkowego (typu zamkniętego). W najbliższym otoczeniu wykonano odwiert poziomy Gapowo B-1 w celu zeszczelinowania utworów dolnosylurskich (formacji mułowca z Jantaru), jednakże wyniki testów produkcyjnych nie pozwoliły na opłacalne wydobycie. Warto podkreślić, że w otworze Gapowo B-1 natrafiono na szereg problemów z prawidłowym rozpoznaniem obrazu strukturalnego formacji, a szczelinowanie nie było dostosowane do warunków geologicznych panujących w górotworze. Prawdopodobnie te czynniki spowodowały, że nie udało się dotąd uzyskać przemysłowej produkcji węglowodorów z łupków starszego paleozoiku na rozpatrywanym obszarze. Z tego powodu obszar jest zaklasyfikowany jako umiarkowanie perspektywiczny.

Oddziaływanie z innymi złożami (położonymi w granicach obszaru):

ID ZŁOŻA	NAZWA ZŁOŻA	KOPALINA
8834	Borucino II	KRUSZYWA NATURALNE

14382	Cewice I	KRUSZYWA NATURALNE
6956	Darżyno	KREDY
6956	Darżyno	KREDY
6956	Darżyno	KREDY
17170	Darżyno I	KRUSZYWA NATURALNE
17494	Dąbrówno	KRUSZYWA NATURALNE
5085	Dęby	KRUSZYWA NATURALNE
5085	Dęby	KRUSZYWA NATURALNE
5085	Dęby	KRUSZYWA NATURALNE
4552	Gapowo Żuromin	KRUSZYWA NATURALNE
3931	Jasień	KRUSZYWA NATURALNE
13188	Kamienica Szlachecka III dz. 101	KRUSZYWA NATURALNE
14056	Kamienica Szlachecka IV	KRUSZYWA NATURALNE
14038	Karwica	KRUSZYWA NATURALNE
11296	Kotuszewo	KRUSZYWA NATURALNE
5262	Kozin	KRUSZYWA NATURALNE
5262	Kozin	KRUSZYWA NATURALNE
5262	Kozin	KRUSZYWA NATURALNE
5262	Kozin	KRUSZYWA NATURALNE
5262	Kozin	KRUSZYWA NATURALNE
5262	Kozin	KRUSZYWA NATURALNE
5262	Kozin	KRUSZYWA NATURALNE
5262	Kozin	KRUSZYWA NATURALNE
6012	Kozin II	KRUSZYWA NATURALNE
16397	Kozin III	KRUSZYWA NATURALNE
11163	Krępkowice	KRUSZYWA NATURALNE
4537	Linia	KRUSZYWA NATURALNE
9299	Linia I	KRUSZYWA NATURALNE
9902	Linia II	KRUSZYWA NATURALNE
9902	Linia II	KRUSZYWA NATURALNE
12236	Linia III	KRUSZYWA NATURALNE
4562	Łączyno	KRUSZYWA NATURALNE
8358	Łączyno II	KRUSZYWA NATURALNE
12063	Łączyno III	KRUSZYWA NATURALNE
13162	Łączyno IV	KRUSZYWA NATURALNE
17732	Łączyno IX	KRUSZYWA NATURALNE
13790	Łączyno V	KRUSZYWA NATURALNE
14277	Łączyno VI	KRUSZYWA NATURALNE
16705	Łączyno VII	KRUSZYWA NATURALNE
17570	Łosienice	KRUSZYWA NATURALNE
12269	Mściszewice I	KRUSZYWA NATURALNE
17103	Mściszewice III	KRUSZYWA NATURALNE
17189	Mściszewice IV	KRUSZYWA NATURALNE
17327	Mściszewice V	KRUSZYWA NATURALNE
17386	Mściszewice VI	KRUSZYWA NATURALNE
17842	Mściszewice VII	KRUSZYWA NATURALNE
9005	Niepoczołowice	KRUSZYWA NATURALNE
10983	Niepoczołowice I	KRUSZYWA NATURALNE
17384	Niepoczołowice II	KRUSZYWA NATURALNE
18207	Niepoczołowice III	KRUSZYWA NATURALNE

3938	Oskowo	KRUSZYWA NATURALNE
8270	Oskowo II	KRUSZYWA NATURALNE
8270	Oskowo II	KRUSZYWA NATURALNE
8270	Oskowo II	KRUSZYWA NATURALNE
3947	Oskowo III	KRUSZYWA NATURALNE
10001	Pałubice	KRUSZYWA NATURALNE
17834	Podjazy	KRUSZYWA NATURALNE
1657	Potęgowo	KRUSZYWA NATURALNE
1657	Potęgowo	KRUSZYWA NATURALNE
1657	Potęgowo	KRUSZYWA NATURALNE
17286	Potęgowo I	KRUSZYWA NATURALNE
17726	Potęgowo II	KRUSZYWA NATURALNE
17726	Potęgowo II	KRUSZYWA NATURALNE
9875	Puzdrowo II	KRUSZYWA NATURALNE
17676	Siemirowice	KRUSZYWA NATURALNE
11170	Tłuczewo	KRUSZYWA NATURALNE
18192	Tłuczewo I	KRUSZYWA NATURALNE
4536	Zakrzewo	KRUSZYWA NATURALNE

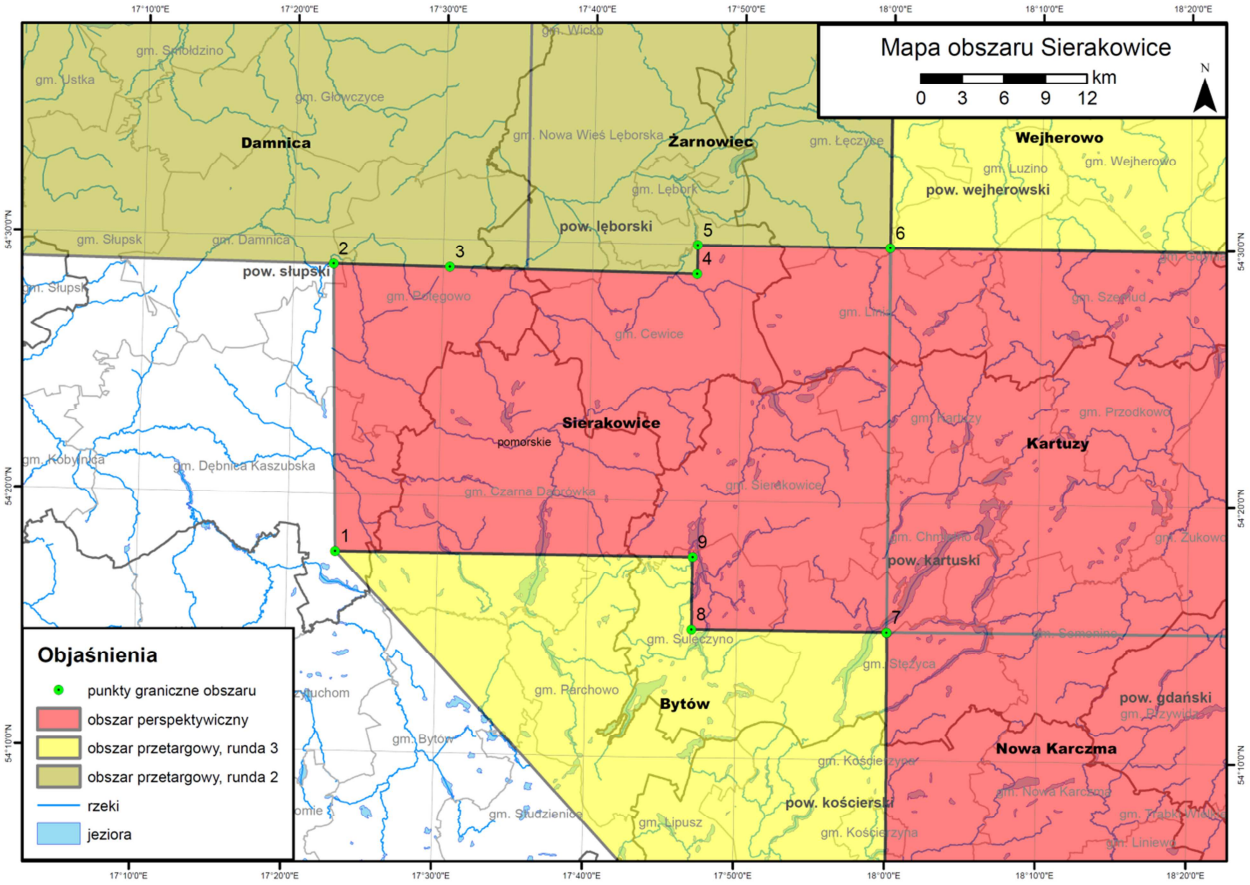

Fig. 5.13. Punkty załamania granic oraz pozycja obszaru „Sierakowice” na tle sąsiednich koncesji według stanu na 28.02.2019 r.

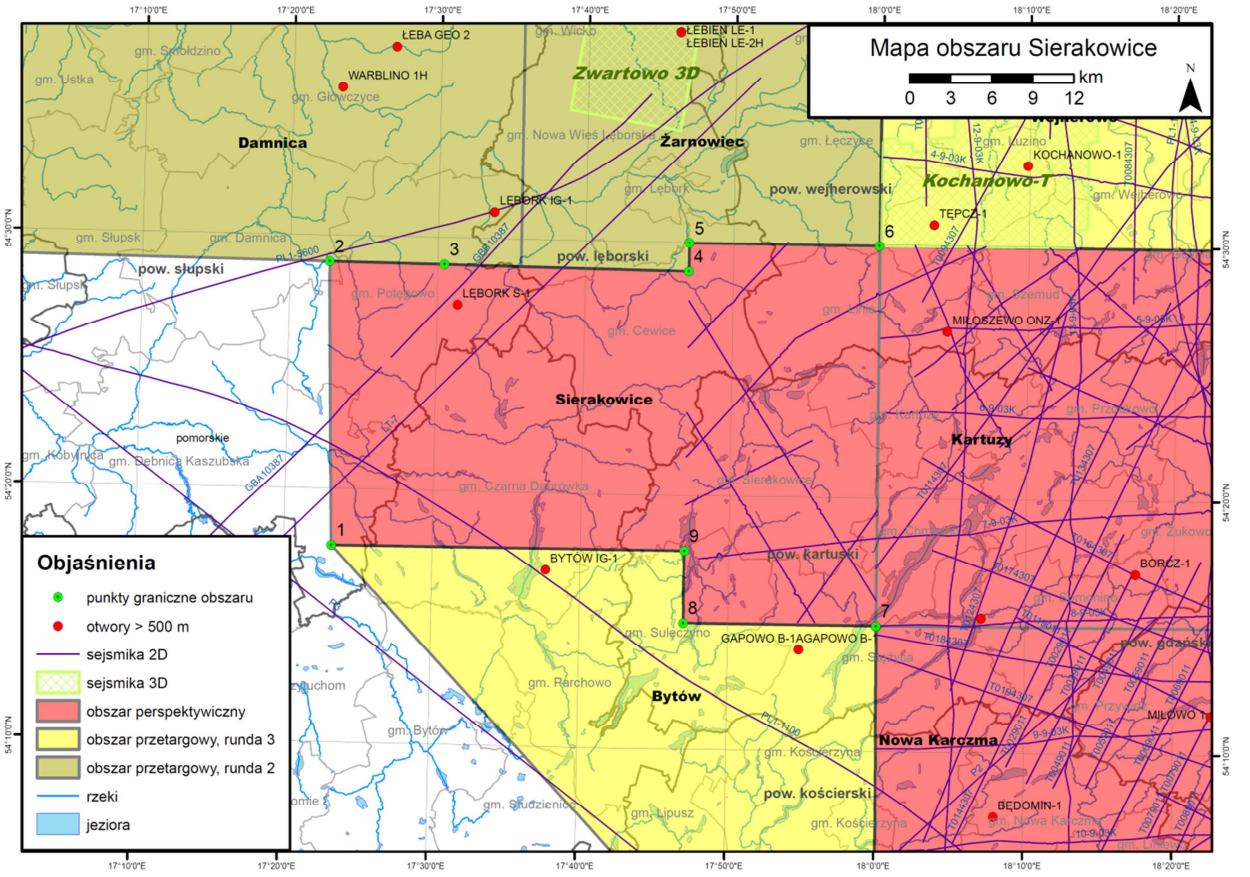

Fig. 5.14. Lokalizacja badań sejsmicznych, otworów wiertniczych i złóż węglowodorów na obszarze „Sierakowice” i w jego sąsiedztwie (CBDG, 2019). Koncesje węglowodorowe według stanu na 28.02.2019 r.

5.2.8. WŁADYSŁAWOWO *(Marcin Janas, Teresa Podhalańska, Joanna Roszkowska-Remin)*

Nazwa obszaru: **Władysławowo** (Fig. 5.15 i 5.16)
Numery bloków koncesyjnych: **7, 8, 9**
Współrzędne punktów załamania granic obszaru:

Numer punktu	Układ 1992	
	X	Y
1	793 990.87	404 079.74
2	793 419.95	436 021.08
3	784 298.35	435 921.59
4	784 245.44	467 962.51
5	776 119.74	467 904.45
6	776 205.60	403 698.83

Powierzchnia: **822,213 km^2**

Charakterystyka geologiczna i naftowa:
Obszar „Władysławowo" jest położony na obszarze morskim. Podłoże krystaliczne kratonu wschodnioeuropejskiego znajduje się tu na głębokości około 3000–3500 m na wschodzie obszaru (w położonym niedalekim sąsiedztwie obszaru otworze Żarnowiec IG-1 – na głębokości 3236,5 m; CBDG, 2019), jego strop zapada stopniowo ku SW. Pokrywę osadową tworzą kompleksy skalne od ediakaru po czwartorzęd z licznymi lukami stratygraficznymi. Na obszarze „Władysławowo" można spodziewać się nagromadzeń ropy naftowej i gazu ziemnego o charakterze konwencjonalnym i niekonwencjonalnym (typu zamkniętego, ang. *tight gas*) w piaskowcach kambru oraz niekonwencjonalnych złóż ropy naftowej w formacjach łupkowych (ang. *shale oil*) w górnokambryjskich, górnoordowickich i dolnosylurskich mułowcach.

a) rodzaj spodziewanych złóż:
   I. konwencjonalne złoża ropy naftowej i gazu ziemnego w piaskowcach kambru,
   II. niekonwencjonalne złoża ropy naftowej i gazu ziemnego typu zamkniętego w piaskowcach kambru,
   III. niekonwencjonalne złoża ropy naftowej w formacjach łupkowych niższego paleozoiku: kambru (formacja z Piaśnicy), ordowiku (formacja z Sasina) i syluru (formacja z Jantaru);
b) systemy naftowe: dolnopaleozoiczny system naftowy basenu bałtyckiego;
c) potencjalne skały zbiornikowe:
   I. piaskowce środkowego i dolnego kambru,
   II. piaskowce środkowego i dolnego kambru,
   III. mułowce oraz iłowce kambru, ordowiku i syluru;
d) potencjalne skały macierzyste:
   I. śródformacyjne kambryjskie wkładki mułowcowo-ilaste oraz nadległe względem piaskowców kambru mułowce i iłowce kambru, ordowiku i syluru,

II. śródformacyjne kambryjskie wkładki mułowcowo-ilaste oraz nadległe względem piaskowców kambru mułowce i iłowce kambru, ordowiku i syluru.
III. mułowce oraz iłowce kambru, ordowiku i syluru;

e) skały uszczelniające:
I. mułowce i iłowce kambru, ordowiku i syluru,
II. mułowce i iłowce kambru, ordowiku i syluru,
III. mułowce i iłowce kambru, ordowiku i syluru;

f) miąższość nadkładu: około 2700 m (w przypadku konwencjonalnych złóż w kambrze środkowym);

g) spodziewany typ pułapki:
I. strukturalno-litologiczne,
II. strukturalno-litologiczne,
III. niekonwencjonalne (ciągłe – brak pułapki złożowej).

Otwory wiertnicze: **brak**

Informacje o dotychczasowym rozpoznaniu/udokumentowaniu złóż węglowodorów na projektowanym obszarze przetargowym i w jego bliskim sąsiedztwie: **5 złóż**

NAZWA ZŁOŻA	KOPALINA
Żarnowiec W	ROPA NAFTOWA
B 21	BAZ ZIEMNY
Dębki	ROPA NAFTOWA
Białogóra-E	ROPA NAFTOWA
Żarnowiec	ROPA NAFTOWA

Ocena perspektywiczności i potencjał poszukiwawczy:

Obszar „Władysławowo" znajduje się na wyniesieniu Łeby i obejmuje głównie blok tektoniczny Żarnowca (Pokorski, 2010), gdzie z uwagi na niewielką odległość występowania odkrytych złóż, akumulacji i objawów węglowodorów, zarówno na lądzie, jak i na morzu (np. struktura B16, złoża Dębki, Żarnowiec, Żarnowiec-W, Białogóra, B21), występują realne perspektywy odkrycia nowych złóż naftowych w utworach kambru środkowego. Wyniki badań akustycznych i geochemicznych osadów dennych (Domżalski i in., 2004; PIG–PIB i in., 2008; Jaśniewicz i in., 2019), obecność wykartowanych struktur tektonicznych (potencjalnych pułapek złożowych; Dadlez, 1998; Domżalski i in., 2004, Kotarba, 2010) oraz uskoków (w tym przedłużenie strefy uskokowej Smołdzina) będących potencjalną barierą dla migracji węglowodorów (Dadlez, 1998), wpływają na pozytywną ocenę perspektywiczności tego obszaru. Najnowsze wyniki badań (Podhalańska i zespół, 2018) wskazują także, że wyznaczony obszar znajduje się w obrębie stref perspektywicznych dla występowania niekonwencjonalnych złóż węglowodorów w formacjach łupkowych: formacji z Piaśnicy, formacji z Sasina oraz formacji z Jantaru. Obszar ten spełnia warunki zarówno jeśli chodzi o nasycenia węglowodorami

(roponośność), miąższość interwałów perspektywicznych, jak i średnią zawartość TOC czy dojrzałość termiczną materii organicznej. Miąższość formacji o najbardziej korzystnych parametrach złożowych to 15–20 metrów. Formacje te jednak charakteryzują się stosunkowo wysokim zaileniem (ponad 50%). Obszar jest zaklasyfikowany jako perspektywiczny.

Oddziaływanie z innymi złożami (położonymi w granicach obszaru): **brak**

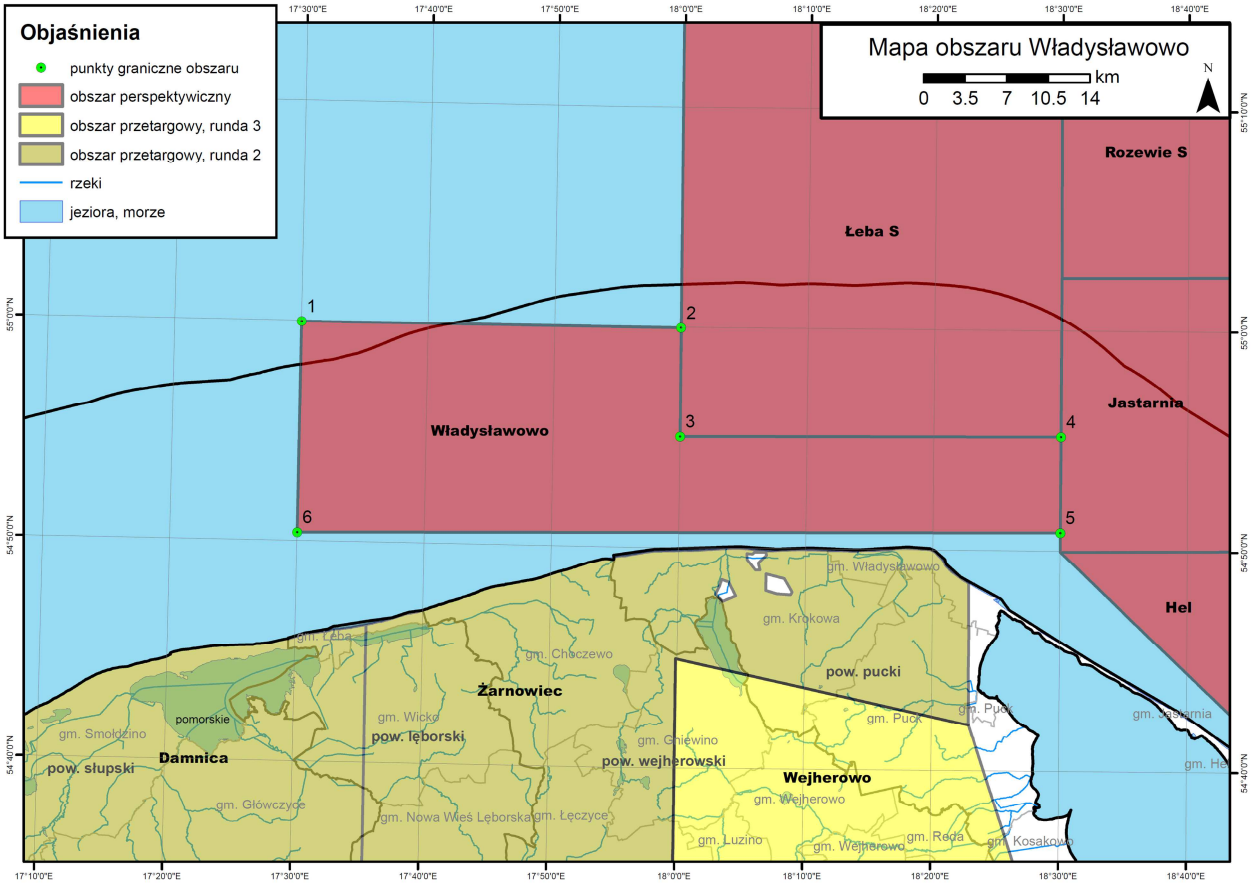

Fig. 5.15. Punkty załamania granic oraz pozycja obszaru „Władysławowo” na tle sąsiednich koncesji według stanu na 28.02.2019 r.

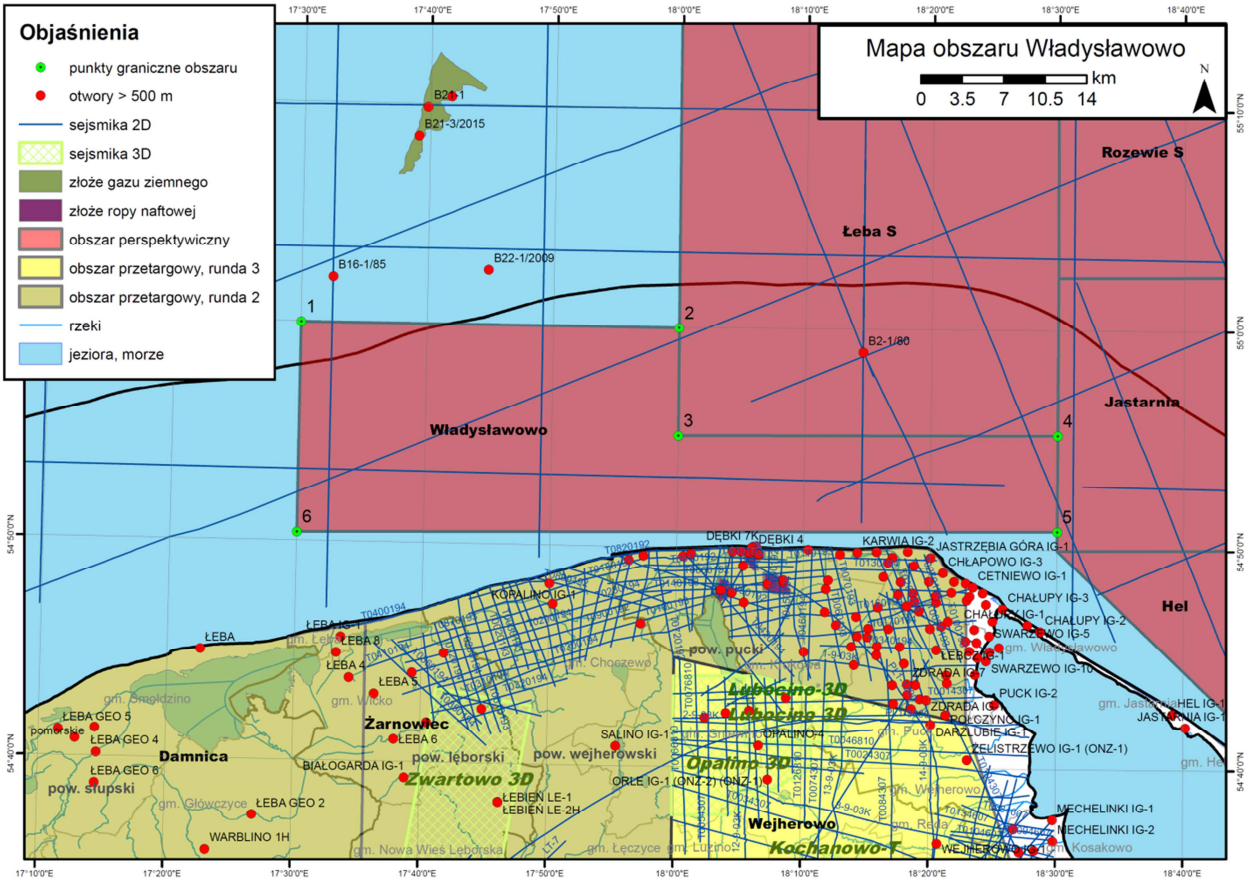

Fig. 5.16. Lokalizacja badań sejsmicznych, otworów wiertniczych i złóż węglowodorów na obszarze „Władysławowo” i w jego sąsiedztwie (CBDG, 2019). Koncesje węglowodorowe według stanu na 28.02.2019 r.

6. MATERIAŁY ŹRÓDŁOWE

Aleksandrowski, P., Mazur, S. 2017. O nowych rozwiązaniach tektonicznych w „Atlasie geologicznym Polski". *Przegląd Geologiczny*, **65**, 1499–1510.

Aleksandrowski, P. 2017a. Prowincje tektoniczne Polski. *W*: Atlas geologiczny Polski (red. J. Nawrocki, A. Becker), 40. Państwowy Instytut Geologiczny–PIB, Warszawa.

Aleksandrowski, P. 2017b. Struktury mezozoiczne. *W*: Atlas geologiczny Polski (red. J. Nawrocki, A. Becker), 42. Państwowy Instytut Geologiczny–PIB, Warszawa.

Aleksandrowski, P., Buła, Z. 2017. Struktury późnopaleozoiczne (waryscyjskie). W: Atlas geologiczny Polski (red. J. Nawrocki, A. Becker), 43. Państwowy Instytut Geologiczny–PIB, Warszawa.

Aleksandrowski, P., Krzemińska, E., Nawrocki, J., Buła, Z. 2017. Jednostki podłoża krystalicznego. *W*: Atlas geologiczny Polski (red. J. Nawrocki, A. Becker), 45. Państwowy Instytut Geologiczny–PIB, Warszawa.

Antonowicz, L., Iwanowska, E., Jamrozik, J., Nowicka, A. 1993. Pochylone bloki/półrowy podłoża permu na obszarze antyklinorium i synklinorium pomorskiego – implikacje dla poszukiwań naftowych. *Przegląd Geologiczny*, **41**, 71–74.

Antonowicz, L., Iwanowska, E., Rendak, A. 1994. Tensional tectonics in the Pomeranian section of the T-T Zone and the implictions for hydrocarbon exploration. *Geological Quarterly*, **38**, 289–306.

Bachleda-Curuś, T., Burzewski, W., Semyrka, R. 1992. The Regional Synthesis of the Petroleum Generation in the Mesozoic Strata of the Polish Lowlands. *Bulletin oft he Polish Academy of Sciences. Earth Sciences*, **40**, 251–265.

Bilans zasobów złóż kopalin w Polsce wg stanu na 31.12.2017 r. Państwowy Instytut Geologiczny–PIB, Warszawa.

BNK. 2014. BNK Petroleum, Inc. Corporate Presentation (dostęp on-line, grudzień, 2018).

Brochwicz-Lewiński, W. 1987. Stratygrafia i rozwój sedymentacji. Jura górna. *W*: Budowa geologiczna wału pomorskiego i jego podłoża. *Prace Instytutu Geologicznego*, **119**, 123–131.

Buła, Z. 1994. Problemy stratygrafii i wykształcenia osadów starszego paleozoiku północno-wschodniego obrzeżenia GZW. *Przewodnik 65 Zjazdu PTG w Sosnowcu*, 1431.

Buła, Z. 2000. Dolny paleozoik Górnego Śląska i zachodniej małopolski. *Prace Państwowego Instytutu Geologicznego*, **171**.

Buła, Z., Byś, I, Florek, R., Habryn, R., Jachowicz, M., Kwarciński, J., Laskowicz, R., Liszka, B., Madej, K., Maksym, A., Markowiak, M., Pietrusiak, M., Probulski, J., Ryłko, W., Salwa, S., Sikora, R., Staryszak, G., Tabol-Wójcik, P., Tomaś, A., Zacharski, J. 2008. Atlas geologiczno-strukturalny paleozoicznego podłoża Karpat zewnętrznych i zapadliska przedkarpackiego. Ministerstwo Środowiska. Warszawa.

Buła, Z., Habryn, R., Jachowicz-Zdanowska, M., Żaba, J. 2015. Precambrian and Lower Paleozoic of the Brunovistulicum (eastern part of the Upper Silesian Block, southern Poland) – the state of the art. *Geological Quarterly*, **59**, 123–134.

Buła, Z., Jachowicz, M., Żaba, J. 1997. Principal characteristics the Upper Silesian Block and Małopolska Block Border zone (Southern Poland). *Geological Magazine*, **134**, 5.

Buła, Z., Żaba, J. 2005. Pozycja tektoniczna Górnośląskiego Zagłębia Węglowego na tle prekambryjskiego i dolnopaleozoicznego podłoża. *Przewodnik 76 Zjazdu PTG w Rudach k/Rybnika*, 14–42.

Buła, Z., Żaba, J. 2008. Struktura prekambryjskiego podłoża wschodniej części bloku górnośląskiego (Brunovistulicum). *Przegląd Geologiczny*, **56**, 473–480.

Burzewski, W., Bachleda-Curuś, T., Semyrka, R. 1990. Potencjał węglowodorowy synklinorium mogileńsko-łódzkiego w strefie Przybyłowa. *Nafta*, **46**, 1–8.

CBDG, 2019. Centralna Baza Danych Geologicznych. http://baza.pgi.gov.pl

Czekański, E., Kwolek, K., Mikołajewski, Z. 2010. Złoża węglowodorów w utworach cechsztyńskiego dolomitu głównego (Ca2) na bloku Gorzowa. *Przegląd Geologiczny*, **58**, 69–703.

Dadlez, R. 1998. Rola uskoków w tektonice wschodniej części Polskiego Akwenu Bałtyku. *W*: Rola regionalnych stref dyslokacyjnych w procesie tworzenia złóż węglowodorów na bloku Łeby. Inw. 2951,98, CAG PIG, Warszawa.

Dadlez, R., Marek, S., Pokorski, J. 1998. Atlas paleogeograficzny epikontynentalnego permu i mezozoiku w Polsce. Państwowy Instytut Geologiczny, Warszawa.

Dayczak-Calikowska, K. 1977. Stratygrafia i paleogeografia. Jura środkowa. *W*: Budowa geologiczna wschodniej części niecki mogileńsko-łódzkiej (strefa Gopło-Ponętów-Pabianice*). Prace Instytutu Geologicznego*, **130**, 65–75.

Dayczak-Calikowska, K. 1979. Stratygrafia, litologia, paleogeografia. Jura środkowa. *W*: Budowa geologiczna niecki szczecińskiej i bloku Gorzowa. *Prace Instytutu Geologicznego*, **96**, 57–62.

Dayczak-Calikowska, K., Moryc, W. 1988. Rozwój basenu sedymentacyjnego i paleotektonika jury środkowej na obszarze Polski. *Kwartalnik Geologiczny*, **32**, 117–136.

Dembowska, J. 1977. Stratygrafia i paleogeografia. Jura górna. *W*: Budowa geologiczna wschodniej części niecki mogileńsko-łódzkiej (strefa Gopło – Ponętów – Pabianice). *Prace Instytutu Geologicznego*, **80**, 75–83.

Dembowska, J. 1979a. Stratygrafia, litologia, paleogeografia. Jura górna. *W*: Budowa geologiczna niecki szczecińskiej i bloku Gorzowa. *Prace Instytutu Geologicznego*, **96**, 62–69.

Dembowska, J. 1979b. Systematyzowanie litostratygrafii jury górnej w Polsce północnej i środkowej. *Kwartalnik Geologiczny*, **23**, 617–630.

Depowski, S., Peryt, T.M. 1985. Carbonate petroleum reservoirs in the Permian dolomites of the Zechstein, Fore-Sudetic area, western Poland. *W*: P.O. Roehl i P.W. Choquette (red.), Carbonate Petroleum Reservoirs, Springer, New York.

Domżalski, J., Górecki, W., Mazurek, A., Myśko, A., Strzetelski, W., Szamałek, K. 2004. The prospects for petroleum exploration in the easternsector of Southern Baltic as revealed by sea bottom geochemical survey correlated with seismic data. *Przegląd Geologiczny*, **52**, 792–799.

Dudek, A., 1980. The crystalline basement block of the Outer Carpathians in Moravia: Bruno-Vistulicum. *Rozpr. CS. Akad. Ved. R. Mat. Prir. Ved*. **90**, 8.

Franczyk, M. 1987. Stratygrafia i rozwój sedymentacji. Jura dolna. *W*: Budowa geologiczna wału pomorskiego i jego podłoża. *Prace Instytutu Geologicznego,* **119**, 111–116.

Gajewska, I. 1977. Stratygrafia i paleogeografia. Wapień muszlowy i kajper. W: Budowa geologiczna wschodniej części niecki mogileńsko-łódzkiej (strefa Gopło-Ponętów-Pabianice*). Prace Instytutu Geologicznego*, **130**, 50–53.

Gajewska, I. 1979. Stratygrafia, litologia, paleogeografia. Wapień muszlowy i kajper. *W*: Budowa geologiczna niecki szczecińskiej i bloku Gorzowa. *Prace Instytutu Geologicznego*, **96**, 39–44.

Gajewska, I., Szyperko-Teller, A. 1979. Stratygrafia, litologia, paleogeografia. Pstry piaskowiec dolny i środkowy. *W*: Budowa geologiczna niecki szczecińskiej i bloku Gorzowa. *Prace Instytutu Geologicznego*, **96**, 25–37.

Garecka, M., Jugowiec, M. 1999. Wyniki badań biostratygraficznych miocenu zapadliska przedkarpackiego na podstawie nanoplanktonu wapiennego. *Prace Państwowego Instytutu Geologicznego*, **168**, 29–42.

Jankowski, L. 2015. Nowe spojrzenie na budowę geologiczną Karpat – ujęcie dyskusyjne. *Prace Naukowe Instytutu Nafty i Gazu*, **202**, 1–154.

Jankowski, L., Probulski, J. 2011. Rozwój tektoniczno-basenowy Karpat zewnętrznych na przykładzie budowy geologicznej złóż Grabownica, Strachocina i Łodyna oraz ich otoczenia. *Geologia*, **37**, 555–583.

Jaskowiak-Schoeneichowa, M. 1987. Stratygrafia i rozwój sedymentacji. Kreda górna. *W*: Budowa geologiczna wału pomorskiego i jego podłoża. *Prace Instytutu Geologicznego*, **119**, 140–151.

Jaskowiak-Schoeneichowa, M. 1979. Stratygrafia, litologia i paleogeografia. Kreda górna. *W*: Budowa geologiczna niecki szczecińskiej i bloku Gorzowa. *Prace Instytutu Geologicznego*, **96**, 77–89.

Jaśniewicz, D., Klusek, Z., Brodecka-Goluch, A., Bolałek, J. 2019. Acoustic investigations of shallow gas in the southern Baltic Sea. *Geo-Marine Letters*, **39**, 1–17.

Jaworowski, K. 2002. Profil dolnego paleozoiku w północnej Polsce – zapis kaledońskiego stadium rozwoju basenu bałtyckiego. *Posiedzenia Naukowe Państwowego Instytutu Geologicznego*, **58**, 9–10.

Jaworowski, K., Mikołajewski, Z. 2007. Oil- and gas-bearing sediments of the Main Dolomite (Ca2) in the Międzychód region: depositional model and a problem of the boundary between the second and third depositional sequences in the Polish Zechstein Basin. *Przegląd Geologiczny*, **55**, 1017–1024.

Karnkowski, P. 1993. Złoża gazu ziemnego i ropy naftowej w Polsce. Niż Polski, Tom 1. Redaktor naukowy: W. Górecki. Towarzystwo Geosynoptyków „Geos" AGH, Kraków.

Karnkowski, P., Ołtuszyk, S. 1968. Atlas geologiczny Przedgórza Karpat. Instytut Geologiczny, Warszawa.

Karnkowski, P.H. 1997. Baseny sedymentacyjne a prowincje naftowe Polski – zarys problematyki. *Przegląd Geologiczny*, **45**, 989–995.

Karnkowski, P.H. 1999. Origin and evolution of the Polish Rotliegend Basin. *Polish Geological Institute Special Papers*, **3**.

Karnkowski, P.H. 2007. Petroleum Provinces in Poland. *Przegląd Geologiczny*, **55**, 1061–1067.

Kiersnowski, H., Becker, A., Brzeziński, D., Czapigo-Czapla, M., Dymowski, W., Dyrka, I., Fabiańczyk, J., Feldman-Olszewska, A., Gryczko-Gostyńska, A., Głuszyński, A., Grudzień, T., Janas, M., Jasionowski, M., Kafara, D., Kijewska, S., Klimuszko, E., Kostrz-Sikora, P., Kozłowska, A., Kozłowska, O., Krzemiński, L., Kuberska, M., Laskowicz, R., Leszczyński, K., Roman, M., Rosowiecka, O., Sikorska-Maykowska, M., Skowroński, L., Sokołowski, J., Wagner, R., Wołkowicz, K., Wójcik, K. 2017. Pakiet danych geologicznych do postępowania przetargowego na poszukiwanie złóż węglowodorów. Obszar przetargowy „Leszno". Państwowy Instytut Geologiczny–PIB, Warszawa.

Kiersnowski, H., Buniak, A. 2006. Evolution of the Rotliegend Basin of north western Poland. *Geological Quarterly*, **50**, 119–138.

Kotarba, M. J. 2010. Geology, ecology and petroleum of the lower Paleozoic strata in the Polish part of the Baltic region. *Geological Quarterly*, **54**, 103–108.

Kotarba, M., Więcław, D., Dziadzio, P., Kowalski, A., Kosakowski, P., Bilkiewicz, E. 2014. Organic geochemical study of source rocks and natural gases and their genetic correlation in the eastern part of the Polish Outer Carpathians and Palaeozoic –Mesozoic basement. *Marine and Petroleum Geology*, **56**, 97–122.

Kotas, A. 1982. Zarys budowy geologicznej Górnośląskiego Zagłębia Węglowego. Przewodnik 54 Zjazdu PTG w Sosnowcu. *Wydawnictwa Geologiczne*, Warszawa.

Kotas, A. 1983. Structural evolution of the Upper Silesian coal basin/Poland [abs] 10th Congreso Internacional de Estratigrafia y geologia del Carbonifero, Madrid, 1–237.

Kotas, A. 1985. Structural evolution of the Upper Silesian Coal Basin (Poland). *C. R. X Congr. Int. Stratig. Geol. Carb*. 3.

Kowalewski, K. 1957. Trzeciorzęd na północnym obszarze Niziny Sandomierskiej. *Biuletyn Instytutu Geologicznego*, **119**.

Krakowska, P., Puskarczyk, E., Habrat, M., Madejski, P., Jędrychowski, M. 2018. Parametry geometryczne przestrzeni porowej niskoporowatych piaskowców kambryjskich wyznaczone na podstawie wyników badań laboratoryjnych na próbkach z rdzeni wiertniczych. *Nafta-Gaz*, **11**, 783–788.

Krzywiec, P., Gągała, Ł., Mazur, S., Słonka, Ł., Kufrasa, M., Malinowski M., Pietsch K., Golonka J. 2017. Variscan deformation along the Teisseyre-Tornquist Zone in SE Poland: Thick-skinned structural inheritance or thin-skinned thrusting? *Tectonophysics*, **718**, 83–91.

Kulikowski, A. 1977. Stratygrafia i paleogeografia. Pstry piaskowiec górny. *W*: Budowa geologiczna wschodniej części niecki mogileńsko-łódzkiej (strefa Gopło-Ponętów-Pabianice*). Prace Instytutu Geologicznego*, **130**, 48–49.

Kulikowski, A. 1979. Stratygrafia, litologia, paleogeografia. Pstry piaskowiec górny - ret. *W*: Budowa geologiczna niecki szczecińskiej i bloku Gorzowa. *Prace Instytutu Geologicznego*, **96**, 37–39.

Łomnicki, M. 1881. Formacja gipsu na zachodnio-południowej krawędzi płaskowzgórza podolskiego. *Kosmos*, **6**, 174-201.

Łyczewska, J. 1972. Objaśnienia do Szczegółowej Mapy Geologicznej Polski, skala 1: 50 000, arkusz Busko-Zdrój, 1-58. Państwowy Instytut Geologiczny, Warszawa.

Makos, M. 2014. Activities of PGNiG in exploration of unconventional hydrocarbon resources in Poland. Science for Industry: Necessity is the mother of invention: Third Networking Event dedicated to the Polish experience in the field of shale gas exploration, 25-27.06.2014. ING PAN, Warszawa.

Marek, S. 1977. Stratygrafia i paleogeografia. Kreda dolna. W: Budowa geologiczna wschodniej części niecki mogileńsko-łódzkiej (strefa Gopło-Ponętów-Pabianice). *Prace Instytutu Geologicznego*, **130**, 83–99.

Matyasik, I., Leśniak, G., Such, P. 2015. Elementy systemu naftowego Karpat. *Prace Naukowe INIG–PIB*, **203**, 1–120.

Mazzoli, S., Jankowski, L., Szaniawski, R., Zattin, M. 2010. Low-T termochronometric evidence for post-thrusting (< 11 Ma) exhumation in the Western Outer Carpathians, Poland. C. R. *Geoscience*, **342**, 162–169.

Mizerski, W., Stupka, O. 2005. Zachodni i południowy zasięg kratonu wschodnioeuropejskiego. *Przegląd Geologiczny*, **53**, 1030–1039.

Narkiewicz, M. 2007. Development and inversion of Devonian and Carboniferous basins in the eastern part of the Variscan foreland (Poland). *Geological Quarterly*, **51**, 231–256.

Narkiewicz, M., Becker, A., Jasionowski, M., Kiersnowski, H., Grabowski, J., Kasiński, J., Pacześna, J., Leszczyński, K., Krobicki, M., Peryt, T., Cymerman, Z. 2017. Opracowanie metodologii definiowania i kartowania oraz zdefiniowanie basenów sedymentacyjnych Polski. W: Raport przedstawiający katalog systemów węglowodorowych oraz basenów sedymentacyjnych Polski. Sprawozdanie końcowe tematu „Integracja danych geologiczno-złożowych dotyczących systemów węglowodorowych Polski, ich uzupełnianie i analiza w kontekście bezpieczeństwa energetycznego oraz zasilania Geoinfonet - zadanie ciągłe PSG" realizowanego w PIG-PIB, poz. pl 22.5105.1401.00.1, na zamówienie Ministerstwa Środowiska, finansowanego przez Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej. Inw. 4416/2018, CAG PIG, Warszawa.

Nawrocki, J. 1995. Skala magnetostratygraficzna dla utworów czerwonego spągowca, cechsztynu i pstrego piaskowca z obszaru Polski. *Przegląd Geologiczny*, **43**, 1027–1029.

Nawrocki, J., Becker, A., (red.). 2017. Atlas geologiczny Polski. Państwowy Instytut Geologiczny – PIB, Warszawa.

Pieńkowski, G. 2004. The epicontinental Lower Jurassic of Poland. *Polish Geological Institute Special Papers*, **12**, 1–122.

PIG-PIB, Petrobaltic, Kronos, Geos, Geosfera (konsorcjum), 2008. Strefy perspektywnczne dla występowania złóż węglowodorów. Część II. W: Anolik P., Karczewska A. (red.), Badania geochemiczne południowego Bałtyku pod kątem analizy skażeń geogenicznych i poszukiwań naftowych. Państwowy Instytut Geologiczny, Warszawa.

Pikulski, L. 1998. Sedymentacja oraz rozwój litofacjalny utworów dolomitu głównego (Ca2) w rejonie złoża Barnówko-Mostno-Buszewo (BMB), zachodnia Polska. *Przegląd Geologiczny*, **46**, 426–435.

Podhalańska, T. i zespół. 2018. Rozpoznanie stref perspektywicznych dla występowania niekonwencjonalnych złóż węglowodorów w Polsce, stałe zadania psg, II etap, Opracowanie końcowe.

Podhalańska, T., Modliński, Z. 2006. Stratygrafia i wykształcenie facjalne osadów ordowiku i syluru Koszalin–Chojnice; podobieństwa i różnice z obszarami zachodniej krawędzi kratonu wschodnioeuropejskiego u Rugii. *Prace Państwowego Instytutu Geologicznego*, **186**, 39–63.

Pokorski, J. 2010. Geological section through the lower Paleaozoic strata of the Polish part of the Baltic region. *Geological Quarterly*, **54**, 123–130.

Poprawa, P. 2018. System węglowodorowy z gazem ziemnym w centralnych strefach basenu – zastosowanie jako koncepcji poszukiwawczej w karbońskim basenie górnośląskim. *Nafta-Gaz*, **12**, 871–883.

Poprawa, P., Papiernik B., Krzywiec, P., Machowski, G., Maksym, A. 2018. Potencjał poszukiwawczy prowincji naftowych w Polsce. *Wiadomości Naftowe i Gazownicze*, **12**, 4–12.

Poprawa, P., Paszkowski, M., Fenning, M.C., Pecskay, Z., Nawrocki, J., Sikorska, M. 2006. Charakterystyka geochronologiczna obszarów źródłowych dla dolnopaleozoicznych utworów z NW kratonu wschodnioeuropejskiego oraz strefy Koszalin–Chojnice; datowanie detrytycznych łyszczyków (K/Ar) i cyrkonów (U/Pb SHRIMP). *Prace Państwowego Instytutu Geologicznego*, **186**, 149–163.

Pożaryski, W., Grocholski, A, Tomczyk, H., Karnkowski, P., Moryc, W. 1992. Mapa tektoniczna Polski w epoce waryscyjskiej. Wydawnictwa Geologiczne, Warszawa.

Pożaryski, W., Grocholski, A., Tomczyk, H., Karnkowski, P., Moryc, W. 1992. Mapa tektoniczna Polski w epoce waryscyjskiej. *Przegląd Geologiczny*, **40**, 643–651.

Pożaryski, W., Tomczyk H. 1968. Assyntian Orogen in South-East Poland. *Biuletyn Instytutu Geologicznego*, **237**.

Protas, A., Wojtkowiak, Z. 2000. Blok Gorzowa. Geologia dolnego cechsztynu. *Przewodnik 71 Zjazdu PTG*, 163–171.

Raczyńska, A. 1979. Stratygrafia, litologia i paleogeografia. Kreda dolna. *W*: Budowa geologiczna niecki szczecińskiej i bloku Gorzowa. *Prace Instytutu Geologicznego*, **96**, 69–77.

Raczyńska, A. 1979. Stratygrafia, litologia i paleogeografia. Kreda dolna. W: Budowa geologiczna niecki szczecińskiej i bloku Gorzowa. *Prace Instytutu Geologicznego*, **96**, 69–77.

Raczyńska, A. 1987. Stratygrafia i rozwój sedymentacji. Kreda dolna. *W*: Budowa geologiczna wału pomorskiego i jego podłoża. *Prace Instytutu Geologicznego*, **119**, 131–140.

Radkovets, N.Y., Kotarba, M. J., Wójcik, K. 2017. Source rock geochemistry, petrography of reservoir horizons and origin of natural gas in the Devonian of the Lublin and Lviv basins (SE Poland and western Ukraine). *Geological Quarterly*, **61**, 569–589.

Ryka, W. 1982. Prekambr. W: Modliński, Z. (red.), Kościerzyna IG 1. *Profile Głębokich Otworów Wiertniczych Instytutu Geologicznego*, **54**, 69–71.

Słowakiewicz, M., Mikołajewski, Z. 2009. Sequence stratigraphy of the Upper Permian Zechstein Main Dolomite carbonates in western Poland: A new approach. *Journal of Petroleum Geology*, **32**, 215–234.

Szyperko-Śliwczyńska, A. 1977. Stratygrafia i paleogeografia. Piaskowiec pstry dolny i środkowy. *W*: Budowa geologiczna wschodniej części niecki mogileńsko-łódzkiej (strefa Gopło-Ponętów-Pabianice*). Prace Instytutu Geologicznego*, **130**, 39–48.

Wagner, R. 1994. Stratygrafia osadów i rozwój basenu cechsztyńskiego na Niżu Polskim. *Prace Państwowego Instytutu Geologicznego*, **146**, 71.

Wągrowski, A. 1992. Szczegółowa Mapa Geologiczna Polski w skali 1 : 50 000, ark. Janów Lubelski (858). Państwowy Instytut Geologiczny, Warszawa.

Zawierucha, T., (red.). 2011. Dokumentacja geologiczna złoża gazu ziemnego Lisewo – w kategorii C, Piła. Inw. 7417/2011, CAG PIG, Warszawa.

Znosko, J., (red.). 1998. Atlas tektoniczny Polski. Państwowy Instytut Geologiczny, Warszawa.

Żaba, J. 1999. Ewolucja strukturalna utworów dolnopaleozoicznych w strefie granicznej bloków górnośląskiego i małopolskiego. *Prace Państwowego Instytutu Geologicznego*, **166**.

Żaba, J., Poprawa, P. 2006. Historia deformacji strefy Koszalin–Chojnice (pomorski segment szwu transeuropejskiego) na podstawie analizy strukturalnej utworów paleozoicznych i mezozoicznych w otworach Polskie Łąki i Toruń 1. W: H. Matyja (red.). Jamno IG 1, IG 2, IG 3. *Profile Głębokich Otworów Wiertniczych Państwowego Instytutu Geologicznego*, **124**, 225–252.

Żelaźniewicz, A., Aleksandrowski, P., Buła, Z., Karnkowski, P.H., Konon, A., Oszczypko, N., Ślączka, A., Żaba, J., Żytko, K. 2011. Regionalizacja tektoniczna Polski. Komitet Nauk Geologicznych PAN, Wrocław.

Żelaźniewicz, A., Buła Z., Fanning, M., Seghedi, A., Żaba, J. 2009. More evidence on Neoproterozoic terranes in southern Poland and southern Romania. *Geological Quaterly*, **53**, 93–124.

Żelichowski, A.M. 1995. Wielkopolska region. W: A. Zdanowski, H. Żakowa (Red.), The Carboniferous system in Poland. *Prace Państwowego Instytutu Geologicznego*, **148**.

7. LISTA OBSZARÓW PERSPEKTYWICZNYCH

Lp.	Nazwa obszaru	Powierzchnia [km^2]	Prowincja naftowa	Współrzędne [1992]		
				Nr punktu	X	Y
1	Rejowiec Fabryczny	896,328	wschodniopolska	1	384 719.21	799 654.16
				2	385 544.79	813 899.18
				3	357 769.83	815 600.98
				4	355 745.40	780 547.43
				5	366 856.82	779 942.57
				6	371 470.35	779 691.43
				7	383 524.22	779 035.27
				8	383 992.00	781 307.00
				9	375 496.00	790 915.00
2	Chybie	100,697	południowopolska	1	222 153.81	493 303.33
				2	222 035.78	488 885.90
				3	218 455.96	488 980.84
				4	218 434.63	482 690.08
				5	226 659.30	482 557.17
				6	228 475.40	483 189.30
				7	229 417.61	483 167.35
				8	229 422.37	493 418.39
3	Kalwaria Zebrzydowska-Dobczyce	615,816		1	234 844.36	560 392.57
				2	230 642.81	560 453.66
				3	230 896.96	571 608.57
				4	230 992.76	574 100.13
				5	230 011.54	572 315.44
				6	228 395.66	572 458.46
				7	229 408.06	574 430.69
				8	229 434.99	575 429.65
				9	230 147.53	577 410.08
				10	230 743.62	578 393.80
				11	230 687.12	577 395.51
				12	231 067.40	576 041.64
				13	231 446.80	585 909.50
				14	231 619.15	587 161.05
				15	230 387.33	586 612.41
				16	230 574.94	585 908.57
				17	230 006.10	585 907.97
				18	219 097.84	585 896.39
				19	219 005.58	580 176.25
				20	221 144.84	580 743.36
				21	221 028.90	577 051.28
				22	218 918.27	574 085.44
				23	218 677.07	553 795.86
				24	219 634.17	553 786.28
				25	218 661.71	552 238.18
				26	218 462.26	543 731.87
				27	227 842.28	543 481.10
				28	237 088.56	543 233.92
				29	237 383.66	566 195.31
				30	236 207.60	566 125.53
4	Żegocina	480,493		1	224 429.40	619 471.74
				2	219 993.39	619 456.98
				3	219 830.52	619 456.53
				4	219 734.09	619 456.21

				5	219 733.96	619 456.22
				6	219 733.95	619 456.07
				7	219 733.92	619 454.87
				8	214 616.64	619 436.49
				9	210 523.09	619 421.78
				10	209 976.71	594 697.07
				11	209 794.17	580 172.71
				12	219 005.58	580 176.25
				13	219 097.84	585 896.39
				14	219 222.83	593 635.80
				15	222 376.00	593 612.00
				16	222 475.00	595 313.00
				17	223 236.00	595 405.00
				18	223 368.00	594 800.00
				19	224 307.00	594 218.00
				20	224 314.01	603 486.16
				21	224 429.40	619 471.74
				22	221 109.37	600 644.87
				z wyłączeniem poligonu		
				23	220 816.08	601 652.51
				24	220 862.49	603 390.93
				25	220 125.97	603 450.34
				26	219 833.40	602 978.16
				27	220 557.32	602 379.11
				28	219 798.82	601 679.44
				29	219 475.77	602 687.75
				30	220 292.07	604 055.74
				31	220 865.93	604 200.42
				32	221 457.15	604 634.48
				33	222 010.11	603 619.97
				34	221 956.85	601 621.88
				35	221 510.53	600 634.09
5	Nowa Dęba	584,168		1	296 831.15	712 681.39
				2	282 871.88	713 244.88
				3	278 512.41	703 100.24
				4	278 002.46	677 845.11
				5	294 522.05	677 289.44
				6	291 497.74	682 596.08
				7	291 459.64	685 375.92
				8	295 800.79	685 256.08
				9	296 510.27	704 411.18
6	Gorzów	1015,063	zachodniopolska	1	231703.41	578050.68
				2	298543.71	574775.4
				3	297853.03	556156.87
				4	256367.92	558082.24
7	Hel	1196,982	północnopolska	1	774 588.93	521 368.50
				2	756 267.53	520 183.94
				3	743 956.47	532 324.66
				4	744 586.66	498 099.45
				5	760 779.19	482 224.42
				6	774 536.10	467 893.14
8	Jastarnia	1146,388		1	774 588.93	521 368.50
				2	774 536.10	467 893.14
				3	784 245.44	467 962.51
				4	797 561.64	468 057.76
				5	797 604.00	500 000.00
				6	797 622.74	514 122.38
9	Kartuzy	898,424		1	709 648.50	467 438.93
				2	709 994.91	434 842.34

			3	737 770.93	435 133.01
			4	737 259.22	467 502.29
			5	720 361.13	467 514.79
10	Łeba S	1172,924	1	797 561.64	468 057.76
			2	784 245.44	467 962.51
			3	784 298.35	435 921.59
			4	821 201.40	436 324.10
			5	820 859.70	468 098.90
11	Nowa Karczma	906,099	1	709 648.50	467 438.93
			2	709 994.91	434 842.34
			3	737 770.93	435 133.01
			4	737 259.22	467 502.29
			5	720 361.13	467 514.79
12	Rozewie S	1187,822	1	848 587.35	500 000.00
			2	797 604.00	500 000.00
			3	797 561.64	468 057.76
			4	820 859.70	468 098.90
			5	820 774.10	483 986.60
			6	848 587.40	484 086.60
			7	848 562.20	494 611.90
13	Sierakowice	926,732	1	715 916.10	395 018.18
			2	736 654.49	394 914.17
			3	736 415.47	403 325.65
			4	735 907.85	421 189.09
			5	737 990.19	421 224.49
			6	737 770.93	435 133.01
			7	709 994.91	434 842.34
			8	710 216.13	420 752.34
			9	715 477.11	420 841.77
14	Władysławowo	822,213	1	793 990.87	404 079.74
			2	793 419.95	436 021.08
			3	784 298.35	435 921.59
			4	784 245.44	467 962.51
			5	776 119.74	467 904.45
			6	776 205.60	403 698.83

8. RANKING OBSZARÓW PRZETARGOWYCH (KRYTERIA I PUNKTACJA)

Miejsce w rankingu	Nazwa obszaru	Perspektywiczność obszaru perspektywiczne = +1 pkt, umiarkowanie persp. = 0 pkt, umiark./ryzykowne = -1 pkt ryzykowne = - 2 pkt	Stopień rozpoznania budowy geologicznej wynik = (długość linii sejsmicznych/powierzchnia obszaru)*(ilość otworów+1)	Aktywne systemy naftowe potwierdzone złożami jeden aktywny horyzont z udokumentowanym złożem = + 1 pkt, 2 aktywne = + 2pkt, itd.	Suma punktów
1	Żegocina	1	97.62	3	101.62
2	Rejowiec Fabryczny	0	34.39	1	35.39
3	Kalwaria Zebrzydowska-Dobczyce	1	26.45	2	29.45
4	Chybie	1	6.26	2	9.26
5	Nowa Karczma	0	7.37	1	8.37
6	Nowa Dęba	1	4.91	1	6.91
7	Kartuzy	0	4.45	1	5.45
8	Gorzów	1	0.82	2	3.82
9	Łeba S	1	0.62	1	2.62
10	Rozewie S	1	0.39	1	2.39
11	Jastarnia	1	0.33	1	2.33
11	Władysławowo	1	0.33	1	2.33
13	Hel	1	0.2	1	2.2
14	Sierakowice	0	0.6	1	1.6

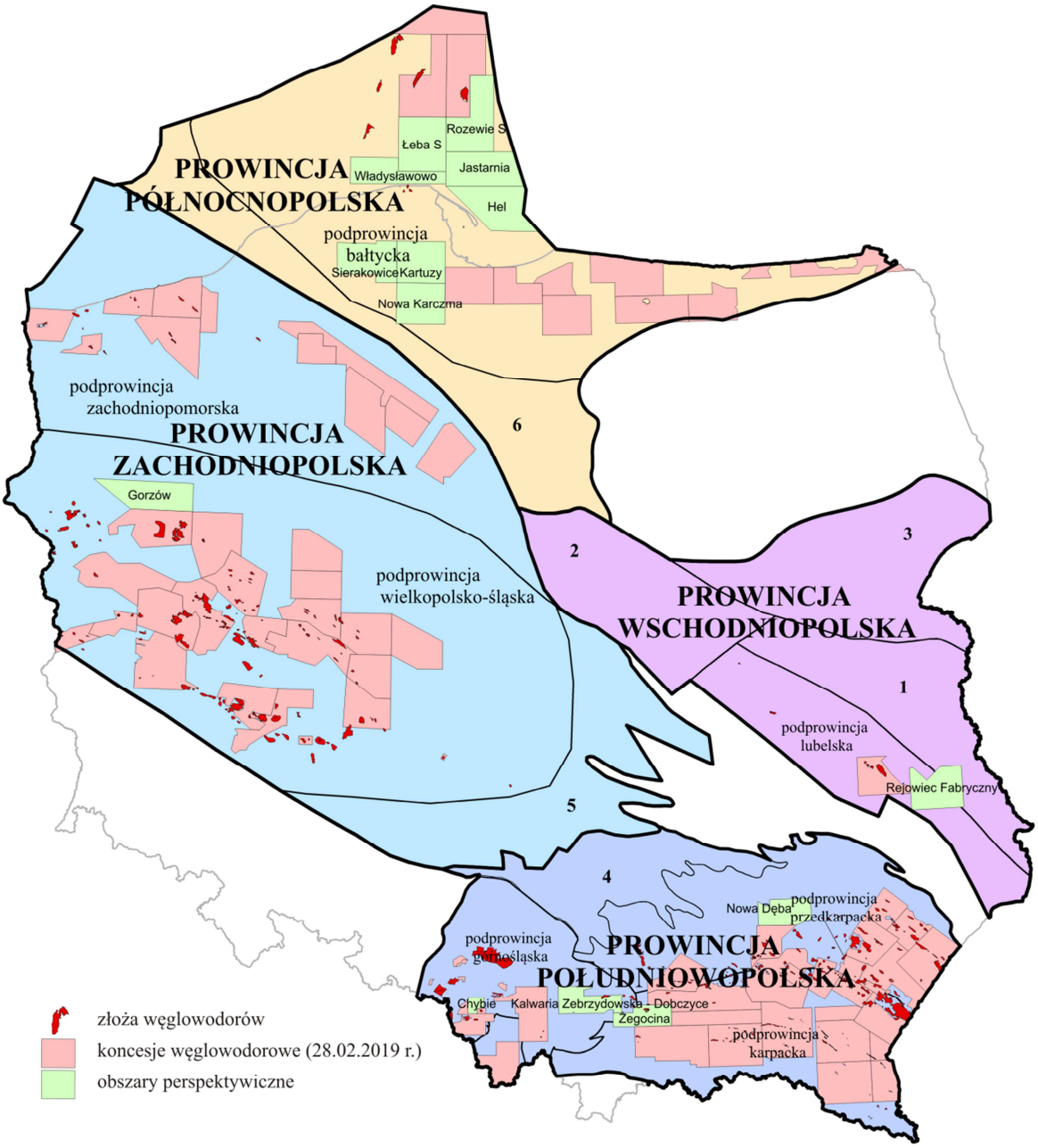

Fig. 9.1. Obszary perspektywiczne pod kątem możliwości udokumentowania nowych złóż węglowodorów na tle mapy koncesji na poszukiwanie, rozpoznawanie oraz wydobywanie złóż węglowodorów według stanu na 28.02.2019 r. wraz z regionalizacją naftową Polski. 1 – region chełmiński, 2 – region płocko-warszawski, 3 – region podlaski, 4 – region małopolski, 5 – region łódzko-wieluński, 6 – region słupsko-grudziądzki.