Państwowy Instytut Geologiczny
Państwowy Instytut Badawczy

ul. Rakowiecka 4, 00-975 Warszawa, tel. 22 45 92 000, fax 22 45 92 001, sekretariat@pgi.gov.pl
Sąd Rejonowy dla m. st. Warszawy w Warszawie, XIII Wydział Gospodarczy KRS, Nr 0000122099; NIP PL 5250008040

www.pgi.gov.pl

państwowa służba geologiczna

państwowa służba hydrogeologiczna

OCENA ZASOBÓW WYDOBYWALNYCH GAZU ZIEMNEGO I ROPY NAFTOWEJ W FORMACJACH ŁUPKOWYCH DOLNEGO PALEOZOIKU W POLSCE (BASEN BAŁTYCKO - PODLASKO – LUBELSKI)

RAPORT PIERWSZY

Warszawa, marzec 2012 r.

Państwowy Instytut Geologiczny składa podziękowania zespołowi Amerykańskiej Służby Geologicznej pod kierownictwem Donalda L. Gautier oraz Christophera J. Schenka, za pomoc w analizie danych z basenu bałtycko-podlasko-lubelskiego w Polsce oraz szkolenie w zakresie metodyki obliczeń zasobów gazu łupkowego.

Spis treści

1. Podsumowanie raportu 4

2. Wstęp 6

3. Charakterystyka geologiczna basenu 9

4. Metodyka 16

5. Założenia geologiczne do obliczeń zasobów 18

6. Zasoby wydobywalne gazu ziemnego 25

7. Zasoby wydobywalne ropy naftowej 26

8. Referencje 27

1. Podsumowanie raportu

Jest to pierwszy polski raport nt. oszacowania zasobów gazu ziemnego i ropy naftowej w formacjach łupkowych i obejmuje utwory dolnego paleozoiku wyłącznie w basenie bałtycko – podlasko - lubelskim w Polsce.

Raport jest wynikiem badań przeprowadzonych w od października 2010 roku do lutego 2012 roku przez Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy, który pełni funkcję państwowej służby geologicznej w Polsce. Badania były wykonane dzięki pomocy Amerykańskiej Służby Geologicznej (USGS - U.S. Geological Survey) w zakresie szkoleń i oceny danych analitycznych z Polski. Służba ta realizuje własny projekt dedykowany ocenie globalnych zasobów węglowodorów w złożach niekonwencjonalnych, który obejmuje również obszar Polski.

Niniejszy raport powinien być traktowany jako raport otwarcia, ponieważ opracowany został na podstawie danych archiwalnych, uzyskanych z 39 otworów rozpoznawczych wykonanych w latach 1950-1990 i omówionych we wcześniejszych publikacjach. Wraz z napływem danych i opracowaniem informacji z wierceń poszukiwawczych i rozpoznawczych za gazem z formacji łupkowych, prowadzonych od 2010 r., oszacowanie zasobów węglowodorów w złożach niekonwencjonalnych będzie weryfikowane, a kolejne raporty będą publikowane co dwa lata.

Założenia przyjęte przy szacowaniu

Raport jest próbą oszacowania technicznie wydobywalnych zasobów gazu ziemnego i ropy naftowej występujących w formacjach łupkowych /shale gas, shale oil/ na terytorium Polski na obszarze basenu bałtycko – podlasko - lubelskiego tj. na linii od morskich obszarów na północ od Słupska i Wejherowa do okolic Hrubieszowa i Tomaszowa Lubelskiego.

Raport nie obejmuje zasobów węglowodorów ze złóż konwencjonalnych, ani zasobów węglowodorów ze złóż w innych formacjach geologicznych (np. tzw. gazu zamkniętego /ang. tight gas/, czy gazu z pokładów węgla /ang. CBM – Coal Bed Methane/). Raport nie obejmuje pozostałych, perspektywicznych rejonów Polski. np. Dolnego Śląska czy Wielkopolski.

Do oceny wielkości zasobów wydobywalnych węglowodorów pod uwagę bierze się szereg czynników obejmujących szeroki zakres danych geologicznych, geochemicznych, geofizycznych i geomechanicznych. Na obszarze analizowanego basenu szereg danych jest jeszcze niedostępnych. Dotyczy to tak istotnych danych jak porowatość i przepuszczalność skał łupkowych, skład chemiczny gazu, ciśnienie złożowe i początkowe wydatki gazu z otworu. Stąd ocena zasobów oparta została na założeniach i analogiach do innych obszarów, co wpływa na dokładność wyników. W celu oszacowania potencjalnych zasobów, jako analogów dla danych archiwalnych polskich użyto danych z basenów w USA o znanej charakterystyce złóż.

Zasoby wydobywalne określono w Raporcie poprzez przyjęcie dla całego basenu określonego współczynnika Szacunkowego Całkowitego Wydobycia (SCW) /ang. EUR – Estimated Ultimate Recovery/) gazu ziemnego z poszczególnego otworu za cały okres jego eksploatacji, z określonej średniej powierzchni strefy eksploatowanej danym otworem. Podstawowym kryterium, określającym dla danego otworu możliwość zakwalifikowania go w obliczeniach do strefy złożowej, jest obecność formacji łupków o miąższości (grubości jednolitej warstwy) co najmniej 15 m i zawierającej 2 % całkowitego węgla organicznego (ang. Total Organic Carbon - TOC) wagowo.

Kluczowe parametry kryteriów niezbędnych do obliczeń zasobów przyjęto w kilku alternatywnych wariantach. Skutkuje to określeniem w Raporcie wyników potencjalnych zasobów jako najbardziej prawdopodobnych przedziałów wielkości takich zasobów, a nie ich pojedynczej wielkości.

Potencjalny błąd oszacowania będzie minimalizowany w miarę napływu opracowanych informacji geologicznych po wykonaniu kolejnych odwiertów rozpoznawczych, które prowadzą firmy posiadające koncesje poszukiwawczo-rozpoznawcze na całym obszarze występowania.

Wyniki oszacowania i ich interpretacja

GAZ ZIEMNY

Oszacowane w wyniku badań łączne zasoby wydobywalne gazu ziemnego z formacji łupkowych dla polskiej lądowej i szelfowej (morskiej) części basenu bałtycko - podlasko - lubelskiego mogą wynosić maksymalnie:

1920 miliardów m^3 (tj. 1,92 biliona m^3)

Biorąc pod uwagę parametry oszacowania, zasoby te mieszczą się z największym prawdopodobieństwem w przedziale:

346 - 768 miliardów m^3

Są to więc **zasoby od 2,5 do 5,5 krotnie większe od udokumentowanych do tej pory zasobów** ze złóż konwencjonalnych (ok. 145 mld m^3).

Przy obecnym rocznym popycie na gaz ziemny w Polsce (ok. 14,5 mld m^3), wliczając wcześniej oszacowane zasoby wydobywalne gazu ziemnego ze złóż konwencjonalnych, łączne zasoby:

- **wystarczają na 35 - 65 lat pełnego zapotrzebowania polskiego rynku na gaz ziemny**, lub
- **odpowiadają 120 – 200 - letniej produkcji gazu ziemnego w Polsce na dotychczasowym poziomie bez zmiany poziomu i proporcji podaży z importu i z wydobycia krajowego**

ROPA NAFTOWA

Oszacowane w wyniku badań łączne zasoby wydobywalne ropy naftowej z formacji łupkowych dla polskiej lądowej i szelfowej (morskiej) części basenu bałtycko - podlasko - lubelskiego mogą wynosić maksymalnie:

535 milionów ton

Biorąc pod uwagę parametry oszacowania, zasoby te mieszczą się z największym prawdopodobieństwem w przedziale:

215 – 268 milionów ton

Są to więc **zasoby od 8,5 do 10,5 krotnie większe od udokumentowanych do tej pory zasobów** ze złóż konwencjonalnych (ok. 26 mln ton).

Przy obecnym rocznym popycie na ropę naftową w Polsce (24 mln ton), wliczając wcześniej oszacowane zasoby wydobywalne ropy naftowej ze złóż konwencjonalnych, łączne zasoby:

- **wystarczają na 10 - 12 lat pełnego zapotrzebowania polskich rafinerii na ropę naftową**, lub
- **odpowiadają 360 - 440 - letniej produkcji ropy naftowej w Polsce na dotychczasowym poziomie bez zmiany poziomu i proporcji podaży z importu i z wydobycia krajowego.**

2. Wstęp

W pierwszej dekadzie XXI wieku USA, a w mniejszym stopniu również Kanada, doświadczyły „rewolucji energetycznej”, związanej z wydobyciem gazu ziemnego, a ostatnio również ropy naftowej, ze złóż występujących w formacjach łupkowych.

Bardzo szybki wzrost wydobycia węglowodorów z tego typu złóż silnie wpływa na strukturę cen i bezpieczeństwo energetyczne Ameryki Północnej, jak również stanowi znaczący impuls dla ożywienia gospodarczego. Technologiczny i ekonomiczny sukces tego sektora amerykańskiego przemysłu wydobywczego inspiruje do prób powtórzenia tego sukcesu na innych kontynentach, w tym w Europie.

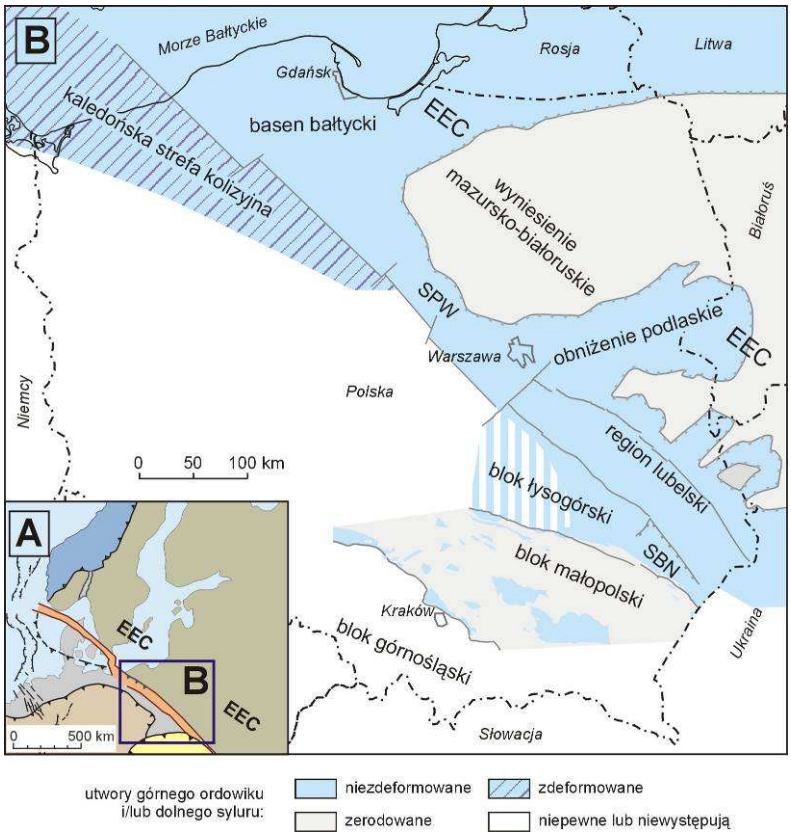

Figura 1.

Położenie dolnopaleozoicznego basenu bałtycko-podlasko-lubelskiego na zachodnim skłonie kratonu wschodnioeuropejskiego w Polsce. Według: Poprawa P., 2010b. EEC – kraton wschodnioeuropejski. SPW – strefa Płock-Warszawa. SBN – strefa Biłgoraj-Narol.

W ostatnich latach obszarem najbardziej intensywnych poszukiwań złóż niekonwencjonalnych gazu ziemnego na świecie, jeśli nie liczyć USA i Kanady, stał się dolnopaleozoiczny basen bałtycko-podlasko-lubelski w Polsce (lokalizacja: Fig. 1; pozycja stratygraficzna: Fig. 2). Basen ten były wcześniej obiektem poszukiwań konwencjonalnych złóż węglowodorów, odkrytych i eksploatowanych jednak jedynie w północnej części basenu bałtyckiego (Górecki i in., 1992; Karnkowski, 1993; Kanev i in., 1994; Stolarczyk i in., 1997, 2004; Domżalski i in., 2004). Koncepcja występowania w tych formacjach złóż gazu ziemnego (Poprawa, 2006) weryfikowana była początkowo w oparciu o publiczne dane geologiczne, zgromadzone przez dziesięciolecia badań prowadzonych dla innych celów. W ostatnich latach wstępnie udokumentowano ponadto możliwość występowania w tym basenie złóż ropy

naftowej w formacjach łupkowych (Poprawa, 2010a). Począwszy od połowy 2010 roku prowadzone są wiercenia poszukiwawcze które doprowadzą do praktycznej weryfikacji koncepcji poszukiwawczych.

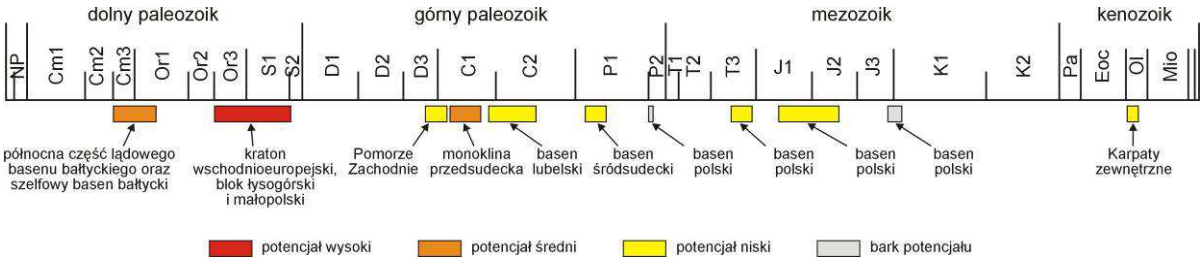

Figura 2.

Pozycja stratygraficzna i obszary występowania najważniejszych formacji iłowcowo-mułowcowych o podwyższonej zawartości substancji organicznej w Polsce. Wg: Poprawa P., 2010c.

Od początku prowadzenia w Polsce prac poszukiwawczych i rozpoznawczych jednym z najistotniejszych zagadnień pozostawało określenie zasobów niekonwencjonalnych złóż węglowodorów w omawianym basenie.

W ostatnich latach podjęto kilka prób określenia zasobów gazu ziemnego, skutkujących bardzo szerokim spektrum uzyskanych wyników. W 2009 roku firma Wood Mackenzie określiła je na 1400 mld m^3, a Advanced Research Institute na 3000 mld m^3, natomiast w 2010 roku firma Rystad Energy oszacowała je na 1000 mld m^3. Znacznie wyższe zasoby wydobywane gazu ziemnego, wynoszące 5300 mld m^3 podano w 2011 roku w globalnym raporcie U.S. Energy Information Agency, wykonanym przez Advanced Research Institute na zamówienie US EIA. W 2011 roku raport wykonany dla Lane Energy Poland (grupa 3 Legs Resources) określił zasoby wydobywane gazu ziemnego dla 6 bloków koncesyjnych tej firmy w basenie bałtyckim na 1000 mld m^3. Wszystkie te dotychczasowe próby oszacowania zasobów gazu ziemnego, niezależnie od wzajemnej niespójności, były znacznie wyższe dotychczasowych szacunków zasobów wydobywanych gazu w złożach gazu konwencjonalnych w Polsce. Nie wykonywano natomiast dotychczas żadnych prób oceny możliwych zasobów ropy łupkowej w Polsce.

W 2010 Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy (PIG) pełniący funkcję państwowej służby geologicznej w Polsce, nawiązał współpracę z Amerykańską Służbą Geologiczną (U.S. Geological Survey - USGS), zmierzającą do oszacowania zasobów węglowodorów w łupkach dolnego paleozoiku w Polsce przy użyciu metodyki stosowanej przez USGS.

Będący efektem tego badania, niniejszy raport PIG określa model geologiczny i oszacowanie zasobów węglowodorów w omawianym basenie w oparciu jedynie o dane archiwalne, opracowane i publikowane, powstałe przed rozpoczęciem wierceń poszukiwawczych w 2010 r. Wraz z postępem wierceń rozpoznawczych i napływem nowych danych, ocena zasobów będzie przez PIG okresowo co dwa lata weryfikowana.

Udział USGS w szacowaniu był realizowany jako część wewnętrznego projektu USGS, dotyczącego globalnej oceny zasobów niekonwencjonalnych złóż węglowodorów, który będzie raportowany w ramach oddzielnej procedury. Współpraca PIG – USGS realizowana była w trakcie kilku warsztatów roboczych.

Odbywały się one w siedzibie PIG w Warszawie (październik 2010, wrzesień 2011) oraz siedzibie USGS w Denver (kwiecień 2011, wrzesień 2011, luty 2012). Współpraca była finansowana ze środków własnych obydwu służb geologicznych.

Należy podkreślić, że przeprowadzone dotąd analizy nie wykraczały poza obszar dolnopaleozoicznego basenu bałtycko-podlasko-lubelskiego. Niemniej jednak na terytorium Polski znajduje się szereg innych formacji, potencjalnie zawierających niekonwencjonalne akumulacje gazu ziemnego lub ropy naftowej, które również mogą się stać przedmiotem oceny zasobów.

W regionie wielkopolskim występują akumulacje gazu ziemnego zamkniętego (*tight gas*) w piaskowcach czerwonego spągowca (Buniak i in., 2008; Poprawa i Kiersnowski, 2008, 2010; Kiersnowski i in., 2010). W strefie tej wykonano już kilka pierwszych otworów poszukiwawczych, uzyskując zachęcające wyniki.

W północnej i wschodniej części dolnego śląska (strefa monokliny przedsudeckiej oraz strefa morawsko-śląska) w utworach dolnego karbonu występować mogą złoża gazu ziemnego w hybrydowym systemie cechującym się współwystępowaniem gazu łupkowego i gazu zamkniętego (Fig. 2; Poprawa, 2006; 2010c; Poprawa i Kiersnowski, 2008, 2010). W tej strefie odwiercono w minionym roku jeden otwór poszukiwawczy. Istnieją również przesłanki na rzecz możliwego występowania złóż gazu zamkniętego w obszarze górnośląskim.

W łupkach menilitowych Karpat zewnętrznych (Fig. 2) prawdopodobne jest występowanie akumulacji ropy naftowej, a w mniejszym stopniu gazu ziemnego. W tym samym obszarze występować mogą również złoża gazu zamkniętego.

Przedmiotem analiz pod kątem możliwości występowania niekonwencjonalnych akumulacji ropy naftowej i/lub gazu ziemnego są również łupki dolnej i środkowej jury w basenie polskim oraz łupki dolnego permu w basenie śródsudeckim.

Osobnym zagadaniem pozostają złożą gazu ziemnego w pokładach węgla kamiennego, głównie w zagłębiu górnośląskim oraz basenie lubelskim (Kotas, 1994; Kotarba, 2001; Kędzior i in., 2007).

Powyższe dodatkowe cele badawcze skupiają obecnie mniejszą uwagę niż potencjalne złoża gazu ziemnego w basenie bałtycko-podlasko-lubelskim. Ich rozpoznanie sprzyjać może dywersyfikacji celów poszukiwawczych, a ewentualnie również źródeł wydobycia gazu w Polsce.

3. Charakterystyka geologiczna basenu

Łupki wzbogacone w substancję organiczną, posiadające potencjał dla występowania w nich akumulacji gazu ziemnego lub ropy naftowej, są charakterystycznym elementem profilu osadów dolnopaleozoicznych w basenie bałtycko-podlasko-lubelskim (Fig. 1). Zawierają one substancje organiczną o II typie kerogenu (Kanev i in., 1994; Klimuszko, 2002; Poprawa, 2010b; Więcław i in., 2010). Rozwój tego typu sedymentacji był wynikiem wpływu kilku czynników, z których najistotniejsze były subsydencja basenu, względne zmiany poziomu morza, batymetria zbiornika, jego produktywność organiczna, tempo dostawy materiału detrytycznego, warunki geochemiczne w strefie przydennej, głównie natlenienie, i związana z nimi aktywność organizmów mułożernych, obecność barier w topografii dna zbiornika, sprzyjających powstawaniu izolowanych stref o warunkach anoksycznych, konfiguracja prądów morskich czy warunki klimatyczne.

Jednym z najistotniejszych czynników, decydujących o wykształceniu łupków potencjalnie gazo- lub roponośnych, były procesy tektoniczne, kontrolujące rozwój basenu. W późnym ordowiku i sylurze basen bałtycko-podlasko-lubelski stanowił zapadlisko przedgórskie kaledońskiego systemu kolizyjnego (Poprawa i in., 1999). Na wstępnym etapie jego rozwoju uginanie płyty przy niskiej dostawie materiału detrytycznego prowadziło do powstania przestrzeni akomodacyjnej oraz rozwoju warunków beztlenowych w strefie przydennej, co sprzyjało osadzaniu się łupków bogatych w substancję organiczną. W późniejszym etapie ewolucji basenu, głównie w późnym sylurze, wzrastająca dostawa materiału detrytycznego ze strefy kolizji uniemożliwiła kontynuację tego typu sedymentacji.

Najstarsze, położone najniżej w profilu, to bitumiczne łupki górnego kambru /lub tremadoku (Fig. 2, 3), występujące wyłącznie w północnej części lądowego sektora basenu bałtyckiego oraz jego szelfowej części (Szymański, 2008). Stanowią one skałę macierzystą dla konwencjonalnych złóż węglowodorów w utworach kambru środkowego (Górecki i in., 1992; Karnkowski, 1993; Schleicher i in., 1998; Kowalski i in., 2010). Ich miąższość jest jednak stosunkowo niewielka, zwłaszcza w sektorze lądowym, gdzie wynosi ona maksymalnie kilka do kilkunastu metrów, podczas gdy w polskim sektorze morskim basenu bałtyckiego maksymalnie sięga ona 34 m (Szymański, 2008; Więcław i in., 2010). Łupki te charakteryzują się wysoką zawartością substancji organicznej, w poszczególnych otworach średnio wynoszącą 3–12 % TOC (Więcław i in., 2010).

Wyżej w profilu kolejną formację osadów wzbogaconych w substancję organiczną stanowią łupki górnego ordowiku, głównie karadoku (Fig. 2), występujące w centralnej i zachodniej części basenu bałtyckiego oraz w zachodniej części obniżenia podlaskiego. W północno-zachodniej części systemu omawianych basenów, tj. na wyniesieniu Łeby, początek sedymentacji ciemnych, bogatych w substancje organiczną łupków miał miejsce już w późnym lanwirnie. Depozycja tego typu osadów rozszerzała się diachronicznie ku wschodowi i południowemu-wschodowi, stopniowo zastępując obocznie osady wapienne i margliste (Modliński i Szymański, 1997; Poprawa, 2010b). Wraz z eustatycznym obniżaniem się poziomu morza w aszgilu zasięg sedymentacji węglanowej rozszerzył się ku zachodowi i północnemu-zachodowi, obejmując nieomal cały obszar omawianych basenów, za wyjątkiem obniżenia Łeby, gdzie nadal kontynuowała się sedymentacja wzbogaconych w substancje organiczną iłowców.

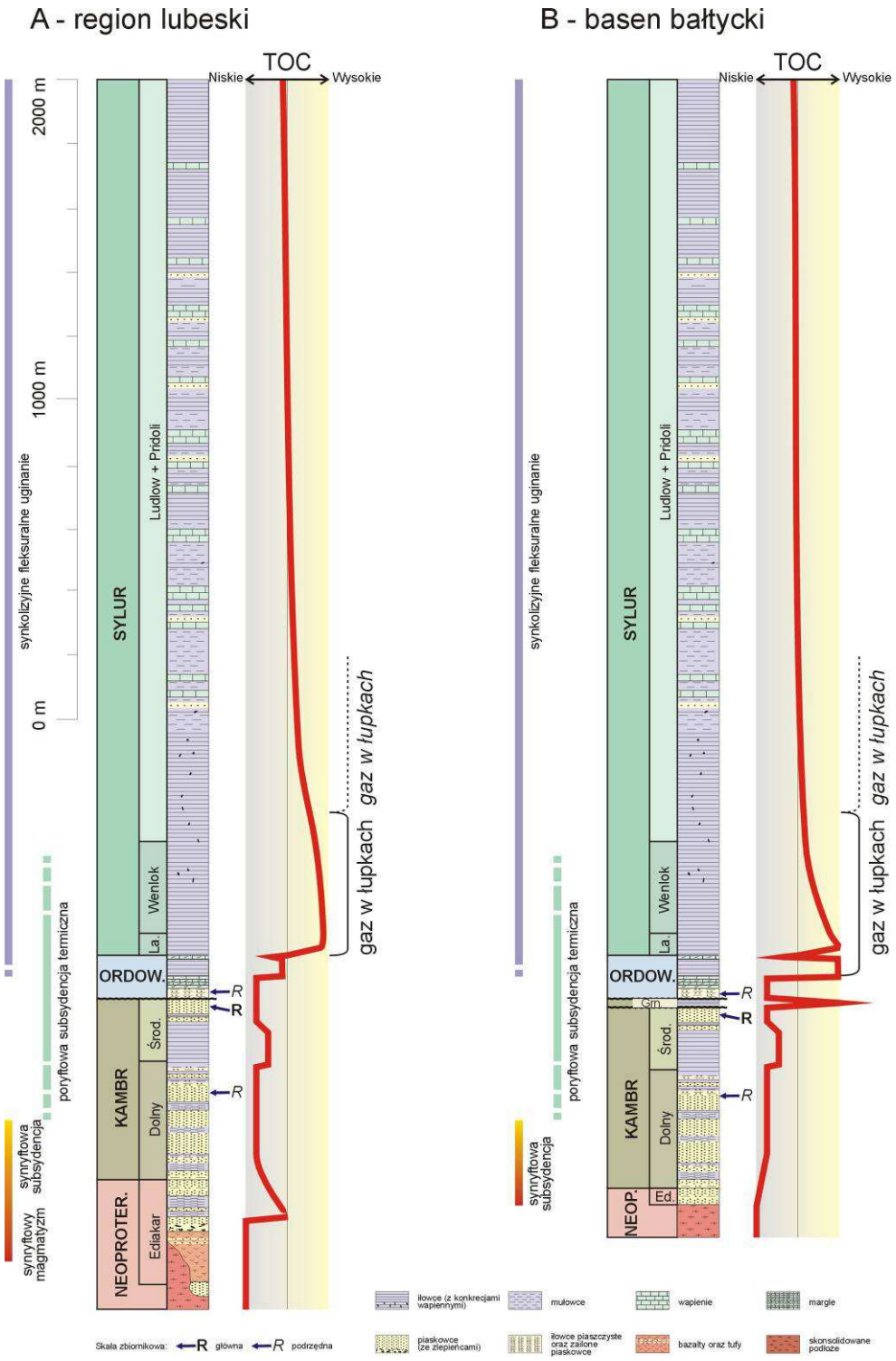

Figura 3.
Uproszczony profil litostratygraficzny dolnego paleozoiku w (A) regionie lubelskim oraz (B) basenie bałtyckim wraz z pozycją łupków wzbogaconych w substancję organiczną i potencjalnie zawierających gaz ziemny i/lub ropę naftową w łupkach. Według: Poprawa P., 2010b.

Miąższość łupków górnego ordowiku wzrasta ze wschodu na zachód i północny-zachód odpowiednio: w basenie bałtyckim od 3,5 m do 37 m w sektorze lądowym oraz od 26,5 m do 70 m na szelfie bałtyckim (Modliński i Szymański, 1997), zaś w rejonie obniżenia podlaskiego i niecki płocko-warszawskiej od 1,5 m do 52 m (Modliński i Szymański, 2008).

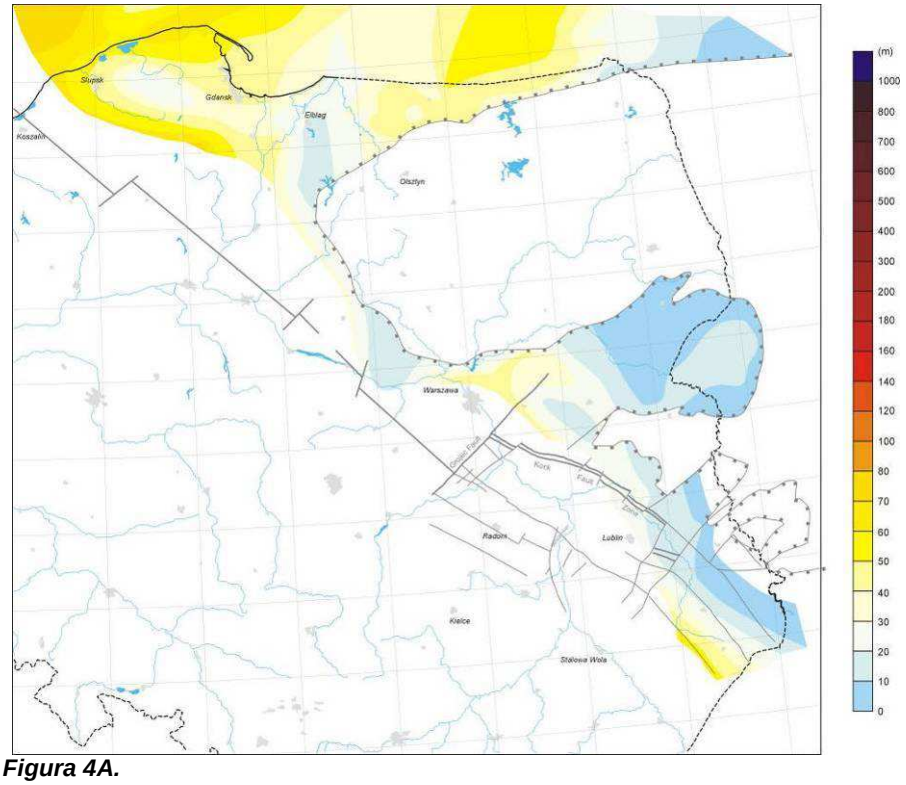

Figura 4A.

Miąższość utworów landoweru (dolny sylur) w basenie bałtycko-podlasko-lubelskim.

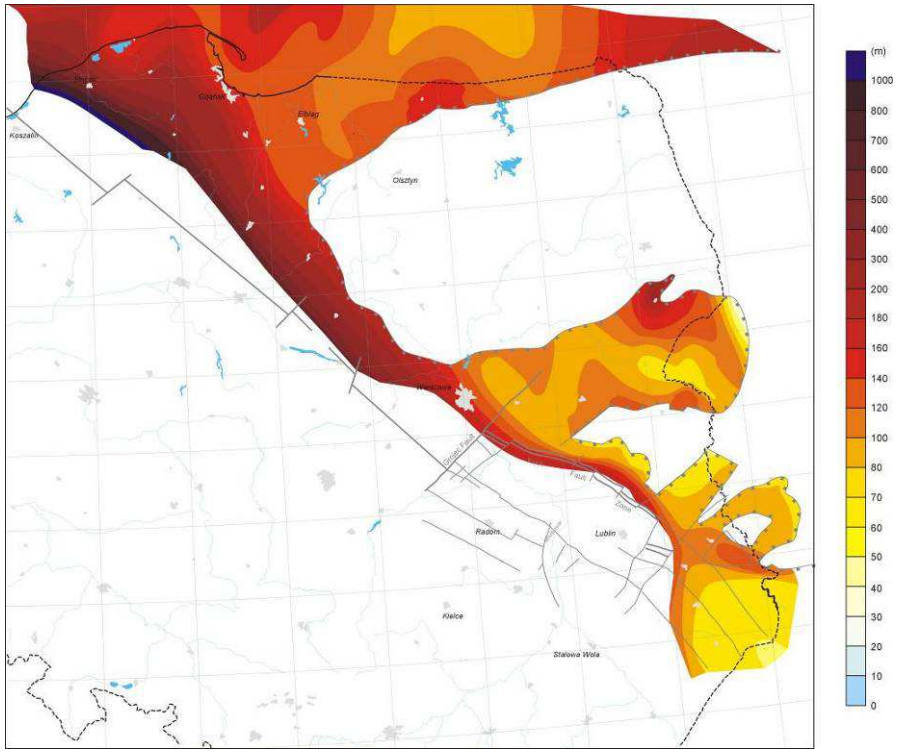

Figura 4B.

Miąższość utworów wenloku (dolny sylur) w basenie bałtycko-podlasko-lubelskim.

W centralnej części basenu bałtyckiego średnia zawartość TOC tych łupków wynosi zazwyczaj 1 % do 3 % (Poprawa, 2010a; Kowalski i in., 2010). W zachodniej i centralnej części obniżenia podlaskiego średnia zawartość TOC utworów karadoku wynosi około 1 % do 1,25 %, natomiast w podłożu niecki płocko-warszawskiej 2,1 do 3,76 % TOC.

W regionie lubelskim zawartości te wynoszą poniżej 1 % TOC. Średnia zawartość substancji organicznej w utworach aszgilu wynosi zazwyczaj poniżej 0,5 % TOC, za wyjątkiem wyniesienia Łeby gdzie sięga maksymalnie około 4,5 % TOC.

W wyniku eustatycznego podnoszenia się poziomu morza z początkiem syluru nastąpiło szerokie rozprzestrzenienie depozycji osadów mułowcowo-ilastych, wzbogaconych w substancję organiczną. Iłowce i mułowce landoweru występują w całym omawianym obszarze, za wyjątkiem południowo-wschodniej części regionu lubelskiego. Ich niższa część to iłowce bitumiczne o wysokiej zawartości TOC. We wschodniej części basenu bałtyckiego w dolnym landwerze iłowce te zastępowane są lokalnie przez wapienie gruzłowe (Jaworowski i Modliński, 1968). Sedymentacja drobnoklastyczna kontynuowana była w wenloku, ludlowie i pridolu, jednak z czasem wzrastał udział osadów mułowcowych, a w zachodniej części omawianych basenów nawet piaszczystych, oraz marglistych.

Miąższość utworów landoweru wynosi zazwyczaj 20-70 m (Fig. 4A), ogólnie wzrastając ze wschodu na zachód (Modliński i in., 2006). Ich niższa część na znacznych obszarach cechuje się wysokimi zawartościami TOC (Klimuszko, 2002). Najwyższe pomierzone wartości w obniżeniu podlaskim sięgają 20 % TOC, zaś średnia zawartość TOC łupków landoweru najczęściej zawiera się w zakresie 1 % do 3 % (Poprawa, 2010b). Miąższość utworów wenloku jest obocznie zmienna od poniżej 100 m we wschodniej części obniżenia podlaskiego i regionu lubelskiego do ponad 1000 m w zachodniej części basenu bałtyckiego (Fig. 4B). Średnie zawartości TOC w zakresie 1 % do 2 % charakteryzują utwory wenloku we wschodniej części basenu bałtyckiego, w części obniżenia podlaskiego oraz w regionie lubelskim. W pozostałych obszarach zawartości te wynoszą poniżej 1 %.

Głębokość zalegania łupków górnego ordowiku i dolnego syluru ogólnie wzrasta ze wschodu ku zachodowi (Fig. 5). W basenie bałtyckim współczesna głębokość zalegania tych formacji zmienia się na terytorium Polski od około 1000 m w jego wschodniej części, do ponad 4500 m w części zachodniej. W obniżeniu podlaskim głębokość ta zmienia się od około 500 m na wschodzie do około 4000 m w rejonie Warszawy. Natomiast w regionie lubelskim głębokość zalegania łupków dolnego paleozoiku dodatkowo komplikuje system uskoków o niekiedy dużych zrzutach, ograniczających poszczególne bloki tektoniczne, a także duża zmienność miąższość utworów młodszego nadkładu. W strefach gdzie utwory dolnego paleozoiku są udokumentowane wiertniczo, głębokość zalegania omawianych łupków zmienia się zazwyczaj w zakresie od około 1000 m we wschodniej części obszaru do około 3000-3500 m w pobliżu strefy Kocka. Najgłębsze ich zaleganie w tym regionie jest udokumentowane w otworze wiertniczym Łopiennik IG 1, gdzie spąg landoweru znajduje się na głębokości około 4330 m. W strefie rowu lubelskiego omawiane formacje znajdują się na głębokościach zbyt dużych dla prowadzenia ekonomicznie uzasadnionych poszukiwań akumulacji gazu ziemnego w łupkach. Dalej na zachód w strefie Biłgoraj-Narol następuje zmniejszenie głębokości ich zalegania, nawet do poniżej 1000 m.

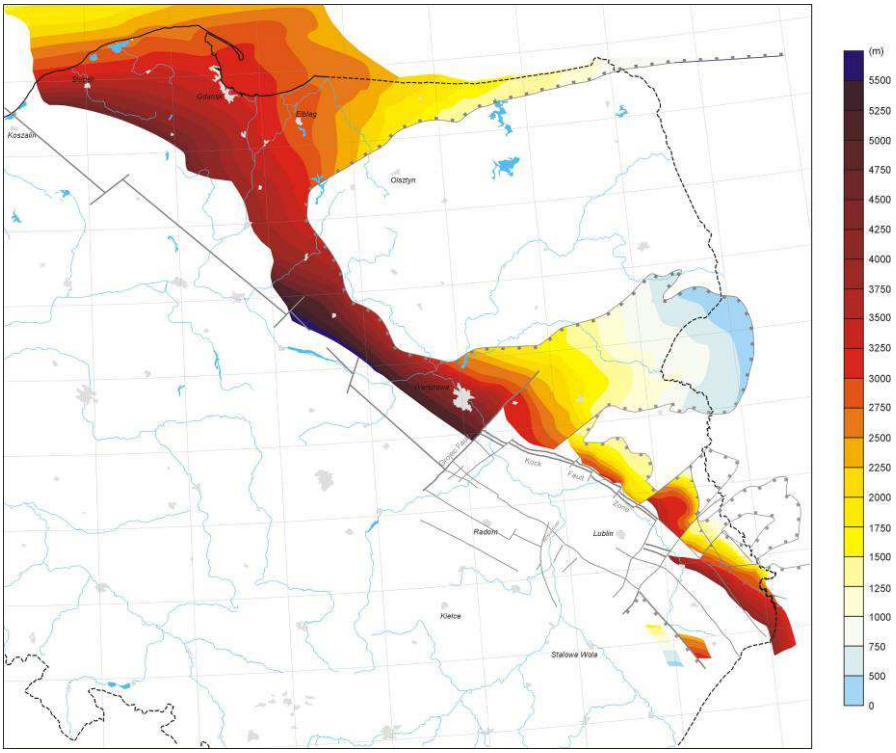

Figura 5.

Głębokość zalegania spągu utworów landoweru (dolny sylur). Według: Poprawa P., 2010b.

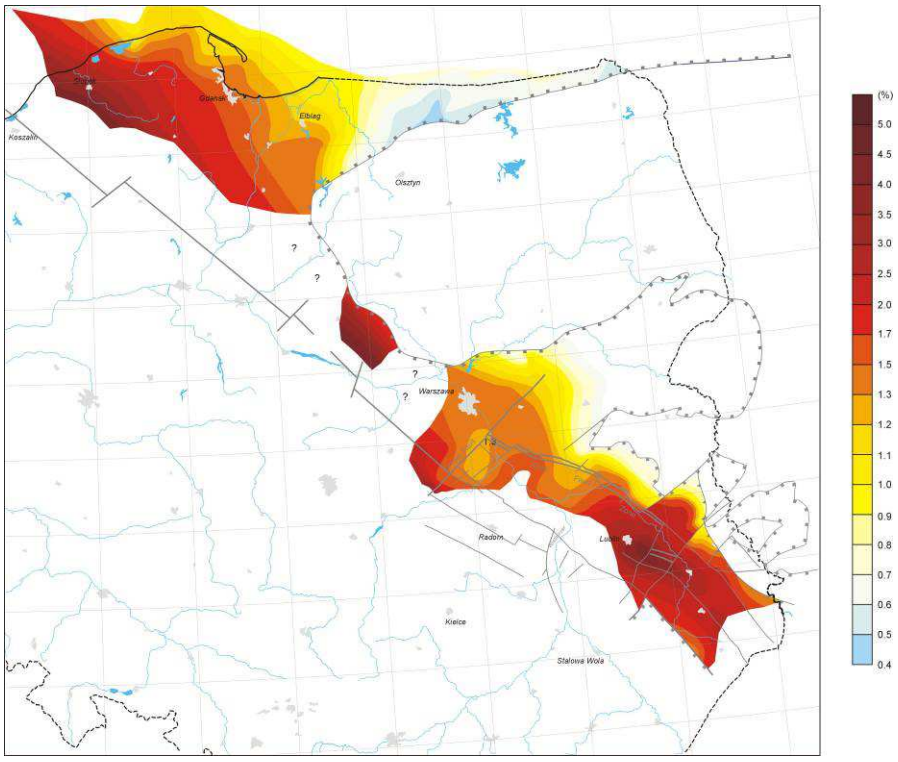

Figura 6.

Dojrzałość termiczna (refleksyjność witrynitu %Ro) utworów landoweru (dolny sylur). Według: Poprawa P., 2010b.

Określenie dojrzałości termicznej łupków górnego ordowiku i dolnego syluru jest utrudnione z uwagi na brak witrynitu w utworach dolnego paleozoiku, w związku z czym pomiary wykonywano na zooklastach, alginitach czy bituminach (Grotek, 2006). Odtworzona dojrzałość termiczna łupków dolnego paleozoiku w basenie bałtycko--podlasko-lubelskim, podobnie jak ich głębokość zalegania, ogólnie wrasta ze wschodu i północnego-wschodu ku zachodowi i południowemu-zachodowi (Fig. 6) (Nehring-Lefeld i in., 1997 Swadowska i Sikorska, 1998; Grotek, 2006).

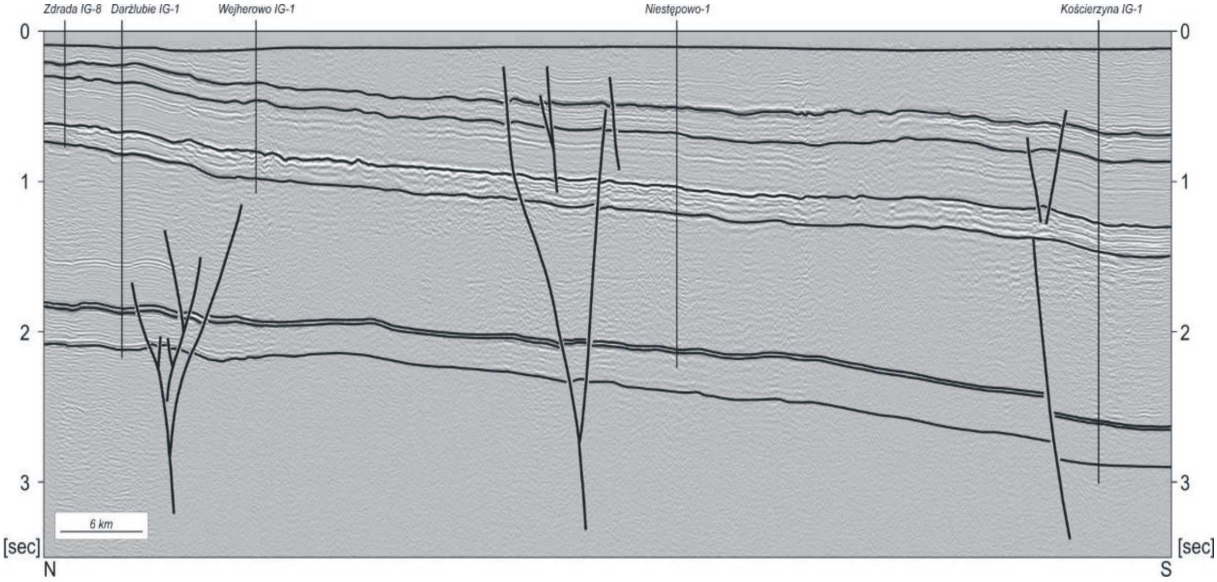

Figura 7A.

Przekrój sejsmiczny, ilustrujący styl tektoniczny budowy geologicznej basenu bałtyckiego. Według: Krzywiec P., 2011.

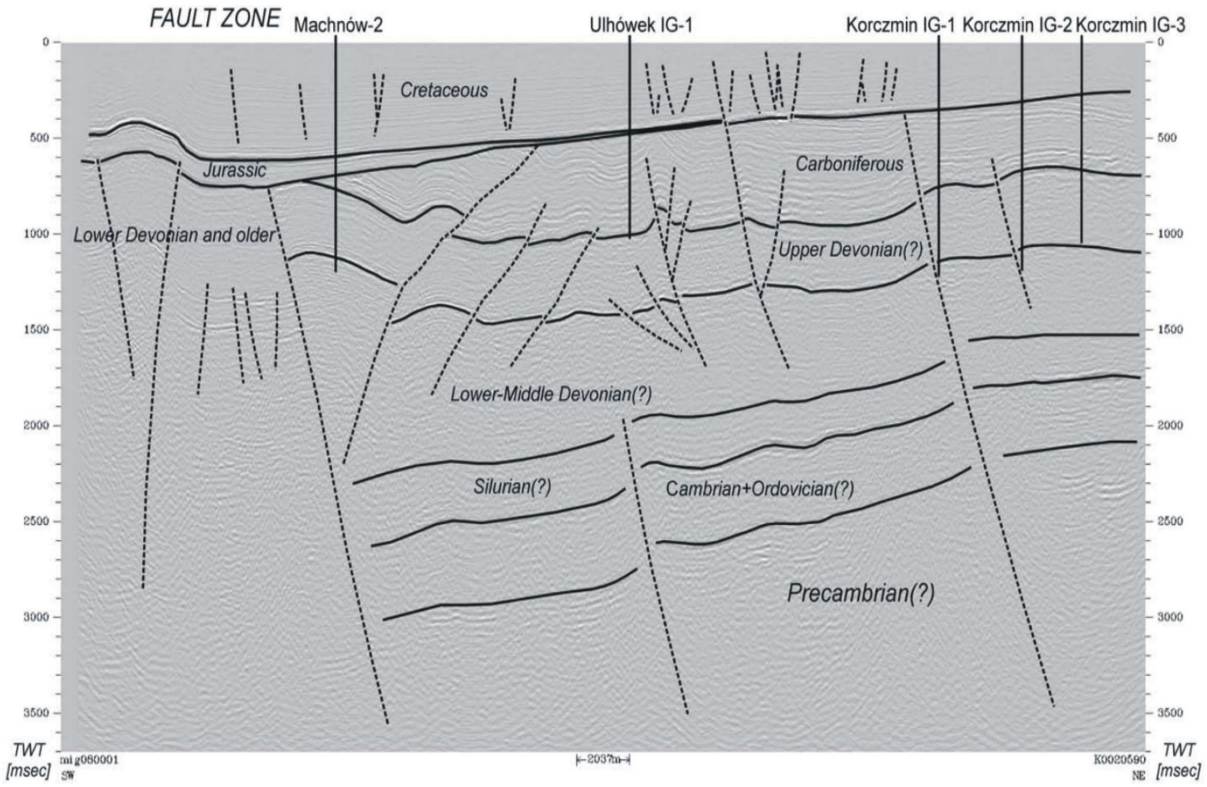

Figura 7B.

Przekrój sejsmiczny, ilustrujący styl tektoniczny budowy geologicznej regionu lubelskiego. Według: Krzywiec P., 2009.

W kierunku tym górnoordowickie i dolnosylurskie skały macierzyste zmieniają swoją dojrzałość od zakresu skał niedojrzałych lub słabo dojrzałych dla generowania węglowodorów, przez okno ropy naftowej, następnie okno gazu mokrego, do okna gazu suchego bądź zakresu utworów przejrzałych w pobliżu krawędzi kratonu wschodnioeuropejskiego. W strefie Biłgoraj-Narol, pomimo niskiej głębokości zalegania utworów dolnego paleozoiku, ich dojrzałość termiczna jest stosunkowo wysoka.

Dolnopaleozoiczne baseny sedymentacyjne na zachodnim skłonie kratonu wschodnioeuropejskiego cechuje stosunkowo mało złożona budowa tektoniczna, sprzyjająca możliwościom poszukiwania i eksploatacji gazu z łupków. W przypadku basenu bałtyckiego i obniżenia podlaskiego jej nadrzędną cechą jest regionalne fleksuralne ugięcie ku zachodowi i południowemu-zachodowi (Fig. 7A).

Nieco bardziej złożona jest budowa tektoniczna regionu lubelskiego, gdzie układ strukturalny utworów dolnopaleozoicznych komplikowany jest przez tektonikę blokową (Fig. 7B), rozwijającą się od końca famenu do wczesnego wizenu. Wykształcił się wówczas system bloków tektonicznych, ograniczonych strefami uskokowymi, ulegających zróżnicowanemu wypiętrzaniu i erozji (Żelichowski & Kozłowski, 1983; Krzywiec, 2011). Niemniej jednak w obrębie poszczególnych bloków stopień deformacji tektonicznych oraz zaangażowania uskokami jest umiarkowany.

4. Metodyka

W analizie charakterystyki złożowej oraz ocenie zasobów złóż węglowodorów łupkowego konieczny jest szeroki zakres danych geologicznych, geochemicznych, geofizycznych, czy geomechanicznych (Fig. 8). W obszarach w których nie prowadzono wierceń poszukiwawczych za gazem ziemnym i ropą naftową w łupkach szereg danych, kluczowych dla rozumienia potencjału i zasobów złóż jest zazwyczaj niedostępnych. Dotyczy to tak istotnych danych, jak porowatość i przepuszczalność łupków, skład chemiczny gazu, ciśnienie złożowe, początkowe wydatki gazu (IP) oraz jego łączne wydobycie z otworu (SCW), skład mineralogiczny, w tym zawartość i skład minerałów ilastych, czy zawartość krzemionki węglanów, właściwości geomechaniczne, itp. (Fig. 8). Powoduje to, że oceny potencjalnych zasobów złóż są obarczone dużym zakresem możliwego błędu analitycznego. Z takimi ograniczeniami wykonywano obliczenia zasobów tu prezentowane.

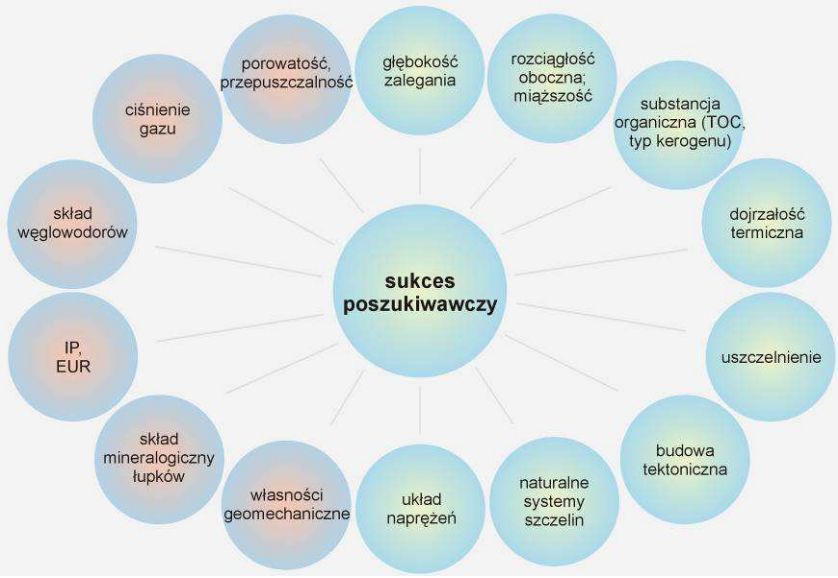

Figura 8.
Typowy zestaw danych geologicznych wymaganych w analizie potencjału oraz zasobów gazu ziemnego i/lub ropy naftowej w złożach łupkowych. Kolor niebieski – dane dostępne w domenie publicznej w Polsce. Kolor fioletowy – dane w polskich warunkach w większości obecnie niedostępne.

Brak części kluczowych danych nie uniemożliwia jednak wstępnej oceny zasobów. Wymaga to jednak używania amerykańskich basenów jako analogów dla określenia charakterystyki analizowanego basenu. Dotychczas oceny zasobów dla dolnopaleozoicznego basenu w Polsce w większości prowadzono metodą wolumetryczną. Przyjmowane jest w niej określona powierzchnia złoża i jego miąższość, a także parametry charakterystyki złożowej, takie jak porowatość, przepuszczalność, nasycenie gazem, itp. Zasoby wydobywalne gazu są określane poprzez przyjęcie określonego współczynnika wydobywalności ze złoża, który w przypadku złóż łupkowych wynosi około 10-25 % zasobów geologicznych.

W prowadzonych dla potrzeb niniejszego raportu analizach stosowano odmienne podejście metodyczne. Zasoby wydobywalne określano poprzez przyjęcie dla całego basenu określonego średniego współczynnika Szacowanego Całkowitego Wydobycia (SCW) gazu ziemnego z pojedynczego otworu w całej historii jego eksploatacji (ang. *Estimated Ultimate Recovery* – EUR) i określonej średniej

powierzchni strefy eksploatowanej jednym otworem, bazując na dobrze udokumentowanych analogach w USA (Fig. 9). Charakterystykę tą odnoszono następnie do określonej powierzchni złoża, tj. strefy basenu w której łupki wykazują charakterystykę geologiczną. Podstawowym kryterium określającym dla danego otworu możliwość zakwalifikowania go w dalszych obliczeniach do strefy złożowej jest obecność formacji łupków o zawartości co najmniej 2 % całkowitego węgla organicznego wagowo o miąższości co najmniej 15 m. Przyjęty do obliczeń zasobów obszar ograniczano ponadto kryteriami dojrzałości termicznej (Fig. 6). Jako maksymalną dojrzałość przy której występować mogą złoża gazu ziemnego przyjęto 3,5 % Ro. Ponadto jako umowną granicę strefy nasycenia gazem ziemnym i ropą naftową przyjęto izolinię dojrzałości termicznej 1,1 % Ro.

Na obecnym etapie rozpoznania dolnopaleozoicznego basenu w Polsce nie ma możliwości jednoznacznego określenia wartości poszczególnych parametrów do obliczeń zasobów. Z tego powodu oba kluczowe parametry obliczeń, tj. SCW, oraz powierzchnię strefy złożowej przyjmowano w kilku alternatywnych wariantach. Skutkuje to określeniem w niniejszym raporcie nie tyle jednej wielkości zasobów gazu wydobywanego, co określonego zakresu takich zasobów.

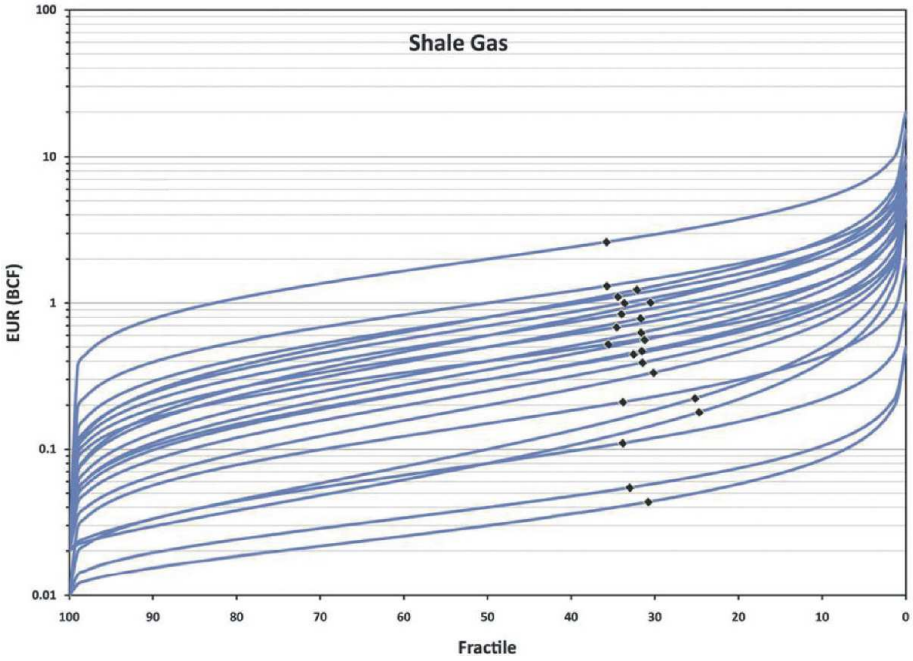

Figura 9.

Dystrybucja rozkładów szacowanego ostatecznego odzysku gazu ziemnego z pojedynczego otworu wiertniczego (SCW) dla 26 amerykańskich basenów sedymentacyjnych lub ich stref analizowanych pod kątem zasobów przez USGS. Poszczególna pojedyncza niebieska linia reprezentuje rozkład SCW w określonym basenie sedymentacyjnym. Według: USGS Marcellus Shale Assessment Team, 2011.

Metodyka stosowana do obliczeń zasobów gazu łupkowego i ropy łupkowej przez USGS została szczegółowo przedstawiona np. w Raporcie zasobów dla złoża Marcellus (USGS Marcellus Shale Assessment Team, 2011). Najogólniej specyfiką tej metody jest jej oparcie o ilościowe doświadczenia z produkcji gazu ziemnego i ropy naftowej ze złóż łupkowych.

5. Założenia geologiczne do obliczeń zasobów

Podstawowe parametry obliczeń, które przy stosowanej tu metodzie w zasadniczy sposób decydują o wielkości określanych zasobów wydobywalnych gazu ziemnego i ropy naftowej w łupkach, to przyjęte średnie dla basenu SCW z pojedynczego otworu oraz powierzchnia złoża. Zakres SCW udokumentowanych dla złóż w USA przedstawiono na Figurze 9. Poszczególna pojedyncza niebieska linia reprezentuje rozkład SCW w indywidualnych otworach wiertniczych w określonym basenie sedymentacyjnym. Prezentowane dystrybucje SCW ilustrują obecność w każdym basenie niewielkiej populacji otworów wyjątkowo wysoko wydajnych oraz niewielkiej populacji otworów wyjątkowo nisko wydajnych, a także przeważającą część populacji o produktywności w pewnym zbliżonym zakresie. Wartości średnie zaznaczono czarnymi punktami. Średnie SCW dla poszczególnych basenów w USA zawiera się w bardzo szerokim zakresie, od około 0,85 mln m^3 (~0,03 Bcf) do około 56,7 mln m^3 (~2 Bcf) gazu ziemnego. Figura ta ilustruje też nieadekwatność stosowanego niekiedy używania bardzo wysokich SCW (np. 5-10 Bcf), które są niekiedy dokumentowane, aczkolwiek są statystycznie niereprezentatywne.

Przyjęcie odpowiedniego SCW wymaga ustalenia amerykańskiego basenu, który mógłby być analogiem basenu dolnopaleozoicznego basenu bałtycko-podlasko-lubelskiego. Przy jego obecnym stanie rozpoznania trudno w sposób jednoznaczny znaleźć amerykański analog. Kryterium wieku stratygraficznego wskazywało by na łupki ordowickie Utica w północno-wschodnich Stanach Zjednoczonych i południowo-wschodniej Kanadzie. Jest to jedyna obecnie formacja łupków, z których wydobywany jest gaz ziemny, która podobnie jak w przypadku analizowanych tu łupków z basenu bałtycko-podlasko-lubelskiego jest wieku dolnopaleozoicznego. Łupki Utica charakteryzują się jednak ogólnie wyższą zawartością substancji organicznej oraz wyższą dojrzałością termiczną. Z punktu widzenia modelu sedymentologicznego i środowisk depozycyjnych jako analog brano pod uwagę dolnokarbońskie łupki Woodford z basenu Arcoma (informacja ustna: P. Lis). W przypadku ordowickiej części profilu łupkowego podwyższona zawartość węglanów pozwalała by sugerować górnokarbońskie łupki Eagle Ford w Teksasie jako analog dla tej części profilu łupków potencjalnie gazonośnych. Tego typu określanie analogów jest jednak trudne, gdyż w stosunku do wielu basenów USA analizowane tu łupki dolnopaleozoiczne odróżniają się jednak stosunkowo niską zawartością TOC oraz stosunkowo wysoką zawartością minerałów ilastych.

Istotne przesłanki dla przyjęcia odpowiedniego SCW stanowią jednak pierwsze wyniki szczelinowania zarówno w otworach pionowych, jaki w dwóch przypadkach w otworach poziomych, w basenie bałtycko-podlasko-lubelskim. Stosunkowo niskie wielkości przypływu gazu stwarzają wrażenie występowania niskich początkowych wielkości produkcji z otworu (ang. *Initial Porduction* – IP). Powoduje to, że nie można dla analizowanego basenu przyjmować - jako najbardziej prawdopodobne - SCW z najbardziej efektywnych basenów w USA (jak np. łupki Haynesville, czy Barnett).

W oparciu o powyższe w stosowanym tu podejściu zasoby obliczano w trzech wariantach SCW. W wariancie przyjętym jako najbardziej prawdopodobny przyjęto średnie SCW wysokości 11,3 mln m^3 (~0,4 Bcf), co stanowi odpowiednik dolnej strefy zakresu w którym koncentrują się SCW większości basenów w USA (Fig. 9). W wariancie maksymalnego SCW przyjęto je w wysokości 28,3 mln m^3 (~1 Bcf), co stanowi odpowiednik zakresu najbardziej wydajnych basenów w USA. Natomiast w wariacie minimalnego EUR przyjęto je w wysokości 1,13 mln m^3 (~0,04 Bcf), zbliżonej np. do SCW niekiedy stwierdzanego w łupkach Ohio.

Kolejnym parametrem obliczeń, decydującym o wielkości określanych zasobów jest powierzchnia obszaru klasyfikowanego jako obszar złoża. Według przyjętych tu kryteriów jest to powierzchnia tej części basenu, gdzie łączna miąższość łupków o zawartości co najmniej 2 % TOC przekracza 15 m. Kryterium takie stosować można jedynie punktowo, w lokalizacji archiwalnych otworów wiertniczych, dla których dostępne są laboratoryjne pomiary TOC oraz wyniki sondowań geofizyki wiertniczej.

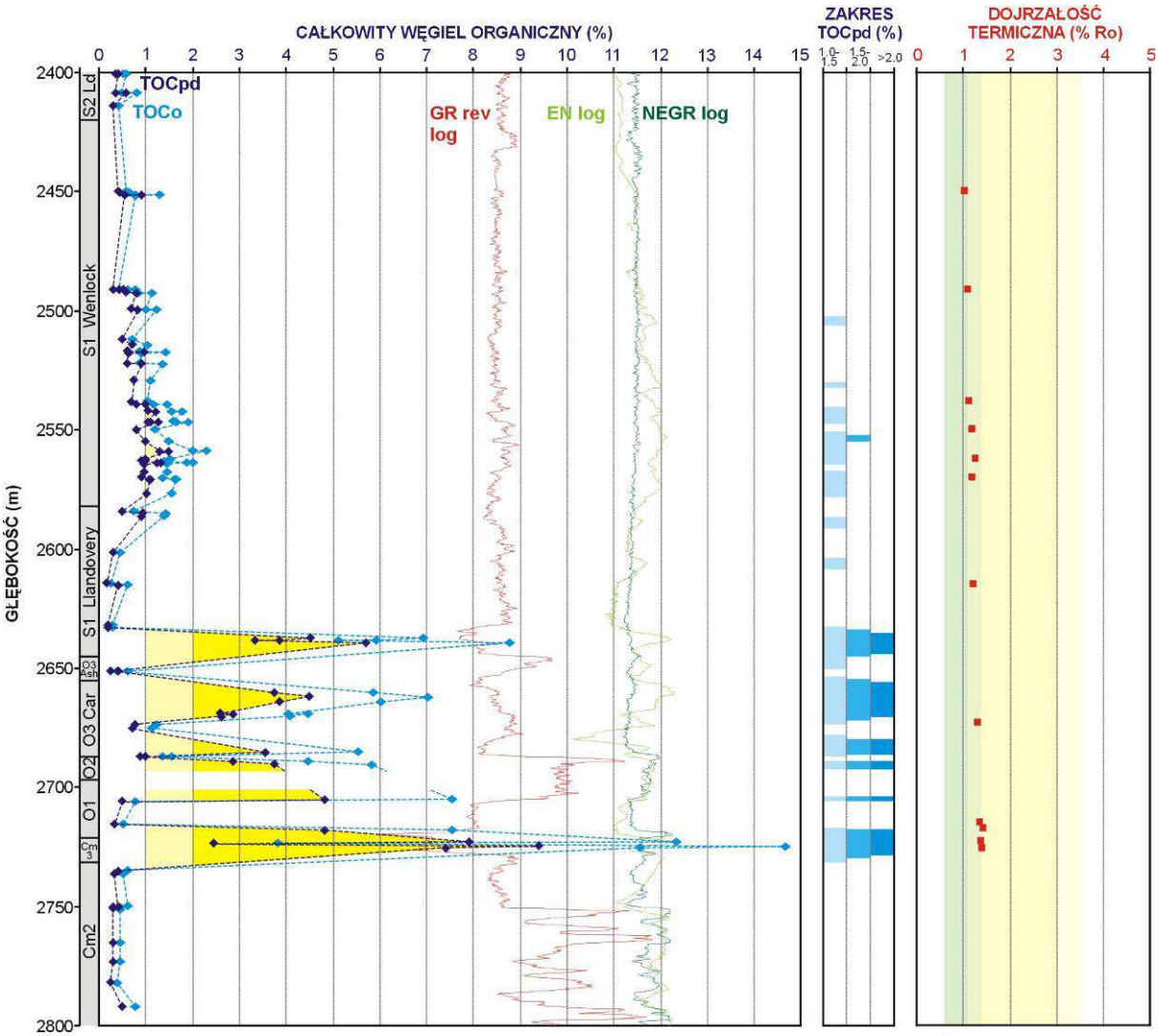

Figura 10.

Zestawienie danych geologicznych, geochemicznych i geofizycznych, charakteryzujących potencjał dla występowania niekonwencjonalnych akumulacji gazu ziemnego i/lub ropy naftowej, dla interwału łupkowego z przykładowego otworu wiertniczego w basenie bałtyckim (Żarnowiec IG 1). TOCpd – pomiary obecnej zawartości TOC. TOCo – odtworzona pierwotna zawartość TOC. GR – krzywa gamma (wzrost wartości w lewą stronę wykresu). EN, EL – krzywa opornościowa (wzrost wartości w prawą stronę wykresu). NEGR – krzywa neutronowa (wzrost wartości w prawą stronę wykresu).

W poszczególnych archiwalnych otworach określenie miąższości osadów o zawartość TOC > 2 % nie jest łatwe i jednoznaczne. Pomiary TOC dostępne są jedynie dla rdzeniowanych interwałów profilu otworu, co stanowi niekiedy niewielką część całego profilu (Fig. 10-13). W interwałach nierdzeniowanych konieczne jest wykorzystywanie pośrednich metod określania zawartości TOC.

Do tego celu stosowano przede wszystkim zapis sondowań geofizyki wiertniczej, głównie krzywą gamma, jak również krzywe neutronowe, odniesione do krzywych opornościowych (Fig. 10-13). Ponadto pomiary TOC wykonywano na próbkach rdzeni wiertniczych głównie z lat 60-70-tych, stanowiących materiał częściowo poddany wietrzeniu, przez co pomiary są obarczone dodatkowym możliwym błędem.

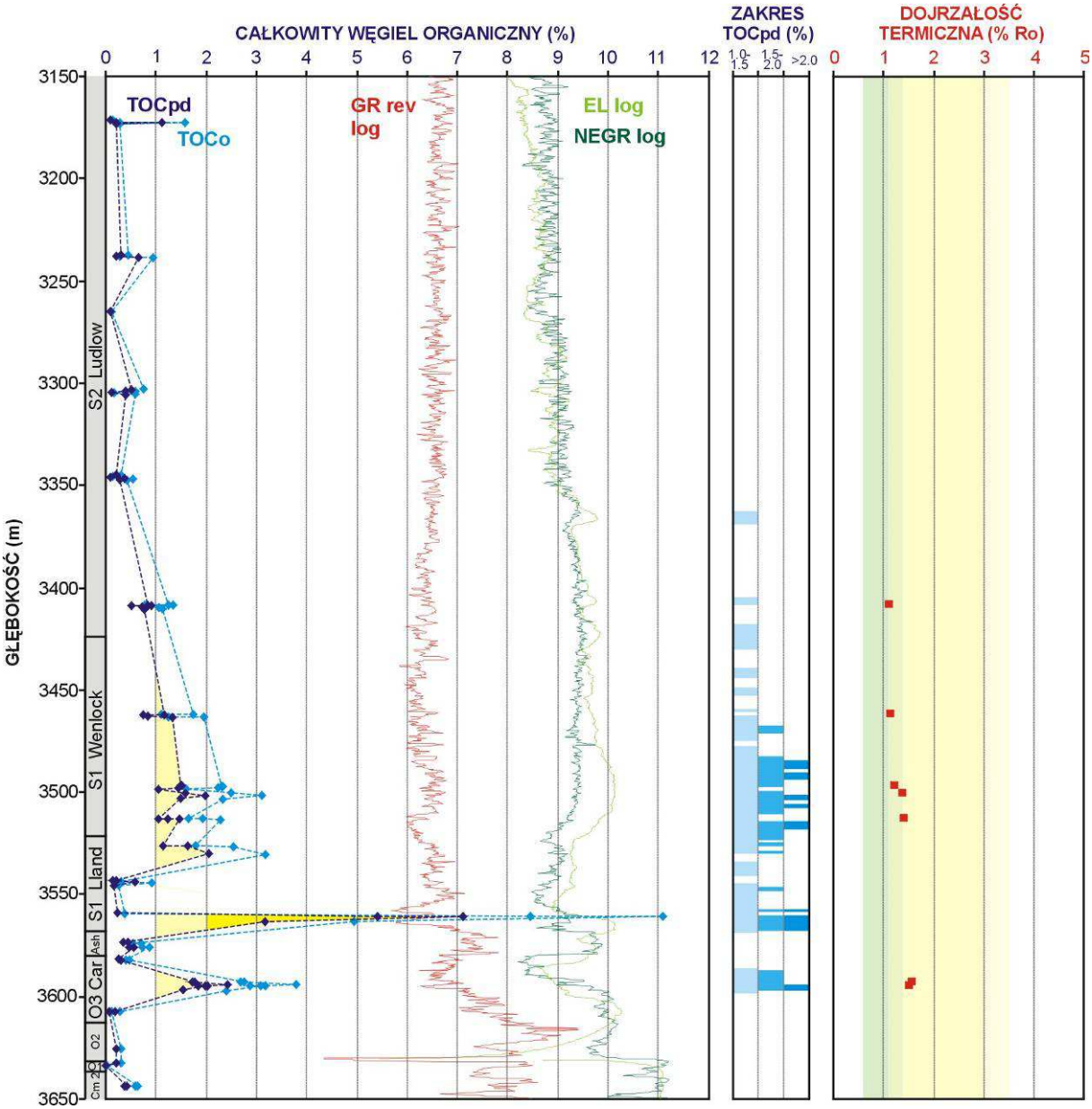

Figura 11.

Zestawienie danych geologicznych, geochemicznych i geofizycznych, charakteryzujących potencjał dla występowania niekonwencjonalnych akumulacji gazu ziemnego i/lub ropy naftowej, dla interwału łupkowego z przykładowego otworu wiertniczego w obniżeniu podlaskim (Okuniew IG 1). Objaśnienia jak na Fig. 10.

Analizy takie, prowadzące do określenia miąższości netto łupków bogatych w substancje organiczną, przeprowadzono dla łącznie 39 otworów wiertniczych. W basenie bałtyckim były to otwory Bartoszyce IG 1, Darżlubie IG 1, Gdańsk IG 1, Gołdap IG 1, Hel IG 1, Kętrzyn IG 1, Kościerzyna IG 1, Lębork IG 1, Malbork IG 1,

Olsztyn IG 2, Pasłęk IG 1, Prabuty IG 1, Słupsk IG 1 i Żarnowiec IG 1. W strefie podłoża niecki płocko-warszawskiej były to otwory Bodzanów IG 1 i Polik IG 1. W obniżeniu podlaskim analizowano otwory Kałuszyn 1, Łochów IG 2, Malinowo IG 1, Okuniew IG 1, Stadniki IG 1, Tłuszcz IG 1, Wronów IG 1 i Żebrak IG 1. W regionie lubelskim badania takie wykonano dla otworów Białopole IG 1, Busówno IG 1, Gródek 1, Horodło 1, Kaplonosy IG 1, Krowie Bagno IG 1, Łopacianka 1, Łopiennik IG 1, Parczew IG 10, Siedliska IG 1, Tarkawica 1 i Terebin IG 5. Natomiast w strefie Biłgoraj-Narol przedmiotem analiz były otwory Dule IG 1, Narol IG 1 i Narol PIG 2.

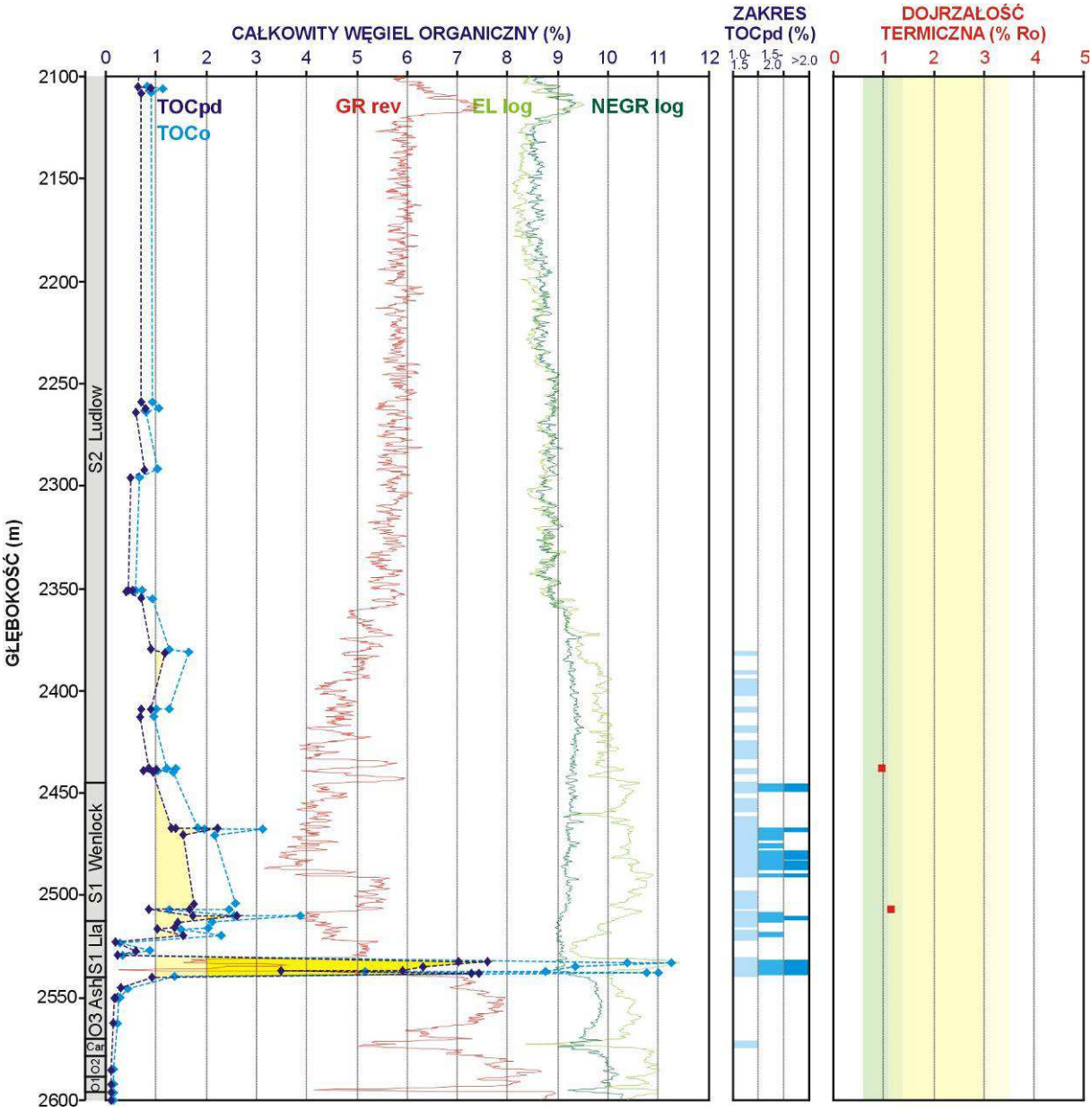

Figura 12.

Zestawienie danych geologicznych, geochemicznych i geofizycznych, charakteryzujących potencjał dla występowania niekonwencjonalnych akumulacji gazu ziemnego i/lub ropy naftowej, dla interwału łupkowego z przykładowego otworu wiertniczego w regionie lubelskim (Siedliska IG 1). Objaśnienia jak na Fig. 10.

Przykłady wykonanych analiz przedstawiono na Fig. 10-13. W każdym przypadku zestawiono laboratoryjne pomiary obecnej TOC (TOCpd – ciemnoniebieskie punkty), pomiary dojrzałości termicznej (Ro – czerwone punkty), obliczono pierwotną zawartość TOC, tj. jej zawartość sprzed generowania węglowodorów (TOCo), zestawiono wyniki otworowych sondowań geofizycznych (GR, NEGR, EL, EN) oraz przeprowadzano interpretację tych materiałów pod kątem określenia miąższości interwałów profilu o zawartości TOC > 1 %, > 1,5 % oraz > 2 %.

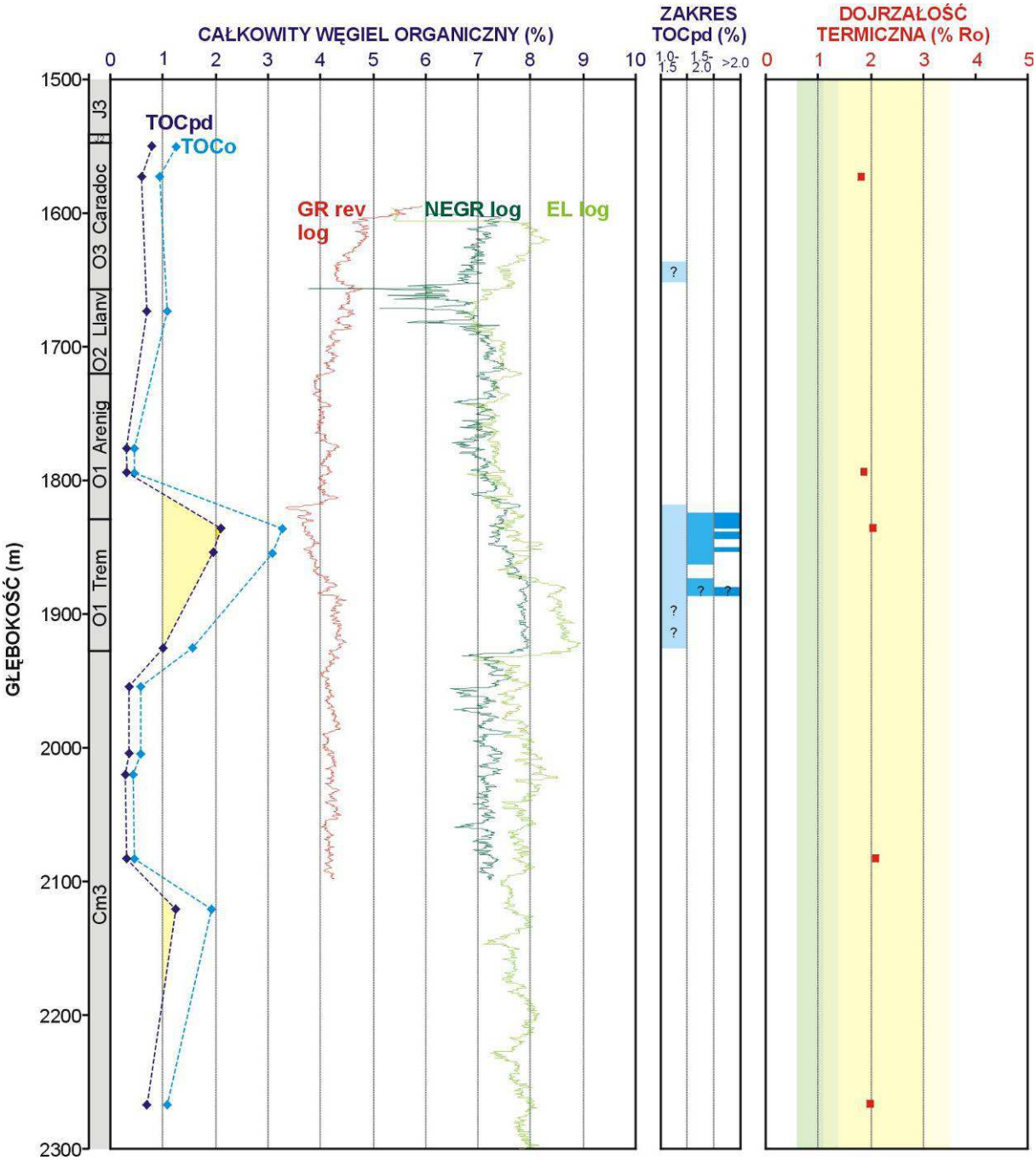

Figura 13.

Zestawienie danych geologicznych, geochemicznych i geofizycznych, charakteryzujących potencjał dla występowania niekonwencjonalnych akumulacji gazu ziemnego i/lub ropy naftowej, dla interwału łupkowego z przykładowego otworu wiertniczego w strefie Biłgoraj-Narol (Dyle IG 1). Objaśnienia jak na Fig. 10.

Strefę kwalifikującą się do obliczeń zasobów ograniczono ponadto zakresem maksymalnej dopuszczalnej dojrzałości termiczne 3,5 % Ro oraz granicami Polski i polskich wód terytorialnych. Strefy występowania złóż gazu ziemnego od złóż ropy naftowej umownie rozdzielono izolinią dojrzałości termicznej 1,1 % Ro. W rzeczywistości w szerokim pograniczu tych stref ropa naftowa oraz suchy i mokry gaz ziemny współwystępują w zmiennych proporcjach.

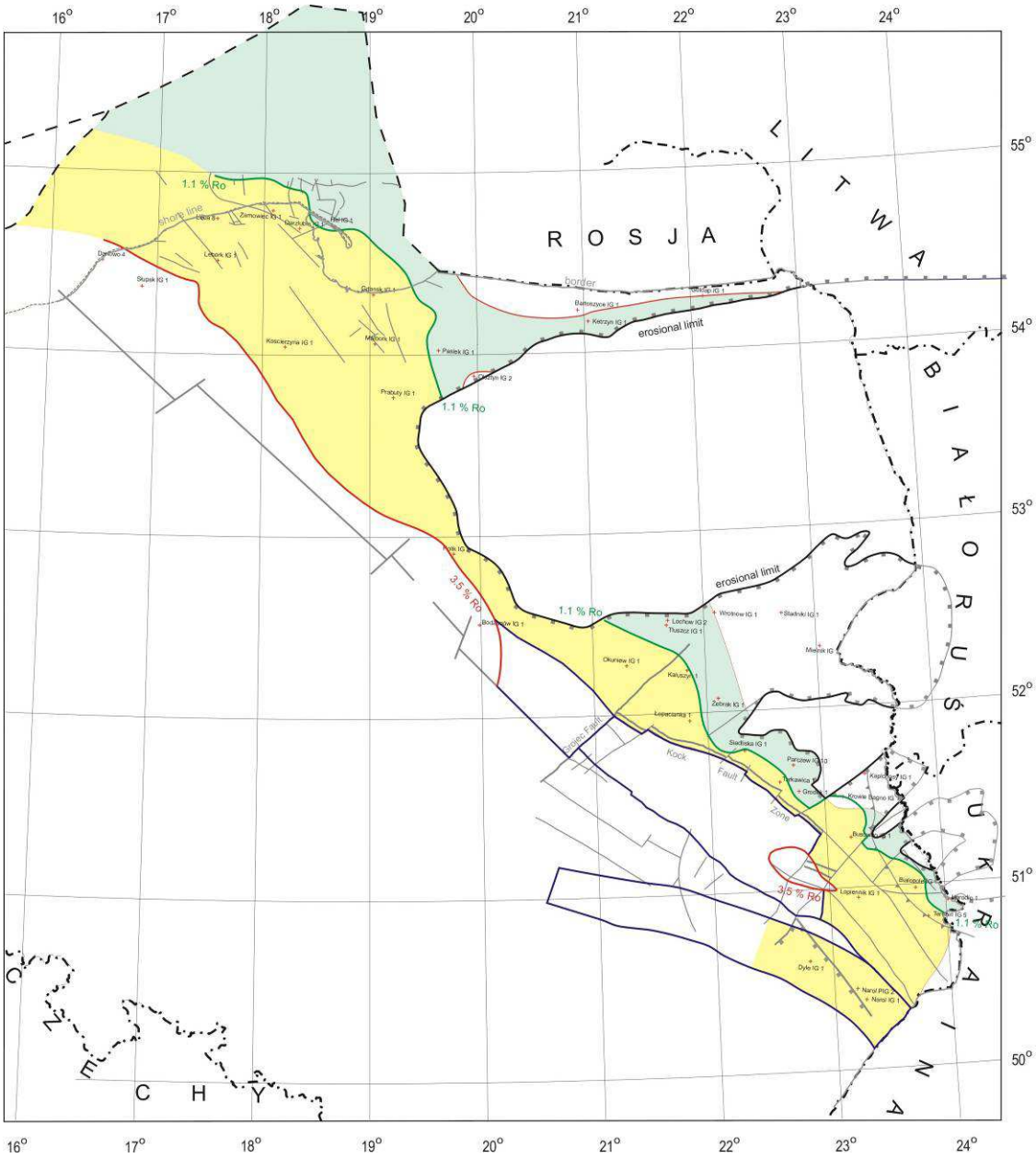

Figura 14.

Obszar zakwalifikowany do obliczeń zasobów gazu ziemnego (kolor żółty) i ropy naftowej (kolor zielony) w wariancie maksymalnej miąższości pakietów łupków o zawartości TOC > 2 % wagowo wyznaczony na podstawie danych z 39 odwiertów rozpoznawczych z lat 1950-1990

Miąższości interwałów o zawartości TOC > 2 % wykorzystano następnie do wyznaczenia powierzchni tej części basenu, która kwalifikuje się do obliczeń zasobów. Jako że powyżej opisana interpretacja nie jest jednoznaczna i istnieje

spektrum możliwych do uzyskania, do obliczeń zasobów przyjęto dwa alternatywne modele powierzchni złoża. W pierwszym modelu, stanowiącym wariant minimum, jako powierzchnię strefy uwzględnionej do obliczeń zasobów przyjęto 37630 km^2. W obrębie tego obszaru 18539,7 km^2 to strefa o nasyceniu głównie gazem ziemnym (w tym 6192,4 km^2 na szelfie bałtyckim i 12347,3 km^2 w strefie lądowej) oraz 19090,3 km^2 to strefa o nasyceniu głównie ropą naftową (w tym 14767 km^2 na szelfie bałtyckim i 4323,3 km^2 w strefie lądowej).

W drugim modelu (Fig. 14), stanowiącym wariant maksimum, jako powierzchnię strefy uwzględnionej do obliczeń zasobów przyjęto 64867 km^2. W tym przypadku powierzchnia strefy o nasyceniu głównie gazem ziemnym wynosi 41135,77 km^2 (w tym 7952,4 km^2 na szelfie bałtyckim i 33183,3 km^2 w strefie lądowej), zaś powierzchnia strefy o nasyceniu głównie ropą naftową wynosi 23731,3 km^2 (w tym 14767 km^2 na szelfie bałtyckim i 8964,3 km^2 w strefie lądowej).

Powyżej przedstawione alternatywne zakresy powierzchni złoża, jak również zakresy szacowanego średniego łącznego wydobycia gazu ziemnego z otworu (SCW) posłużyły do obliczeń zasobów wydobywalnych gazu ziemnego oraz ropy naftowej w łupkach dolnopaleozoicznych w basenie bałtycko-podlasko-lubelskim.

6. Zasoby wydobywalne gazu ziemnego

Obliczenia zasobów przeprowadzono w kilku alternatywnych wariantach zakładanych głównych parametrów obliczeń, tj. powierzchni strefy uwzględnionej do obliczeń zasobów oraz SCW. Skutkuje to powstaniem kilku alternatywnych modeli zasobów wydobywalnych złóż gazu ziemnego (Tab. 1) oraz złóż ropy naftowej (Tab. 2). Obliczone łączne zasoby wydobywane gazu ziemnego dla lądowej i szelfowej części basenu mieszczą się w bardzo szerokim zakresie od minimum 37,9 mld m^3 do maksimum 1919,7 mld m^3. Jednakże skrajne wartości cechują się bardzo niskim prawdopodobieństwem. Przy przyjęciu parametrów obliczeń uznanych za najbardziej prawdopodobne zasoby te wynoszą od 346,1 mld m^3 do 767,9 mld m^3 (Tab. 1).

Tabela 1

Zasoby wydobywalne gazu ziemnego w łupkach dolnego paleozoiku w basenie bałtycko – podlasko – lubelskim na terytorium Polski. SCW – szacowane całkowite wydobycie z otworu.

	SCW minimalne 1,13 mln m^3	**SCW najbardziej prawdopodobne 11,3 mln m^3**	**SCW maksymalne 28,3 mln m^3**
szelf bałtycki pow. maksimum 7 952,4 km^2	14,8 mld m^3	148,4 mld m^3	371,1 mld m^3
szelf bałtycki pow. minimum 6 192,4 km^2	11,6 mld m^3	115,6 mld m^3	289,0 mld m^3
strefa lądowa pow. maksimum 33 183,3km^2	61,9 mld m^3	619,4 mld m^3	1 548,6mld m^3
strefa lądowa pow. minimum 12 347,3km^2	23,0 mld m^3	230,5 mld m^3	576,2 mld m^3
łącznie pow. maksimum 41 135,7 km^2	76,8 mld m^3	767,9 mld m^3	1 919,7 mld m^3
łącznie pow. minimum 18 539,7 km^2	34,6 mld m^3	346,1 mld m^3	865,2 mld m^3

7. Zasoby wydobywalne ropy naftowej

Obliczone łączne zasoby wydobywane ropy naftowej dla lądowej i szelfowej części basenu również mieszczą się w stosunkowo szerokim zakresie od minimum 58,5 mln ton do maksimum 535,5 mln ton. Także w tym wypadku skrajne wartości cechują się bardzo niskim prawdopodobieństwem. Przy przyjęciu parametrów obliczeń uznanych za najbardziej prawdopodobne omawiane zasoby ropy naftowej wynoszą od 215,4 mln ton do 267,8 mln ton (Tab. 2).

Tabela 2

Zasoby wydobywane ropy naftowej w łupkach dolnego paleozoiku. SCW – szacowane całkowite wydobycie z otworu.

	SCW minimalne 4,11 tys. ton	**SCW najbardziej prawdopodobne 6,85 tys. ton**	**SCW maksymalne 13,7 tys. ton**
szelf bałtycki pow. maksimum 14 767 km^2	100,0 mln ton	166,6 mln ton	333,2 mln ton
szelf bałtycki pow. minimum 14 767 km^2	100,0 mln ton	166,6 mln ton	333,2 mln ton
strefa lądowa pow. maksimum 8 964,3 km^2	60,7 mln ton	101,1 mln ton	202,3 mln ton
strefa lądowa pow. minimum 4 323,3 km^2	29,3 mln ton	48,8 mln ton	97,6 mln ton
łącznie pow. maksimum 23 731,3 km^2	160,7 mln ton	267,8 mln ton	535,5 mln ton
łącznie pow. minimum 19 090,3 km^2	58,5 mln ton	215,4 mln ton	430,8 mln ton

8. Referencje

Buniak A., Kiersnowski H, Kuberska M., 2008 – Perspektywy poszukiwań złóż gazu ziemnego w piaskowcach czerwonego spągowca o słabych właściwościach zbiornikowych w strefie Poznań – Konin – Kalisz. IV Krajowy Zjazd Branży Górnictwa Naftowego. 11-13.09.2008, Łagów Lubuski. Materiały konferencyjne, pp. 125-138

Domżalski J., Górecki W., Mazurek A., Myśko A., Strzetelski W., Szamałek K., 2004 – The prospects for petroleum exploration in the eastern sector of Southern Baltic as revealed by sea bottom geochemical survey correlated with seismic data. *Przegląd Geologiczny*, 52(8/2): 792-799

Górecki W., Lapinskas P., Lashkov E., Lashkova L., Reicher B., Sakalauskas K., Strzetelski W., 1992 – Petroleum perspectives of the Balic Syneclise. *Polish J. Mineral Resouirces*., 1: 65-88

Grotek I. 2006 – Dojrzałość termiczna materii organicznej z utworów pokrywy osadowej pomorskiego odcinka TESZ, basenu bałtyckiego oraz obszarów przyległych. *Prace Państwowego Instytutu Geologicznego*, 186: 253-270

Jaworowski K., Modliński Z., 1968 – Dolnosylurskie wapienie gruzłowe w północno-wschodniej Polsce). *Geological Quarterly*, 12(3): 493-506

Kanev S., Margulis L., Bojesen-Koefoed J.A., Weil W.A., Merta H., Zdanavičiūtė O., 1994 – Oils and hydrocarbon source rocks of the Baltic syneclise. *Oil and Gas Journal*, 92: 69-73

Karnkowski P., 1993. Złoża gazu ziemnego i ropy naftowej w Polsce. Tom 1 – Niż Polski. Tow. Geosynopt. GEOS AGH, Kraków, 214 pp.

Kędzior S., Hadro J., Kwarciński J., Nagy S., Młynarczyk M., Rostkowski R., Zalewska E., 2007 – Warunki naturalne występowania i metody eksploatacji metanu pokładów węgla w wybranych zagłębiach węglowych USA oraz możliwości rozwoju eksploatacji tego gazu w Polsce – sprawozdanie z wyjazdu szkoleniowego do USA. *Przegląd Geologiczny*, 55(7): 565-570

Kiersnowski H., Buniak A., Kuberska M., Srokowska-Okońska A., 2010 – Występowanie gazu ziemnego zamkniętego w piaskowcach czerwonego spągowca Polski. *Przegląd Geologiczny*, 58 (4): 335-346

Klimuszko E. 2002 – Utwory syluru południowo-wschodniej Polski jako skały potencjalnie macierzyste dla dewońskich rop naftowych. *Biuletyn Państwowego Instytutu Geologicznego*, 402: 75-100

Kotarba M.J., 2001 – Composition and origin of gases in the Upper Silesian and Lublin Coal Basins, Poland, *Organic Geochemistry*, 32: 163-180

Kotas A. (red.) 1994 – Coal-bed Methane Potential of the Upper Silesian Coal Basin, Poland. *Prace Państwowego Instytutu Geologicznego*, CXLII, Warszawa

Kowalski A., Więcław D., Grotek I., Kotarba M.J., Kosakowski P., 2010 – Habitat and hydrocarbon potential of the lower Paleozoic source rocks in the Polish part of the Baltic region. *Geological Quarterly*, 54 (02): 159-182

Krzywiec P., 2009 – Devonian–Cretaceous repeated subsidence and uplift along the Teisseyre–Tornquist zone in SE Poland — Insight from seismic data interpretation. Tectonophysics, 475 (1): 142-159

Krzywiec P., 2011 – Interpretacja tektoniczna profili sejsmicznych w rejonie otworu wiertniczego Darżlubie IG 1. Profile Głębokich otworów wiertniczych Państwowego Instytutu Geologicznego, Zeszyt 128 – Darżlubie IG 1, 151-153

Modliński Z., Szymański B., 1997 – The Ordovician lithostratigraphy of the Peribaltic Depression (NE Poland). *Geological Quarterly*, 41(3): 273-288

Modliński Z., Szymański B., 2008 – Litostratygrafia ordowiku w obniżeniu podlaskim i w podłożu niecki płocko-warszawskiej (wschodnia Polska). *Biul. Państw. Inst. Geol*., 430: 79-112

Modliński Z., Szymański B., Teller L., 2006 – Litostratygrafia syluru polskiej części obniżenia perybałtyckiego – część lądowa i morska (N Polska). *Przegląd Geologiczny*, 54: 787-796

Nehring-Lefeld M., Modliński Z., Swadowska E., 1997 – Thermal evolution of the Ordovician in the western margin of the East-European Platform: CAI and Ro data. *Geol. Quart*., 41(2): 129-138

Poprawa P., 2006 – Niekonwencjonalne złoża gazu ziemnego – zarys perspektyw poszukiwań w Polsce. Niepublikowany Raport Państwowego Instytutu Geologicznego, Departament Geologii i Koncesji Geologicznych Ministerstwa Środowiska, 13 p.

Poprawa P., 2010a – Wstępna ocena możliwości występowania akumulacji ropy naftowej w łupkach (*shale oil*) dolnego paleozoiku oraz innych łupkach macierzystych w Polsce. Niepublikowany Raport Państwowego Instytutu Geologicznego, Departament Geologii i Koncesji Geologicznych Ministerstwa Środowiska, 21 p.

Poprawa P., 2010b – Potencjał występowania złóż gazu ziemnego w łupkach dolnego paleozoiku w basenie bałtyckim i lubelsko-podlaskim. *Przegląd Geologiczny*, 58(3): 226-249

Poprawa P., 2010c – Analiza osadów ilasto-mułowcowych w Polsce pod kątem możliwości występowania w nich niekonwencjonalnych nagromadzeń gazu ziemnego. *Biuletyn Państwowego Instytutu Geologicznego*, 439: 159-172

Poprawa P., Kiersnowski H., 2008 – Perspektywy poszukiwań złóż gazu ziemnego w skałach ilastych (*shale gas*) oraz gazu ziemnego zamkniętego (*tight gas*) w Polsce. *Biuletyn Państwowego Instytutu Geologicznego*, 429: 145-152

Poprawa P., Kiersnowski H., 2010 – Zwięzłe formacje zbiornikowe (*tight reservoir*) dla gazu ziemnego w Polsce. *Biuletyn Państwowego Instytutu Geologicznego*, 439: 173-180

Poprawa P., Šliaupa S., Stephenson R.A., Lazauskienė J., 1999 – Late Vendian-Early Palaeozoic tectonic evolution of the Baltic Basin: regional implications from subsidence analysis. *Tectonophysics*, 314: 219-239

Schleicher M., Köster J., Kulke H., Weil W., 1998 – Reservoir and source rock characterization of the Early Palaeozoic interval in the Peribaltic Syneclise, northern Poland. *J. Petrol. Geol*., 21: 33-56

Stolarczyk F., Stolarczyk J., Wysocka H., Buchelt M. 1997 – Strefy perspektywiczne dla występowania węglowodorów w kambrze lubelsko-podlaskiej części starej platformy. *Przegląd Geologiczny*, 45: 171-175

Stolarczyk F., Stolarczyk J., Wysocka H., 2004 – Perspektywiczne obszary poszukiwań węglowodorów w kambrze polskiej części platformy wschodnioeuropejskiej. *Przegląd Geologiczny*, 52: 403-412

Swadowska E., Sikorska M. 1998 – Historia pogrzebania skał kambru na podstawie refleksyjności macerałów witrynitopodobnych w polskiej części platformy wschodnioeuropejskiej. *Prz. Geol*., 46(8): 699-706

Szymański B., 2008 – Zapis litologiczny i mikrofacjalny osadów euksynicznych kambru górnego i tremadoku obniżenia bałtyckiego (północna Polska). Biul. Państw. Inst. Geol., 430: 113-154

USGS Marcellus Shale Assessment Team, 2011 – Information Relevant to the U.S. Geological Survey Assessment of the Middle Devonian Marcellus Shale of the Appalachian Basin Province, 2011. USGS Open-File Report2011-1298, 22 p.

Żelichowski A.M., Kozłowski S., (red.), 1983 – Atlas geologiczno-surowcowy obszaru lubelskiego. Instytut Geologiczny, Wydawnictwa Geologiczne, Warszawa