

ANALIZA OSADÓW ILASTO-MUŁOWCOWYCH W POLSCE POD KĄTEM MOŻLIWOŚCI WYSTĘPOWANIA W NICH NIEKONWENCJONALNYCH NAGROMADZEŃ GAZU ZIEMNEGO

ANALYSIS OF SHALE GAS POTENTIAL OF SILTSTONE AND MUDSTONE FORMATIONS IN POLAND

PAWEŁ POPRAWA¹

Abstrakt. Analizowano formacje ilasto-mułowcowe o podwyższonej zawartości węgla organicznego w basenach sedymentacyjnych w Polsce pod kątem możliwości występowania w nich gazu ziemnego. Wysoki stopień deformacji tektonicznych łupków menilitowych w Karpatach zewnętrznych, a w mniejszym stopniu również łupków karbonu dolnego w strefie monokliny przedsudeckiej, ogranicza możliwość eksploatacji z nich gazu ziemnego. Osady ilasto-mułowcowe mioceńskiego zapadliska przedkarpackiego są nieperspektywiczne dla występowania gazu ziemnego z uwagi na niską zawartość TOC oraz niski stopień konsolidacji. Osady ilasto-mułowcowe od najwyższej jury do najniższej kredy, jury dolnej i środkowej oraz retyku w basenie polskim, a także dolnopermskie łupki antrakozjowe i walchowie w niecce śródsudeckiej charakteryzują się ogólnie zbyt niską dojrzałością termiczną do powstania złóż gazu. Górnopermskie łupki miedzionośne oraz ilasto-margliste odmiany facjalne dolomitu głównego w basenie polskim mają zbyt małą miąższość. Niska dojrzałość termiczna cechuje także łupki występujące w obrębie górnokarbońskich basenów węglowych, tj. w basenie lubelskim oraz we wschodniej części basenu górnośląskiego. W obu basenach brak jest ponadto homogenicznych kompleksów iłowcowych o dużej miąższości. Łupki w obrębie utworów najwyższego dewonu i najniższego karbonu na Pomorzu Zachodnim charakteryzują się stosunkowo niską zawartością węgla organicznego. Największe prawdopodobieństwo występowania gazu ziemnego stwierdzono dla łupków syluru dolnego i ordowiku górnego na kratonie wschodnioeuropejskim. Dolnokarbońskie łupki w obrębie utworów kulmowych strefy wielkopolskiej w rejonie monokliny przedsudeckiej stanowią drugorzędny cel prac poszukiwawczych.

Słowa kluczowe: zawartość TOC, dojrzałość termiczna, gaz w łupkach.

Abstract. Shale gas potential of organic rich claystone and mudstone formation from the sedimentary basins in Poland was analyzed. Intensive tectonic deformation of the Outer Carpathian Menilite shale, as well as their often low thermal maturity, are limits for shale gas exploration. To a lesser degree this is truth also for the Lower Carboniferous shale in the Wielkopolska zone (SW Poland). Claystone and mudstone in the Miocene foredeep basin of Carpathians are not consolidated and have too low TOC. The uppermost Jurassic to lowermost Cretaceous shale and the Lower and Middle Jurassic shale in the Polish Basin, as well as the Lower Permian Antracosia and Walchia shale in the Intra-Sudetic basin, are generally characterized by too low thermal maturity for gas generation. Thickness of the Upper Permian Copper shale as well as the Upper Permian Main Dolomite in shaly and marly development is too low to be considered as shale gas targets. Low thermal maturity is characteristic also for the Upper Carboniferous shale in the Lublin basins, and in the eastern part of the Upper Silesian Basin. Both the basins lack thick homogenous shale formation. The uppermost Devonian to lowermost Carboniferous shale in the Western Pomerania is characterized by too low TOC contents. The highest potential of shale gas exploration is related to the Upper Ordovician and/or Lower Silurian graptolitic shale at the East European Craton. The Lower Carboniferous shale in the Fore-Sudetic Monocline area is regarded as a secondary target.

Key words: TOC contents, thermal maturity, shale gas.

¹ Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy, ul. Rakowiecka 4, 00-975 Warszawa; e-mail: pawel.poprawa@pgi.gov.pl

WSTĘP

W ostatnich dwóch dekadach w Ameryce Północnej znacząco wzrosła rola niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego w łącznej produkcji gazu. Wzrost wydobywania dotyczył najpierw złóż gazu ziemnego zamkniętego (*tight gas*), określanego też jako gaz zaciśnięty bądź uwięziony, oraz metanu pokładów węgla, a w ostatnich latach coraz większego znaczenia nabiera produkcja gazu z łupków (*shale gas*). Amerykańskie doświadczenia są obecnie intensywnie przenoszone w inne części świata, w tym do Europy i Polski.

W Polsce stwierdzono perspektywy dla występowania niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego, zarówno złóż metanu pokładów węgla (Kotas, 1994; Kotarba, 2001; Zalewska, Młynarczyk, 2003; Kędzior i in., 2007), złóż gazu ziemnego zamkniętego (Poprawa, Kiersnowski, 2008; Buniak i in., 2009; Kiersnowski i in., 2009), jak i gazu ziemnego w łupkach (Poprawa, Kiersnowski, 2008; Poprawa, 2009, 2010a). Spośród wymienionych potencjalnych i stwierdzonych typów niekonwencjonalnych nagromadzeń gazu ziemnego największe zainteresowanie przemysłu naftowego w Polsce skupia się obecnie na gazie w łupkach. Dobrze uwidacznia to liczba (około 60) bloków koncesyjnych, dla

których Ministerstwo Środowiska w ciągu ostatnich trzech lat przyznało koncesje na poszukiwania gazu ziemnego w łupkach, bądź też rozpatruje wnioski o takie koncesje (zob. Zalewska, 2010; Poprawa, 2010a).

Prace rozpoznawcze i poszukiwawcze złóż gazu ziemnego w łupkach trwają w Polsce od 2006 roku i są wciąż na etapie prac rozpoznawczych. Zdecydowana większość uwagi inwestorów skupiała się dotychczas na łupkach ordowiku górnego i/lub syluru dolnego na kratonie wschodnioeuropejskim. W znacznie mniejszym stopniu dotyczyło to łupków w obrębie kompleksu kulmowych utworów karbonu dolnego w strefie monokliny przedsudeckiej. W odniesieniu do pozostałych formacji osadów ilasto-mułowcowych o wysokiej zawartości substancji organicznej (np. Poprawa, 2010b, c) prac takich dotychczas nie prowadzono. Celem niniejszego artykułu jest wstępna ocena potencjału poszczególnych formacji ilasto-mułowcowych o ciemnym zabarwieniu, potencjalnie wzbogaconych w substancję organiczną, występujących w basenach sedymentacyjnych w Polsce, pod kątem możliwości występowania w nich niekonwencjonalnych nagromadzeń gazu ziemnego (fig. 1).

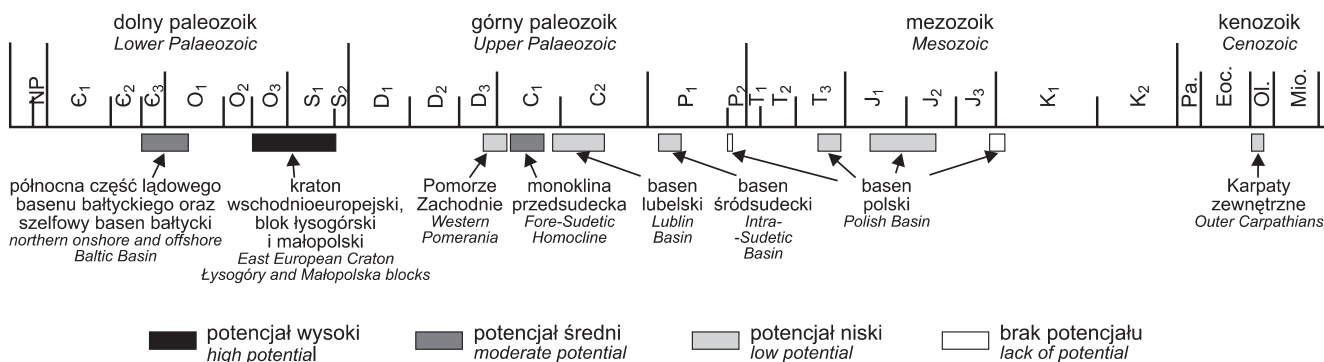


Fig. 1. Pozycja stratygraficzna i obszary występowania najważniejszych formacji ilowcowo-mułowcowych o podwyższonej zawartości substancji organicznej w Polsce (wg Poprawa, 2010c)

Stratigraphic position and location of the main dark organic rich shale formations in Poland (after Poprawa, 2010c)

SYSTEM WĘGLOWODOROWY Z GAZEM ZIEMNYM W ŁUPKACH

System węglowodorowy z gazem w łupkach został rozpoznany i zdefiniowany jako narzędzie prospekcji naftowej na podstawie doświadczeń przemysłu naftowego, głównie w Stanach Zjednoczonych, a w mniejszym stopniu także w Kanadzie. Doświadczenia te wiążą się z pracami eksperymentalnymi, a następnie produkcją gazu ziemnego w kilkunastu basenach sedymentacyjnych (zob. omówienie w: Hadro, 2010; Poprawa, 2010c), z których najistotniejszy jest basen Fort Worth w Teksasie, zawierający dolnokarbońskie łupki Barnett (np. Jarvie i in., 2007; Pollastro, 2007).

Złoża gazu ziemnego w łupkach występują w skale macierzystej, która z uwagi na wymaganą w takim systemie węglowodorowym stosunkowo dużą miąższość takiego kompleksu ma jednocześnie charakter skały uszczelniającej, a ponadto pełni rolę skały zbiornikowej (np. Pollastro, 2007). Migracja gazu zachodzi jedynie w skali mikro, bądź nie wstępuje wcale. Złoża takie nie wymagają obecności pułapek złożowych, a ich rozciągłość oboczna ma zazwyczaj skalę regionalną, co często decyduje o ich gigantycznych zasobach (np. Curtis, 2002). Siły wyporu, związane z różnica-

mi ciężaru właściwego płynów w górotworze, nie mają wpływu na formowanie się złoża.

Gaz ziemny o genezie termogenicznej występuje w łupkach, które osiągnęły zakres okna generowania gazu. Wyjątkiem są złoża gazu ziemnego o genezie biogenicznej, które mogą występować w łupkach o niskiej dojrzałości termicznej (Shurr, Ridgley, 2002). W strefach o dojrzałości termicznej odpowiadającej zakresowi okna ropnego formacja łupków macierzystych może zawierać ropę naftową. Kompleksy łupkowe zawierające złoża gazu ziemnego charakteryzują się wysoką zawartością substancji organicznej, średnio powyżej 1–2% TOC wag. (Jarvie i in., 2007).

Gaz ziemny w łupkach występuje w formie wolnej przede wszystkim w przestrzeni porowej, która w łupkach bogatych w substancję organiczną może wynosić 5–10%, w mikroporach w obrębie lamin wzbogaconych w krzemionkę oraz inne detrytyczne komponenty, a także w obrębie naturalnych szczelin i mikroszczelin. Ponadto gaz jest adsorbowany przez substancję organiczną oraz przez minerały ilaste (np. Cheng, Huang, 2004). Przepuszczalność łupków z gazem ziemnym jest bardzo mała, i wynosi zazwyczaj 0,001–0,0001 mD.

Poszczególne pory skalne w łupkach są zazwyczaj izolowane, a zatem gaz nie przemieszcza się w obrębie skały zbiornikowej samoczynnie i nie dopływa do otworu wiertniczego. Do osiągnięcia produkcji gazu konieczne jest wiercenie długich odcinków poziomych otworów eksploatacyjnych oraz wykonywanie w nich wielokrotnych szczelinowań. Zasięg drenażu gazu do otworu jest stosunkowo nie-

wielki, ograniczony do zasięgu szczelinowania, co powoduje konieczność wiercenia gęstej siatki otworów eksploatacyjnych. Czynniki powyższe łącznie wpływają na to, że eksploatacja złóż gazu ziemnego z łupków jest znacznie bardziej kosztowna niż złóż konwencjonalnych.

W celu osiągnięcia ekonomicznie uzasadnionej produkcji gazu z łupków konieczna jest stosunkowo duża miąższość formacji łupkowej o wysokiej zawartości TOC, zazwyczaj powyżej 50–70 m (np. Hill, Nelson, 2000). Jako że z głębokością koszt wiercenia oraz zabiegów technicznych na otworze znacząco rośnie, ekonomicznie uzasadniona produkcja gazu z łupków jest ograniczona przez maksymalną głębokość. Przy obecnym stanie technologii wydobywczych oraz cen gazu wynosi ona w większości basenów około 3500–4500 m.

Prowadzenie wierceń kierunkowych oraz szczelinowania, ograniczonych do formacji łupków macierzystych, nie jest możliwe na obszarach silnie zaburzonych tektonicznie. Z tego powodu eksploatacja gazu ziemnego z łupków jest ograniczona do obszarów o stosunkowo prostej budowie geologicznej i przewidywalnym układzie strukturalnym. Również obecność dużych stref uskokowych w pobliżu otworu jest niekorzystna, gdyż mogą one przejmować energię szczelinowania, uniemożliwiając osiągnięcie penetratywnego spękania górotworu.

Złoża gazu ziemnego w łupkach są stosunkowo łatwe do zlokalizowania, natomiast ich eksploatacja jest trudna i kosztowna. Jest to zatem odwrotna charakterystyka, niż złóż konwencjonalnych, w których głównym wyzwaniem jest odkrycie złoża, natomiast produkcja gazu jest stosunkowo prosta.

OSADY ILASTO-MUŁOWCOWE O PODWYŻSZONEJ ZAWARTOŚCI TOC W POLSCE

Polska jest krajem o stosunkowo złożonej budowie geologicznej, z szeregiem basenów sedymentacyjnych różnego wieku, od neoproterozoiku po neogen, zaangażowanych w kilka pięter strukturalnych. W basenach tych występują liczne formacje ilasto-mułowcowe o podwyższonej zawartości węgla organicznego, analizowane dotąd jako konwencjonalne skały macierzyste (fig. 1).

KARPATY I ZAPADLIŚKO PRZEDKARPACKIE

W Karpatach zewnętrznych konwencjonalną skałą macierzystą dla węglowodorów są przede wszystkim dolnooliгоценie łupki menilitowe, a w mniejszym stopniu łupki najwyższej jury i kredy dolnej. Łupki menilitowe cechuje wysoka zawartość substancji organicznej, która we wschodniej części polskich Karpat w poszczególnych profilach wynosi średnio 2–10% TOC (fig. 2A), oraz II typ kerogenu (np. Kruge i in., 1996; Köster i in., 1998). Na wielu obszarach łupki menilitowe zalegają na stosunkowo małych głębokościach. We wschodniej części polskich Karpat ich miąższość wynosi od kilkudziesięciu do 200–300 m (Górecki, Kuśmerek, 2009).

Możliwość występowania w łupkach menilitowych nagromadzeń gazu ziemnego ogranicza niska dojrzałość termiczna, zazwyczaj poniżej 1,0% R_o (Krugę i in., 1996; Köster i in., 1998; Górecki, Kuśmerek, 2009). Nawet jeśli lokalnie utwory te mają wyższą dojrzałość termiczną, dochodzącą do 1,2% R_o , to eksploatawanie z nich gazu ziemnego nie jest możliwe ze względu na wysoki stopień deformacji tektonicznych, utrudniających bądź uniemożliwiających utrzymanie w obrębie tej formacji odpowiednio długiego poziomego odcinka wiercenia oraz szczelinowania (Poprawa, 2010b, c). Wniosek ten dotyczy również łupków kredy dolnej w Karpatach zewnętrznych.

Jednym z kryteriów, pozwalającym wstępnie potwierdzić potencjał występowania nagromadzeń gazu ziemnego w łupkach, jest obecność jego konwencjonalnych złóż. W polskiej części Karpat zewnętrznych złoża gazu ziemnego, jak np. Strachocina, stanowią rzadkość (Karnkowski, 1993a), co potwierdza, że skały macierzyste są termicznie nisko dojrzałe (fig. 2A). Często obserwowane objawy gazu ziemnego wiążą się z lokalnie wyższą dojrzałością termiczną łupków menilitowych i łupków kredy dolnej, jak np. w jednostce śląskiej na południe od Rymanowa oraz w łusce Bystrego, bądź też z migracją z głębszych stref orogenu.

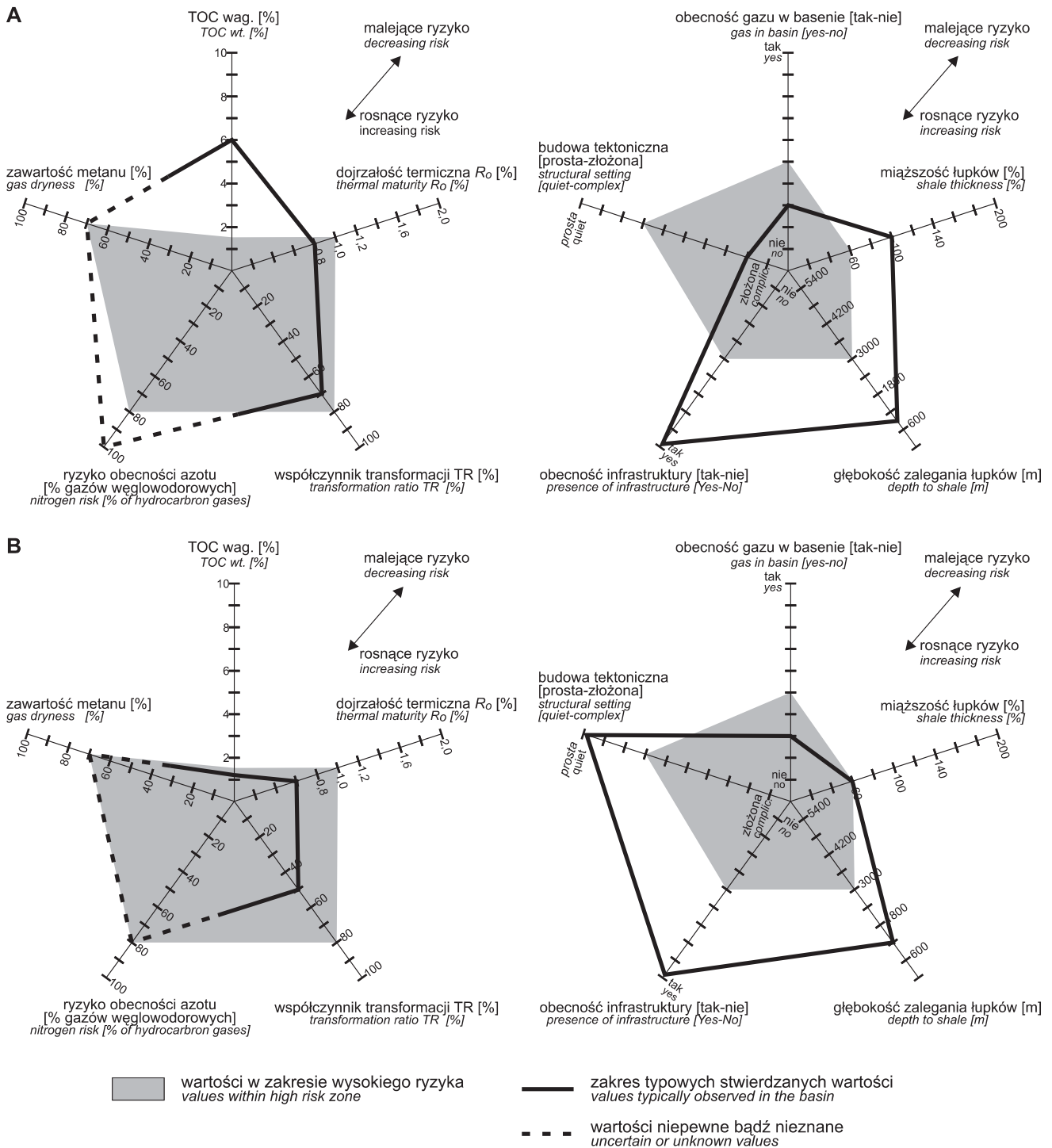


Fig. 2. Analiza geologicznych i geochemicznych parametrów ryzyka poszukiwań złóż gazu ziemnego w łupkach

A. Łupki menilitowe we wschodniej części polskich Karpat zewnętrznych. **B.** Utwory najwyższej jury i najniższej kredy w centralnej części basenu polskiego

Geological and geochemical shale gas exploration risk assessment

A. The Menilite shale in the eastern part of the Polish Outer Carpathians. **B.** The uppermost Jurassic and lowermost Cretaceous sediments in the central part of the Polish Basin

Odpowiedniki łupków menilitowych występują także w basenie paleogeńskim centralnych Karpat, w tym w niecce podhalańskiej, gdzie są wyróżniane jako warstwy zakopiańskie. Ich zaletą, z punktu widzenia możliwości poszukiwań

gazu w łupkach, jest mniej złożona budowa tektoniczna niecki podhalańskiej niż Karpat zewnętrznych. Niemniej jednak nie stwierdzono na tym obszarze tak wysokich zawartości TOC, jak w łupkach menilitowych.

Możliwość występowania nagromadzeń gazu ziemnego w obrębie ilasto-mułowcowych utworów mioceńskiego zapadliska przedkarpacciego wstępnie sugerowali Poprawa i Kiersnowski (2008). Z uwagi na biogeniczne pochodzenie gazu (Kotarba, 1992, 1999; Kotarba i in., 2005) jako analogu używano złóż gazu ziemnego w dewońskich łupkach Antrim w stanie Michigan (USA). Jednak niska zawartość TOC (Kotarba, 1992, 1999) oraz niski stopień konsolidacji tych osadów powodują, że należy je uznać za nieperspektywiczne do występowania w nich gazu (Poprawa, 2010b, c).

PERMSKO-MEZOZOICZNY BASEN POLSKI ORAZ UTWORY PERMU DEPRESJI ŚRÓDSUDECKIEJ

W obrębie permsko-mezozoicznego basenu polskiego znajduje się szereg formacji iłowcowo-mułowcowych, częściowo charakteryzujących się podwyższoną zawartością substancji organicznej. Osady takie występują w obrębie utworów od najwyższej jury do najniższej kredy, jury dolnej i środkowej, retyku, a także górnego permu.

Iłowce i mułowce od najwyższej jury do najniższej kredy charakteryzują się zbyt niską dojrzałością termiczną do generowania węglowodorów (fig. 2B). Osady te są ponadto słabo skonsolidowane, ich miąższość jest stosunkowo niewielka, a podwyższone zawartości TOC obserwuje się jedynie lokalnie (Bachleda-Curuś, Semyrka, 1990). Z tych powodów utwory te należy uznać za nieperspektywiczne dla poszukiwań gazu w łupkach (Poprawa, 2010b, c). Stratygraficzne ekwiwalenty tych utworów są obiektem badań pod kątem możliwości występowania gazu ziemnego bądź ropy naftowej w łupkach w południowej Anglii.

W obrębie utworów jury dolnej i środkowej występują interwały o wysokiej zawartości substancji organicznej (fig. 3A), charakteryzującej się mieszanym II/III typem kerogenu. Głębokość zalegania tych osadów jest mała, a miąższość stosunkowo duża. Ograniczeniem dla możliwości występowania w tych utworach nagromadzeń gazu ziemnego jest przede wszystkim ogólnie niska dojrzałość termiczna (fig. 3A). Ponadto w znacznej części basenu niski stopień skonsolidowania osadu uniemożliwia prowadzenie szczelinowania. Niekorzystna jest również zmienność facjalna zarówno oboczna, jak i w profilu stratygraficznym. Stratygraficzne ekwiwalenty niższej części tych utworów stanowią w basenie dolnosaksońskim w Niemczech obiekt poszukiwań złóż gazu ziemnego w łupkach.

Ogólnie zbliżoną charakterystykę mają iłowce wyższej części triasu górnego (retyku). Od utworów jury dolnej i środkowej odróżnia je jednak bardzo niska zawartość substancji organicznej (fig. 3B), co wyklucza możliwość występowania w nich nagromadzeń gazu ziemnego (Poprawa, 2010b, c).

Górnopermskie łupki miedzionośne oraz ilasto-margliste odmiany facjalne dolomitu głównego w basenie polskim zostały pogrzebane na zdecydowanie większych głębokościach niż łupki mezozoiczne, co wiąże się z dużą miąższością rozdzielających je osadów cechsztynu i triasu (fig. 4A).

W efekcie ich dojrzałość termiczna jest zdecydowanie większa. Zarówno łupki miedzionośne, jak i ilasto-margliste odmiany facjalne dolomitu głównego, lokalnie cechują się podwyższoną zawartością substancji organicznej (Kotarba i in., 1998). Niewielka miąższość wyklucza jednak prowadzenie w ich obrębie prac poszukiwawczych gazu ziemnego w łupkach (Poprawa, 2010b, c).

W niecce śródsudeckiej występują dolnopermskie łupki antrakozjowe i walchiowe o stosunkowo wysokiej zawartości substancji organicznej (Wołkowicz, 1990; Lorenc, 1993). Jeziorne pochodzenie tych osadów oznacza, że cechują się one I typem kerogenu. Ilość węglowodorów generowanych ze skały macierzystej o tym typie kerogenu jest większa niż dla pozostałych typów kerogenu, aczkolwiek dla generowania węglowodorów wymaga on wyższej dojrzałości termicznej niż kerogen II typu. Łupki dolnopermskie zalegają płytko, a ich miąższość osiąga maksymalnie około 80 m (fig. 4B). Niemniej jednak z uwagi na zbyt niską dojrzałość termiczną (Wołkowicz, 1990; Lorenc, 1993) nie mają one potencjału do poszukiwań gazu w łupkach (Poprawa, 2010b, c). Potencjał taki dodatkowo ograniczają oboczna i wertykalna zmienność facjalna i zmienność TOC oraz obecność deformacji tektonicznych.

BASENY DEWOŃSKO-KARBOŃSKIE

W obrębie górnokarbońskich basenów węglowych, tj. w basenie lubelskim i górnośląskim występują łupki wzbogacone w substancję organiczną (Matyasik, 1998; Kotarba i in., 2002). Dotychczas zainteresowanie niekonwencjonalnymi węglowodorami w przypadku tych basenów ograniczało się do metanu pokładów węgla (Kotas, 1994; Kotarba, 2001; Zalewska, Młynarczyk, 2003; Kędzior i in., 2007). Określenie zakresu typowych zawartości TOC, czy też średnich TOC, jak również określenie miąższości netto kompleksów wzbogaconych w substancję organiczną, jest jednak bardzo trudne z uwagi na dużą zmienność pomierzonych zawartości TOC w poszczególnych profilach. Laminy węgliste mogą zawierać do 60–80% TOC, zaś łupki węgliste od poniżej 1% do powyżej 10% TOC. Biorąc pod uwagę przykłady amerykańskich złóż jako analogów, za niekorzystne z punktu widzenia możliwości występowania gazu w łupkach należy uznać to, że substancja organiczna charakteryzuje się III typem kerogenu. Wiąże się to z większymi wymogami tego kerogenu co do dojrzałości termicznej umożliwiającej generowanie gazu, jak również z mniejszą ilością generowanego gazu z jednostki wagowej substancji organicznej niż w przypadku kerogenu II czy I typu. Dodatkowo niekorzystna jest zmienność facjalna, zarówno lateralna, jak i w profilu pionowym, powodująca brak homogenicznych kompleksów iłowców o dużej miąższości.

W basenie górnośląskim iłowce górnego karbonu występują w szerokim zakresie głębokości – od powierzchni do przypuszczalnie około 4000–6000 m. Osady do głębokości 1000–2000 m są dobrze rozpoznane wiertniczo. Na takich głębokościach we wschodniej części basenu iłowce są nie-

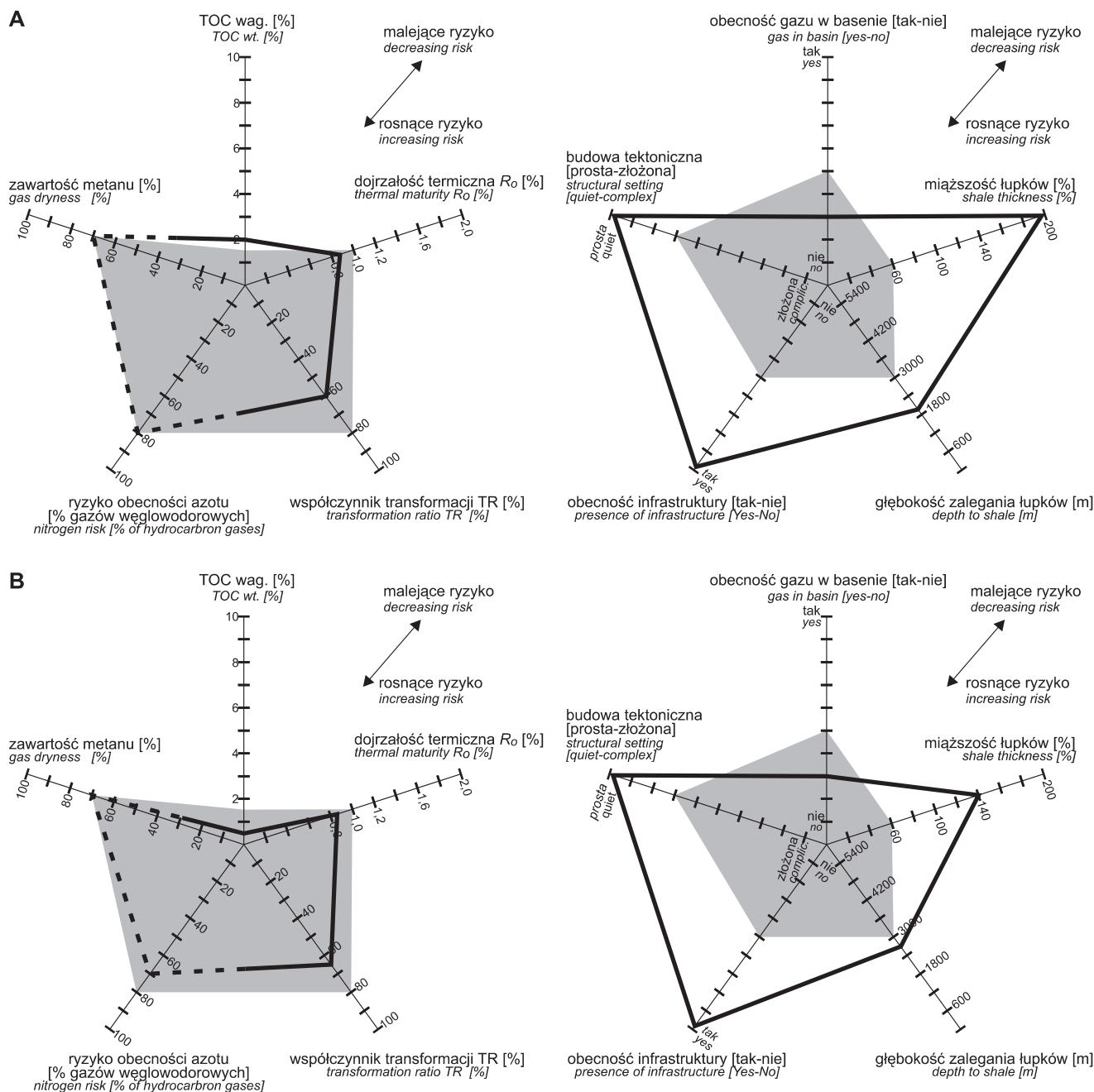


Fig. 3. Analiza geologicznych i geochemicznych parametrów ryzyka poszukiwań złóż gazu ziemnego w łupkach

A. Utwory jury dolnej w centralnej części basenu polskiego. **B.** Utwory triasu górnego (retyku) w centralnej części basenu polskiego

Geological and geochemical shale gas exploration risk assessment

A. The Lower Jurassic sediments in the central part of the Polish Basin. **B.** The Upper Triassic (Rhaetian) sediments in the central part of the Polish Basin

dojrzałe do generowania gazu ziemnego (0,6–0,8% R_o). Dojrzałość termiczna wzrasta ku południowemu zachodowi i w centralnej części basenu, na głębokości 1000 m wynosi około 0,8–0,9% R_o (fig. 5A), zaś w części południowo-wschodniej już w stropie karbonu sięga 1,0–1,2% R_o (Jurczak-Drabek, 2000). W głębszych strefach centralnej i zachodniej części basenu górnośląskiego poza zasięgiem istniejących otworów wiertniczych, tj. poniżej około 2000 m, dojrzałość termiczna osiąga zakres okna generowania gazu ziemnego.

W basenie lubelskim możliwość występowania gazu ziemnego w łupkach karbonu również jest ograniczona przez niską dojrzałość termiczną (Poprawa, 2010b, c). W przypadku utworów namuru, zalegających w osiowej części basenu maksymalnie na głębokościach 2000–3000 m, dojrzałość termiczna nie przekracza 0,8% R_o (fig. 5B), za wyjątkiem strefy położonej na południowy wschód od Lublina, gdzie lokalnie może przekraczać 1,0% R_o (Grotek, 2005).

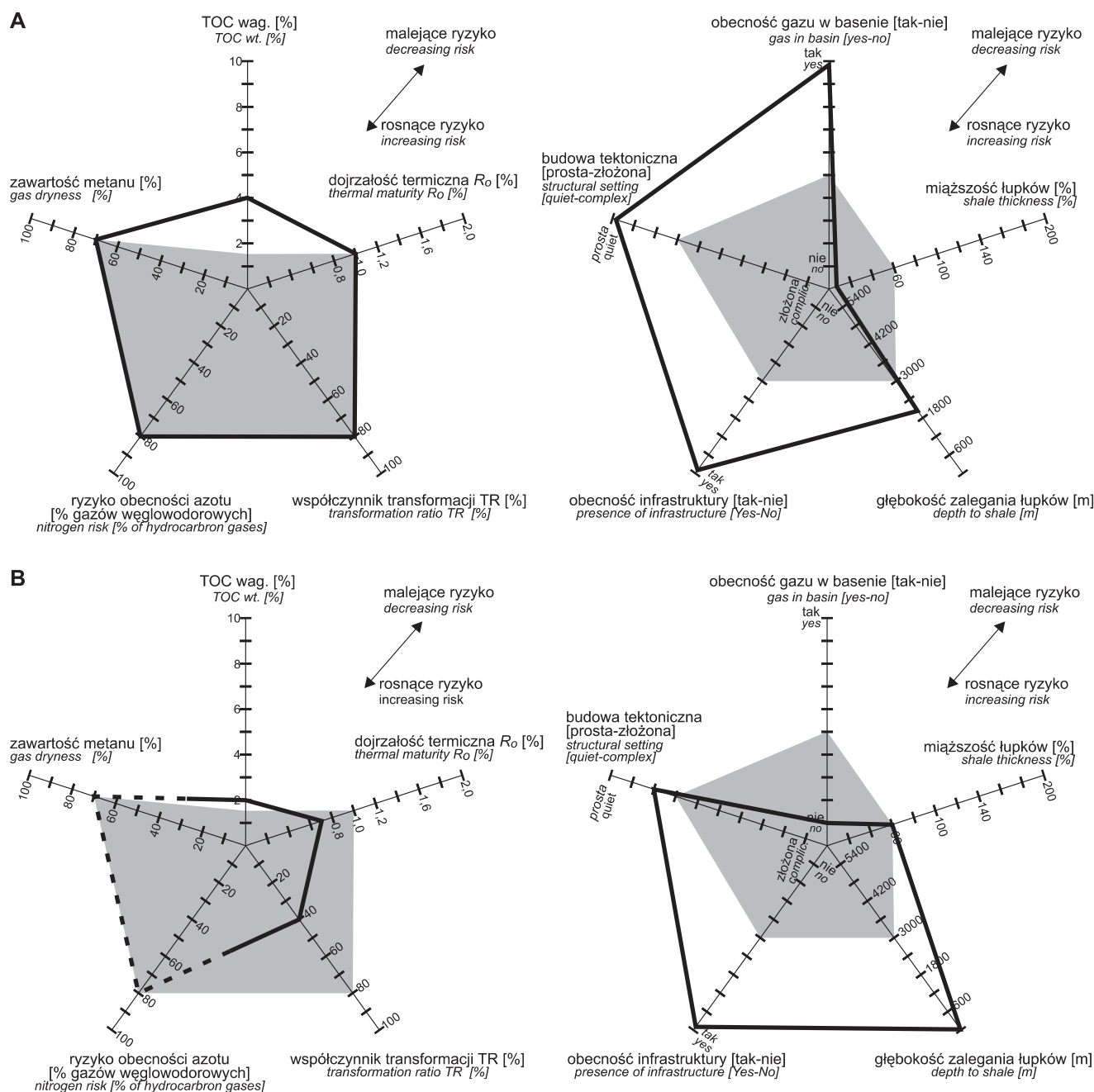


Fig. 4. Analiza geologicznych i geochemicznych parametrów ryzyka poszukiwań złóż gazu ziemnego w łupkach

A. Łupek miedzionośny (perm górny) w południowo-zachodniej części basenu polskiego. **B.** Łupki antrakozjowe oraz walchiiowe w niecce śródsudeckiej

Geological and geochemical shale gas exploration risk assessment

A. The copper shale (Upper Permian) in the southwestern part of the Polish Basin. **B.** The anthracosia and walcchia shale (Lower Permian) in the Intrasudetic depression

Górnokarbońskie iłowce w niecce śródsudeckiej również odznaczają się wysoką zawartością substancji organicznej o III typie kerogenu, a także małą głębokością zalegania (Kotarba i in., 2002). Dojrzałość termiczna tych osadów (zob. Nowak, 2001) jest jednak niewystarczająca do generowania gazu ziemnego w łupkach. Uwagę zwraca ponadto częściowa niespójność profili dojrzałości termicznej

z głębokością zalegania, będąca efektem wpływu intruzji magmowych i związanych z nimi roztworów na strukturę dojrzałości górotworu. Dodatkowo za czynnik niekorzystny można uznać zmienność facjalną, zarówno lateralną, jak i w profilu pionowym, powodującą brak homogenicznych kompleksów iłowców o dużej miąższości.

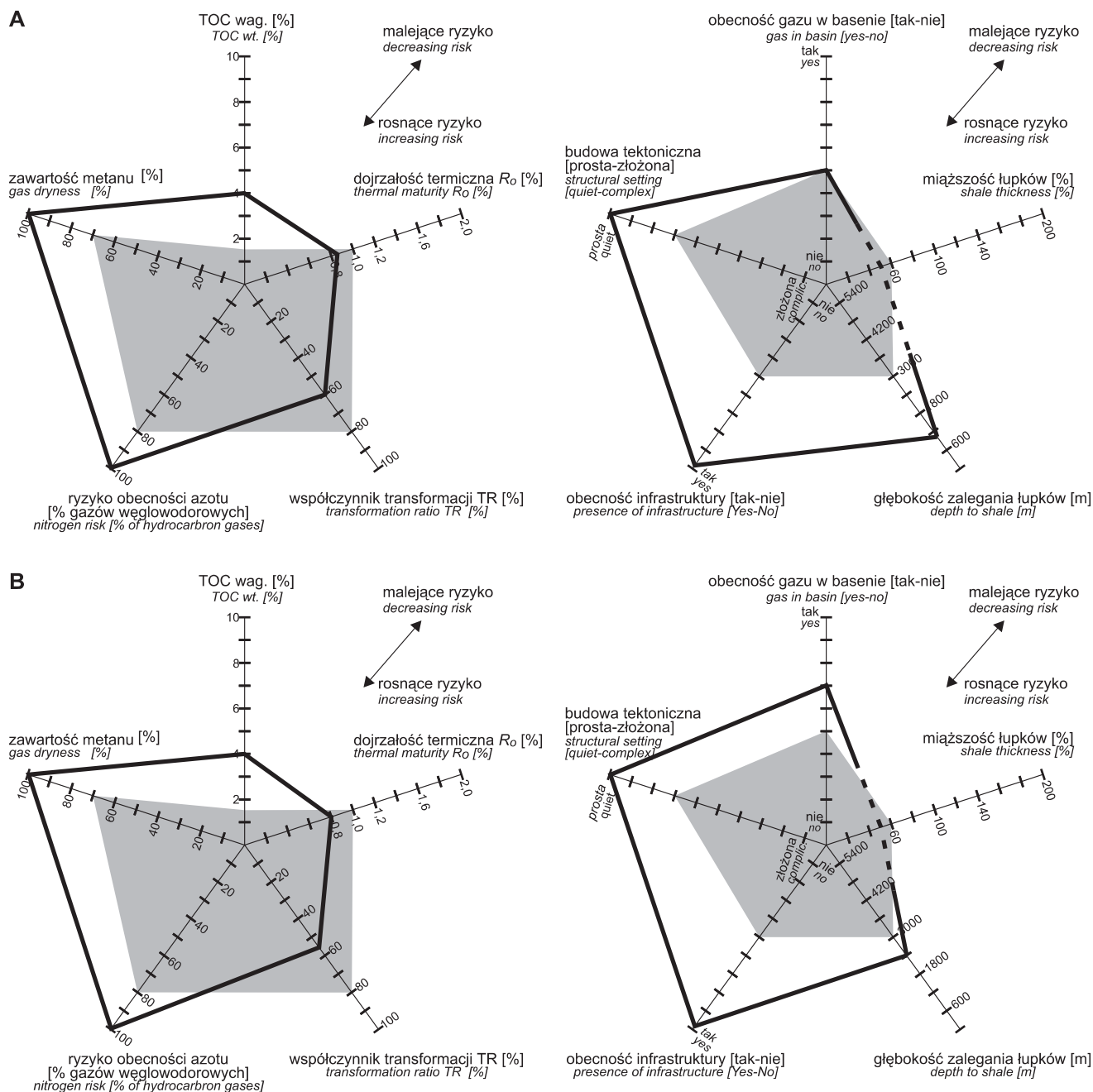


Fig. 5. Analiza geologicznych i geochemicznych parametrów ryzyka poszukiwań złóż gazu ziemnego w łupkach

A. Iłowce karbonu górnego w centralnej części basenu górnośląskiego. **B.** Howce namuru w basenie lubelskim

Geological and geochemical shale gas exploration risk assessment

A. The Upper Carboniferous shale in the central part of the Upper Silesian Basin. **B.** The Narmurian shale in the Lublin Basin

Dolnokarbońskie utwory kulmowe strefy wielkopolskiej w rejonie monokliny przedsudeckiej zawierają pakiety ilaro-mułowcowe, w których mogą występować nagromadzenia gazu ziemnego (Poprawa, Kiersnowski, 2008; Poprawa, 2010c). Utwory te są uważane za skałę macierzystą dla konwencjonalnych złóż gazu ziemnego w utworach czerwonego spągowca monokliny przedsudeckiej (np. Karnkowski, 1993b). Karbon strefy wielkopolskiej to dużej miąższości

kompleks przeławicających się utworów ilaro-mułowcowych i piaszczystych, stanowiących osad głębokomorskich prądów turbidytowych (Żelichowski, 1995; Mazur i in., 2003). Są to utwory silnie zdiagenezowane i zlitfikowane, a ich cechą charakterystyczną jest bardzo wysoka dojrzałość termiczna (np. Poprawa i in., 2005). W północno-wschodniej części strefy wielkopolskiej osady te zalegają na dużych głębokościach, a częściowo są też silnie przegrzane.

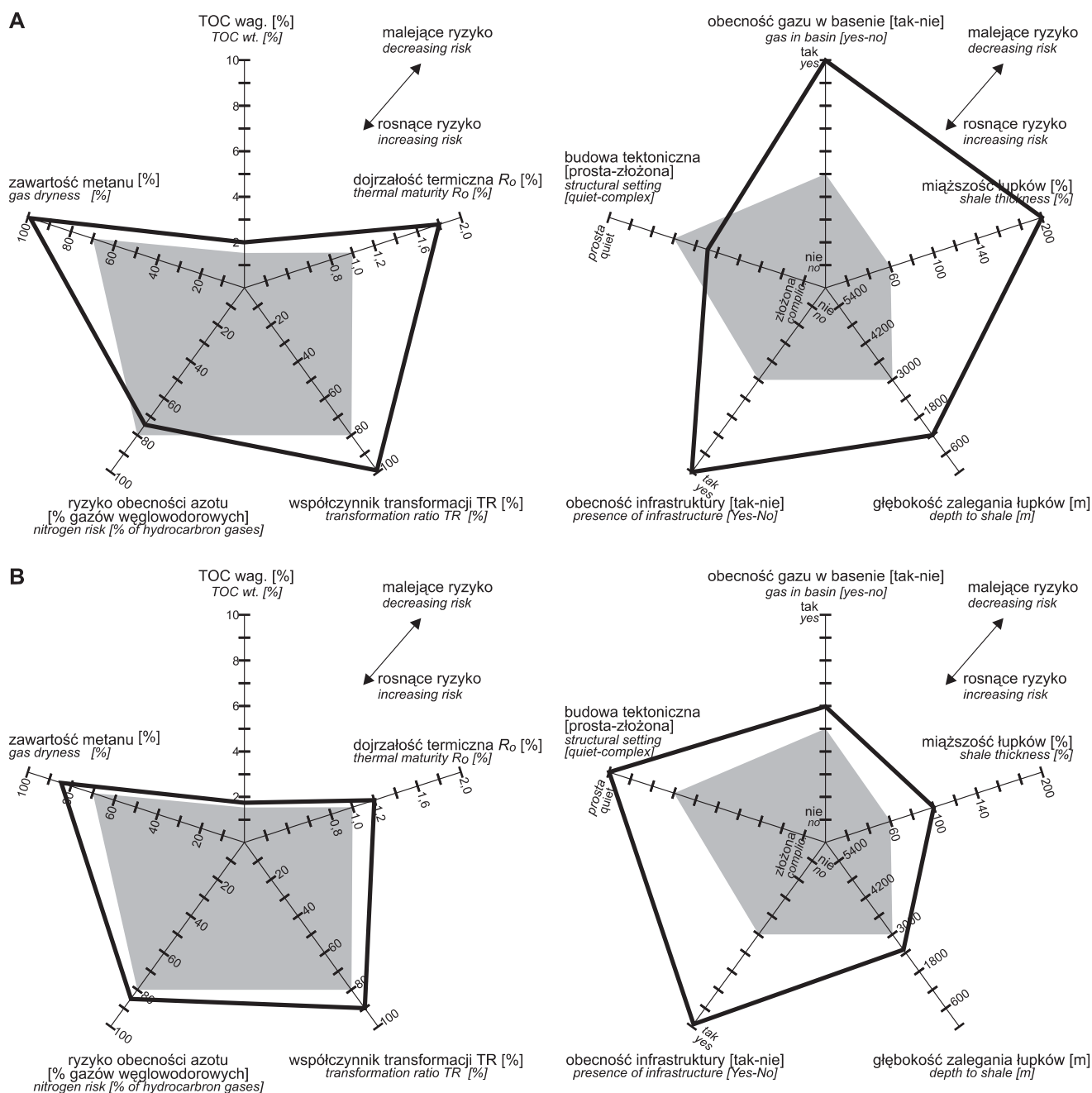


Fig. 6. Analiza geologicznych i geochemicznych parametrów ryzyka poszukiwań złóż gazu ziemnego w łupkach

A. Utwory karbonu dolnego strefy wielkopolskiej (obszar monokliny przedsudeckiej). **B.** Utwory najwyższego dewonu (górnego famenu) i najniższego karbonu (dolnego turneju) na Pomorzu Zachodnim

Geological and geochemical shale gas exploration risk assessment

A. The Lower Carboniferous deposits of the Wielkopolska zone (area of the Fore-Sudetic Monocline). **B.** The upper-most Devonian (upper Famennian) to lowermost Carboniferous (lower Tournaisian) deposits at the Western Pomerania

We wschodniej części tego obszaru dojrzałość termiczna osiąga wartości 3–5% R_o , zbyt duże dla możliwości występowania gazu ziemnego w łupkach. W południowo-zachodniej części obszaru utwory te znajdują się w zakresie korzystnej dojrzałości termicznej odpowiadającej oknu suchego gazu (fig. 6A). W strefie tej równocześnie głębokość za-

legania stropu omawianych utworów jest mała, najczęściej od 1000 do 2000 m (fig. 6A).

Utwory karbonu dolnego strefy wielkopolskiej mają bardzo dużą miąższość, która w kilku otworach nieprzebijających omawianego kompleksu wynosiła około 1000–2500 m. Zawartość substancji organicznej w tym kompleksie jest bar-

dzo zmienna. W obrębie kompleksu stwierdzono występowanie pakietów o zawartości substancji organicznej przekraczającej 1–2%. Cechuje się ona mieszanym kerogenem II/III typu. Utwory karbonu dolnego występują na obszarze, gdzie znajdują się liczne konwencjonalne złoża gazu ziemnego, jak również powszechnie obserwuje się objawy gazu.

Dolnokarbońskie łupki w strefie wielkopolskiej mają jednak kilka cech stanowiących element podwyższonego ryzyka dla poszukiwań gazu ziemnego w łupkach. Podobnie jak w przypadku pozostałych omawianych tu kompleksów karbońskich, za niekorzystną należy uznać zmienność facjalną, powodująca brak homogenicznych pakietów ilastych o znacznej miąższości. Skład chemiczny próbek gazów pobranych z utworów karbonu dolnego dokumentuje wprawdzie obecność suchego gazu, jednak stwierdza się ryzyko występowania w nim podwyższonych zawartości azotu (fig. 6A). Najistotniejszym elementem ryzyka poszukiwawczego gazu w łupkach w strefie wielkopolskiej jest wysoki stopień deformacji tektonicznych (fig. 6A).

Utwory waryscyjskiego piętra strukturalnego w Polsce zawierają łupki o ciemnym zabarwieniu również w obrębie utworów najwyższego dewonu (górnego famenu) i najniższego karbonu (dolnego turneju) na Pomorzu Zachodnim (fig. 1). Są to osady morskie o mieszanym II/III typie kerogenu. Pakiety omawianych łupków występują przede wszystkim w obrębie formacji iłowców wapnistych z Sapolna, której łączna miąższość wynosi 85–600 m (Matyja, 2006). Utwory te zalegają na głębokości od około 2700 m do ponad 4400 m (Matyja i in., 2000).

Dojrzałość termiczna jest obocznie zmienna w szerokim zakresie od około 0,5–0,6 do około 1,4% R_o , co wynika ze zmiennej głębokości maksymalnego pogrzebienia oraz zmiennych warunków paleotermicznych, jednak na większej części obszaru jest ona zbyt niska do generowania gazu ziemnego (fig. 6B). Głównym powodem, dla którego w omawianych utworach nie mogły się wykształcić nagromadzenia gazu ziemnego, jest stosunkowo niska zawartość węgla organicznego (Matyasik, 1998). Dodatkowym elementem niesprzyjającym poszukiwaniom gazu ziemnego w łupkach są deformacje tektoniczne i stosunkowo duża głębokość zalegania iłowców wapnistych z Sapolna (fig. 6B).

BASENY DOLNOPALEOZOICZNE

Największe możliwości występowania gazu ziemnego w łupkach w Polsce stwierdzono dla łupków dolnego paleozoiku na kratonie wschodnioeuropejskim (fig. 1) (Poprawa, Kiersnowski, 2008; Poprawa, 2009, 2010a). Główną formacją potencjalnie zbiornikową są przede wszystkim łupki ordowiku górnego i/lub syluru dolnego, a lokalnie, w północnej części basenu bałtyckiego, także łupki ordowiku górnego (karadoku, rzadziej aszgilu) i dolnego (tremadoku). Zaletą tych utworów dla poszukiwań złóż gazu ziemnego w łupkach jest ich duże oboczne rozprzestrzenienie oraz stosunkowo prosta budowa tektoniczna tego obszaru (fig. 7).

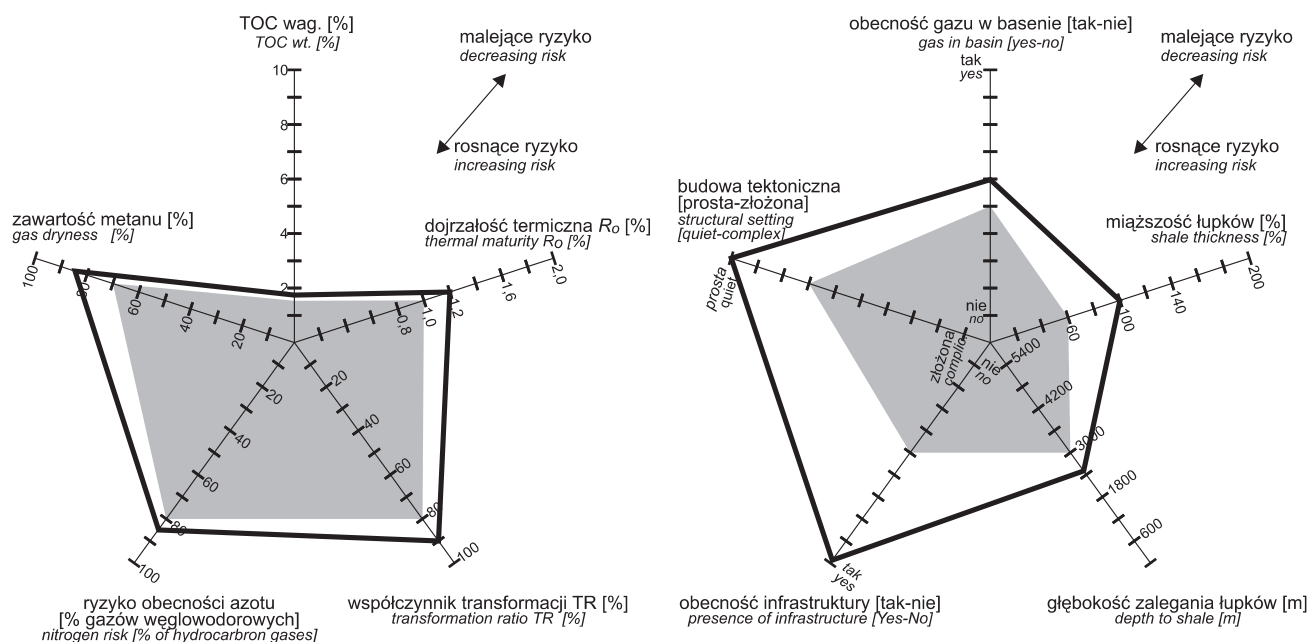


Fig. 7. Analiza geologicznych i geochemicznych parametrów ryzyka poszukiwań złóż gazu ziemnego w łupkach dla utworów ordowiku górnego i syluru dolnego w centralnej części basenu bałtyckiego (wg Poprawa, 2010a)

Geological and geochemical shale gas exploration risk assessment for the Upper Ordovician and Lower Silurian shale in the central part of the Baltic Basin (after Poprawa, 2010a)

Charakterystyczną cechą tych utworów jest wyraźny diachronizm w pojawianiu się w nich pakietów o wysokiej zawartości substancji organicznej, stanowiących potencjalną formację zbiornikową. W północno-zachodniej części kratonu wschodnioeuropejskiego osady takie pojawiają się już począwszy od kambru górnego i tremadoku oraz górnego lanwiru i karadoku, w centralnej części basenu bałtyckiego, obniżeniu podlaskim oraz północno-zachodniej części regionu lubelskiego w landowerze, zaś we wschodniej części basenu bałtyckiego i południowo-wschodniej części regionu lubelskiego w wenloku (Poprawa, 2010a). Średnie obecne zawartości substancji organicznej w poszczególnych profilach dla interwałów potencjalnie zawierających gaz w łupkach mieszczą się zazwyczaj w zakresie od 1 do 6% TOC (Klimuszko, 2002; Poprawa, 2010a). Skumulowana miąższość pakietów bogatych w substancję organiczną w obrębie kompleksu dolnopaleozoicznego wynosi co najmniej kilkadziesiąt metrów (fig. 7). Utwory te charakteryzują się II typem kerogenu (Klimuszko, 2002).

Na zachodnim skłonie kratonu wschodnioeuropejskiego dojrzałość termiczna wzrasta ku zachodowi i południowemu zachodowi wraz ze wzrastającą głębokością zalegania (Grotek, 2006; Poprawa, 2010a). W strefach, gdzie niewielka głębokość zalegania łupków pozwala utrzymać koszty prac poszukiwawczych na stosunkowo niskim poziomie, dojrzałość termiczna jest niewystarczająca do występowania gazu ziemnego w łupkach. W zachodniej części omawianego obszaru potencjalne nagromadzenia mogą natomiast znajdować się na głębokościach zbyt dużych dla ekonomicznie opłacalnej eksploatacji gazu. Pomędzy tymi strefami znajduje się szeroki pas występowania łupków dolnego paleozoiku o podwyższonym potencjale poszukiwawczym, gdzie dojrzałość termiczna jest wystarczająca do generowania gazu, a głębokość pogrzebienia nie wyklucza możliwości jego ekonomicznie uzasadnionej produkcji (Poprawa, 2010a). Wstępne przesłanki wskazują także, że zawartość krzemionki w łupkach lokalnie jest stosunkowo wysoka i wynosi 45–70% (Krzemiński, Poprawa, 2006), co sprzyja podatności na szczelinowanie.

Objawy węglowodorów i wyniki testów złożowych w konwencjonalnych skałach zbiornikowych kambru oraz

ordowiku dolnego i środkowego na kratonie wschodnioeuropejskim są genetycznie związane z potencjalnie gazonośnymi łupkami dolnego paleozoiku. Na ich podstawie można oczekiwać, że poza strefami o niskiej dojrzałości termicznej, w łupkach występować może dobrej jakości suchy gaz o niewielkiej zawartości azotu (fig. 7). Gaz ziemny o wysokiej zawartości gazów węglowodorowych wyższych niż metan, a także o dużej zawartości azotu występować może we wschodniej, nisko dojrzałej części omawianego obszaru (Poprawa, 2010a).

Elementem podwyższającym geologiczne ryzyko poszukiwań złóż gazu ziemnego w łupkach dolnego paleozoiku jest przede wszystkim niewielka ilość konwencjonalnych złóż węglowodorów w kompleksie dolnopaleozoicznym oraz ich niewielkie zasoby. Ponadto średnie zawartości substancji organicznej można uznać za niskie w porównaniu do klasycznych basenów, w których produkowany jest gaz z łupków w USA i Kanadzie. W strefach o optymalnej głębokości pogrążenia, czyli płycej niż 3000–3500 m, dojrzałość termiczna jest stosunkowo niska (Poprawa, 2010a). We wschodniej części omawianego obszaru występuje ponadto ryzyko wysokich zawartości azotu w gazie.

W strefach kratonu wschodnioeuropejskiego, gdzie łupki ordowiku górnego i syluru dolnego mają dojrzałość termiczną w zakresie 0,8–1,1% R_o (Grotek, 2006), a także charakteryzują się wysoką zawartością substancji organicznej, maksymalnie przekraczającej 15% TOC, istnieją perspektywy występowania złóż ropy naftowej w łupkach (*oil shale*). Dotyczy to głównie basenu bałtyckiego w południowo-zachodniej części Litwy oraz północno-wschodniej części obniżenia podlaskiego.

Łupki ordowiku górnego i syluru dolnego występują lokalnie także na bloku małopolskim. Na obszarze tym są one jednak częściowo zerodowane i występują w formie izolowanych płatów. Niższe niż na kratonie wschodnioeuropejskim zawartości substancji organicznej, ogólnie niższa dojrzałość termiczna, duża głębokość zalegania w strefach o dojrzałości termicznej powyżej 1% R_o , luki sedimentacyjne w profilu ordowiku górnego i syluru dolnego łącznie powodują, że potencjał tych utworów do występowania nagromadzeń gazu ziemnego w łupkach jest niski.

WNIOSKI

W basenach sedymentacyjnych w Polsce występują liczne formacje ilasto-mułowcowe o ciemnym zabarwieniu oraz potencjalnie podwyższonej zawartości węgla organicznego, różnego wieku, od neoproterozoiku po neogen, które dotychczas analizowano jako konwencjonalne skały macierzyste. Stwierdzono, że wiele z tych formacji ma cechy wykluczające możliwość występowania w nich gazu ziemnego. W odniesieniu do części analizowanych formacji możliwość występowania takich nagromadzeń gazu określono jako mało prawdopodobną, chociaż pozostają one nadal słabo zbadane pod tym względem.

W przypadku łupków menilitowych w Karpatach zewnętrznym zasadniczym problemem jest wysoki stopień deformacji tektonicznych, a także niska dojrzałość termiczna, zazwyczaj poniżej 1,0% R_o , w strefach o wysokiej zawartości substancji organicznej. W strefach, gdzie utwory te byłyby mniej zdeformowane, a jednocześnie miałyby odpowiednią dojrzałość termiczną, można by je było traktować jako potencjalny cel poszukiwawczy. Osady ilasto-mułowcowe miocenijskiego zapadliska przedkarpackiego są nieperspektywiczne z uwagi na niską zawartość TOC oraz mały stopień konsolidacji.

W obrębie profilu utworów mezozoicznych w basenie polskim ilasto-mułowcowe osady wzbogacone w substancje organiczną występują w wyższej części jury górnej oraz niższej części kredy dolnej, a także w jurze środkowej i dolnej. Ogólnie niska dojrzałość termiczna wyklucza bądź ogranicza możliwość występowania w nich nagromadzeń gazu ziemnego. Ilasto-mułowcowe osady o ciemnym zabarwieniu występują też w wyższej części profilu triasu górnego, jednak charakteryzują się one niską zawartością TOC.

Łupki permu górnego występują w spągu profilu cechsztynu w basenie polskim (łupki miedzionośny). Konwencjonalną skałą macierzystą są też ilasto-margliste odmiany facjalne dolomitu głównego. Obie te formacje cechują się jednak zbyt małą miąższością, aby być brane pod uwagę jako cele poszukiwań gazu ziemnego w łupkach. Z kolei dolno-permskie łupki antrakozjowe i walchiowe w niecce śródsudeckiej charakteryzują się ogólnie zbyt niską dojrzałością termiczną do powstania złóż gazu.

W obrębie basenów dewońsko-karbońskich występuje szereg formacji łupkowych, które analizowano pod kątem możliwości występowania w nich nagromadzeń gazu ziemnego. Łupki górnokarbońskie w basenie lubelskim uznano za termicznie zbyt nisko dojrzałe dla występowania w nich gazu ziemnego. W basenie górnośląskim iłowce karbonu górnego występują w szerokim zakresie głębokości zalegania i dojrzałości termicznej, w tym w głębszych strefach centralnej i zachodniej części basenu, gdzie znajdują się poza zasięgiem istniejących otworów wiertniczych, w zakresie okna gazowego. Za niekorzystne, z punktu widzenia możliwości występowania gazu w łupkach, uznano zmienność facjalną zarówno lateralną, jak i w profilu pionowym, jak również III typ kerogenu.

Dolnokarbońskie łupki kulmowe w podłożu monokliny przedsudeckiej mogą lokalnie zawierać nagromadzenia gazu ziemnego, za czym przemawiają niekiedy wysoka zawartość TOC w kompleksach o dużej miąższości oraz dojrzałość

termiczna odpowiadająca zakresowi okna suchego gazu. W południowej części obszaru korzystne jest również płytkie zaleganie tych utworów, a w basenie obserwuje się konwencjonalne złoża gazu ziemnego oraz jego objawy. Problemem w tym wypadku jest natomiast słabo określony, jednak przypuszczalnie wysoki, stopień deformacji tektonicznych, a także zmienność facjalna, powodująca brak homogenicznych pakietów ilastych o znacznej miąższości.

Łupki najwyższego dewonu (górnego famenu) i najniższego karbonu (dolnego turneju) na Pomorzu Zachodnim określono jako nieperspektywiczne dla występowania w nich nagromadzeń gazu ziemnego. Jest to związane przede wszystkim z ogólnie niską zawartością TOC, a na części obszaru również z niską dojrzałością termiczną, z dużą głębokością ich zalegania oraz obecnością deformacji tektonicznych.

Największy potencjał występowania gazu ziemnego w łupkach w Polsce stwierdzono dla łupków graptolitowych ordowiku górnego i syluru dolnego na kratonie wschodnio-europejskim. Decyduje o tym przede wszystkim wysoka zawartość TOC w interwałach o odpowiednio dużej miąższości, niekiedy wysoka dojrzałość termiczna, głębokość zalegania nieprzekraczająca progu ekonomicznie uzasadnionej eksploatacji oraz mało skomplikowana budowa tektoniczna. Stratygraficzne odpowiedniki tych utworów na bloku małopolskim, występujące w formie erozyjnych płatów, mają gorszą charakterystykę pod względem zawartości TOC i dojrzałości termicznej.

Niniejsza praca została zrealizowana w ramach projektu „Rozpoznanie basenów węglowodorowych polski pod kątem możliwości występowania i zasobów oraz możliwości koncesjonowania poszukiwań niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego”, finansowanego przez Ministerstwo Środowiska oraz Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej.

LITERATURA

- BACHLEDA-CURUŚ T., SEMYRKA R., 1990 — Bilans węglowodorowy mezozoicznego kompleksu osadowego centralnej części Niżu Polskiego. *Zesz. Nauk. AGH, Geologia*, **49**.
- BUNIAK A., KUBERSKA M., KIERSNOWSKI H., 2009 — Petrograficzno-petrofizyczna charakterystyka piaskowców eolicznych strefy Siekierki–Winna Góra (koło Poznania) w aspekcie poszukiwań złóż gazu zamkniętego w osadach czerwonego spagowca. *Prz. Geol.*, **57**: 328–334.
- CHENG A.-L., HUANG W.-L., 2004 — Selective adsorption of hydrocarbon gases on clays and organic matter. *Organic Geochem.*, **35**, 4: 413–423.
- CURTIS J.B., 2002 — Fractured shale gas systems. *AAPG Bull.*, **86**, 11: 1921–1938.
- GÓRECKI W., KUŚMIEREK J. (red.), 2009 — Badania transgraniczne wgłębnym struktur geologicznych brzeżnej strefy Karpat w aspekcie odkryć i udostępnienia nowych złóż ropy naftowej i gazu ziemnego. Arch. KSE AGH, Kraków.
- GROTEK I., 2005 — Alteration of the coalification degree of the organic matter dispersed in the Carboniferous sediments along border of the East-European Craton in Poland. *Biul. Państw. Inst. Geol.*, **413**: 5–80.
- GROTEK I., 2006 — Dojrzałość termiczna materii organicznej z utworów pokrywy osadowej pomorskiego odcinka TESZ, basenu bałtyckiego oraz obszarów przyległych. *W: Ewolucja facjalna, tektoniczna i termiczna pomorskiego segmentu szwu transeuropejskiego oraz obszarów przyległych* (red. H. Matyja, P. Poprawa). *Pr. Państw. Inst. Geol.*, **186**: 253–270.
- HADRO J., 2010 — Strategia poszukiwań złóż gazu ziemnego w łupkach. *Prz. Geol.*, **58**, 3: 250–258.
- HILL D.G., NELSON C.R., 2000 — Gas productive fractured shales: an overview and update. *GRI Gas TIPS*, **6**: 4–13.
- JARVIE D.M., HILL R.J., RUBLE T.E., POLLASTRO R.M., 2007 — Unconventional shale-gas systems: The Mississippian Bar-

- nett Shale of north-central Texas as one model for thermogenic shale-gas assessment. *AAPG Bull.*, **91**, 4: 475–499.
- JURCZAK-DRABEK A., 2000 — Rozwój mikrofacji organicznej w profilu litostratygraficznym karbonu Górnośląskiego Zagłębia Węglowego. *Biul. Państw. Inst. Geol.*, **390**: 5–34.
- KARNKOWSKI P., 1993a — Złoże gazu ziemnego i ropy naftowej w Polsce. T. 2. Karpaty i zapadlisko przedkarpackie. Tow. Geosynopt. GEOS AGH, Kraków.
- KARNKOWSKI P., 1993b — Złoże gazu ziemnego i ropy naftowej w Polsce. T. 1. Niż Polski. Tow. Geosynopt. GEOS AGH, Kraków.
- KĘDZIOR S., HADRO J., KWARCINŃSKI 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. *Prz. Geol.*, **55**, 7: 565–570.
- KIERSNOWSKI H., POPRAWA P., KUBERSKA M., 2009 — Tight gas in the Rotliegend reservoir in the SW Polish Basin. AAPG Ann. Convent. & Exhibit., 7–10.06.2009, Denver, Colorado, USA, Abstrakt Volume: 115–116.
- KLIMUSZKO E., 2002 — Utwory syluru południowo-wschodniej Polski jako skały potencjalnie macierzyste dla dewońskich rop naftowych. *Biul. Państw. Inst. Geol.*, **402**: 75–100.
- KOTARBA M., 1992 — Bacterial gases in Polish part of the Carpathian Foredeep and the Flysch Carpathians: isotopic and geological approach. *W: Bacterial gas* (red. R. Vially): 133–146. Technip., Paris.
- KOTARBA M.J., 1999 — Warunki generowania i akumulacji węglowodorów oraz charakterystyka geochemiczna substancji organicznej w utworach miocenu autochtonicznego zapadliska przedkarpackiego. *Pr. Państw. Inst. Geol.*, **168**: 277–296.
- KOTARBA M.J., 2001 — Composition and origin of gases in the Upper Silesian and Lublin Coal Basins, Poland. *Organic Geochem.*, **32**: 163–180.
- KOTARBA M., KOSAKOWSKI P., KOWALSKI A., WIĘCŁAW D., 1998 — Wstępna charakterystyka geochemiczna substancji organicznej i potencjału węglowodorowego w utworach dolomitu głównego Niżu Polskiego. *W: Analiza basenów sedimentacyjnych* (red. M. Narkiewicz). *Pr. Państw. Inst. Geol.*, **165**: 227–234.
- KOTARBA J.M., CLAYTON J.L., RICE D.D., WAGNER M., 2002 — Assessment of hydrocarbon source rock potential of Polish bituminous coals and carbonaceous shales. *Chemical Geol.*, **184**, 1/2: 11–35.
- KOTARBA M.J., WIĘCŁAW D., KOSAKOWSKI P., KOWALSKI A., 2005 — Potencjał węglowodorowy skał macierzystych i geneza gazu ziemnego akumulowanego w utworach miocenu zapadliska przedkarpackiego w strefie Rzeszowa. *Prz. Geol.*, **53**: 67–76.
- KOTAS A. (red.), 1994 — Coal-bed methane potential of the Upper Silesian Coal Basin, Poland. *Pr. Państw. Inst. Geol.*, **142**.
- KÖSTER J., KOTARBA M., LAFARGUE E., KOSAKOWSKI P., 1998 — Source rock habitat and hydrocarbon potential of Oligocene Menilite Formation (Flysch Carpathians, Southeast Poland): an organic geochemical and isotope approach. *Organic Geochem.*, **29**: 543–558.
- KRZEMIŃSKI L., POPRAWA P., 2006 — Geochemia klastycznych osadów ordowiku i syluru ze strefy Koszalin-Chojnice i zachodniej części basenu bałtyckiego. *W: Ewolucja facjalna, tektoniczna i termiczna pomorskiego segmentu szwu transeuropejskiego oraz obszarów przyległych* (red. H. Matyja, P. Poprawa). *Pr. Państw. Inst. Geol.*, **186**: 123–147.
- KRUGE M.A., MASTALERZ M., SOLECKI A., STANKIEWICZ B., 1996 — Organic geochemistry and petrology of oil source rocks, Carpathian Overthrust region, southeastern Poland – implications for petroleum generation. *Organic Geochem.*, **24**, 8: 897–912.
- LORENC S., 1993 — Extent, lithology and approximate geochemical features of Sudetic black shales. *Acta Univ. Wratisl.*, **1412**. *Pr. Geol.-Miner.*, 33. Z badań nad mineralizacją rudną regionu sudeckiego: 179–208.
- MATYASIK I., 1998 — Charakterystyka geochemiczna skał macierzystych karbonu w wybranych profilach wiertniczych obszaru radomsko-lubelskiego i pomorskiego. *W: Analiza basenów sedimentacyjnych* (red. M. Narkiewicz). *Pr. Państw. Inst. Geol.*, **165**: 215–226.
- MATYJA H., TURNAU E., ŻBIKOWSKA B., 2000 — Lower Carboniferous (Mississippian) stratigraphy of the northwestern Poland: Conodont, miospore and Ostracod zones compared. *Ann. Soc. Geol. Pol.*, **70**: 193–217.
- MATYJA H., 2006 — Stratygrafia i rozwój facjalny osadów dewonu i karbonu w basenie pomorskim i w zachodniej części basenu bałtyckiego a paleozoiczna paleogeografia północnej części TESZ. *W: Ewolucja facjalna, tektoniczna i termiczna pomorskiego segmentu szwu transeuropejskiego oraz obszarów przyległych* (red. H. Matyja, P. Poprawa). *Pr. Państw. Inst. Geol.*, **186**: 79–122.
- MAZUR S., KUROWSKI L., ALEKSANDROWSKI P., ŻELAŻNIEWICZ A., 2003 — Variscan Fold-Thrust Belt of Wielkopolska (W Poland): New structural and sedimentological data. *Geolines*, **16**: 71–73.
- NOWAK G.J., 2001 — Dojrzałość termiczna węgla DZW na tle ich petrografii i genezy. *Biul. Państw. Inst. Geol.*, **391**: 89–143.
- POLLASTRO R.M., 2007 — Total petroleum system assessment of undiscovered resources in the giant Barnett Shale continuous (unconventional) gas accumulation, Fort Worth Basin, Texas. *AAPG Bull.*, **91**, 4: 551–578.
- POPRAWA P., 2009 — Potential for gas shale exploration in the Upper Ordovician–Silurian and Lower Carboniferous source rocks in Poland. AAPG Ann. Convent. & Exhibit., 7–10.06.2009, Denver, Colorado, USA, Abstrakt Vol.: 170.
- POPRAWA P., 2010a — Potencjał występowania złóż gazu ziemnego w łupkach dolnego paleozoiku w basenie bałtyckim i lubelsko-podlaskim. *Prz. Geol.*, **58**, 3: 226–249.
- POPRAWA P., 2010b — Poszukiwania złóż gazu ziemnego w łupkach (*shale gas*) w Polsce. *Wiad. Naft. i Gaz.*, **142**, 2: 11–15.
- POPRAWA P., 2010c — System węglowodorowy z gazem ziemnym w łupkach – północnoamerykańskie doświadczenia i europejskie perspektywy. *Prz. Geol.*, **58**, 3: 216–225.
- POPRAWA P., KIERSNOWSKI H., 2008 — Perspektywy poszukiwań złóż gazu ziemnego w skałach ilastych (*shale gas*) oraz gazu ziemnego zamkniętego (*tight gas*) w Polsce. *Biul. Państw. Inst. Geol.*, **429**: 145–152.
- POPRAWA P., GROTEK I., ŻYWIECKI M.M., 2005 — Impact of the Permian magmatic activity on the thermal maturation of the Carboniferous sediments in the outer Variscan orogen (SW Poland). *Mineral. Soc. Pol. Sp. Papers*, **26**: 253–259.
- SHURR G.W., RIDGLEY J.L., 2002 — Unconventional shallow biogenic gas systems. *AAPG Bull.*, **86**, 11: 1939–1969.
- WOLKOWICZ S., 1990 — Uranium enrichment in the Hermina organic-rich Walchia shale, Intra-Sudetic Depression, southwestern Poland. *Sp. Publ. Int. Ass Sedym.*, **11**: 217–224.

- ZALEWSKA E., 2010 — Koncesje na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż węglowodorów w Polsce w tym *shale gas* i *tight gas*. *Prz. Geol.*, **58**, 3: 213–215.
- ZALEWSKA E., MŁYNARCZYK M., 2003 — Metan pokładów węgla – cenny surowiec energetyczny czy zagrożenie dla środowiska naturalnego i ludzi w Polsce. *Prz. Geol.*, **51**: 465–467.
- ŻELICHOWSKI A., 1995 — Occurrence of Carboniferous rocks and palaeotectonic conditions of sedimentation in the area of Poland – Western Pomerania and central Poland. *Pr. Inst. Geol.*, **147**: 141–7.