

Paweł Poprawa

AGH Akademia Górniczo-Hutnicza im. St. Staszica w Krakowie

Wydział Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska

## System węglowodorowy z gazem ziemnym w centralnych strefach basenu – zastosowanie jako koncepcji poszukiwawczej w karbońskim basenie górnośląskim

System naftowy z gazem w centrum basenu (BCGS) ma charakter niekonwencjonalnych, regionalnych akumulacji gazu ziemnego. W systemie takim strefa głęboko zalegających zwięzłych skał zbiornikowych, nasyconych gazem, w górę powierzchni strukturalnych przechodzi stopniowo w strefę o konwencjonalnym wykształceniu, nasyconą wodami złożowymi. BCGS wymaga, by skała zbiornikowa nadścielała, lub przeławiała się z dojrzałymi skałami macierzystymi, zaś mechanizmem uszczelnienia jest niska przepuszczalność formacji zbiornikowej. Nie wymaga on obecności pułapek złożowych. Model ten jest tu użyty w odniesieniu do karbońskiego basenu górnośląskiego (BGŚ), który pozostaje globalnie unikalnym przykładem basenu niemal niezbadanego pod kątem możliwości występowania złóż węglowodorów. Model ten nie może być obecnie bezpośrednio zweryfikowany z uwagi na brak odpowiednio głębokich otworów wiertniczych w kluczowej, centralnej części BGŚ (rejon Rybnik–Żory–Tychy–Mikołów). Zakłada on zwięzłe wykształcenie skał potencjalnie zbiornikowych na głębokościach 3500÷5000 m. Rolę skał zbiornikowych pełnić w tym przypadku mogą pakiety piaskowców serii paralicznej, a w mniejszym stopniu również górnośląskiej serii piaskowcowej, cechujące się dużą miąższością i znaczną regionalną rozciągłością. Utwory tych serii w centralnej części BGŚ zawierają ponadto pokłady węgla kamiennego oraz pakiety łupków węglowych, stanowiące efektywną skałę macierzystą dla gazu ziemnego. Główny czynnik ryzyka poszukiwawczego stanowi czas generowania węglowodorów: im starszy tym większe prawdopodobieństwo rozformowania akumulacji gazu ziemnego. W przypadku waryscyjskiego wieku generowania gazu ziemnego w BGŚ prawdopodobieństwo rozformowania jego akumulacji typu BCGS należy uznać za wysokie. Ponadto elementami ryzyka poszukiwawczego są możliwość przegrzania skał macierzystych, a także duży zakres niepewności co do wykształcenia własności petrofizycznych skał zbiornikowych. Możliwe, prognostyczne zasoby wydobywalne tego typu akumulacji w BGŚ wstępnie określono na około 100÷250 mld m<sup>3</sup>. Weryfikacja omawianego modelu oraz związanych z nim zasobów gazu zamkniętego warunkowana jest odwierceniem głębokich otworów poszukiwawczych.

Słowa kluczowe: zwięzła skała zbiornikowa, system z gazem w centrum basenu, basen górnośląski, seria paraliczna.

### Basin Centered Gas System – application as an exploration concept in the Carboniferous Upper Silesian Basin

Basin Centered Gas System (BCGS) is characteristic of numerous unconventional, pervasive tight gas accumulations, where deep gas-saturated tight reservoir passes up-section into its water-saturated conventional zone. In such a system tight reservoir overlies or interbeds with mature source rocks, while the sealing mechanism is the low permeability of the reservoir formation. The system does not require the presence of hydrocarbon traps. This model is applied here to the Carboniferous Upper Silesian Basin (USB), which is one of the few onshore sedimentary basins in the World which has not been explored for oil and gas. The concept cannot be currently verified due to the lack of deep boreholes in the central part of the USB (region: Rybnik–Żory–Tychy–Mikołów). It requires tight reservoir properties at depths of 3500÷5000 m. The reservoir formations are the sandstone of the Paralic Series, and to a lesser degree also of the Upper Silesian Sandstone Series, characterized by immense thickness and considerable lateral reach. Both Series at that depth interval contain also coal seams and coal shale, being effective gas source rock. The key exploration risk is the timing of gas generation: the older the generation, the higher the risk of gas release. In the case of the Variscan generation, recent preservation gas in the form of BCGS accumulations is unlikely. Other risk factors are possible source rocks over-maturation and uncertainty as for the reservoir's petrophysical properties. Possible prospective resources of the BCGS accumulations in the USB were preliminarily estimated for approx. 100÷250 Bcm. Validation of the model of the BCGS being developed in the USB, as well as verification of the resources related to it, requires drilling new deep exploration wells.

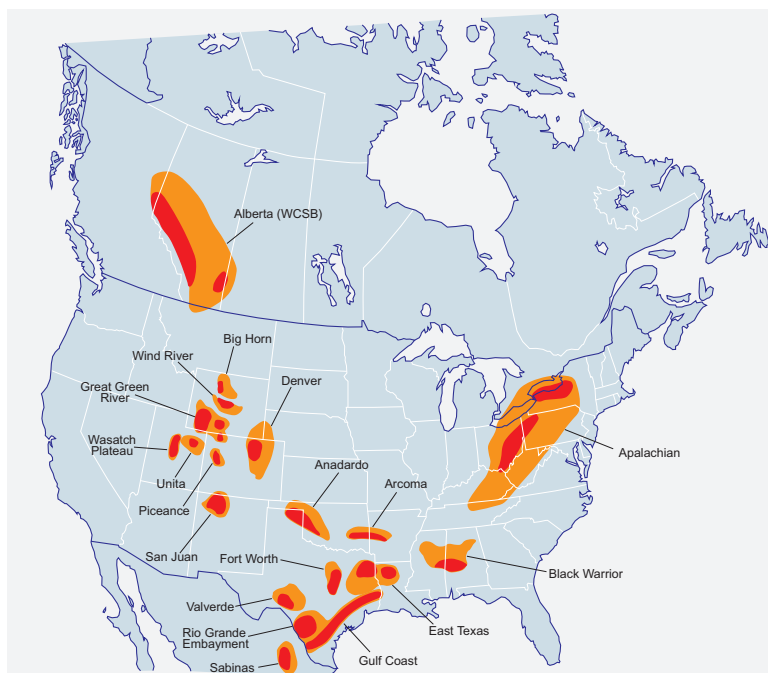
Key words: tight reservoir, Basin Centered Gas System, Upper Silesian Basin, Paralic Series.

Wprowadzenie

W latach 90. XX wieku oraz dwóch pierwszych dekadach XXI wieku nastąpiły duże zmiany w funkcjonowaniu przemysłu naftowego, związane z praktyczną implementacją koncepcji niekonwencjonalnych złóż węglowodorów. Znaczącej skali sukcesy komercyjne w pierwszej kolejności uzyskano na złożach gazu ziemnego zamkniętego (ang. *tight gas*) w USA (rysunek 1). Wśród nich szczególnie istotne okazały się złoża związane ze specyficznym systemem naftowym, w którym powstają regionalnie ciągle akumulacje gazu ziemnego w zwięzłych skałach zbiornikowych (ang. *tight reservoir*), położonych w głębokich strefach centralnych części basenów, określanego jako *basin-centered gas system* (BCGS).

Szereg specyficznych czynników geologicznych powodowało, że przez wiele dziesięcioleci nie uświadamiano sobie istnienia tego typu złóż mimo rozwiercania, niekiedy intensywnego, basenów naftowych je zawierających. Wśród tych czynników najważniejszy był brak samoczynnych przyływów gazu ziemnego o skali komercyjnej do otworu, a także omawiany poniżej nietypowy rozkład płynów złożowych w basenie. Stworzenie modelu złóż typu BCGS i zastosowanie go jako koncepcji poszukiwawczej znacząco zmieniło rozumienie potencjału naftowego wielu dojrzałych prowincji [8].

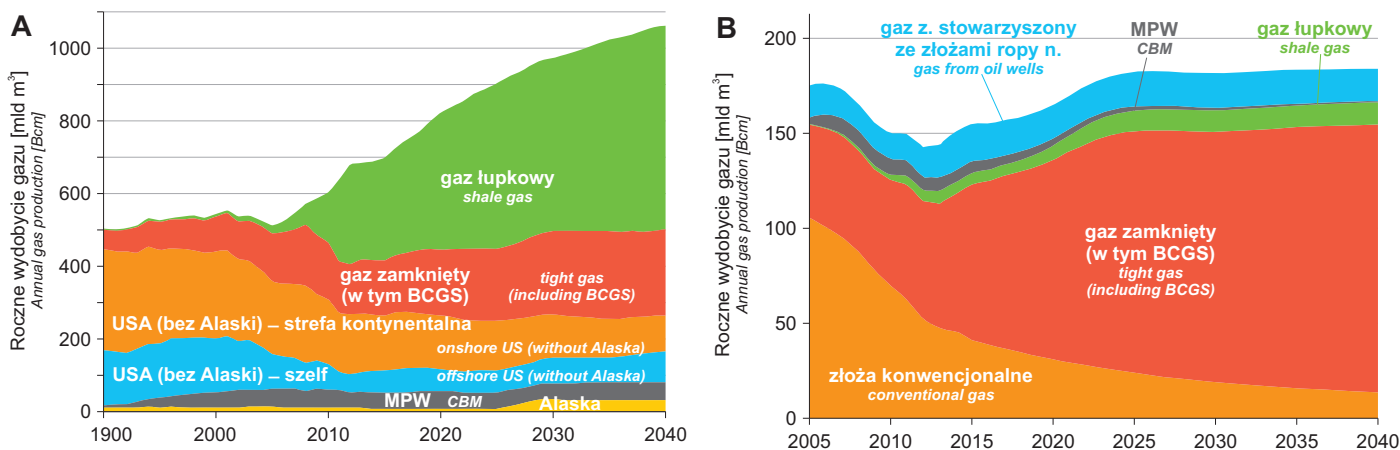
Obecnie złoża typu BCGS są w skali globalnej jednymi z najbardziej istotnych zasobowo i ekonomicznie typów niekonwencjonalnych akumulacji węglowodorów [np. 32, 35, 45]. Dobrze ilustruje to przykład Stanów Zjednoczonych, gdzie wydobycie z tego typu złóż na początku bieżącego stulecia osiągnęło poziom 15% łącznego amerykańskiego wydobycia gazu



Rys. 1. Lokalizacja najważniejszych północnoamerykańskich basenów naftowych zawierających akumulacje gazu ziemnego zamkniętego (według [32])

ziemnego [28]. Bieżący stan wiedzy pozwala przewidywać w perspektywie najbliższych kilku dziesięcioleci dalszy znaczący wzrost wydobycia gazu ziemnego zamkniętego, w tym także gazu ze złóż typu BCGS (rysunek 2) [10].

Sukcesy w udostępnianiu tego typu złóż w USA i Kanadzie stały się zachętą do użycia modelu BCGS jako koncepcji poszukiwawczej na innych kontynentach, w tym w Europie [26, 27, 42, 43, 47]. W Polsce możliwość występowania niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego w zwięzłych skałach zbiornikowych rozważano dotąd głównie w odniesieniu do



Rys. 2. Przewidywana wielkość wydobycia gazu ziemnego do roku 2040 z rozbięciem na typy złóż, wraz z udziałem gazu zamkniętego, dla: A – USA (według [9], zmodyfikowane) oraz B – Kanady (według [34], zmodyfikowane). CBM – coalbed methane, MPW – metan pokładów węgla, BCGS – basin centered gas system

piaskowców czerwonego spągowca w strefie wielkopolskiej, piaskowców karbonu w podłożu basenu polskiego, piaskowców kambru w basenie bałtyckim oraz piaskowców kredy i kenozoiku w Karpatach zewnętrznych [4, 18, 30, 37, 38, 40, 50, 54]. Jednak we wszystkich tych przypadkach mamy do czynienia nie tyle z regionalnie ciągłymi złożami typu BCGS, co raczej ze zlokalizowanymi strefami akumulacji gazu ziemnego, występującymi wprawdzie w zwięzłych skałach zbiornikowych, lecz związanych z konwencjonalnym systemem naftowym.

Możliwość powstania regionalnych, niekonwencjonalnych akumulacji związanych z modelem BCGS postulowano natomiast w odniesieniu do centralnej, najgłębszej części górnokarbońskiego basenu górnosląskiego (BGŚ) [36, 38]. Ta kon-

cepcja poszukiwawcza została wykorzystana w 2011 roku przez firmę 3Legs/Lane, która wystąpiła o trzy bloki koncepcyjne, obejmujące większą część omawianego basenu. Jednakże z powodu zamknięcia działalności firmy nie doszło do wykonania prac poszukiwawczych. W efekcie do dziś koncepcja akumulacji gazu typu BCGS w tym basenie pozostaje nieprzetestowana.

Niniejszy artykuł stanowi omówienie geologicznych argumentów będących przesłankami na rzecz powyżej wzmiankowanej koncepcji, jak również elementów ryzyka poszukiwawczego. Punktem odniesienia dla analizy powyższych argumentów i przesłanek jest omówienie wiedzy o klasycznych północnoamerykańskich basenach naftowych zawierających złoża BCGS.

### Systemy węglowodorowe z gazem ziemnym w centrum basenu

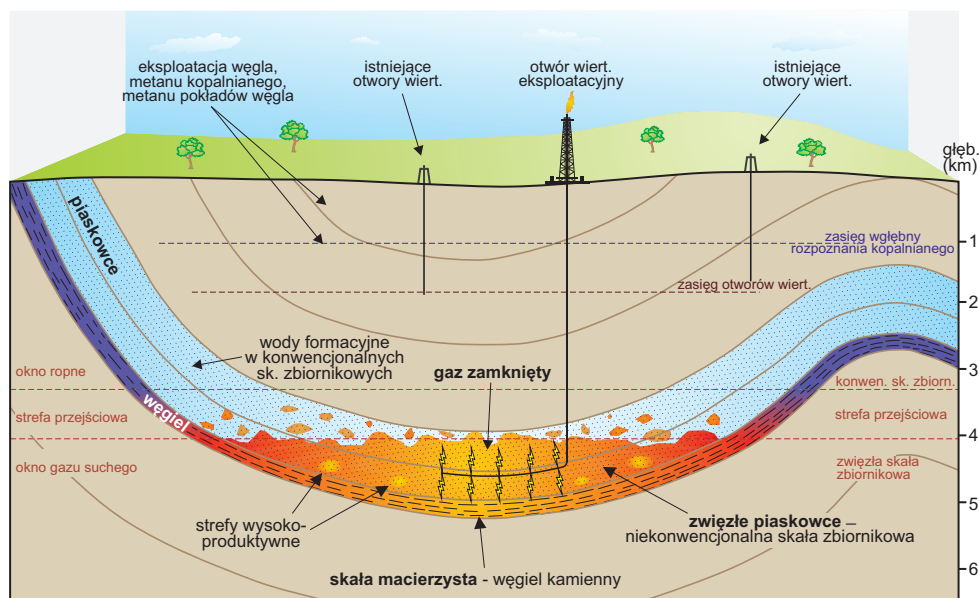
System naftowy typu BCGS, będący szczególnym rodzajem złóż gazu ziemnego zamkniętego, tworzy niekonwencjonalne, regionalnie ciągłe (*pervasive*) akumulacje węglowodorów [44, 48]. Występują one w głęboko położonych, zazwyczaj centralnych częściach basenów naftowych (rysunek 3). Ich powstanie oraz specyfika związane są ze współwystępowaniem szeregu czynników geologicznych. Najważniejszym z nich, jak w przypadku wszystkich złóż typu *tight*, są zwięzłe własności skały zbiornikowej [5, 46]. Skały takie charakteryzują się bardzo niską przepuszczalnością ( $<0,1$  mD, najczęściej  $0,01\div0,001$  mD), przy porowatości zachowanej jednak na poziomie co najmniej  $5\div8\%$  (najczęściej  $7\div10\%$ ) [np. 8, 28, 32].

Wyróżniającą cechą BCGS jest również to, że gaz ziemny nie jest zatrzymywany w złożu przez skałę uszczelniającą, lecz w wyniku niskiej przepuszczalności skały zbiornikowej, co jest określane w literaturze angielskiej jako *permeability jail* [6, 7] (uszczelnienie przepuszczalnościowe). Taki mechanizm uszczelnienia jest jednak mało efektywny w długiej skali czasowej, co wiąże się z dużą mobilnością molekuł metanu. Z tego powodu występowanie złóż typu BCGS jest warunkowane możliwie jak najmłodszym, najkorzystniej współczesnym, wiekiem generowania i migracji gazu.

W tego typu systemach migracja węglowodorów jest bardzo krótka, rzędu dziesiątek lub setek metrów, w większości

wertykalna, i jest spowalniana przez niską przepuszczalność ośrodka skalnego. Podobnie jak w przypadku większości innych niekonwencjonalnych systemów naftowych powstanie złoża nie jest warunkowane istnieniem pułapek złożowych.

System naftowy typu BCGS wymaga współwystępowania skały zbiornikowej z efektywną skałą macierzystą, znajdującą się w zakresie dojrzałości odpowiadającej oknu gazowemu (rysunek 3). Doświadczenia praktyczne wskazują, że roz-



Rys. 3. Schemat ilustrowujący specyfikę i elementy systemu naftowego z gazem ziemnym w centrum basenu (BCGS) (według [36])

wija się on wtedy, gdy skała macierzysta bezpośrednio podściela formację zbiornikową bądź się z nią przeławica [33]. Jeśli skała macierzysta zawiera gazotwórczy, III typ kerogenu, to powstaje podtyp systemu określane jako bezpośredni, do którego należy większość znanych złóż BCGS [28]. Szczególnym przypadkiem takiego podtypu jest występowanie

akumulacji BCGS ze skałą macierzystą o charakterze pokładów węgla [24, 27, 33, 41, 52]. W przypadku występowania złóż BCGS powstałych ze skał macierzystych o potencjale ropotwórczym mamy do czynienia z podtypem systemu określonym jako pośredni.

Relacja efektywności kuchni węglowodorowej do kubatury kompleksu zbiornikowego definiuje kolejne podtypy systemu BCGS. Są one określane jako przeładowane (ang. *over-charged*), o niskim nasyceniu wodą i niskim wykładniku wodnym, a także o małym znaczeniu sił wyporu, oraz niedoładowane (ang. *under-charged*), o odwrotnej charakterystyce [32]. W pierwszym przypadku strefy wysokoproduktywne (ang. *sweet spot*; rysunek 3) wiążą się z obocznymi zmianami facjalnymi, diagenetycznymi i miąższościowymi oraz różnicami w intensywności naturalnych spękań, zaś w drugim – z konwencjonalnymi pułapkami złożowymi.

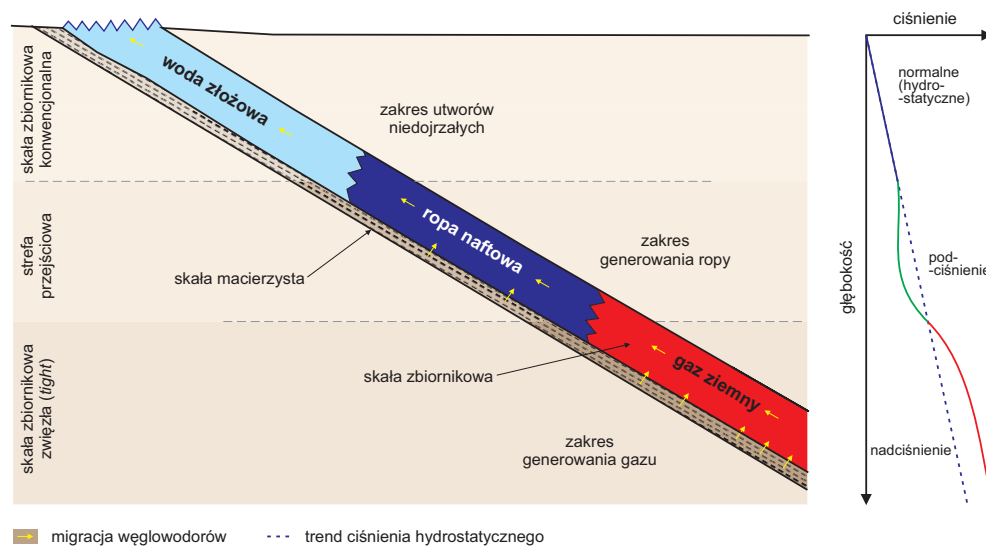
Do specyficznych cech BCGS zalicza się brak podścielających wód złożowych oraz reżim anomalnych ciśnień złożowych [np. 35, 49]. W głębokich strefach basenu, gdzie skała macierzysta osiąga odpowiednio wysoki zakres dojrzałości termicznej, generowany jest gaz ziemny, który po ekspulsji dostaje się do przyległej formacji zbiornikowej, wypierając z niej wody złożowe (rysunek 3) [28, 32, 49]. Jako że przepływ gazu przez skałę zbiornikową jest tłumiony przez jej niską przepuszczalność, związaną z dużą głębokością zalegania i zaawansowaną diagenезą, w strefie złożowej wykształcają się nadciśnienia (rysunek 4). Strefa nasycona gazem w swym spągu przylega do skały macierzystej, zatem złożo nie posiada kontaktu gaz–woda.

Przy niskiej efektywności zasilania z kuchni naftowej w strefie złożowej mogą utrzymywać się izolowane strefy występowania wód złożowych, niepołączone z regionalnymi warstwami wodonośnymi. Stąd też efektywność kuchni węglowodorowej, związana z miąższością, jakością i dojrzałością termiczną skały macierzystej, ma kluczowe znaczenie dla powstania złóż BCGS.

W górę profilu zmniejsza się stopień diagenезy i skała zbiornikowa stopniowo zaczyna mieć charakter przejściowy między zwięzłą a konwencjonalną. Jednocześnie maleje dojrzałość skały macierzystej, podścielającej formację zbiornikową, z uwagi na co, w przypadku występowania skały macierzystej o kerogenie II lub I typu (pośredni podtyp BCGS),

zamiast gazu ziemnego generowana może być ropa naftowa (rysunek 4). Różnica między przepuszczalnością względną dla ropy naftowej i gazu ziemnego powoduje, że w strefie złożowej skała zbiornikową nasyca ropa naftowa z rozpuszczonym gazem ziemnym. Wolny gaz ziemny, dzięki przejściowym własnościom skały zbiornikowej, migruje w górę profilu. Własności skały zbiornikowej są w tej strefie w wystarczającym stopniu niekonwencjonalne, by płyny złożowe nie odczuwały ciśnienia spowodowanego wodami złożowymi w nakładzie. Wskutek tego w strefie przejściowej powstawać mogą reżimy podciśnień (rysunek 4).

W najpłytszej strefie, o konwencjonalnych własnościach skały zbiornikowej, zarówno ropa naftowa, jak i gaz ziemny migrują ku powierzchni, a formacja zbiornikowa jest nasycona wodami złożowymi o normalnym, hydrostatycznym ciśnieniu (rysunek 4). Na wychodniach powierzchni formacji zbiornikowej obserwowane są objawy ropy naftowej i/lub gazu ziemnego.



Rys. 4. Rozkład płynów złożowych i ciśnień złożowych z głębokością w systemach typu BCGS. Przykład dla podtypu BCGS ze skałą macierzystą o ropnym potencjale generacyjnym (według [31, 32])

W głównym interwale złożowym w zaawansowanej fazie generowania i ekspulsji węglowodorów spada intensywność napływu gazu, następuje stopniowa jego ucieczka, a strefa z nadciśnieniem przestrzennie ogranicza się stopniowo ku centrum i ku głębokim partiom basenu. Równocześnie rozszerza się strefa obrzeżenia złoża, charakteryzująca się podciśnieniami złożowymi. W dalszej ewolucji basenu cała strefa nasycona gazem przechodzi w reżim podciśnień złożowych, po czym następuje ponowny napływ wód do formacji zbiornikowych i dochodzi do rozformowania złoża.

Powyżej diskutowane procesy powodują więc specyficzny rozkład płynów złożowych w basenie. Odwrotnie niż w konwencjonalnych systemach, zdominowanych przez siły wyporności,

najpłycej znajduje się strefa nasycona wodą złożową, głębiej strefa nasycona ropą naftową, a następnie strefa nasycona gazem ziemnym, nieposiadająca konturu woda–gaz. Granice między poszczególnymi strefami mają charakter przejściowy i są rozmyte. W przypadku gdy skała macierzysta posiada wyłącznie gazotwórczy potencjał (bezpośredni podtyp BCGS), brak jest strefy nasyconej ropą naftową, a złożo gazu ziemnego w górę profilu przechodzi stopniowo w strefę nasyconą wodą złożową (rysunek 3). Jednocześnie w centralnej części basenu z tego typu systemem ciśnienia złożowe zmieniają się w głąb profilu od ciśnień normalnych (hydrostatycznych) poprzez strefę podciśnień do strefy nadciśnień (rysunek 4).

Niska przepuszczalność skał zbiornikowych w obrębie strefy złożowej ogranicza skalę samoczynnego dopływu gazu ziemnego do otworu i powoduje konieczność stosowania szczelinowania

hydraulicznego do stymulacji złoża [44]. Powoduje to, że BCGS spełnia technologiczną definicję niekonwencjonalnego systemu naftowego. Kolumna osadów nasyconych gazem może mieć dużą miąższość, co przy regionalnym charakterze akumulacji przekłada się najczęściej na ich duże zasoby [5]. W przypadku gdy sięga ona kilkuset metrów lub więcej, najbardziej efektywna ekonomicznie jest eksploatacja złoża poprzez stosowanie wielokrotnego szczelinowania w otworze pionowym lub krzywionym. W przypadku miąższości strefy złożowej w zakresie kilkudziesięciu metrów – stosuje się wielokrotne szczelinowanie w otworze poziomym.

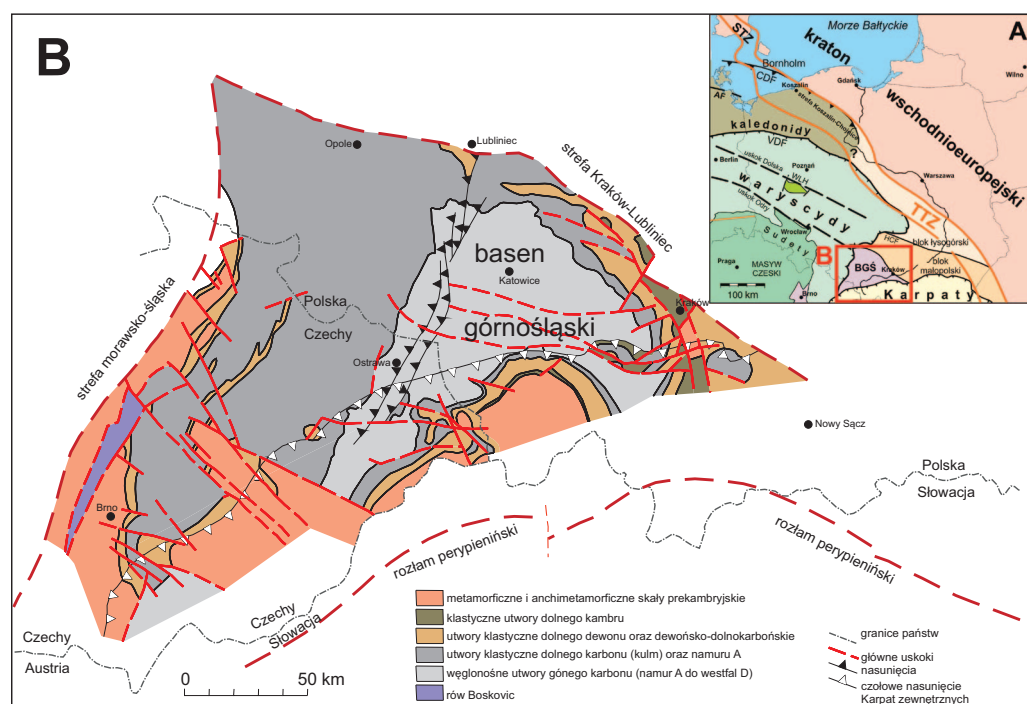
Opisany powyżej model powstawania niekonwencjonalnych akumulacji węglowodorów typu BCGS nie ma elementów unikalnych dla naftowych basenów Ameryki Północnej i jest obecnie używany jako konceptualne narzędzie w poszukiwaniach złóż węglowodorów na innych kontynentach.

### Możliwości występowania złóż typu BCGS w basenie górnośląskim

Karboński BGS rozwinięty jest na przedpolu waryscyj-skiej strefy orogenicznej, na kadomskim podłożu, należącym do NE części Brunovistulicum [2, 22] (rysunek 5). Basen ten w dewonie stanowił strefę sedimentacji silikoklastycznej, a następnie węglanowej, kontynuującej się do turneju [22]. We wczesnym karbonie rozpoczęła się depozycja silikoklastycznych osadów głębokomorskiego fliszu (kulm), stopniowo przechodząca w sedimentację paralicznych i lądowych węglonośnych osadów molasowych [22].

Utwory węglonośnej molasy obejmują przedział czasu geologicznego od wyższego namuru A do westfalu D [55]. W ich profilu wyróżnia się szereg nieformalnych jednostek litostratygraficznych. W jego najniższej części wydzielana jest seria paraliczna, należąca do wyższej części namuru A [22], mająca największe znaczenie z punktu widzenia możliwości występowania akumulacji gazu ziemnego typu BCGS [36]. Wyróżnia się ona obecnością – obok osadów lądowych – również osadów morskich i brakicznych. Tworzą ją utwory klastyczne (zlepieńce, piaskowce, mułowce i iłowce) oraz fitogeniczne (łupki węglowe i węgle). Udział piaskowców w profilu tej serii wynosi 20÷50%, a węgli i łupków węglowych 3÷4% [55]. Głębokość zalegania spągu serii paralicznej, wyznaczającego jednocześnie spąg kompleksu węglonośnego, wrasta stopniowo ku centrum basenu, gdzie lokalnie przekracza ona 4500 m (rysunek 6).

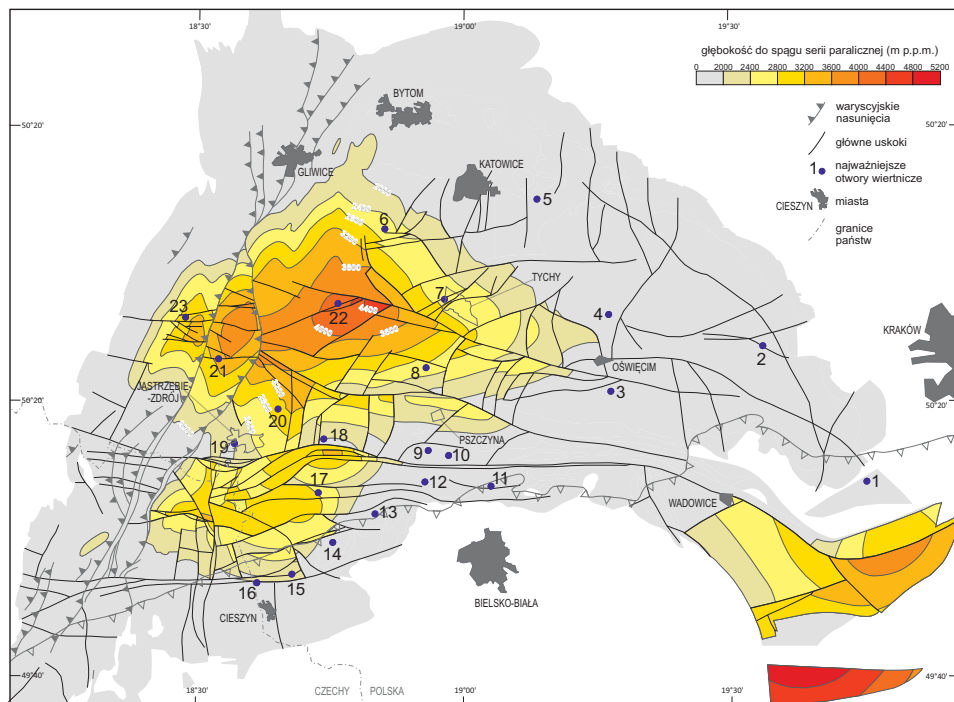
Wyżej w profilu występuje górnośląska seria piaskowcowa, zdominowana przez piaskowce i zlepieńce, którym towarzyszą wkładki skał ła-sto-mułowcowych i nieliczne pokłady węgla, przeważnie o znacznej miąższości [11].



Rys. 5. A – lokalizacja terranu Brunovistulicum na tle głównych jednostek tektonicznych podpermskiego podłoża Polski i obszarów przyległych [29]. B – lokalizacja górnokarbońskiego basenu górnośląskiego na tle budowy geologicznej terranu Brunovistulicum [3]

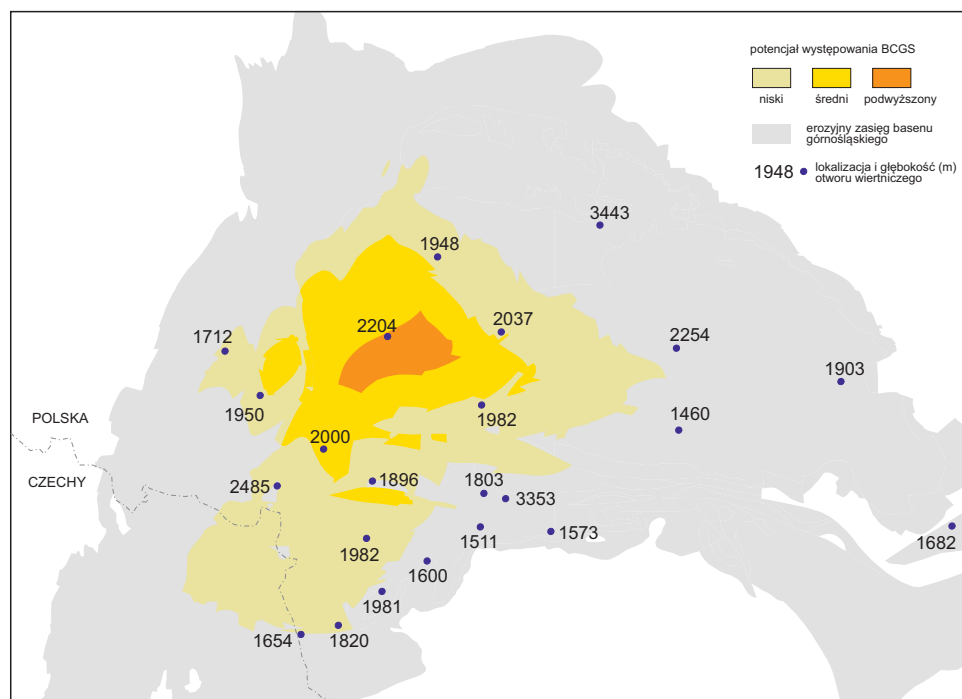
W kolejnej serii w górę profilu, tj. serii mułowcowej, dominują osady mułowcowo-iłowcowe, którym miejscami towarzyszą ławice piaskowców i liczne pokłady węgla, przeważnie o małej miąższości. Profil górnego karbonu kończą osady krakowskiej serii piaskowcowej, cechujące się przewagą piaskowców i zlepieńców (>70%) oraz obecnością nielicznych pokładów węgla, zazwyczaj o dużej miąższości [11, 55].

BGŚ (rozumiany tu jako górnokarboński basen molasowy) ma charakter rozległej regionalnej niecki z najgłębszą częścią asymetrycznie przesuniętą ku zachodowi (rysunek 6). Jego unikalną cechą jest to, że w swej centralnej części nie był on nigdy przedmiotem naftowych prac poszukiwawczych, z wyjątkiem metanu pokładów węgla. Co więcej, w strefie tej brak jest głębokiego rozpoznania wiertniczego, a najgłębsze otwory wiertnicze dowiercają zaledwie do około 2000÷2200 m (rysunek 7). Poniżej tej głębokości budowa geologiczna określana jest jedynie na podstawie przesłanek regionalnych oraz danych geofizycznych. W niniejszej pracy



Rys. 6. Mapa strukturalna spągu serii paralicznej dla głębokości poniżej 2000 m (według [26]). Otwory wiertnicze: 1 – Leńcze IG-1, 2 – Poręba Żegoty IG-1, 3 – Poręba Wielka IG-1, 4 – Chełmek IG-1, 5 – Sosnowiec IG-1, 6 – Paniowy IG-1, 7 – Wyrzy IG-1, 8 – Piasek IG-1, 9 – Łąka IG-1, 10 – Goczałkowice IG-1, 11 – Bestwina IG-1, 12 – Czechowice IG-1, 13 – Rudzica IG-1, 14 – Dębowiec IG-1, 15 – Zamarski IG-1, 16 – Cieszyn IG-1, 17 – Drogomyśl IG-1, 18 – Studzionka IG-1, 19 – Ruptawa IG-1, 20 – Krzyżowice IG-1, 21 – Niedobczyce IG-1, 22 – Woszczyce IG-1, 23 – Jejkowice IG-1

dla tej części BGŚ postulowana jest możliwość występowania niekonwencjonalnych akumulacji gazu ziemnego, związanych z modelem BCGS.



Rys. 7. Hierarchizacja obszaru basenu górnokarbońskiego pod kątem potencjału występowania BCGS wraz z lokalizacją i głębokością końcową kluczowych otworów wiertniczych (według [36])

Kluczową przesłanką pozwalającą brać pod uwagę ww. koncepcję jest obecność w BGŚ licznych pokładów węgla i łupków węglowych o dużej skumulowanej miąższości (tablica 1). Stanowią one efektywną skałę macierzystą o potencjalnie gazowym. Węgiel i łupki węglowe występują w całym profilu molasowym aż do spągowych partii serii paralicznej [22], stąd też spąg interwału potencjalnie złożowego przyjmować można umownie w spągu tej serii. Do głębokości obecnie istniejącego rozpoznania wiertniczego brak jest przesłanek dla występowania akumulacji gazu zamkniętego, zatem potencjał rozwinięcia się akumulacji BCGS ogranicza się w centralnej części basenu do interwału głębokości od około 2500÷3000 m

Tablica 1. Zestawienie typowych cech amerykańskich basenów z systemem naftowym typu BCGS wraz z ich odniesieniem do obecnego stanu rozpoznania basenu górnośląskiego. Wykształcenie kluczowych elementów systemu BCGS w głębokich partiach analizowanego basenu jest obecnie trudne do określenia z uwagi na brak rozpoznania wiertnicznego.  
BCGS – *basin centered gas system*, BGŚ – basen górnośląski

Typowe cechy amerykańskich basenów z BCGS	Czy są spełnione w BGŚ?	Stopień pewności
Niska przepuszczalność skały zbiornikowej, w zakresie 0,1÷0,001 md	tak	niski
Porowatość skały zbiornikowej zachowana na poziomie co najmniej 5÷6%	?	–
Skała zbiornikowa skonsolidowana i krucha	tak	wysoki
Głębokość zalegania skały zbiornikowej nie większa niż 4000÷5000 m	tak	wysoki
Duża skumulowana kubatura formacji zbiornikowej oraz jej szerokie oboczne rozprzestrzenienie	tak	niski
Niski stopień deformacji tektonicznych	tak	wysoki
Obecność anomalnych ciśnień złożowych	?	–
Występowanie skały macierzystej w bezpośrednim kontakcie ze skałą zbiornikową	tak	niski
Skała macierzysta dojrzała do zakresu okna gazu suchego	tak (?)	niski
Szybkie pogrzebienia i podgrzanie, następnie wypiętrzanie	tak	wysoki
Jak najmłodszy czas generowania węglowodorów (najkorzystniej, jeśli współczesny)	?	–
Obecność w basenie objawów gazu ziemnego oraz jego złóż innego typu	tak	wysoki

do około 4500÷5000 m. W interwale tym występują głównie utwory serii paralicznej, a w mniejszym stopniu także górnośląskiej serii piaskowcowej.

Pokłady węgla i łupki węglowe cechują się wysoką zawartością substancji organicznej, III typem kerogenu o potencjale gazotwórczym, a także dużą skumulowaną miąższością. Jakość skały macierzystej określić można jako średnią lub słabą, co wyraża średni wskaźnik potencjału węglowodorowego HI wynoszący 70 mg HC/g TOC [20]. W przypadku serii paralicznej skumulowaną miąższość samych pokładów węgla w tej strefie oceniać można, na podstawie danych z płycej zalegających stref, na sięgającą 20 m (np. otwór Ruptawa IG-1). Natomiast w górnośląskiej serii piaskowcowej skumulowana miąższość pokładów węgla przekraczać może 50 m (np. otwór Szczygłowice IG-1). Potencjał generacyjny obu serii znacząco powiększają jeszcze pakiety łupków węglowych, których zawartość substancji organicznej sięga do 35% [20].

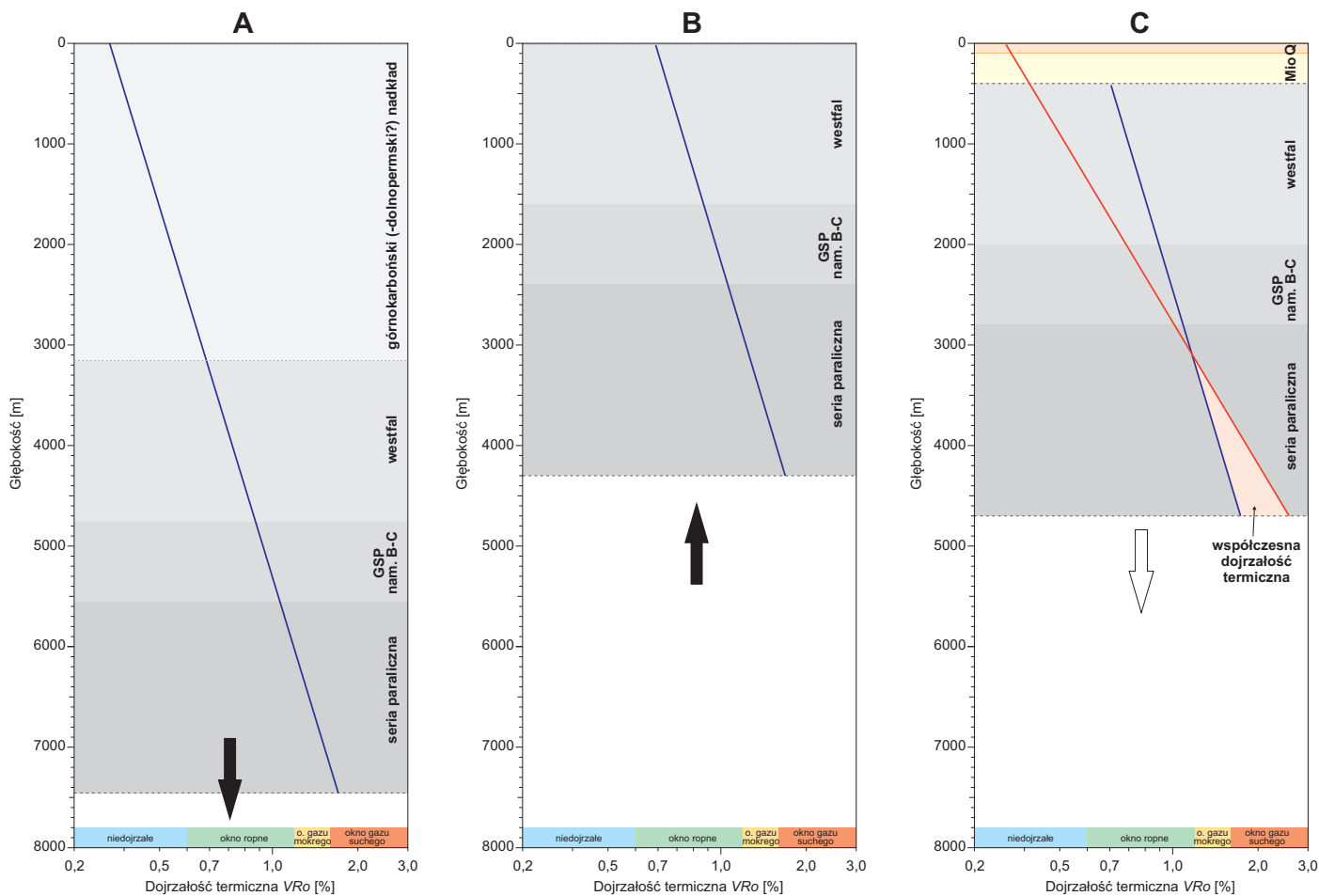
Jako że potencjalna kuchnia węglowodorowa znajduje się w nierozpoznanym wiertniczo interwale głębokości (2500÷5000 m), dojrzałość termiczna skały macierzystej nie może być bezpośrednio określona. W publikowanych materiałach średnia dojrzałość termiczna węgla serii paralicznej w centralnej części basenu określana jest na maksymalnie około 1,8% *Ro* [14], co odpowiada zakresowi okna gazu suchego. Niemniej wgłębną ekstrapolacją profili dojrzałości termicznej pomierzonej w poszczególnych analizowanych otworach wskazuje na ryzyko przegrzania skały macierzystej [36].

Jednakże główny czynnik ryzyka poszukiwawczego dla złóż typu BCGS w basenie górnośląskim stanowi czas generowania węglowodorów: im starszy, tym większe prawdopo-

dobieństwo rozformowania akumulacji gazu ziemnego (tablica 1). Wyniki modelowań dojrzałości termicznej wskazują na to, że główna faza generowania termogenicznego gazu ziemnego mogła zachodzić w czasie maksymalnego waryscyjskiego pogrzebienia, tj. na przełomie karbonu i permu [19, 39].

Istnieją jednak przesłanki wskazujące na możliwość występowania, oprócz fazy waryscyjskiej, również młodszych faz generowania gazu ziemnego w basenie górnośląskim. Stanowią je dane dokumentujące młodsze zdarzenia termiczne w basenie. Datowania K-Ar diagenetycznego illitu z poziomów bentonitowych dokumentują mezozoiczne podgrzanie w BGŚ, głównie triasowo-jurajskie [51]. Ogólnie zbliżone wyniki przyniosły datowania trakowe i datowania (U+Th)/He apatytów, w świetle których jednak studzenie wypełnienia osadowego BGŚ po mezozoicznym zdarzeniu termicznym trwało aż do wczesnej kredy [1].

Kolejna koncepcja co do ewolucji termicznej bloku górnośląskiego zaproponowana została przez Kotasa [21]. Postulował on, że między triasem a badenem nastąpić miał proces ryftowania, prowadzący do znaczącego podniesienia strumienia ciepłego, odzwierciedlającego się w dojrzałości termicznej osadów, w tym skał macierzystych. Z kolei Karwasiecka [16], analizując związki współczesnego pola ciepłego z przestrzennym rozkładem dojrzałości termicznej w BGŚ [15], stwierdziła, że dodatkowo anomalie współczesnego strumienia ciepłego w SW i NW części basenu korespondują z występowaniem w tych strefach podwyższonej dojrzałości. BGŚ cechuje się lokalnie bardzo wysoką, współczesną gęstością powierzchniowego strumienia ciepłego [16], co teoretycznie może powodować podwyższenie dojrzałości termicznej i współczesną



Rys. 8. Schemat ilustrujący możliwy wpływ wysokiej współczesnej gęstości powierzchniowego strumienia ciepłego na dojrzałość termiczną skał macierzystych w spągowych partiach profilu górnośląskiej molasy. A – późnokarbońskie maksymalne pogrzebanie, podgrzanie oraz kształtowanie się dojrzałości termicznej. B – pokarbońskie wypiętrzanie i erozja (kopalny profil dojrzałości termicznej). C – współczesny wysoki gradient geotermalny w basenie, prowadzący do podwyższenia dojrzałości termicznej w spągowych partiach omawianego profilu. GSP – górnośląska seria piaskowcowa

reaktywację procesów generowania gazu ziemnego w najgłębszych partiach basenu, mimo iż waryscyjskie maksymalne pogrzebanie było znacznie wyższe od dzisiejszego (rysunek 8).

Gdyby generowanie termogenicznego gazu w BGS ograniczone było do okresu maksymalnego waryscyjskiego pogrzebania, utrzymanie akumulacji metanu przez mechanizm uszczelnienia przepuszczalnościowego w okresie około 300 mln lat byłoby mało prawdopodobne. W przypadku występowania młodszych faz generowania gazu ryzyko rozformowania jego akumulacji maleje, zaś najniższe jest dla wariantu przyjmującego współczesne generowanie [36].

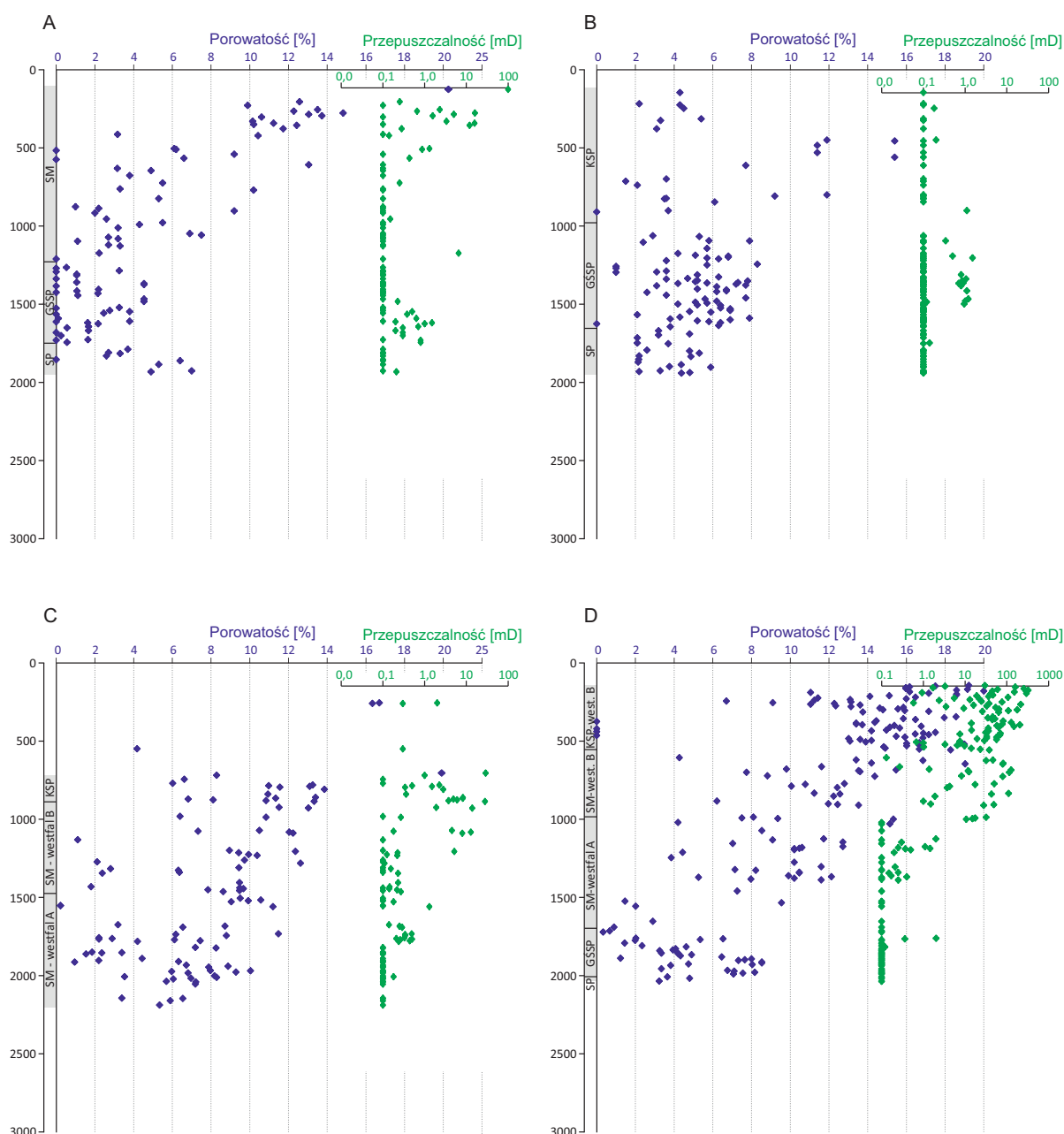
Występowanie akumulacji gazu ziemnego typu BCGS wymaga związłego wykształcenia skał zbiornikowych (przepuszczalność < 0,1 mD; porowatość > 5÷8%) o dużej kubaturze, występujących w nadkładzie skał macierzystych bądź przeławicających się z nimi (tablica 1). Obecność i duża kubatura pakietów piaskowcowych, po części o charakterystyce zbiornikowej, stwierdzana jest w otoczeniu omawianej strefy, gdzie utwory serii paralicznej i górnośląskiej serii piaskow-

cowej zalegają płycej. Jednak ich własności zbiornikowe na głębokościach poniżej 3000 m obecnie nie mogą być bezpośrednio określone.

W płytszych, rozpoznanych wiertniczo strefach związła charakterystyka piaskowców obu serii osiągnięta jest zwykle już od głębokości rzędu 500÷1500 m, zależnie od lokalizacji, co jest dokumentowane przez dane analityczne [36]. W przypadku pięciu otworów (Paniowy IG-1, Ruptawa IG-1, Szczygłowice IG-1, Woszczyce IG-1, Wiry IG-1), dla których analizowano rozkład przepuszczalności z głębokością, stwierdzono, że w głębszych partiach ich profili nie przekracza ona 0,1 mD (rysunek 9). Zatem z dużym prawdopodobieństwem przyjmować można, że w interwale potencjalnie złożowym przepuszczalność skał zbiornikowych również utrzymać się będzie w zakresie typowym dla skał związłych.

W płytszych, wiertniczo rozpoznanych strefach basenu – niskiej przepuszczalności piaskowców towarzyszy niekiedy porowatość odpowiednio wysoka dla związłych skał zbiornikowych, tj. > 5% (rysunek 10) [36]. Należy jednak założyć duże





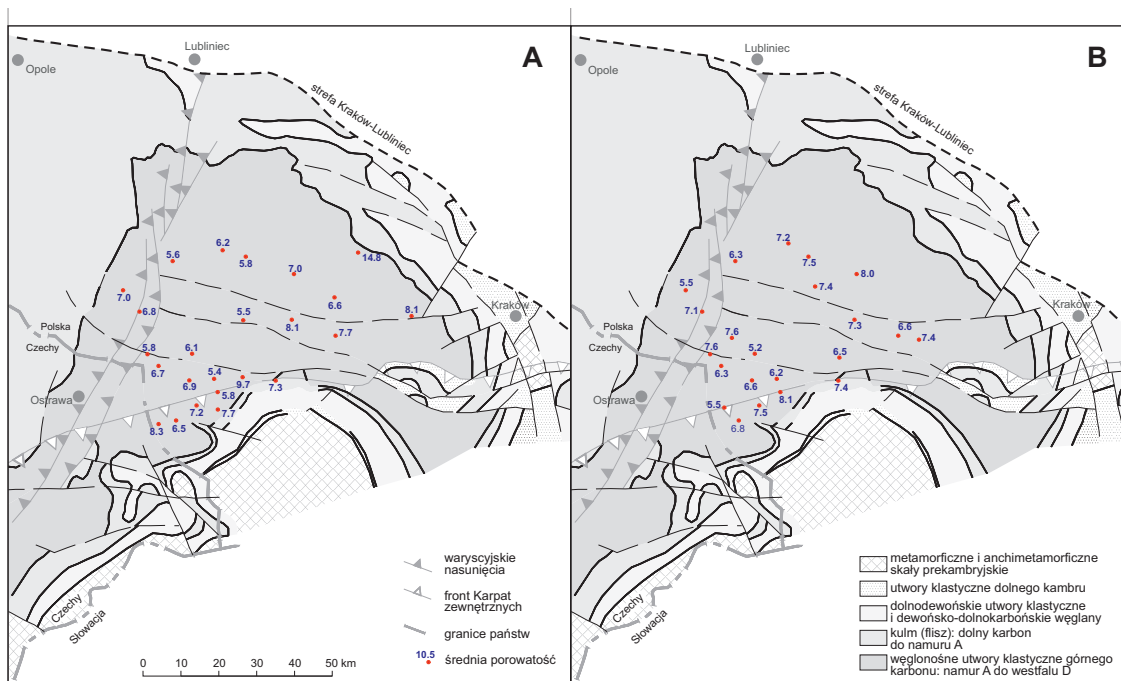
Rys. 9. Rozkład porowatości i przepuszczalności z głębokością dla kluczowych otworów w centrum basenu górnośląskiego: A – Paniowy IG-1, B – Szczygłowice IG-1, C – Woszczyce IG-1, D – Wyry IG-1 (na podstawie danych [17]). SP – seria paraliczna, GSSP – górnośląska seria piaskowcowa, SM – seria mułowcowa, KSP – krakowska seria piaskowcowa

prawdopodobieństwo dalszej redukcji porowatości z głębokością w nierozpoznanym interwale głębokości 2500÷5000 m, związanej z postępującą diagenезą, w tym mechaniczną kompaktacją. W efekcie niepewność co do wykształcenia skał zbiornikowych w strefie potencjalnie złożowej należy zaliczyć do kluczowych elementów ryzyka poszukiwawczego.

Stopień konsolidacji i podatność na szczelinowanie nie mogą być bezpośrednio określone dla interwału potencjalnie złożowego, co jest konsekwencją braku odpowiednio głębokich wiercen w centralnej części BGŚ. Biorąc jednak pod uwagę wykształcenie piaskowców serii paralicznej i górnośląskiej serii piaskowcowej w płytszych strefach, dla inter-

wału potencjalnie złożowego przyjmować można wysoki stopień skonsolidowania oraz korzystną kruchość skał zbiornikowych (tablica 1).

Do czynników ułatwiających komercyjną eksploatację złóż BCGS zalicza się niski stopień deformacji tektonicznych (tablica 1). Jest on dobrze rozpoznany w płytszych strefach basenu [13, 22, 23, 53], co pozwala pośrednio określić go także w obrębie strefy potencjalnie złożowej. W centralnej BGŚ w rejonie Rybnika siatka uskoku o dużych zrzutach nie jest zbyt gęsta (rysunek 6), a upady warstw są niskie, co stwarza warunki korzystne dla systemu BCGS. W regionie tym jako szczególnie istotny wyróżnić można system regionalnych uskoku,



Rys. 10. Mapa średniej porowatości zwięzłych piaskowców (<0,1 mD) dla: A – serii paralicznej, B – górnośląskiej serii piaskowcowej (na podstawie danych [17], mapa geologiczna według [3])

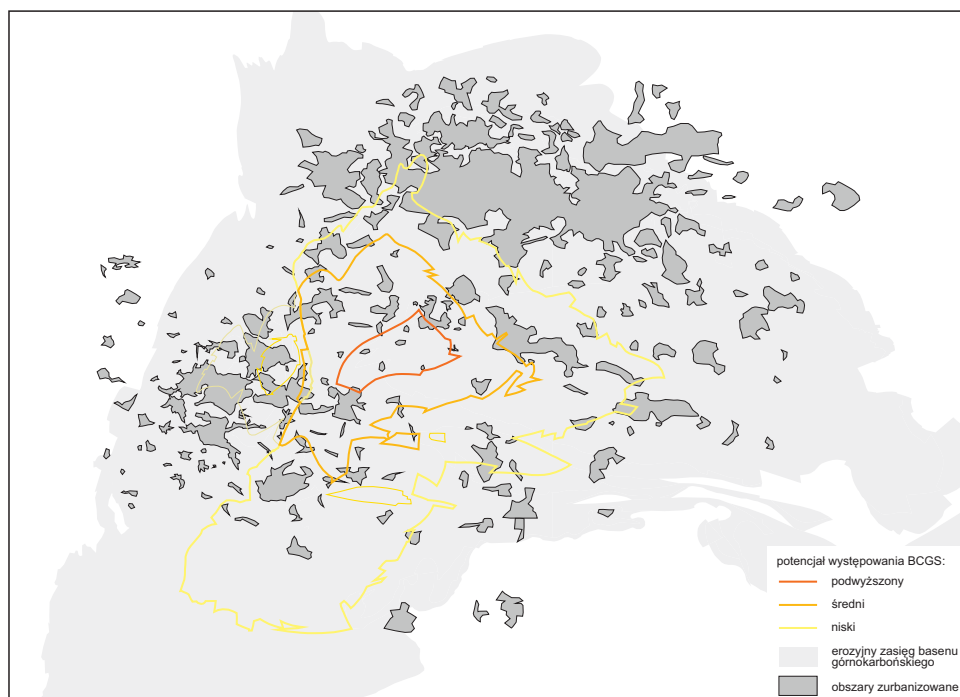
związanych z mioceńską fleksuralną ekstensją, o przebiegu E-W. Większe zagęszczenie uskoków i wyższy stopień deformacji obserwuje się natomiast w południowej części basenu (rysunek 6).

W zachodniej części analizowanego obszaru występują bardziej intensywne, waryscyjskie deformacje kompresyjne, znajdujące swoje odzwierciedlenie m.in. w postaci systemu uskoków nasuwczych o przebiegu SSW-NNE (rysunek 6). Deformacje te, jak również większy stopień wypiętrzenia i erozji niż w centralnej części basenu, obniżają lokalny, niekonwencjonalny potencjał naftowy, rzutując na hierarchizację obszaru pod kątem możliwości występowania akumulacji BCGS (rysunek 7).

W klasycznych basenach z systemem typu BCGS gaz ziemny wygenerowany ze skał macierzystych jedynie w części zasila tego typu akumulacje, zaś pozostała jego część migruje w obrębie basenu naftowego. Z tego powodu obecność w basenie złóż gazu ziemnego innego typu, w tym złóż konwencjonalnych, oraz jego objawów stanowi przesłankę uwiarygadniającą możliwość występowania tego typu systemu (tablica 1). W BGŚ powszechnie występują akumulacje metanu pokładów węgla, jednak są one genero-

wane in situ w płytszych strefach basenu [12, 25], zatem nie rozstrzygają o efektywności kuchni węglowodorowej na większych głębokościach.

Brak głębokich wierceń uniemożliwia weryfikację obecności zarówno akumulacji, jak i objawów w głębokiej, centralnej części BGŚ. Z tego samego powodu nie jest możliwe określenie, czy basen zawiera indykacyjny dla BCGS anomalny rozkład ciśnienia złożowych z głębokością (tablica 1).



Rys. 11. Hierarchizacja obszaru basenu górnośląskiego pod kątem potencjału występowania BCGS w odniesieniu do lokalizacji terenów zurbanizowanych

Niezależnie od aktualnego braku możliwości rozstrzygnięcia, czy w BGS występują akumulacje BCGS, podjęto próbę określenia możliwej lokalizacji obszarów o największym potencjale poszukiwawczym oraz obliczenia zasobów gazu ziemnego zamkniętego. Obszar podwyższonego prawdopodobieństwa występowania akumulacji gazu ziemnego typu BCGS wyznaczono, uwzględniając możliwie jak największą miąższość strefy potencjalnie nasyconej gazem ziemnym oraz możliwie niski stopień deformacji tektonicznych (rysunek 7). Znajduje się on w rejonie Rybnik–Żory–Tychy–Mikołów. Nie obejmuje on więc terenów silnie zurbanizowanych (rysunek 11), co logistycznie ułatwiłoby ewentualną eksploatację gazu ziemnego ze złoża niekonwencjonalnego.

Przyjmując arbitralnie pozytywne wykształcenie w BGS poszczególnych elementów systemu BCGS, przeprowadzono obliczenia jego możliwych zasobów metodą wolumetryczną. Z uwagi na brak bezpośrednich danych analitycznych,

takich jak miąższość kolumny nasyconej gazem czy porowatość, poszczególne założenia do obliczeń przyjmowano wariantowo. Jako spąg interwału potencjalnie nasyconego gazem ziemnym przyjęto powierzchnię spągową serii paralicznej, w centrum basenu zalegającej maksymalnie na głębokości około 4500 m (rysunek 6). Jego strop nie może być określony z uwagi na brak danych. Do obliczeń przyjęto więc arbitralnie jego głębokość w alternatywnych scenariuszach w zakresie 3200÷2800 m. Możliwy udział skał zbiornikowych w profilu określono na 28%. Biorąc pod uwagę charakterystykę amerykańskich złóż tego typu, porowatość skał zbiornikowych przyjęto w alternatywnych scenariuszach na 5÷8%, zaś współczynnik wydobywania na 0,5. Progностyczne zasoby wydobywalne wstępnie określono na około 100÷250 mld m<sup>3</sup> [36]. Możliwość weryfikacji powyższych założeń oraz zasobów warunkowana jest odwierceniem głębokich otworów poszukiwawczych.

## Wnioski

Centralna część basenu górnośląskiego pozostaje wiertniczo nierozpoznana na głębokościach powyżej 2000÷2500 m. Pośrednie przesłanki geologiczne pozwalają brać pod uwagę możliwość powstania w tej części basenu na głębokościach ~3500÷5000 m niekonwencjonalnych akumulacji zamkniętego gazu ziemnego typu BCGS. Na ich podstawie można przyjmować, że w omawianej strefie występuje efektywna kuchnia węglowodorowa w postaci wysoko dojrzałych termicznie pokładów węgla kamiennego oraz łupków węglowych serii paralicznej, a w mniejszym stopniu również górnośląskiej serii piaskowcowej. Obie powyższe serie zawierają dużej miąższości i znacznej regionalnej rozciągłości pakiety piaskowców potencjalnie zbiornikowych.

## Podziękowania

Zbigniewowi Bule składam serdeczne podziękowania za wiele lat inspirujących dyskusji na temat basenu górnośląskiego. Recenzentem dziękuję za konstruktywne uwagi. Prace sfinansowane z funduszu badań statutowych Katedry Surowców Energetycznych, Wydziału Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska, AGH, grant nr 11.11.140.176.

Prosimy cytować jako: *Nafta-Gaz* 2018, nr 12, s. 871–883, DOI: 10.18668/NG.2018.12.01

Artykuł nadesłano do Redakcji 29.10.2018 r. Zatwierdzono do druku 14.12.2018 r.

Artykuł został opracowany na podstawie referatu wygłoszonego na Międzynarodowej Konferencji Naukowo-Technicznej GEOPETROL 2018 pt. *Rozwój technik poszukiwania i eksploatacji złóż węglowodorów*. Zakopane-Kościelisko, 17–20.09.2018 r.

## Literatura

- [1] Botor D., Stuart F.M., Carter A.: *Apatite fission track and (U+Th)/He dating of the Carboniferous strata: implications for thermal history of the Upper Silesia Coal Basin, Poland*. Methods of Absolute Chronology, 8<sup>th</sup> International Conference, Ustroń, 17–19.05.2004, s. 14–15.
- [2] Buła Z.: *Dolny paleozoik Górnego Śląska i zachodniej Małopolski*. Prace Państwowego Instytutu Geologicznego 2000, t. 171, s. 1–69.
- [3] Buła Z., Jachowicz M., Prichystal A.: *Lower Paleozoic Deposits of the Brunovistulicum*. Terra Nostra 1997, vol. 11, s. 67–71.
- [4] Buniak A., Kuberska M., Kiersnowski H.: *Petrograficzno-petrofizyczna charakterystyka piaskowców eolicznych strefy*

- Siekierki–Winna Góra (koło Poznania) w aspekcie poszukiwań złóż gazu zamkniętego w osadach czerwonego spągowca. Przegląd Geologiczny 2009, vol. 57, nr 4, s. 328–334.*
- [5] Burnie S.W., Maini B., Palmer B.R., Rakhit K.: *Experimental and empirical observations supporting a capillary model involving gas generation, migration, and seal leakage for the origin and occurrence of regional gasifers.* [W:] Cumella S.P., Stanley K.W., Camp W.K. (eds.): *Understanding, exploring, and developing tight-gas sands.* AAPG Hedberg Series 2008, vol. 3, s. 29–48.
- [6] Cluff R.M.: *Permeability Jail Revisited: What is it, and how did we ever get into it?* SPWLA Spring Topical Conference on Petrophysical Evaluation of Unconventional Reservoirs, Philadelphia, 18.03.2009.
- [7] Cluff R.M., Byrnes A.P.: *Relative Permeability In Tight Gas Sandstone Reservoirs – The „Permeability Jail” Model.* SPWLA 51<sup>st</sup> Annual Logging Symposium, Perth, 19–23.06.2010.
- [8] Cumella S.P., Shanley K.W., Camp W.K.: *Understanding, exploring, and developing tight-gas sands. Introduction.* [W:] Cumella S.P., Shanley K.W., Camp W.K. (eds.): *2005 Vail Hedberg Conference,* AAPG Hedberg Series 2008, vol. 3, s. 1–4.
- [9] EIA: *Annual Energy Outlook with projections to 2040.* U.S. Energy Information Administration 2014, DOE/EIA-0383(2014), s. 1–269.
- [10] EIA: *International Energy Outlook.* U.S. Energy Information Administration 2017, #IEO2017, s. 1–76.
- [11] Gradziński R., Doktor M., Kędzior A.: *Sedymentacja osadów węglonośnej sukcesji Górnośląskiego Zagłębia Węglowego: kierunki badań i aktualny stan wiedzy.* Przegląd Geologiczny 2005, vol. 53, nr 9, s. 734–743.
- [12] Hadro J., Wójcik I.: *Metan pokładów węgla: zasoby i eksploatacja.* Przegląd Geologiczny 2013, vol. 61, nr 7, s. 404–410.
- [13] Jura D.: *Late Variscan and Alpine geodynamics of the Upper Silesian Coal Basin.* Prace Państwowego Instytutu Geologicznego 1997, t. 157(2), s. 169–179.
- [14] Jurczak-Drabek A.: *Atlas petrograficzny złóż węgla kamiennego Górnośląskiego Zagłębia Węglowego.* Państwowy Instytut Geologiczny, Warszawa 1996.
- [15] Jurczak-Drabek A.: *Rozwój mikrofacji organicznej w profilu litostratygraficznym karbonu Górnośląskiego Zagłębia Węglowego.* Biuletyn Państwowego Instytutu Geologicznego 2000, vol. 390, s. 5–34.
- [16] Karwasiecka M.: *Ewolucja paleogeotermiczna w obszarze Górnośląskiego Zagłębia Węglowego.* Centralne Archiwum Geologiczne, Państwowy Instytut Geologiczny 1999, s. 1–74.
- [17] Kiersnowski H., Poprawa P.: *Rozpoznanie basenów węglowodorowych Polski pod kątem możliwości występowania i zasobów oraz możliwości koncesjonowania poszukiwań niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego – etap I.* Centralne Archiwum Geologiczne (Narodowe Archiwum Geologiczne), Państwowy Instytut Geologiczny, Warszawa 2010.
- [18] Kiersnowski H., Buniak A., Kuberska M., Srokowska-Okońska A.: *Występowanie gazu ziemnego w piaskowcach czerwonego spągowca Polski.* Przegląd Geologiczny 2010, vol. 58, nr 4, s. 335–346.
- [19] Kosakowski P., Botor D., Kotarba M.: *Próba oceny wielkości erozji i warunków paleotermicznych utworów węglonośnych górnego karbonu Górnośląskiego Zagłębia Węglowego.* [W:] Ney R., Kotarba M. (red.): *Opracowanie modeli oraz bilansu generowania i akumulacji gazów w serii węglonośnej Górnośląskiego Zagłębia Węglowego.* Wyd. Centr. PPGSMiE PAN, 1995, s. 41–51.
- [20] Kotarba M., Więclaw D., Kosakowski P., Kowalski A.: *Charakterystyka geochemiczna substancji organicznej utworów karbonu w południowej części bloku górnośląskiego.* [W:] Kotarba M. (red.): *Możliwości generowania węglowodorów w skałach karbonu w południowej części bloku górnośląskiego i małopolskiego.* Geosfera, Kraków 2004, rozdz. 4, s. 49–70.
- [21] Kotas A.: *Niektóre aspekty interpretacji gradientów dojrzałości termicznej osadów karbońskich GZW.* Materiały XXIV Sympozjum Formacji Węglonośnych Polski, Kraków 2001, s. 45–51.
- [22] Kotas A.: *Zarys budowy geologicznej Górnośląskiego Zagłębia Węglowego.* Przew. LIV Zjazdu Pol. Tow. Geol., Sosnowiec, Wydawnictwa Geologiczne, Warszawa 1982, s. 45–72.
- [23] Kotas A., Buła Z., Gądek S., Kwarciański J., Malicki R.: *Atlas geologiczny Górnośląskiego Zagłębia Węglowego.* Wydawnictwa Geologiczne, Instytut Geologiczny, Warszawa 1983.
- [24] Kuske T.J., Hall L., Hill T., Troup A., Edwards D., Boreham Ch., Buckler T.: *Source Rocks of the Cooper Basin.* Search and Discovery Article 2016, #10829.
- [25] Kwarciański J.: *Metan z pokładów węgla kamiennego.* [W:] Wołkiewicz S., Smakowski T., Speczik S. (red.): *Bilans perspektywicznych zasobów kopalin Polski wg stanu na 31.XII.2009 r.* Państwowy Instytut Geologiczny, Warszawa 2011, s. 63–70.
- [26] Law B.E., Bogatsky V.I., Danilevsky S., Galkina L.V., Ulmish G.F., Spencer C.W.: *Basin-centered gas accumulations in the Timan-Pechora basin, Russia.* AAPG Annual Convention Program, Book of Abstracts 1996, vol. 5, s. A81.
- [27] Law B.E., Ulmish G.F., Clayton J.L., Kabyshev B.P., Pashova N.T., Krivosheya V.A.: *Basin-centered gas evaluated in Dnieper-Donets basin, Donbas foldbelt, Ukraine.* Oil & Gas Journal 1998, vol. 96, nr 47, s. 74–78.
- [28] Law B.E.: *Basin-Centered Gas Systems.* AAPG Bulletin 2002, vol. 86, nr 11, s. 1891–1919.
- [29] Mazur S., Jarosiński M.: *Budowa geologiczna głębokiego podłoża platformy paleozoicznej południowo-zachodniej Polski w świetle wyników eksperymentu sejsmicznego POLO-NAISE '97.* Prace Państwowego Instytutu Geologicznego 2006, t. 188, s. 203–222.
- [30] Matyasik I., Słoczyński T.: *Niekonwencjonalne złoża gazu – shale gas.* Nafta-Gaz 2010, nr 7, s. 167–177.
- [31] Meckel L.D., Smith J.T.: *The Austin Chalk: A Vast Resource in the Gulf Coast.* AAPG Annual Convention, New Orleans, 25–28.04.1993.
- [32] Meckel L.D., Thomasson M.R.: *Pervasive tight-gas sandstone reservoir: an overview.* [W:] Cumella S.P., Stanley K.W., Camp W.K. (eds.): *Understanding, exploring, and developing tight-gas sands.* AAPG Hedberg Series 2008, vol. 3, s. 13–27.
- [33] Meissner F.F.: *Mechanisms and patterns of gas generation / storage / expulsion-migration / accumulation associated with coal measures in the Green River and San Juan Basins, Rocky Mountain Region.* [W:] Doligez B. (ed.): *Migration of hydrocarbons in sedimentary basins.* 2<sup>nd</sup> IFP Exploration Research Conference, Editions Technip, Paris 1987, s. 79–112.
- [34] NEB: *Canada's Energy Future 2016: Energy Supply and Demand Projections to 2040 – Natural Gas Production Highlights.* National Energy Board, Calgary 2016.
- [35] Popov M.A., Nuccio V.F., Dyman T.S., Gognat T.A., Johnson R.C., Schmoker J.W., Wilson M.S., Bartberger Ch.: *Basin-Centered Gas Systems of the US.* US Department of the Interior, Geological Survey, Open File Report 2000, OF 01-135, s. 1–299.
- [36] Poprawa P.: *Możliwość występowania złóż gazu zamkniętego w głębokich strefach basenu górnośląskiego.* Międzynarodowa Konferencja Naukowo-Techniczna GEOPETROL

- 2018, Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy, Kraków 2018, materiały konferencyjne, s. 187–192.
- [37] Poprawa P., Kiersnowski H.: *Perspektywy poszukiwań złóż gazu ziemnego w skałach ilastych (shale gas) oraz gazu ziemnego zamkniętego (tight gas) w Polsce*. Biuletyn Państwowego Instytutu Geologicznego 2008, vol. 429, s. 145–152.
- [38] Poprawa P., Kiersnowski H.: *Zwięzłe formacje zbiornikowe (tight reservoir) dla gazu ziemnego w Polsce*. Biuletyn Państwowego Instytutu Geologicznego 2010, vol. 439, s. 173–180.
- [39] Poprawa P., Buła Z., Jurczak-Drabek A.: *Historia termiczna NE części basenu morawsko-śląskiego (strefa górnośląska) – wstępne wyniki modelowania dojrzałości termicznej*. Materiały XXIX Sympozjum „Geologia formacji węglonośnych Polski” 2006, AGH Kraków, s. 105–113.
- [40] Poprawa P., Papiernik B., Maksym A., Machowski G.: *New Unconventional Potential of the Mature Petroleum Provinces in Poland*. 12<sup>th</sup> Polish Congress of Oil and Gas Industry Professionals, Cracow 16–18.05.2018. Book of Abstracts, SITPNiG, s. 33–34.
- [41] Roberts S.B.: *Geologic Assessment of Undiscovered Petroleum Resources in the Lance–Fort Union Composite Total Petroleum System, Southwestern Wyoming Province, Wyoming and Colorado*. [W:] USGS Southwestern Wyoming Province Assessment Team: *Petroleum Systems and Geologic Assessment of Oil and Gas in the Southwestern Wyoming Province, Wyoming, Colorado, and Utah*. U.S. Geological Survey Digital Data Series 2005, DDS-69-D, s. 1–40.
- [42] Schegge R., Leu W., Greber E.: *New exploration concepts spark Swiss gas, oil prospects*. Oil & Gas Journal 1997, vol. 95, nr 39, s. 102–106.
- [43] Schwarzer D., Littke R.: *Petroleum generation and migration in the ‘Tight Gas’ area of the German Rotliegend natural gas play: a basin modeling study*. Petroleum Geosciences 2007, vol. 13, nr 1, s. 37–62.
- [44] Shanley K.W., Cluff R.M., Robinson J.W.: *Factors controlling prolific gas production from low-permeability sandstone reservoirs: implications for resource assessment, prospect development, and risk analysis*. AAPG Bulletin 2004, vol. 88, nr 8, s. 1083–1121.
- [45] Sonnenberg S.A., Meckel L.: *Our Current Working Model for Unconventional Tight Petroleum Systems: Oil and Gas*. AAPG 2017 Annual Convention and Exhibition, Houston, Search and Discovery Article 2017, #80589.
- [46] Spencer C.W.: *Review of characteristics of low-permeability gas reservoirs in western United States*. AAPG Bulletin 1989, vol. 73, nr 5, s. 613–629.
- [47] Spencer C.W., Szalay A., Tatar E.: *Abnormal pressure and hydrocarbon migration in the Bekes basin*. [W:] Teleki P.G., Mattick R.E., Kokai J. (eds.): *Basin analysis in petroleum exploration*. Dordrecht, Netherlands, Kluwer Academic Publishers, 1994, s. 201–219.
- [48] Surdam R.C.: *A new paradigm for gas exploration in anomalously pressured tight gas sands in the Rocky Mountain Laramide Basins*. [W:] Surdam R.C. (ed.): *Seals, Traps, and the Petroleum System*. AAPG Memoir 1997, vol. 67, s. 283–298.
- [49] Surdam R.C., Jiao Z.S., Martinsen R.S.: *The regional pressure regime in Cretaceous sandstones and shales in the Powder River Basin*. AAPG Memoir 1994, vol. 61, s. 213–234.
- [50] Such P., Leśniak G., Słota M.: *Ilościowa charakterystyka porowatości i przepuszczalności utworów czerwonego spągowca potencjalnie zawierających gaz ziemny zamknięty*. Przegląd Geologiczny 2010, vol. 58, nr 4, s. 347–351.
- [51] Środoń J., Clauer N., Banas M., Wojtowicz A.: *K-Ar evidence for a Mesozoic thermal event superimposed on burial diagenesis of the Upper Silesia Coal Basin*. Clay Minerals 2006, vol. 41, s. 669–690.
- [52] Tang X., Zhang J., Shan Y., Xiong J.: *Upper Paleozoic coal measures and unconventional natural gas systems of the Ordos Basin, China*. Geoscience Frontiers 2012, vol. 3, nr 6, s. 863–873.
- [53] Teper L.: *Wpływ nieciągłości podłoża karbonu na sejsmotektonikę północnej części Górnośląskiego Zagłębia Węglowego*. Prace Naukowe Uniwersytetu Śląskiego 1998, vol. 1715, s. 1–107.
- [54] Wójcicki A., Kiersnowski H., Dyrka I., Adamczak-Biały T., Becker A., Głuszyński A., Janas M., Kozłowska A., Krzemieński L., Kuberska M., Paczeńska J., Podhalańska T., Roman M., Skowroński L., Waksmundzka M.I.: *Prognostyczne zasoby gazu ziemnego w wybranych zwięzłych skałach zbiornikowych Polski*. Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy, Warszawa 2014, s. 1–65.
- [55] Zdanowski A., Żakowa H. (red.): *The Carboniferous system in Poland*. Prace Państwowego Instytutu Geologicznego 1995, t. 148.



Dr inż. Paweł POPRAWA  
 Starszy specjalista inżynierjno-techniczny  
 na Wydziale Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska  
 Akademia Górniczo-Hutnicza  
 al. Mickiewicza 30  
 30-053 Kraków  
 E-mail: ppop.ecr@gmail.com