

## ZWIĘZŁE FORMACJE ZBIORNIKOWE (TIGHT RESERVOIR) DLA GAZU ZIEMNEGO W POLSCE

### TIGHT GAS RESERVOIRS IN POLAND

PAWEŁ POPRAWA<sup>1</sup>, HUBERT KIERSNOWSKI<sup>1</sup>

**Abstrakt.** Najważniejszą formacją zbiornikową w Polsce, mającą potencjał do występowania złóż gaz ziemnego zamkniętego, są eoliczne piaskowce czerwonego spagowca w północnej części monokliny przedsudeckiej oraz na obszarach przylegających do niej od północy i wschodu. Piaskowce karbonu dolnego również mogą zawierać nagromadzenia gazu ziemnego zamkniętego, głównie w południowej i południowo-zachodniej części strefy wielkopolsko-dolnośląskiej. Pośrednie przesłanki pozwalają stwierdzić, że w obrębie utworów karbonu górnego w centralnej, zachodniej i południowo-zachodniej części basenu górnośląskiego mógł się wykształcić system węglowodorowy z gazem ziemnym centralnych stref basenu. Potencjał występowania złóż gazu ziemnego zamkniętego w pozostałych analizowanych formacjach określono jako niski.

**Słowa kluczowe:** gaz ziemny zamknięty, związła skała zbiornikowa, przepuszczalność, porowatość.

**Abstract.** The main tight gas reservoir formation in Poland is the Rotliegend eolian sandstone in the northern part of the Fore-Sudetic Homocline and adjacent areas located further north and east. The Lower Carboniferous sandstone might also contain tight gas accumulation, mainly in the southern and south-western part of the Wielkopolska–Lower Silesian zone. Indirect constraints allow to suggest that Basin Centered Gas System might have developed in the Upper Carboniferous complex of the central, western and south-western part of the Upper Silesian Basin. The other analyzed formations have low potential for development of tight gas accumulations.

**Key words:** tight gas, tight reservoir, permeability, porosity.

### WSTĘP

Gaz ziemny zamknięty (uwięziony, zaciśnięty) stanowi niekonwencjonalną formę nagromadzeń gazu w skałach zbiornikowych, które charakteryzują się przede wszystkim silnie zredukowaną przepuszczalnością, przy wciąż zachowanej porowatości (np. Spencer, 1989; Surdam, 1997; Law, 2002; Meckel, Thomasson, 2008). Niska przepuszczalność skały zbiornikowej powoduje, że gaz zamknięty nie dopływa samoczynnie do otworu eksploatacyjnego, a jego produkcja

wymaga zabiegów stymulacyjnych na otworze, głównie szczelinowania (Shanley i in., 2004).

Mikrouszczelnienie w postaci barier przepuszczalności izolujących poszczególne pory skalne bądź ich grupy (*permeability jail*) powoduje, że na taką formę nagromadzenia gazu nie mają wpływu siły wyporu. W efekcie wiele zasad decydujących o wykształceniu konwencjonalnych systemów węglowodorowych nie ma w tym przypadku zastosowania.

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

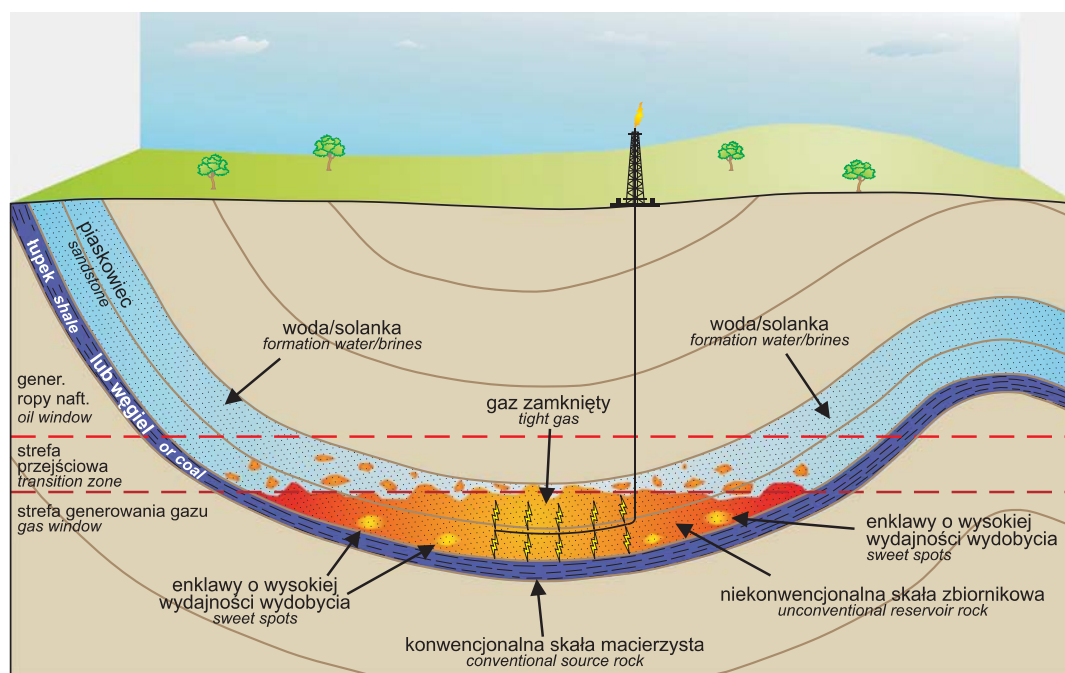
Między innymi z tego powodu przez wiele dziesięcioleci gigantyczne złoża gazu ziemnego zamkniętego były niedostrzegane. Postępujące zrozumienie mechanizmów kontrolujących wykształcenie się tego typu złóż gazu pozwoliło uczynić z omawianego modelu węglowodorowego narzędzie prospekcji naftowej, co spowodowało, że skuteczność prac poszukiwawczych złóż gazu ziemnego zamkniętego znacząco wzrosła (Cumella, 2008).

Złoża gazu zamkniętego, podobnie jak większość innych niekonwencjonalnych złóż węglowodorów, nie wymagają obecności pułapek złożowych. Złoża te najczęściej występują w głęboko pograżonych, synklijalnych częściach basenów (fig. 1) (Law, 2002; Cumella, 2008). Strefy nasycone gazem mają charakter ciągły w skali regionalnej (*pervasive gas fields*), co decyduje o ich często gigantycznych zasobach. Formacje, z których eksploatuje się gaz zamknięty, mają zazwyczaj znacznie większą miąższość niż w przypadku złóż konwencjonalnych (fig. 1). Może ona wynosić nawet od kilkuset do kilku tysięcy metrów (Burnie i in., 2008).

Warunkiem powstania tego typu złóż gazu ziemnego jest bezpośrednia bliskość konwencjonalnej skały macierzystej i związanej skały zbiornikowej (fig. 1) (Meissner, 1987).

Skała macierzysta powinna mieć dojrzałość termiczną w zakresie okna generowania gazu. W tego typu systemie węglowodorowym gaz ziemny, podlegający ekspulsji z przyległej skały macierzystej, intensywnie zasila związaną formację zbiornikową, w obrębie której ulega jednak jedynie ograniczonej migracji, powstrzymywanej przez niską przepuszczalność. W efekcie gaz wypiera ze skały zbiornikowej solanki, a w obrębie strefy nasyconej gazem stopniowo powstaje nadciśnienie (Surdam i in., 1994).

Ostatnie 20 lat przyniosło szybki postęp w rozpoznaniu modeli niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego, a następnie postęp w poszukiwaniach i produkcji węglowodorów z tego typu złóż. Obszarem, gdzie prace te zakończyły się największym sukcesem, były przede wszystkim Stany Zjednoczone, a także Kanada. Spośród wszystkich typów niekonwencjonalnych form nagromadzenia węglowodorów w Ameryce Północnej najistotniejsze dotychczas okazały się złoża gazu ziemnego zamkniętego (*tight gas*). W USA wielkość rocznej produkcji gazu ziemnego z tego typu złóż stanowi obecnie ekwiwalent około 1/3 amerykańskiej rocznej, krajowej konsumpcji gazu.



**Fig. 1. Blokdiagram ilustrujący w uproszczeniu specyfikę niekonwencjonalnych złóż z gazem ziemnym zamkniętym centralnych stref basenu**

Gaz ziemny występuje w strefie basenu znajdującej się obecnie, bądź w czasie historii geologicznej, w oknie generowania gazu. Elementem koniecznym dla wykształcenia się tego typu systemu węglowodorowego jest współwystępowanie bezpośrednio w profilu związanych piaskowców z konwencjonalnymi skałami macierzystymi. Istnienie złoża nie wymaga występowania pułapek złożowych, a strefy nasycenia gazem mają charakter obocznie ciągły w skali regionalnej. Produkcja gazu ziemnego wymaga wiercenia otworów z długimi odcinkami poziomymi oraz wielokrotnego szczelinowania

Block diagram illustrating specifics of the unconventional basin centered gas deposits with tight reservoir

Gas is developed in basin zone which presently or during geological history was buried to gas window. Direct proximity of the tight reservoir and conventional source rock is required. Unconventional gas deposits does not requires hydrocarbon traps and gas fields are pervasive in a regional scale. Production of gas requires horizontal drillings with multiple fracturing

W ostatnich latach podjęto próby przeniesienia pozytywnych doświadczeń amerykańskiego przemysłu niekonwencjonalnych złóż węglowodorów na inne kontynenty, w tym do Europy. Wstępne prace pozwoliły na osiągnięcie pierwszych sukcesów poszukiwawczych, głównie w basenie czerwonego spagowca w zachodniej i północnej Europie (Leveille i in., 1997a, b; Schwarzer, Littke, 2007). Polski basen czerwonego spagowca również stał się obszarem takich prac rozpoznawczych i poszukiwawczych (Buniak i in., 2008, 2009; Poprawa, Kiersnowski, 2008; Kiersnowski i in., 2009, 2010), a wstępnym potwierdzeniem możliwości występowania w nim złóż gazu ziemnego zamkniętego były wyniki wiercenia Trzek 1 w rejonie Poznania (Trzek Press Release, 2007).

W basenach sedymentacyjnych w Polsce występuje szereg formacji zbiornikowych dla węglowodorów, które mogą być brane pod uwagę jako zbiorniki zwięzłe (*tight reservoir*) (Poprawa, Kiersnowski, 2008). Pierwsze pozytywne efekty poszukiwań tego typu nagromadzeń gazu w utworach czerwonego spagowca stanowią do dalszego rozpoznania obszaru Polski pod kątem możliwości występowania niekonwencjonalnych złóż gazu. Niniejszy artykuł stanowi wstępny przegląd najważniejszych formacji zbiornikowych dla węglowodorów w Polsce pod kątem spełniania przez nie podstawowych kryteriów decydujących o możliwości wykształcenia się systemu naftowego z gazu ziemnym zamkniętym.

## ZWĘZŁE FORMACJE POTENCJALNIE ZBIORNIKOWE DLA GAZU ZIEMNEGO W POLSCE

W Polsce występują liczne baseny naftowe, w obrębie których znajdują się formacje zbiornikowe, głównie piaskowcowe, o cechach pozwalających brać je pod uwagę jako cele poszukiwań złóż gazu zamkniętego (fig. 2). Na podstawie analogii z dobrze rozpoznanymi basenami węglowodorowymi w Ameryce Północnej, do cech tych można zaliczyć: głównie umiarkowaną redukcję porowatości (porowatość >5%), przy silnej redukcji przepuszczalności (0,1–0,001 mD); obecność w danej formacji konwencjonalnych złóż gazu ziemnego i/lub jego objawów; współwystępowanie ze skałą macierzystą znajdującą się obecnie, lub w czasie historii geologicznej, w zakresie okna gazowego, a także głębokość zalegania nie większą niż 4000–4500 m (np. Spencer, 1989; Surdam, 1997; Law, 2002; Meckel, Thomasson, 2008).

### KARPATY ZEWNĘTRZNE – PIASKOWCE KREDY I KENOZOIKU

Formacje piaskowców zbiornikowych w Karpatach zewnętrznych stanowią przede wszystkim dolnoeoceńskie piaskowce ciężkowickie, dolnooligocieńskie piaskowce kliw-

skie, piaskowce istebniańskie senonu i niższego paleocenu, górnooligocieńskie–dolnomiocenie piaskowce krośnieńskie, oligocenie piaskowce cergowskie oraz piaskowce kredy dolnej (Karnkowski, 1993b; Dziadzio, Matyasik, 2004). W niektórych strefach Karpat zewnętrznych utwory te tracą konwencjonalne właściwości zbiornikowe na głębokości współczesnego pogrzebienia rzędu 2000–3000 m (np. Leśniak, 2004). Jako że wraz z głębokością wzrasta dojrzałość skał macierzystych, strefy takie można rozważać pod kątem możliwości występowania gazu zamkniętego. Ze względów ekonomicznych limitem dla poszukiwań tego typu nagromadzeń jest obecnie głębokość zalegania rzędu 4000–4500 m.

Z punktu widzenia możliwości występowania nagromadzeń gazu ziemnego zamkniętego oraz komercyjnej produkcji takiego gazu najważniejszym problemem na obszarze Karpat zewnętrznych jest złożona budowa tektoniczna. Z tego powodu potencjał występowania nagromadzeń gazu ziemnego zamkniętego w piaskowcach kredowych, paleoceńskich i eoceńskich określono jako niski (fig. 2). Dodatkowym problemem jest stosunkowo niska dojrzałość termiczna skał macierzystych, z których najważniejsze są dolnooligo-

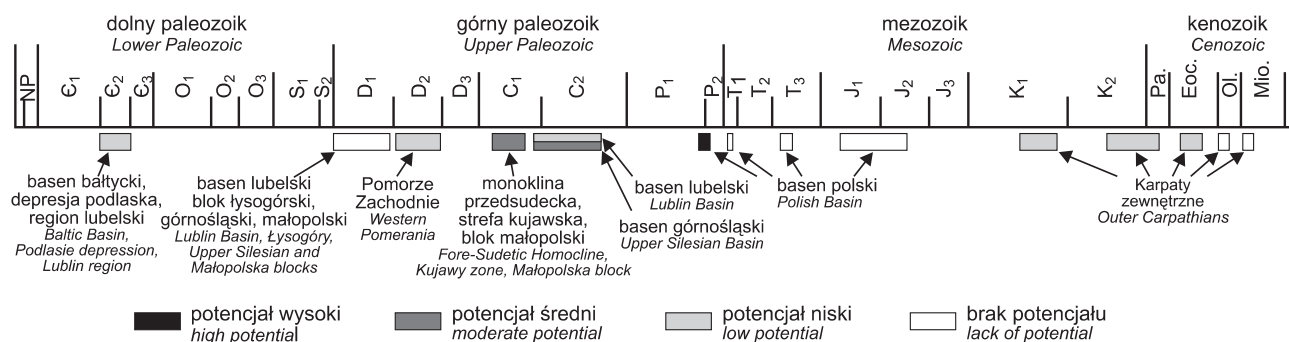


Fig. 2. Pozycja stratygraficzna i obszary występowania najważniejszych formacji potencjalnie zbiornikowych dla węglowodorów w Polsce, analizowanych pod kątem możliwości powstania w nich akumulacji gazu ziemnego zamkniętego

Stratigraphic position and location of the main potential reservoir formations in Poland, analyzed with regard to their potential for development of tight gas accumulation

ceńskie łupki menilitowe (Kruge i in., 1996; Dziadzio, Matyasik, 2004). Problem ten jest szczególnie istotny w przypadku utworów występujących w wyższej, zazwyczaj słabiej pogrzebnej części profilu. Z tych powodów piaskowce oligocenu i dolnego miocenu uznano za negatywne z punktu widzenia możliwości występowania nagromadzeń gazu ziemnego zamkniętego (fig. 2).

#### **BASEN POLSKI – PIASKOWCE MEZOZOICZNE**

W obrębie kompleksu utworów mezozoicznych basenu polskiego występuje kilka formacji potencjalnie zbiornikowych dla węglowodorów. Są to przede wszystkim piaskowce triasu dolnego (dolnego i środkowego pstrego piaskowca) i triasu górnego (dolnego i górnego kajpru), jury dolnej i środkowej (górnego pliensbachu, górnego hetangu–dolnego synemuru, górnego toarku oraz aalenu) oraz niższych ogniw kredy dolnej i cenomanu (Karnkowski, 1993a).

Utwory te uznano za nieperspektywiczne dla występowania złóż gazu ziemnego zamkniętego z uwagi na brak współwystępowania z nimi odpowiednich skał macierzystych, bądź w przypadku obecności takich skał (np. łowce jury dolnej i środkowej), z uwagi na ich dojrzałość termiczną, zbyt niską dla generowania gazu ziemnego (Wilczek, Merta, 1992; Poprawa, 2010a).

#### **BASEN POLSKI – PIASKOWCE CZERWONEGO SPĄGOWCA**

Piaskowce czerwonego spągowca w basenie polskim stanowią najważniejszą formację potencjalnie zbiornikową dla złóż gazu ziemnego zamkniętego w Polsce (fig. 2). Zagadnienie to jest szczegółowo omówione w kilku pracach (Buniak i in., 2008, 2009; Poprawa, Kiersnowski, 2008; Kiersnowski i in., 2009, 2010), w związku z czym w niniejszym artykule przedstawiono jedynie podstawową charakterystykę tej formacji zbiornikowej.

Wysoka pierwotna porowatość eolicznych piaskowców czerwonego spągowca powoduje, że nawet w strefach o zaawansowanej diagenecie, gdzie przepuszczalność tych utworów jest silnie zredukowana, ich porowatość pozostaje częściowo zachowana. Karbońskie utwory macierzyste znajdują się w zakresie dojrzałości termicznej odpowiadającej oknu gazowemu bądź utworom przejrzalym. W basenie stwierdzono obecność konwencjonalnych złóż gazu ziemnego oraz jego licznych objawów.

Utwory o podwyższonym potencjalnym występowaniu gazu ziemnego zamkniętego znajdują się głównie na obszarze na południowy wschód, północ i północny zachód od Poznania (Buniak i in., 2009). Głębokość zalegania stopu czerwonego spągowca na tym obszarze wynosi od 3500 do 5000 m, zaś miąższość kompleksu w stropowej części profilu czerwonego spągowca, o petrofizycznych właściwościach sprzyjających występowaniu gazu zamkniętego – około 100–200 m (Kiersnowski i in., 2010). Wraz z prostą budową tektoniczną

tego kompleksu oraz dużą oboczną rozciągłością strefy występowania utworów czerwonego spągowca o odpowiednim wykształceniu, stanowi to korzystne warunki do eksploatacji niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego.

#### **BASEN LUBELSKI ORAZ NIECKA PŁOCKO-WARSZAWSKA – PIASKOWCE I WĘGLANY DEWONU I KARBONU**

Dewońsko-karboński basen lubelski charakteryzuje stosunkowo duże zróżnicowanie facjalne osadowego wypełnienia. W basenie tym występuje kilka formacji potencjalnie zbiornikowych dla węglowodorów, różniących się wzajemnie charakterystyką petrofizyczną. Najważniejszymi spośród nich są piaskowce dewonu dolnego, węglany dewonu środkowego i franu, osady klastyczne famenu, a także piaskowce karbonu, głównie namuru (Kaczyński, 1984). W podłożu niecki płocko-warszawskiej oraz wschodniej części strefy kujawskiej potencjalną formacją zbiornikową w obrębie utworów waryscyjskiego piętra strukturalnego są piaskowce westfału.

Potencjał występowania nagromadzeń gazu ziemnego zamkniętego w tych utworach jest ograniczony (fig. 2). Przyczyną tego, w przypadku piaskowców dewonu dolnego i węglanów dewonu środkowego i górnego, jest przede wszystkim brak ich współwystępowania z odpowiedniej jakości skałami macierzystymi. W profilu utworów karbonu górnego wysokiej jakości skałą macierzystą dla gazu ziemnego są pokłady węgla kamiennego, zaś lokalne wykształcenie górnokarbońskich skał zbiornikowych mogło sprzyjać powstaniu nagromadzeń gazu ziemnego zamkniętego (porowatość >5% przy silnej redukcji przepuszczalności). Niemniej jednak ich dojrzałość termiczna jest zbyt niska dla generowania gazu (Grotek, 2005). Tylko lokalnie, w strefach o dojrzałości termicznej zbliżonej do 1%  $R_o$ , pokłady węgla kamiennego mogły generować gaz ziemny, jednak biorąc pod uwagę zdolność sorpcyjną węgla, przy tych wartościach dojrzałości termicznej możliwość ekspulsji gazu wydaje się ograniczona.

#### **BASEN GÓRNOŚLĄSKI – PIASKOWCE KARBONU GÓRNEGO**

Specyficzną cechą basenu górnośląskiego jest występowanie dużej miąższości pokładów węgla kamiennego, stanowiących doskonałą skałę macierzystą dla gazu ziemnego. Ponadto w basenie występują formacje piaszczyste, które można brać pod uwagę jako potencjalne skały zbiornikowe, zwłaszcza w obrębie krakowskiej serii piaskowcowej i górnośląskiej serii piaskowcowej (np. Jureczka i in., 2005).

W basenie tym, za wyjątkiem jego południowo-wschodniej części, nigdy nie prowadzono na większą skalę poszukiwań złóż węglowodorów innych niż metanu pokładów węgla. Centralna, zachodnia i południowo-zachodnia część basenu pozostaje nierozpoznana otworami wiertniczymi po-

niżej głębokości 2000–2500 m. Z związku z tym wiedza o geologii naftowej tego obszaru jest ograniczona.

W centralnej i zachodniej części basenu spąg utworów karbonu górnego, zawierających przeławicenia węgla kamiennego, może znajdować się na głębokościach rzędu 4000–6000 m (Kotas, 1995). Dojrzałość termiczna tych utworów jest rozpoznana jedynie do głębokości około 2000 m (Jurczak-Drabek, 2000), jednak ekstrapolacja profili dojrzałości (por. Kotas, 2001; Poprawa i in., 2006) pozwala stwierdzić, że w centralnej, zachodniej i południowo-zachodniej części basenu pokłady węgla na głębokości poniżej 2000 m mają zakres dojrzałości termicznej odpowiadającej oknu generowania gazu suchego bądź są przejrzyste.

W basenie górnośląskim przeławicanie się macierzystych dla gazu ziemnego pokładów węgla kamiennego z formacjami piaskowcowymi na głębokości 3000–4000 m stwarza szanse na wykształcenie się niekonwencjonalnego systemu naftowego z gazem ziemnym centralnych stref basenu (*basin centered gas*) (fig. 1). Konsekwencją przyjęcia takiego modelu systemu węglowodorowego jest założenie, że na takich głębokościach zwięzłe piaskowce, np. górnośląskiej serii piaskowcowej, są nasycone gazem ziemnym, zaś płycej zalegające piaskowce – solankami, tworząc inwersyjny układ płynów złożowych w górotworze (fig. 1).

Na obecnym etapie rozpoznania brak jednak przesłanek potwierdzających zwięzły charakter potencjalnie zbiornikowych piaskowców pogrzebanych na dużej głębokości, tak aby mogło się w nich wykształcić mikrouszczelnienie, związane z niską przepuszczalnością. Brak otworów nawiercanych te utwory na głębokościach 3000–4000 m, a zatem brak rdzeni wiertniczych, nie pozwala bowiem bezpośrednio zweryfikować właściwości zbiornikowych tych utworów.

#### STREFA WIELKOPOLSKO-DOLNOŚLĄSKA – PIASKOWCE KARBONU DOLNEGO

Piaskowce karbonu dolnego, występujące w strefie wielkopolsko-dolnośląskiej w podłożu monokliny przedsudeckiej, a także w strefie morawsko-śląskiej w basenie górnośląskim i podłożu bruzdy śródpolskiej, stanowią element kompleksu fliszowych osadów wizenu i dolnego namuru. Jest on zbudowany z naprzemianległych iłowców, mułowców, piaskowców oraz zlepieńców, o łącznie miąższości rzędu od kilkuset do kilku tysięcy metrów (Żelichowski, 1995). Kompleks ten wskazywano jako potencjalnie zawierający nagromadzenia gazu zamkniętego, głównie w strefie wielkopolsko-dolnośląskiej (Poprawa, Kiersnowski, 2008).

Na tym obszarze gaz ziemny był generowany z dolnokarbońskich iłowcowych i mułowcowych skał macierzystych, przeławicających się z piaskowcami w obrębie kompleksu utworów dolnokarbońskiego kulmu. Zawartość substancji organicznej w skałach macierzystych przekracza niekiedy średnio 1–2% TOC (Poprawa, 2010a). Ich dojrzałość termiczna jest bardzo wysoka, stanowiąc ekwiwalent zakresu okna gazu suchego (np. w południowo-zachodniej i północ-

no-zachodniej części podłoża monokliny przedsudeckiej oraz w podłożu południowej części pomorskiego segmentu bruzdy śródpolskiej) lub też zakresu utworów przejrzalnych (np. we wschodniej części podłoża monokliny przedsudeckiej) (Poprawa i in., 2005).

Piaskowce karbonu dolnego w podłożu monokliny przedsudeckiej są silnie zdiagenezowane (Speczik, Kozłowski, 1987; Krzemiński, 2000). Lokalnie występują one w wykształceniu typowym dla zwięzłych piaskowców o porowatości umożliwiającej występowanie w nich nagromadzeń gazu ziemnego zamkniętego, choć nie tworzą one wyraźnie wyodrębnionego obszaru swego występowania.

W strefie wielkopolsko-dolnośląskiej najistotniejszym problemem, z punktu widzenia możliwości prowadzenia ekonomicznie uzasadnionej eksploatacji gazu ziemnego zamkniętego, jest wysoki stopień deformacji tektonicznych, co powoduje, że określenie geometrii ciał piaszczystych i przewidywanie ich rozciągłości jest trudne. Złożona budowa tektoniczna tego kompleksu wyraża się obecnością systemów uskoku, najprawdopodobniej również nasunięć, a także fałdowań (Górecka-Nowak, 2008; Mazur i in., 2010). Lokalnie dodatkowym problemem jest przegrzanie skał macierzystych (Poprawa i in., 2005).

W strefach, które uniknęły późnokarbońskiego i/lub wczesopermskiego przegrzania, utwory karbonu dolnego mają dojrzałość termiczną odpowiadającą zakresowi okna suchego gazu. W takich strefach stwierdzono podwyższony potencjał występowania nagromadzeń gazu ziemnego zamkniętego (fig. 2). Strefy te znajdują się w południowej i południowo-zachodniej części strefy wielkopolsko-dolnośląskiej, gdzie głębokość występowania stopu utworów karbonu dolnego jest stosunkowo mała – od poniżej 1000 do około 2000–3000 m.

#### POMORZE ZACHODNIE – PIASKOWCE KARBONU ORAZ DEWONU ŚRODKOWEGO

W basenie pomorskim formacjami zbiornikowymi dla węglowodorów są przede wszystkim piaskowce westfalu, górnego turneju oraz dewonu środkowego (Karnkowski, 1993a). Właściwości zbiornikowe tych utworów są bardzo zmienne. Lokalnie piaskowce te cechują się niską przepuszczalnością przy zachowanej stosunkowo wysokiej porowatości. Miąższość piaszczystych kompleksów zbiornikowych jest niekiedy wysoka, a głębokość zalegania w północnej i wschodniej części Pomorza Zachodniego nie przekracza 3000–4000 m.

Niemniej jednak, obszar ten charakteryzuje się niskim potencjałem dla poszukiwań złóż gazu zamkniętego (fig. 2). Wynika to ze złożonej budowy tektonicznej kompleksów przedpermskich, z braku dobrej jakości skał macierzystych dla węglowodorów o regionalnej rozciągłości, za wyjątkiem niewielkich, izolowanych płatów utworów westfalu, wykształconych w facji węglonośnej, a także z ogólnie niskiej dojrzałości termicznej tych utworów.

## **BASEN OLD REDU – PIASKOWCE DEWONU DOLNEGO**

Dolnodewoński basen old redu jest rozwinięty głównie w południowej i wschodniej Polsce. Utwory te najlepiej są zachowane w basenie lubelskim. Na blokach łysogórskim, małopolskim i górnośląskim zasięg ich występowania jest częściowo ograniczony przez erozję.

Wysztalcenie facjalne piaskowców dewonu dolnego na tych obszarach nie sprzyja występowaniu wysokich porowatości pierwotnych, a wraz z diagenetyczną redukcją przepuszczalności maleje szansa na zachowanie porowatości w zakresie umożliwiającym komercyjną eksploatację gazu ziemnego. Najważniejszym ograniczeniem dla poszukiwań nagromadzeń gazu ziemnego zamkniętego w piaskowcach facji old redu jest jednak brak współwystępowania tych utworów z efektywnymi skałami macierzystymi dla gazu ziemnego.

## **DOLNOPALEOZOICZNE BASENY NA ZACHODNIM SKŁONIE KRATONU WSCHODNIOEUROPEJSKIEGO – PIASKOWCE KAMBRU ŚRODKOWEGO**

W obrębie kompleksu utworów dolnopaleozoicznych na zachodnim skłonie kratonu wschodnioeuropejskiego (basen bałtycki, podłoże niecki płocko-warszawskiej, obniżenie podlaskie oraz region lubelski) główną formacją zbiornikową dla złóż węglowodorów są piaskowce kambru środko-

wego. W odniesieniu do tej formacji również sugerowano możliwość występowania złóż gazu ziemnego zamkniętego (Poprawa, Kiersnowski, 2008).

We wschodniej i północnej części basenu bałtyckiego, wschodniej części obniżenia podlaskiego oraz wschodniej części regionu lubelskiego piaskowce kambru środkowego stanowią konwencjonalną skałę zbiornikową dla węglowodorów (Górecki i in., 1992; Stolarczyk i in., 2004). W strefach tych jednak dojrzałość termiczna górnoordowicko-dolnosylurskich oraz górnokambryjsko-tremadockich skał macierzystych jest zbyt niska dla generowania węglowodorów (Grotek, 2006; Poprawa, 2010b).

Dojrzałość tych skał macierzystych systematycznie wzrasta ku południowemu zachodowi, osiągając zakres okna generowania gazu ziemnego. W tym samym kierunku pogarszają się właściwości zbiornikowe piaskowców kambru środkowego (Stolarczyk i in., 2004), co wiąże się z silną cementacją kwarcową, redukującą porowatość i przepuszczalność (Sikorska, 1998; Schleicher i in., 1998; Molenaar i in., 2007). W strefach o wysokiej dojrzałości termicznej porowatość piaskowców kambru środkowego nie przekracza 2–5%. Powoduje to, że potencjał omawianej formacji dla występowania złóż gazu ziemnego zamkniętego jest ograniczony jedynie do tych stref o wysokiej dojrzałości termicznej utworów dolnopaleozoicznych, gdzie redukcja porowatości piaskowców kambru środkowego mogła być niższa niż to wynika z rozkładu tego parametru w regionalnej skali.

## **KONKLUZJE**

Najważniejszą formacją zbiornikową w Polsce, mającą potencjał do występowania złóż gazu ziemnego zamkniętego, są eoliczne piaskowce czerwonego spągowca w północnej części monokliny przedsudeckiej i obszarach przylegających do niej od północy i wschodu. Wiąże się to z lokalnie korzystnymi właściwościami zbiornikowymi, pomimo znaczącej redukcji przepuszczalności, jak również ze współwystępowaniem formacji zbiornikowej z efektywną skałą macierzystą dla gazu ziemnego.

Piaskowce karbonu dolnego również mogą zawierać nagromadzenia gazu ziemnego zamkniętego, głównie w południowej i południowo-zachodniej części strefy wielkopolsko-dolnośląskiej. Ograniczeniem dla możliwości prowadzenia ekonomicznie uzasadnionej eksploatacji gazu ziemnego zamkniętego z tych utworów jest wysoki stopień deformacji tektonicznych, a lokalnie również przegrzanie skał macierzystych.

Stwierdzono, że w obrębie utworów górnego karbonu w centralnej, zachodniej i południowo-zachodniej części basenu górnośląskiego mógł się wykształcić system węglowodorowy z gazem ziemnym centralnych stref basenu (*basin centered gas system*). Wniosek ten jest oparty na korzystnym

wyksztalceniu skał macierzystych w tych strefach oraz sprzyjającej geometrii basenu. Obecnie jednak właściwości potencjalnie zbiornikowych piaskowców pozostają nieokreślone, co wynika z braku rozpoznania wiertniczego tej części basenu na głębokościach większych niż 2000–2500 m.

Potencjał występowania złóż gazu ziemnego zamkniętego w pozostałych analizowanych formacjach określano jako niski. Piaskowce kredy górnej i kenozoiku w Karpatach zewnętrznych cechują się bowiem dużym stopniem deformacji tektonicznych, a także ogólnie niską dojrzałością termiczną skał macierzystych. Mezozoiczne piaskowce w basenie polskim albo nie współwystępują ze skałami macierzystymi dla węglowodorów, albo też skały takie są termicznie zbyt nisko dojrzałe. Analogiczne czynniki stanowią ograniczenie dla występowania nagromadzeń gazu ziemnego zamkniętego w obrębie utworów dewońskich i karbońskich w basenie lubelskim, pomorskim i podłożu niecki płocko-warszawskiej. Piaskowce kambru środkowego w strefach o odpowiednio wysokiej dojrzałości termicznej skał macierzystych charakteryzują się natomiast zbyt niską porowatością dla możliwości prowadzenia ekonomicznie uzasadnionej eksploatacji niekonwencjonalnych akumulacji gazu ziemnego.

Pracę zrealizowano w ramach projektu „Rozpoznanie basenów węglowodorowych Polski pod kątem możliwości występowania i zasobów oraz możliwości koncesjonowa-

nia poszukiwań niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego”, finansowanego przez Ministerstwo Środowiska oraz Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej.

## LITERATURA

- BUNIAK A., KIERSNOWSKI H., KUBERSKA M., 2008 — Perspektywy poszukiwań złóż gazu ziemnego w piaskowcach czerwonego spągowca o słabych właściwościach zbiornikowych w strefie Poznań–Konin–Kalisz. Mat. konf. 4. Krajowego Zjazdu Branży Górnictwa Naftowego. 11–13.09.2008 r., Łągów Lubuski: 125–138.
- 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 spągowca. *Prz. Geol.*, **57**, 4: 328–334.
- BURNIE S.W., MAINI B., PALMER B.R., RAKHIT K., 2008 — Experimental and empirical observations supporting a capillary model involving gas generation, migration, and seal leakage for the origin and occurrence of regional gasifers. *W: Understanding, exploring, and developing tight-gas sands* (red. S.P. Cumella i in.). *AAPG Hedberg Ser.*, **3**: 29–48.
- CUMELLA S.P. (red.), 2008 — Understanding, exploring and developing tight-gas sands. *AAPG Hedberg Ser.*, **3**.
- DZIADZIO P., MATYASIK I., 2004 — Rekonstrukcja systemu naftowego i jego znaczenie na wybranych przykładach z jednostek dukielskiej i śląskiej. Mat. Konf. 75. Zjazdu Nauk. PTG, Iwonicz Zdrój 22–25.09.2004 r.: 55–67.
- GÓRECKA-NOWAK A., 2008 — New interpretations of the Carboniferous stratigraphy of SW Poland based on miospore data. *Bull. Geoscienc.*, **83**, 1: 101–116.
- GÓRECKI W., LAPINSKAS P., LASHKOV E., LASHKOVA L., REICHER B., SAKALAUSKAS K., STRZETELSKI W., 1992 — Petroleum perspectives of the Balic Syncline. *Pol. J. Mineral Res.*, **1**: 65–88.
- GROTEK I., 2005 — Zmienność stopnia uwęglenia materii organicznej rozproszonej w utworach karbonu wzdłuż brzegu platformy wschodnioeuropejskiej Polski. *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. *Pr. Państw. Inst. Geol.*, **186**: 253–270.
- JURCZAK-DRABEK A., 2000 — Rozwój mikrofacji organicznej w profilu litostratygraficznym karbonu Górnośląskiego Zagłębia Węglowego. *Biul. Państw. Inst. Geol.*, **390**: 5–34.
- JURECZKA J., DOPITA M., GAŁKA M., KRIEGER W., KWARCINIŃSKI J., MARTINEM P., 2005 — Atlas geologiczno-złożowy polskiej i czeskiej części Górnośląskiego Zagłębia Węglowego. 1:200 000. Mapy i tekst objaśniający. Państw. Inst. Geol., Warszawa.
- KACZYŃSKI J., 1984 — Perspektywy ropogazoności lubelszczyzny. *Prz. Geol.*, **32**, 6: 330–333.
- KARNKOWSKI P., 1993a — Złóża gazu ziemnego i ropy naftowej w Polsce. T. 1. Niż Polski. Tow. Geosynopt. GEOS AGH, Kraków.
- KARNKOWSKI P., 1993b — Złóża gazu ziemnego i ropy naftowej w Polsce. T. 2. Karpaty i zapadlisko przedkarpackie. Tow. Geosynopt. GEOS AGH, Kraków.
- 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 Vol.: 115–116.
- KIERSNOWSKI H., BUNIAK A., KUBERSKA M., SROKOWSKA-OKOŃSKA A., 2010 — Możliwość i warunki występowania gazu ziemnego zamkniętego w utworach czerwonego spągowca Polski. *Prz. Geol.*, **58**. (w druku)
- KOTAS A., 1995 — Upper Silesian Coal basin. Lithostratigraphy and sedimentologic-paleogeographic development. *W: The Carboniferous System in Poland* (red. A. Zdanowski, H. Żakowa). *Pr. Państw. Inst. Geol.*, **148**: 124–134.
- KOTAS A., 2001 — Niektóre aspekty interpretacji gradientów dojrzałości termicznej osadów karbońskich GZW. Materiały 24. Symp. Formacji Węglonośnych Polski. Kraków: 45–51.
- 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 Geochemistry*, **24**, 8: 897–912.
- KRZEMIŃSKI L., 2000 — Niskotemperaturowy metamorfizm dolkarbońskich utworów klastycznych podłoża monokliny przedsudeckiej w świetle badań krzemianów warstwowych. *Pos. Nauk. Państw. Inst. Geol.*, **56**: 26–28.
- LAW B.E., 2002 — Basin-centered gas systems. *AAPG Bull.*, **86**, 11: 1891–1919.
- LEŚNIAK G., 2004 — Wpływ diagenety na właściwości zbiornikowe piaskowców istebniańskich i ciężkowickich jednostki śląskiej. Mat. Konf. 75. Zjazdu Nauk. PTG, Iwonicz Zdrój 22–25.09.2004 r.: 111–121.
- LEVEILLE G.P., KNIPE R., MORE C., ELLIS D., DUDLEY G., JONES G., FISHER Q.J., ALLINSON G.J., 1997a — Compartmentalization of Rotliegendes sandstone. Jupiter Field area, southern North Sea. *Petroleum Geology of the Southern North Sea: Future Potential. Geol. Soc. Sp. Publ.*, **123**: 87–104.
- LEVEILLE G.P., PRIMMER T.J., DUDLEY G., ELLIS D., ALLINSON G.J., 1997b — Diagenetic controls on reservoir quality in Permian Rotliegendes sandstones, Jupiter Field area, southern North Sea. *Petroleum Geology of the Southern North Sea: Future Potential. Geol. Soc. Sp. Publ.*, **123**: 105–122.
- MAZUR S., ALEKSANDROWSKI P., TURNIAK K., KRZEMIŃSKI L., MASTALERZ K., GÓRECKA-NOWAK A., KUROWSKI L., KRZYWIEC P., ŻELAŻNIEWICZ A., FANNING M.C., 2010 — Uplift and late orogenic deformation of the Central European Variscan belt as revealed by sediment provenance and structural record in the Carboniferous foreland basin of western Poland. *Int. J. Earth Sci.*, **99**, 1: 47–64.
- MECKEL L.D., THOMASSON M.R., 2008 — Pervasive tight-gas sandstone reservoir: an overview. *W: Understanding, exploring, and developing tight-gas sands* (red. S.P. Cumella i in.). *AAPG Hedberg Ser.*, **3**: 13–27.
- MEISSNER F.F., 1987 — 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: Migration of hydrocarbons in se-*

- dimentary basins (red. B. Doligez). 2<sup>nd</sup> IFP Exploration Research Conference: 79–112. Editions Technip, Paris.
- MOLENAAR N., ČYTIEŇ J., ĎLIAUPA S., 2007 — Quartz cementation mechanisms and porosity variation in Baltic Cambrian sandstones. *Sedim. Geol.*, **195**: 135–159.
- POPRAWA P., 2010a — Analiza osadów ilasto-mułowcowych w Polsce pod kątem możliwości występowania w nich niekonwencjonalnych nagromadzeń gazu ziemnego. *Biul. Państw. Inst. Geol.*, **439**: 173–180.
- POPRAWA P., 2010b — Potencjał dla występowania złóż gazu ziemnego w łupkach dolnego paleozoiku w basenie bałtyckim i lubelsko-podlaskim. *Prz. Geol.*, **58**, 3: 226–249.
- 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). *Miner. Soc. Pol. Sp. Papers*, **26**: 253–259.
- POPRAWA P., BUŁA Z., JURCZAK-DRABEK A., 2006 — Historia termiczna NE części basenu morawsko-śląskiego (strefa górnośląska) – wstępne wyniki modelowania dojrzałości termicznej. *Mat. 29. Symp. Geol. Form. Węgl. Polski*: 105–113. AGH, Kraków.
- SCHLEICHER M., KÖSTER J., KULKE H., WEIL W., 1998 — Reservoir and source rock characterization of the Early Palaeozoic interval in the Peribaltic Syncline, northern Poland. *J. Petrol. Geol.*, **21**: 33–56.
- SCHWARZER D., LITKE R., 2007 — Petroleum generation and migration in the “Tight Gas” area of the German Rotliegend natural gas play: a basin modeling study. *Petrol. Geosc.*, **13**, 1: 37–62.
- SHANLEY K.W., CLUFF R.M., ROBINSON J.W., 2004 — Factors controlling prolific gas production from low-permeability sandstone reservoirs: implications for resource assessment, prospect development, and risk analysis. *AAPG Bull.*, **88**: 1083–1121.
- SIKORSKA M., 1998 — Rola diagenety w kształtowaniu przestrzeni porowej piaskowców kambry z polskiej części platformy wschodnioeuropejskiej. *Pr. Państw. Inst. Geol.*, **164**: 1–66.
- SPECZIK S., KOZŁOWSKI A., 1987 — Fluid inclusion study of epigenetic veinlets from the Carboniferous rocks of the Fore-Sudetic monocline (SW Poland). *Chem. Geol.*, **61**: 287–298.
- SPENCER C.W., 1989 — Review of characteristics of low-permeability gas reservoirs in western United States. *AAPG Bull.*, **73**: 613–629.
- STOLARCZYK F., STOLARCZYK J., WYSOCKA H., 2004 — Perspektywiczne obszary poszukiwań węglowodorów w kambrze polskiej części platformy wschodnioeuropejskiej. *Prz. Geol.*, **52**: 403–412.
- SURDAM R.C., 1997 — A new paradigm for gas exploration in anomalously pressured tight gas sands in the Rocky Mountain Laramide Basins. *W: Seals, traps, and the petroleum system* (red. R.C. Surdam). *AAPG Memoir*, **67**: 283–298.
- SURDAM R.C., JIAO Z. SH., MARTINSEN R.S., 1994 — The regional pressure regime in Cretaceous sandstones and shales in the Powder River Basin. *AAPG Memoir*, **61**: 213–234.
- TRZEK Press Release, 2007 — Aurelian Oil & Gas PLC – Energia Wielkopolska Sp. z oo. Successful testing of Trzek-1, Poland.
- WILCZEK T., MERTA H., 1992 — Wstępne wyniki badań pirolicznych metodą Rock-Eval. *Nafta-Gaz*, **5/6**.
- ŻELICHOWSKI A.M., 1995 — Wielkopolska region. *W: The Carboniferous System in Poland* (red. A. Zdanowski, H. Żakowa). *Pr. Państw. Inst. Geol.*, **148**: 148–151.