

PERSPEKTYWY POSZUKIWAŃ ZŁÓŻ GAZU ZIEMNEGO W SKAŁACH ILASTYCH (SHALE GAS) ORAZ GAZU ZIEMNEGO ZAMKNIĘTEGO (TIGHT GAS) W POLSCE

POTENTIAL FOR SHALE GAS AND TIGHT GAS EXPLORATION IN POLAND

PAWEŁ POPRAWA¹, HUBERT KIERSNOWSKI¹

Abstrakt. Głównym obiektem, spełniającym kryteria decydujące o możliwości występowania gazu ziemnego w skałach ilastych, są utwory górnego ordowiku i syluru w basenie bałtyckim i basenie lubelsko-podlaskim. Kryteria takie częściowo spełniają również ilaste kompleksy w obrębie utworów dolnego karbonu w strefie wielkopolskiej (rejon monokliny przedsudeckiej). Niekonwencjonalne akumulacje gazu ziemnego w skałach ilasto-mułowcowych, aczkolwiek o bakteryjnej genezie, mogą występować również w mioceńskim zapadlisku przedkarpaccim. Największe perspektywy dla poszukiwania złóż gazu ziemnego zamkniętego związane są z eolicznymi i fluwialnymi piaskowcami czerwonego spagowca, głównie w strefie NE monokliny przedsudeckiej. Akumulacje gazu ziemnego zamkniętego mogą występować również w piaskowcach kambryjskich na obszarze kratonu wschodnioeuropejskiego, środkowo- i górnodewońskich utworach węglanowych w basenie lubelskim, jak również w piaskowcach kredowych i paleogeńskich w głębiej pograżonych partiach orogenu Karpat zewnętrznych. Utwory dolnego karbonu w strefie wielkopolskiej lokalnie spełniają warunki dla współwystępowania w profilu kompleksów drobnoklastycznych zawierających gaz w łupkach oraz kompleksów piaskowcowych zawierających gaz zamknięty.

Słowa kluczowe: niekonwencjonalne węglowodory, gaz w łupkach, gaz zamknięty, baseny sedimentacyjne, Polska.

Abstract. The main target for shale gas exploration in Poland is the Upper Ordovician to Silurian black graptolitic shale at the East European Craton (Baltic Basin, Lublin–Podlasie Basin; Eastern and Northern Poland). Existence of such petroleum system is in this case confirmed by presence of gas shows. Locally criteria for shale gas exploration are met by shales within the Lower Carboniferous section in Wielkopolska zone (region of Fore-Sudetic Monocline; Western and SW Poland). Unconventional accumulation of biogenic gas might exist within shales and mudstones of the Outer Carpathian Miocene Foredeep (SE Poland). The high potential for tight gas exploration is suggested for the Rotliegend eolian and fluvial sandstones, mainly in the region of NE Fore-Sudetic Monocline. Accumulations of tight gas might exist also in the Cambrian sandstones of the East European Craton, the Middle to Upper Devonian carbonates of the Lublin Basin, and also in the Cretaceous to Paleogene sandstones in the deep parts of the Outer Carpathian thrust belt (SE Poland). The Lower Carboniferous in Wielkopolska zone, composed of deep marine shales, mudstone and sandstone, might contain both shale and tight gas.

Key words: unconventional hydrocarbons, shale gas, tight gas, sedimentary basins, Poland.

WSTĘP

Niekonwencjonalne złoża gazu ziemnego i ropy naftowej odkrywano od początku istnienia przemysłu naftowego, niemniej jednak przez blisko dwa stulecia tego typu zasoby gazu nie odgrywały znaczącej roli w przemyśle naftowym i energetyce. W ostatnich dwóch dekadach istotnym celem

poszukiwawczym przemysłu naftowego zaczęły być złoża gazu w skałach ilastych (*shale gas*) oraz złoża gazu zamkniętego (*tight gas*). Oprócz czynnika ekonomicznego, tj. wzrostu cen węglowodorów, wiąże się to również z postępem technologicznym, zwiększającym możliwości stymulo-

¹ Państwowy Instytut Geologiczny, ul. Rakowiecka 4, 00-975 Warszawa; pawel.poprawa@pgi.gov.pl, hubert.kiersnowski@pgi.gov.pl

wania przyływu gazu do otworu oraz wpływającym na obniżanie kosztów takich zabiegów.

W Polsce poszukiwania niekonwencjonalnych akumulacji gazu ziemnego są obecnie na etapie prac rozpoznawczych. Biorąc pod uwagę bardzo urozmaiconą budowę geologiczną oraz to, że nie stosowano nowoczesnych technologii poszukiwań takich zasobów, kwestię możliwości występowania niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego w naszym kraju należy uznać za otwartą. W artykule przeprowadzono jedynie wstępną dyskusję co do możliwości występowania w Polsce złóż gazu w łupkach oraz gazu zamkniętego.

Jedną z ważniejszych cech odróżniających gaz ziemny w łupkach i gaz ziemny zamknięty od konwencjonalnych akumulacji węglowodorów jest brak samoistnego przyływu gazu do otworu w ilościach ekonomicznie uzasadniających eksploatację. Powoduje to konieczność stosowania kosztownych technik stymulowania przyływu (głównie szczelinowanie górotworu) oraz zagęszczanie siatki otworów eksploatacyjnych. Wymusza to też stosowanie wierceń kierunkowych, umożliwiających przewiercanie więcej naturalnych szczelin oraz wielopunktowe szczelinowanie w tym samym poziomie eksploracyjnym. Te czynniki powodują, że maksymalna głębokość, z której można w sposób ekonomicznie uzasadniony eksploatować niekonwencjonalny gaz, jest mniejsza niż w przypadku złóż konwencjonalnych.

Główną specyfiką gazu ziemnego zawartego w łupkach ilasto-mułowcowych (*shale gas*) stanowi to, że gaz ten znajduje się w skale macierzystej. Jednocześnie kompleksy ilaste zawierające ekonomiczne akumulacje gazu ziemnego muszą mieć stosunkowo dużą miąższość, zatem w konwencjonalnej geologii naftowej potencjalnie spełniają one również rolę kompleksów uszczelniających. Kompleksy ilasto-mułowcowe zawierają gaz ziemny w formie wolnej w mikroporach w obrębie lamin wzbogaconych w krzemionkę oraz inne detrytyczne komponenty, jak również w obrębie naturalnych szczelin i mikroszczelin. Ponadto zawierają one również gaz ziemny adsorbowany przez nierozpuszczalną substancję organiczną oraz przez minerały ilaste. Tego typu gaz jest generowany *in situ*, zatem takie łupki tworzą bardzo wyjątkowy system węglowodorowy, w którym ta sama formacja skalna stanowi skałę macierzystą, zbiornikową, uszczelniającą oraz pułapkę, a migracja gazu zachodzi jedynie w skali mikro bądź nie wstępuje wcale (np. Montgomery i in., 2005).

Znaczenie gazu z łupków ilastych dla przemysłu naftowego systematycznie wzrasta, zwłaszcza w ostatnim dziesięcioleciu. W Stanach Zjednoczonych, kraju o najbardziej rozwiniętym przemyśle naftowym ukierunkowanym na niekonwencjonalne złoża węglowodorów, zasoby gazu w łupkach szacowano na około 5–10% łącznych, wydobywalnych zasobów gazu ziemnego, aczkolwiek postępująca eksploracja i liczne nowe odkrycia powodują, że procent ten może być wkrótce wyższy. Historia produkcji gazu z łupków z najlepiej rozpoznanego pod tym względem dolnokarbońskiego basenu Fort Worth (Teksas) stanowi dobrą ilustrację tempa, w jakim rozwija się ten sektor przemysłu naftowego, zwłaszcza w pierwszych latach bieżącego stulecia (fig. 1).

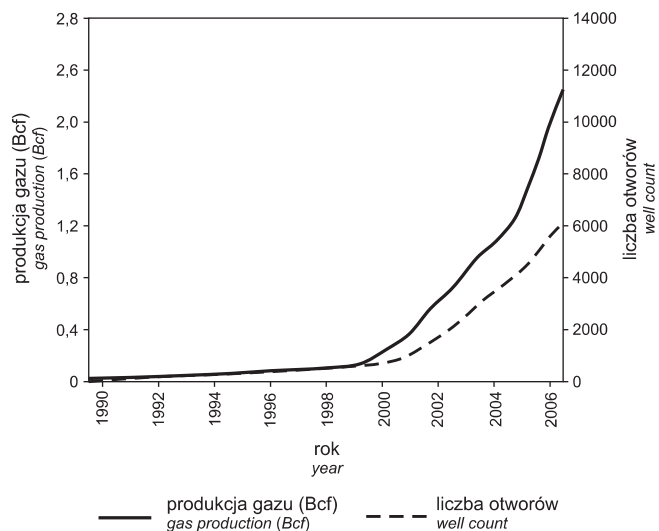


Fig. 1. Historia produkcji gazu ziemnego z dolnokarbońskich łupków Barnett oraz liczba wierconych otworów eksploatacyjnych w basenie Fort Worth (Teksas, USA) w latach 1990–2006. Rycina ilustruje szybki wzrost ilości produkowanego gazu ziemnego w pierwszych latach bieżącego stulecia

History of natural gas production from the lower Carboniferous Barnett Shale formation, as well as quantities of exploitation well drilled for the Fort Worth basin (Texas, USA) during 1990–2006 years. The figure illustrates significant increase of gas production during first years of the current century

Gaz ziemny zamknięty (*tight gas*) to gaz występujący najczęściej w piaskowcach, rzadziej wapieniach, o bardzo małej przepuszczalności (często poniżej 1 mD) oraz niewielkiej porowatości, rzędu kilku procent. Dystrybucja przestrzeni porowej w obrębie skały jest bardzo nieregularna (fig. 2). Poszczególne pory są słabo połączone, co utrudnia eksploatację gazu i ogranicza samoczynny przyływ gazu do otworu wiertniczego. Mała przepuszczalność wiąże się zazwyczaj z drobnoziarnistym charakterem skały zbiornikowej, jej kompaktą oraz cementacją. Uwieczony gaz ziemny ma pochodzenie podobne jak w przypadku konwencjonalnych złóż, natomiast znajduje się w niekonwencjonalnej skale zbiornikowej. Istotnym elementem wpływającym na możliwość eksploatacji gazu uwieczonego jest występowanie naturalnych spękań skały zbiornikowej.

Komercyjnie eksploatowane formacje zawierające gaz uwieczony są zazwyczaj znacznie większej miąższości niż strefy nasycone gazem ziemnym w złożach konwencjonalnych. Miąższość tych formacji może wynosić nawet od kilkuset do kilku tysięcy metrów. Pierwotnie złoża gazu uwieczonego odkrywano przy okazji poszukiwania konwencjonalnych złóż gazu. Obecnie poszukiwania koncentrują się na centralnych częściach basenów sedymentacyjnych, gdzie mogą występować miąższe kompleksy piaskowcowe lub węglanowe. W Stanach Zjednoczonych zasoby gazu uwieczonego szacowano na około 20% łącznych, wydobywalnych zasobów gazu ziemnego.

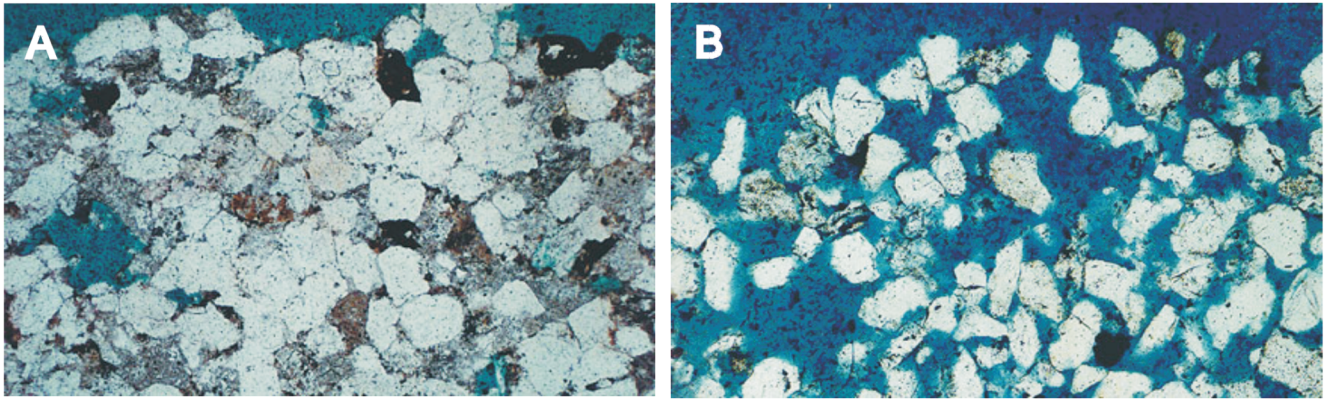


Fig. 2. Porównanie charakteru i rozkładu przestrzeni porowej w szlifie w piaskowcach zawierających (A) gaz uwięziony oraz (B) w konwencjonalnych piaskowcach zbiornikowych. Szlify nasyczone niebieską żywicą, w efekcie czego przestrzeń porowa reprezentowana jest przez obszary o kolorze niebieskim, zaś ziarna kwarcu charakteryzują się jasnymi kolorami. W strefie złożowej rejonu o kolorze niebieskim nasyczone są gazem ziemnym

Comparison of thin section image of pore space character and distribution for (A) example of tight gas and (B) example of conventional reservoir. Thin section impregnated with blue resin, therefore pore space is represented by zones of blue color, while quartz grains are characterized by light colors. In the reservoir the blue zones are saturated with gas

MOŻLIWOŚCI WYSTĘPOWANIA W POLSCE ZŁÓŻ GAZU ZIEMNEGO W SKAŁACH ILASTYCH

Obszary w Polsce, które mają największy potencjał dla występowania gazu w łupkach (tj. takie, gdzie występują skały ilaste i/lub mułowcowe o dużej miąższości, wysokiej dojrzałości termicznej i dużej zawartości substancji organicznej) związane są z występowaniem utworów górnego ordowiku i dolnego syluru w basenie bałtyckim i basenie lubelsko-podlaskim (fig. 3). Basen bałtycki był dotychczas obiektem poszukiwań i eksploatacji konwencjonalnych złóż ropy naftowej w piaskowcach środkowego kambru, generowanej z utworów macierzystych górnego kambru i/lub tremadoku (Karnkowski, 1993a; Kanev i in., 1994; Domżański i in., 2004; Karnkowski, 2007).

Utwory górnego ordowiku i syluru w zachodniej i południowo-zachodniej części kratonu wschodnioeuropejskiego stanowią kompleks osadów iłowcowo-mułowcowo-marglistych, niekiedy węglanowych, o łącznej miąższości kilku tysięcy metrów (np. Modliński, 1982; Modliński i in., 1994; Tomczykowa, 1988; Podhalańska, Modliński, 2006). Specyfiką tych skał jest podwyższona zawartość substancji organicznej. Zawartość TOC w profilu utworów sylurskich jest odwrotnie proporcjonalna do tempa depozycji osadów. Jest ona najwyższa w utworach najniższego syluru (landoweru), a następnie stopniowo maleje w górę profilu (Klimuszko, 2002). Niemniej jednak nawet bardzo szybko deponowane utwory górnego syluru (ludlowu i pridolu) cechują się podwyższoną zawartością substancji organicznej (niekiedy dochodzącą średnio do 1%).

Dojrzałość termiczna tych osadów wzrasta ku południowemu zachodowi, osiągając zakres okna generowania gazu

w niektórych strefach krawędziowej części kratonu wschodnioeuropejskiego (Nehring-Lefeld i in., 1997; Swadowska, Sikorska, 1998; Grotek, 2006). Sądząc z historii pograżania, gaz ziemny mógł być generowany w przybliżeniu równocześnie w kolumnie osadów o dużej miąższości, co przeciwdziałało jego ekspulsji i mogło sprzyjać jego zachowaniu w skale macierzystej. Potwierdzeniem możliwości występowania takiego systemu węglowodorowego są objawy gazu ziemnego stwierdzone w omawianych utworach. Głównym problemem w ocenie potencjału łupków dolnopaleozoicznych w zachodniej części kratonu wschodnioeuropejskiego dla występowania w nich gazu ziemnego jest ich lokalnie zbyt niska dojrzałość termiczna oraz lokalnie zbyt duża głębokość zalegania.

Kolejnym obszarem, gdzie w obrębie utworów ilasto-mułowcowych mogą występować akumulacje gazu ziemnego, jest miocenijskie zapadlisko przedkarpaccie (fig. 3). W obszarze tym, w obrębie kompleksu miocenijskiego o miąższości od kilkuset do kilku tysięcy metrów, zbudowanego głównie z utworów ilastych, mułowcowych, marglistych i piaszczystych, a podrzędnie również ewaporatów (Karnkowski, 1993b; Oszczytko, 1998), rozwinął się specyficzny system węglowodorowy związany z gazem ziemnym o pochodzeniu biogenicznym, cechującym się wysoką zawartością metanu, generowanym z rozproszonej substancji humusowej przy niewielkim pogrzebaniu (Kotarba, 1992, 1999; Kotarba i in., 2005).

Dobre kolektory dla gazu ziemnego w zapadlisku przedkarpaccim stanowią przeławienia piaskowcowe. Niemniej

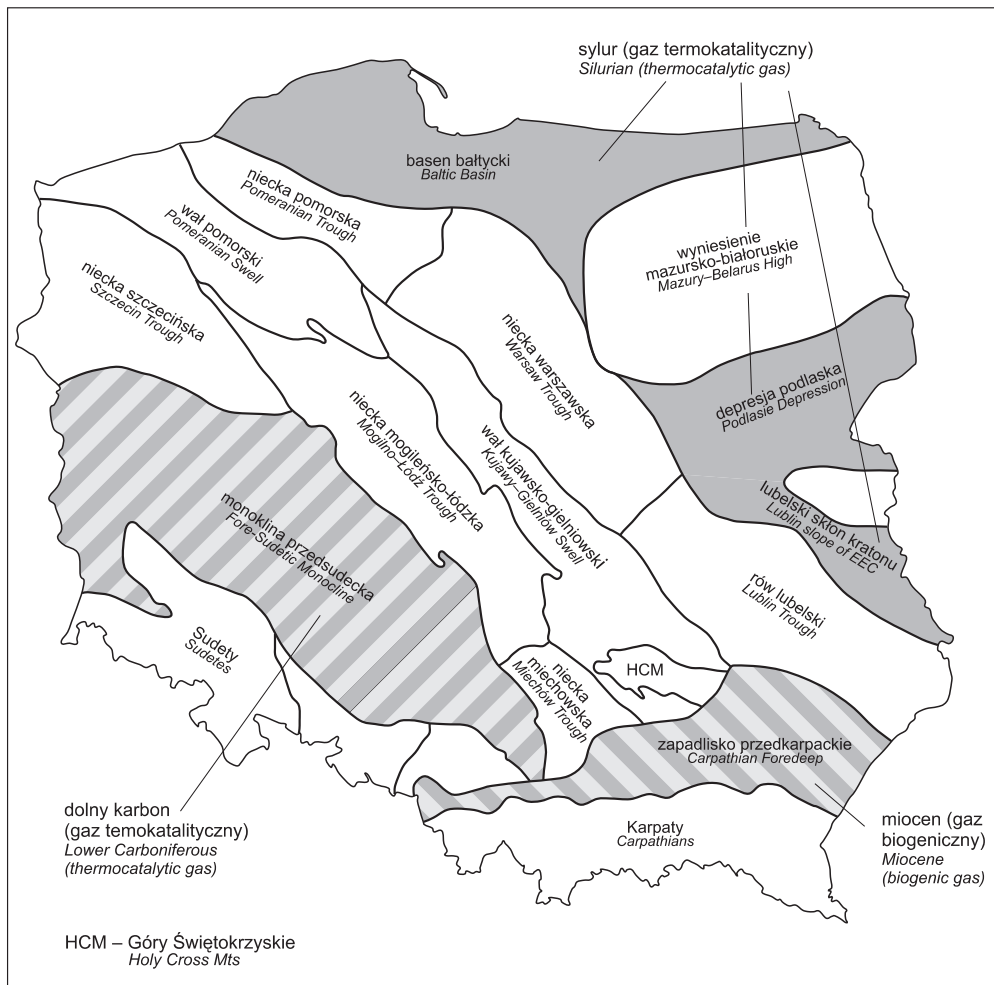


Fig. 3. Strefy potencjalnego występowania złóż gazu ziemnego w skałach ilasto-mułowcowych (shale gas) w Polsce

Geological units of Poland with potential for shale gas exploration

osady frakcji mułowcowo-ilastej również mogą zawierać gaz ziemny. Przesłanką ku temu są powszechne objawy gazu w otworach wiertniczych, jak również wspomniana geneza gazu pozwalająca przypuszczać, że generowanie gazu w obrębie kompleksów ilasto-mułowcowych zachodzi także współcześnie. Istotnymi ograniczeniami dla możliwości występowania akumulacji gazu ziemnego w utworach ilasto-mułowcowych, których eksploatacja byłaby ekonomicznie uzasadniona, jest litologiczna zmienność tych utworów w profilu, a zatem brak homogenicznych kompleksów ilastych o dużej miąższości, jak również, dokumentowana przez Kotarbę (1999), mała zawartość substancji organicznej.

Gaz ziemny akumulowany w skałach ilastych może również występować w kompleksach łupków ilastych w obrębie utworów dolnego karbonu strefy wielkopolskiej (rejon monokliny przedsudeckiej; fig. 3). Są to przeławicające się utwory ilaste, mułowcowe i piaszczyste, stanowiące osad głębokomorskich prądów turbidytowych (Żelichowski, 1995; Mazur i in., 2003). Utwory te są silnie zdiagenezowane i zlityfikowane. Ich miąższość jest trudna do ustalenia, gdyż nie zostały przewiercone.

Cechą charakterystyczną utworów karbońskich strefy wielkopolskiej jest ich bardzo wysoka dojrzałość termiczna (np. Poprawa i in., 2005). Nieomal na całym obszarze jest ona w zakresie okna generowania gazu bądź wyższa, sięgając lokalnie do 5% Ro. Ponadto utwory te cechuje zmienna, aczkolwiek niekiedy dość duża, zawartość substancji organicznej. W profilach wielu otworów w tej strefie występują kompleksy o miąższości od kilkudziesięciu do kilkuset metrów w średnich zawartościach TOC od jednego do ponad 2%.

Głównym czynnikiem ograniczającym możliwość występowania w utworach karbońskich strefy wielkopolskiej gazu ziemnego w łupkach jest zmienność litologiczna tych utworów, a w efekcie brak homogenicznych pakietów ilastych znacznej miąższości. Istotnym czynnikiem utrudniającym ewentualną eksploatację gazu z łupków jest w tym przypadku złożona budowa tektoniczna tych utworów, stanowiących zewnętrzną część orogenu waryscyjskiego. Ponadto ograniczeniem dla ekonomicznie uzasadnionej eksploatacji gazu z łupków karbońskich w północnej i wschodniej części strefy wielkopolskiej jest duża głębokość ich zagłębienia.

MOŻLIWOŚCI WYSTĘPOWANIA W POLSCE ZŁÓŻ GAZU ZIEMNEGO ZAMKNIĘTEGO

Podstawowym obiektem dla poszukiwań gazu zamkniętego (uwięzionego), tj. gazu występującego w pierwotnie konwencjonalnym zbiorniku, którego porowatość uległa następnie umiarkowanej redukcji, natomiast przepuszczalność została znacząco zredukowana, są w Polsce piaskowce górnego czerwonego spągowca (fig. 4). Możliwość występowania tego typu złóż gazu w tych utworach wiąże się głównie z kompleksami piaskowców eolicznych o pierwotnie bardzo dobrej porowatości.

Strefą potencjalnego występowania tego typu złóż jest przede wszystkim rejon monokliny przedsudeckiej. W wierceniu Trzek 1 w rejonie Poznania na głębokości powyżej 3600 m w piaskowcach eolicznych czerwonego spągowca stwierdzono po raz pierwszy w Polsce złożę gazu zamkniętego (Trzek Press Release, 2007). Obiecujące wyniki z rejonu Siekierki–Pławce wskazują, że poszukiwania złóż gazu zamkniętego mogą dotyczyć nie tylko nowych, nierozpoznanych obszarów, ale również obiektów rozwierconych, z których nie uzyskano przyływu gazu, i uznanych za pozbawione perspektyw złożowych. Cechą szczególnie korzystną dla kolektorów gazu zamkniętego jest homogeniczność (bardzo dobre wysortowanie), typowa dla piaskowców eolicznych, powodująca względnie równomierny rozkład wysokich porowatości oraz zbliżony rozkład małych przepuszczalności. Jako przykład tego typu utworów można wskazać piaskowce czerwonego spągowca z obszaru Siekierki–Pławce we wschodniej Wielkopolsce.

Występowanie większych akumulacji piaskowców zbiornikowych w polskim basenie czerwonego spągowca, głównie eolicznych i fluwialnych, oraz występujących często w ich stropie piaskowców morskich, zaliczanych do białego (szarego) spągowca, ograniczone jest głównie do jego części południowo-zachodniej (Karnkowski, 1985; Karnkowski, 1993a; Kiersnowski, 1997). Występowanie piaskowców eolicznych nie jest do końca rozpoznane, szczególnie dotyczy to południowo-wschodniej oraz centralnej części basenu. Wiąże się to z głębszym pogrzebaniem osadów czerwonego spągowca w centrum basenu w wyniku permsko-mezozoicznej subsydencji w obszarze bruzdy śródpolskiej, a w efekcie z bardzo słabym rozpoznaniem wiertniczym. W przypadku występowania w tych strefach osadów eolicznych można by również z nimi wiązać podwyższone prawdopodobieństwo występowania gazu zamkniętego, aczkolwiek większe pograżenie niż na monoklinie przedsudeckiej powoduje w tych strefach większy stopień diagenezy, szczególnie na E od linii Siekierki–Komorze–Gołuchów (Buniak i in., w druku). Możliwość występowania tego typu złóż w głębiej pogrzebanych utworach czerwonego spągowca potwierdza odkrycie przemysłowego złoża gazu zamkniętego w zachodniej części Niemiec (wiercenie Leer Z4) na głębokości 4424 m (Leer Z4 Press Release, 2007).

Porowatość utworów czerwonego spągowca pogrzebanych na głębokości powyżej 4000 m można wiązać z rozwojem porowatości wtórnej, powstałej na skutek rozpuszczania

i/lub przeobrażania cementów i ziarn detrytycznych (np. skaleni), prowadzącej niekiedy do inwersji właściwości zbiornikowych (Pusch i in., 2005). Symulacje właściwości zbiornikowych eolicznych piaskowców czerwonego spągowca w polskiej części basenu wykazały, że utwory te mogą zachować dobrą porowatość, nawet do 12%, przy pogrzebaniu na głębokość 4500–5500 m, a nawet więcej (Seedhouse i in., 1996). Kluczowym problemem pozostaje nadal określenie relacji czasowych pomiędzy okresem nasycania gazem a okresem częściowej utraty porowatości i przepuszczalności piaskowców, głównie na skutek pogrzebania (Schwarzer, Littke, 2007).

Warunki dla występowania gazu zamkniętego spełniają lokalnie również piaszczyste kompleksy w obrębie utworów karbońskich w podłożu permsko-mezozoicznego basenu polskiego, przede wszystkim w strefie wielkopolskiej (rejon monokliny przedsudeckiej). W tym przypadku problemem jest stosunkowo nieduży udział piaskowców w profilu. Ponadto, dla określenia potencjału utworów karbońskich dla występowania gazu zamkniętego konieczne jest określenie skały macierzystej dla gazu, którą ewentualnie mogą stanowić ilaste pakiety w obrębie utworów dolnokarbońskiego kulmu. Kolejnymi problemami są zazwyczaj bardzo duża dojrzałość termiczna kompleksu dolnokarbońskiego (między 1,5 a 5% Ro), a także skomplikowana budowa tektoniczna tego kompleksu, o charakterze deformacji nasuwczowo-fałdowych (Mazur i in., 2003), utrudniająca rozpoznanie prawidłowości rządzących jego naturalnym spękaniami. Uniemożliwia to założenie prostej siatki otworów eksploatacyjnych.

Kolejnym potencjalnym zbiornikiem gazu zamkniętego mogą być środkowokambryjskie piaskowce zachodniej części basenu bałtyckiego, depresji podlaskiej i obszaru lubelskiego (fig. 4). Utwory te stanowią skałę zbiornikową dla konwencjonalnych złóż ropy naftowej w centralnej części basenu bałtyckiego, głównie w polskiej strefie Morza Bałtyckiego oraz rejonie kaliningradzkim (Karnkowski, 1993a; Kanev i in., 1994). W strefie tej skały macierzyste dla ropy naftowej, tj. bitumiczne ilowce górnego kambru i/lub tremadoku, znajdują się w oknie generowania ropy naftowej. Niemniej jednak w zachodniej części basenu bałtyckiego górnokambryjsko-tremadocka skała macierzysta znajduje się w zakresie okna generowania gazu ziemnego (Grotek, 2006). W obszarze podlasko-lubelskim ta skała macierzysta nie występuje, jednak dojrzałość innych skał macierzystych, np. górnoordowickich i dolnosylurskich łupków (Klimuszko, 2002), również wzrasta ku południowemu zachodowi, osiągając zakres generowania gazu ziemnego.

W strefie południowo-zachodniej krawędzi kratonu wschodnioeuropejskiego piaskowce kambryjskie uważano za nieperspektywiczne dla konwencjonalnych akumulacji węglowodorów, z uwagi na silną cementację kwarcową redukującą porowatość i przepuszczalność (Sikorska, 1998; Swadowska, Sikorska, 1998; Stolarczyk i in., 2004). Jednakże w przypadku częściowego zachowania porowatości

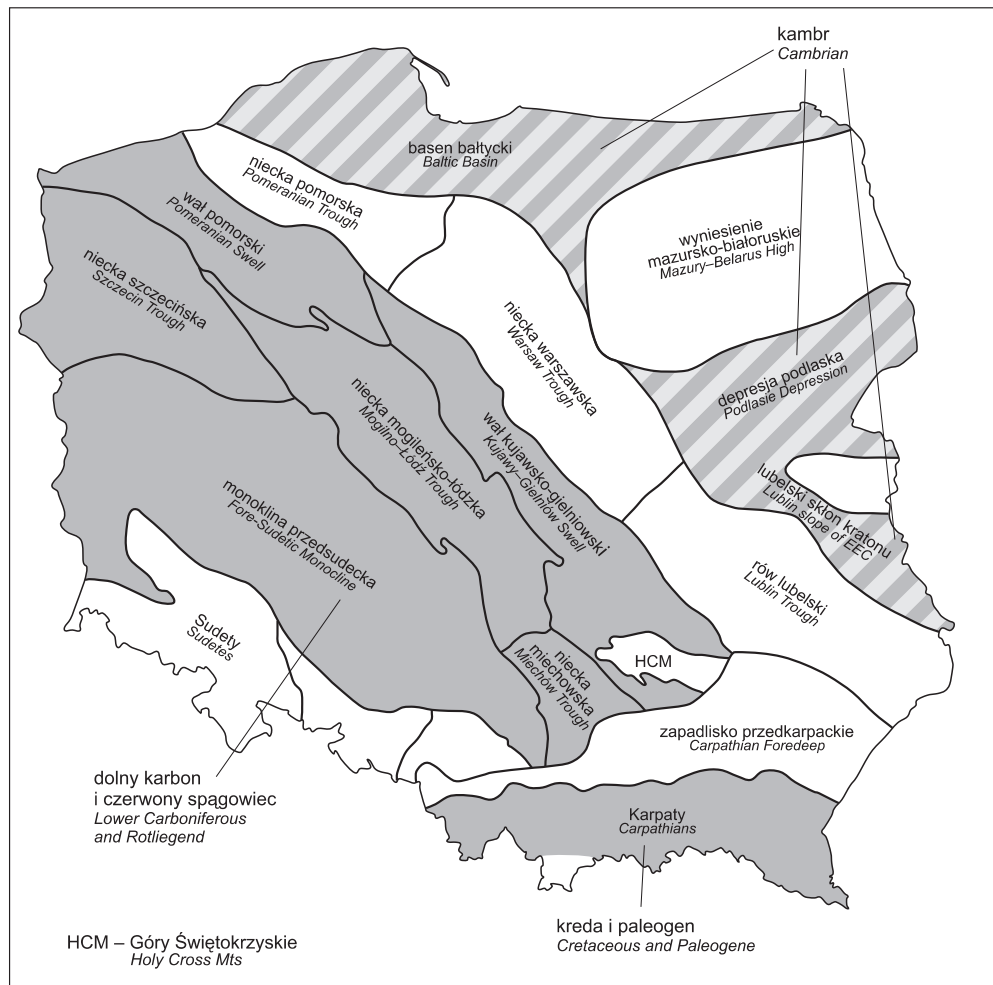


Fig. 4. Strefy potencjalnego występowania złóż gazu uwięzionego (tight gas) w Polsce

Geological units of Poland with potential for tight gas exploration

nie stanowi to przeszkody dla występowania w tej części kratonu wschodnioeuropejskiego gazu ziemnego zamkniętego. Kluczowym zagadnieniem jest w tym przypadku ustalenie stref, w których z dolnopaleozoicznych skał macierzystych mógł być generowany gaz ziemny, jak również ustalenie relacji czasowych między generowaniem i migracją gazu a powstawaniem obwódek kwarcowych.

Z punktu widzenia oceny potencjału dla występowania gazu ziemnego uwięzionego w utworach kambryjskich kratonu wschodnioeuropejskiego pozytywne jest ich rozprzestrzenienie na dużym obszarze, a w przypadku basenu bałtyckiego również stosunkowo prosta budowa tektoniczna. Korzystny jest też ogólny wzrost miąższości utworów kambryjskich w kierunku zachodnim, tj. ku strefie, gdzie skały macierzyste znajdują się w zakresie okna generowania gazu.

Istnieją również powody, by brać pod uwagę możliwość występowania gazu ziemnego zamkniętego w utworach fliszowych polskiej części Karpat zewnętrznych (fig. 4). W strefie tej występują w profilu liczne poziomy skał potencjalnie macierzystych, zazwyczaj niezbyt wysokiej jakości (za wyjątkiem łupków menilitowych), oraz piaszczystych skał potencjalnie zbiornikowych (Karnkowski, 1993b).

Utwory macierzyste w większości mają potencjał gazu bądź mieszany ropno-gazowy; wyjątkiem są łupki menilitowe o potencjale głównie ropnym (Kruge i in., 1996; Köster i in., 1998; Dziadzio, Matyasik, 2004). W karpackiej przyźnie akrecyjnej częstym problemem jest niska dojrzałość skał macierzystych. Jest to szczególnie istotne w przypadku skał zawierających kerogen o III typie genetycznym. Jednakże systematyczny wzrost miąższości przyzmy akrecyjnej ku południowi, osiagającej przy strefie rozłamu perypienińskiego prawdopodobnie kilkanaście kilometrów, a także związane z budową płaszczowinowo-wałdową tektoniczne powtórzenia profili powodują, że skały macierzyste zawierające kerogen III typu zapewne osiągnęły okno generowania gazu ziemnego w głębszych partiach orogenu. Przesłanką ku temu jest też występowanie w utworach fliszowych złóż gazu (np. złoża Strachocina).

W niektórych strefach Karpat zewnętrznych utwory zbiornikowe tracą właściwości zbiornikowe na głębokości współczesnego pogrzebienia (2000–3000 m), a na większych głębokościach prawdopodobieństwo zachowania porowatości i przepuszczalności dla konwencjonalnych akumulacji węglowodorów zmniejsza się (np. Leśniak, 2004).

W przypadku częściowego zachowania porowatości oraz obecności efektywnych skał macierzystych dla gazu ziemnego strefy te mogą jednak zawierać akumulacje gazu zamkniętego. Z punktu widzenia poszukiwań gazu uwięzionego pozytywne są znaczne miąższości niektórych kompleksów masywnych piaskowców (np. w obrębie warstw istebniańskich). Istotnym ograniczeniem dla poszukiwania i ewentualnej eksploatacji gazu zamkniętego w Karpatach zew-

nętrznych jest bardzo skomplikowana budowa tektoniczna, powodująca, że nie jest możliwe eksploataowanie ewentualnych złóż za pomocą prostej, równomiernie rozłożonej siatki otworów. Podobnie jak w przypadku konwencjonalnych złóż węglowodorów, w Karpatach wyjątkowo trudno jest kartować strefy potencjalnie złożowe na dużych głębokościach, co wiąże się m.in. ze słabą jakością danych sejsmicznych.

PODSUMOWANIE

Głównym obiektem spełniającym kryteria decydujące o możliwości występowania gazu ziemnego w skałach ilastych są utwory górnego ordowiku i syluru w basenie bałtyckim i basenie lubelsko-podlaskim. Zaletą utworów sylurskich zachodniej części kratonu wschodnioeuropejskiego, jako obiektu eksploatacji gazu z łupków, jest ich duże oboczne rozprzestrzenienie jak również stosunkowo mało skomplikowana budowa tektoniczna, zwłaszcza w przypadku basenu bałtyckiego. Zasadniczym problemem w ocenie potencjału łupków dolnopaleozoicznych w zachodniej części kratonu wschodnioeuropejskiego dla występowania w nich gazu ziemnego jest negatywna relacja między ich dojrzałością termiczną a głębokością zalegania. Wraz ze wzrostem dojrzałości termicznej w kierunku zachodnim i osiągnięciu przez łupki dolnopaleozoiczne coraz wyższych zakresów okna generowania gazu ich głębokość zalegania staje się zbyt duża dla ekonomicznej eksploatacji gazu przy obecnym poziomie kosztów prac wiertniczych.

Kryteria dla występowania gazu ziemnego w skałach ilastych częściowo spełniają ilaste pakiety w obrębie utworów dolnego karbonu w strefie wielkopolskiej (rejon monokliny przedsudeckiej). Głównymi czynnikami ograniczającymi możliwość występowania i eksploatacji gazu ziemnego z łupków jest w tym przypadku zmienność litologiczna tych utworów, złożona budowa tektoniczna strefy wielkopolskiej, a w północnej i wschodniej jej części również duża głębokość zalegania tych utworów.

Niekonwencjonalne akumulacje gazu ziemnego w skałach ilasto-mułowcowych, aczkolwiek o bakteryjnej genezie, mogą również występować w mioceńskim zapadlisku przedkarpackim. Głównymi ograniczeniami są tutaj litologiczna zmienność utworów w profilu, a zatem brak homogenicznych kompleksów ilastych o dużej miąższości, jak również stosunkowo mała zawartość substancji organicznej. Specyficzna geneza gazu w tym przypadku

powoduje, że kryterium dojrzałości termicznej nie ma istotnego znaczenia.

Największe perspektywy dla poszukiwania złóż gazu ziemnego zamkniętego związane są z eolicznymi i fluwialnymi piaskowcami czerwonego spagowca, głównie w strefie NE monokliny przedsudeckiej i obszarach przylegających do niej od północnego wschodu i wschodu. Zagadnieniem kluczowym jest określenie zasięgów występowania głęboko pogrzebanych piaskowców, głównie w ich relacji do ilasto-piaskowcowych osadów plai centralnej części basenu czerwonego spagowca.

Warunki dla występowania gazu zamkniętego spełniają lokalnie również piaszczyste kompleksy w obrębie utworów karbońskich w podłożu permsko-mezozoicznego basenu polskiego, przede wszystkim w strefie monokliny przedsudeckiej (strefa wielkopolska). Podobnie jak w przypadku możliwych akumulacji gazu w łupkach dolnokarbońskich, istotnym problemem dla poszukiwań, a zwłaszcza ewentualnej eksploatacji gazu zamkniętego, jest skomplikowana budowa tektoniczna tego kompleksu.

Akumulacje gazu ziemnego zamkniętego mogą również występować w utworach środkowokambryjskich na obszarze kratonu wschodnioeuropejskiego w zachodniej części basenu bałtyckiego, depresji podlaskiej i obszaru lubelskiego, gdzie dolnopaleozoiczne skały macierzyste znajdują się w oknie generowania gazu. Warunkiem jest częściowe zachowanie porowatości w czasie cementacji kwarcowej.

Również w przypadku kredowych i paleogeńskich kompleksów piaszczystych w głębiej pograżonych partiach orogenu Karpat zewnętrznych można brać pod uwagę występowanie akumulacji gazu zamkniętego. Istotnym ograniczeniem dla poszukiwania i ewentualnej eksploatacji takich złóż w Karpatach zewnętrznych jest ich skomplikowana budowa tektoniczna.

LITERATURA

- BUNIAK A., KIERNOWSKI H., KUBERSKA M., w druku – Perspektywy poszukiwań złóż gazu ziemnego w piaskowcach czerwonego spagowca o słabych właściwościach zbiornikowych w strefie Poznań–Konin–Kalisz. IV Kraj. Zjazd Branży Górnictwa Naftowego. 11–13.09.2008. Łągow.
- DOMŻAŁSKI J., GÓRECKI W., MAZUREK A., MYŚKO A., STRZETELSKI W., SZAMAŁEK K., 2004 – The prospects for petroleum exploration in the eastern sector of Southern Baltic as revealed by sea bottom geochemical survey correlated with seismic data. *Prz. Geol.*, **52**, 8/2: 792–799.
- DZIADZIO P., MATYASIK I., 2004 – Rekonstrukcja systemu naftowego i jego znaczenie na wybranych przykładach z jednostek dukielskiej i śląskiej. *Przew. 75. Zjazdu Nauk. Pol. Tow. Geol., Mat. konf.*: 55–67. Iwonicz Zdrój.
- GROTEK I., 2006 – Dojrzałość termiczna materii organicznej z utworów pokrywy osadowej pomorskiego odcinka TESZ, ba-

- seny bałtyckiego oraz obszarów przyległych. *Pr. Państw. Inst. Geol.*, **186**: 253–270.
- KANEV S., MARGULIS L., BOJESSEN-KOEFOED J.A., WEIL W.A., MERTA H., ZDANA VIČIŪTĖ O., 1994 – Oils and hydrocarbon source rocks of the Baltic syncline. *Oil Gas J.*, **92**: 69–73.
- KARNKOWSKI P., 1993a – Złoża gazu ziemnego i ropy naftowej w Polsce. T. 1 – Niż Polski. Tow. Geosynopt. GEOS AGH, Kraków.
- KARNKOWSKI P., 1993b – Złoża gazu ziemnego i ropy naftowej w Polsce. T. 2 – Karpaty i zapadlisko przedkarpackie. Tow. Geosynopt. GEOS AGH, Kraków.
- KARNKOWSKI P.H., 1985 – Warunki formowania się złóż gazu ziemnego w Wielkopolsce. *Kwart. Geol.*, **29**, 2: 355–368.
- KARNKOWSKI P.H., 2007 – Petroleum provinces in Poland. *Prz. Geol.*, **55**, 12/1: 1061–1067.
- KIERSNOWSKI H., 1997 – Depositional development of the Polish Upper Rotliegend Basin and evolution of its sediment source areas. *Kwart. Geol.*, **41**, 4: 433–456.
- 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., 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**, 1: 67–76.
- 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. *Org. Geochem.*, **29**: 543–558.
- 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. *Org. Geochem.*, **24**, 8: 897–912.
- LEER Z4 PRESS RELEASE, 2007 – New discovery: tight gas well Leer Z4. State-of-the-Art Technology Enables Production from Complex Reservoir. Kassel, Germany.
- LEŚNIAK G., 2004 – Wpływ diagenety na właściwości zbiornikowe piaskowców istebniańskich i ciężkowickich jednostki śląskiej. Przew. 75. Zjazdu Nauk. Pol. Tow. Geol., Mat. konf.: 111–121. Iwonicz Zdrój.
- MAZUR S., KUROWSKI L., ALEKSANDROWSKI P., ŻELA NIEWICZ A., 2003 – Variscan Fold-Thrust Belt of Wielkopolska (W Poland): new structural and sedimentological data. *Geolines*, **16**: 71–73.
- MODLIŃSKI Z., 1982 – Rozwój litofacjalny i paleotektoniczny ordowiku na obszarze platformy prekambryjskiej w Polsce. *Pr. Inst. Geol.*, **52**.
- MODLIŃSKI Z., NEHRING-LEFELD M., RYBA J., 1994 – The Early Palaeozoic Complex in the Polish Part of the Baltic Sea. *Z. geol. Wiss.*, **22**, 1/2: 227–234.
- MONTGOMERY S.L., JARVIE D.M., BOWKER K.A., POLLASTRO R.M., 2005 – Mississippian Barnett Shale, Fort Worth Basin, north-central Texas: gas shale play with multi-trillion cubic foot potential. *AAPG Bull.*, **89**: 155–175.
- NEHRING-LEFELD M., MODLIŃSKI Z., SWADOWSKA E., 1997 – Thermal evolution of the Ordovician in the western margin of the East-European Platform: CAI and Ro data. *Kwart. Geol.*, **41**, 2: 129–138.
- OSZCZYPKO N., 1998 – The Western Carpathian foredeep – development of the foreland basin in front of the accretionary wedge and its burial history (Poland). *Geol. Carpath.*, **49**, 6: 415–431.
- PODHALAŃSKA T., MODLIŃSKI Z., 2006 – Rozwój facjalny i stratygrafia osadów ordowiku i syluru strefy Koszalin–Chojnice oraz południowo-zachodniej krawędzi kratonu wschodnioeuropejskiego – podobieństwa i różnice. *Pr. Państw. Inst. Geol.*, **186**: 39–78.
- 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., Spec. Pap.*, **26**: 253–259.
- PUSCH G., GAUPP R., LIERMANN N., 2005 – Intergrated research contributions for screening the tight gas potential in the Rotliegendes formation of North-Germany. *Erdöl Erdgas Kohle – Oil and Gas European Mag.*, **121**: 187–193.
- SCHWARZER D., LITKE R., 2007 – Petroleum generation and migration in the “Tight Gas” area of the German Rotliegend natural gas play: a basin modelling study. *Petrol. Geosc.*, **13**, 1: 37–62.
- SEEDHOUSE J., BURLEY S., WAKEFIELD M., 1996 – Porosity evolution in Aeolian Rotliegend sandstones from the Polish Central Trough. British Gas plc, research and rechnology (raport niepublikowany).
- SIKORSKA M., 1998 – Rola diagenety w kształtowaniu przestrzeni porowej piaskowców kambry z polskiej części platformy wschodnioeuropejskiej. *Pr. Państw. Inst. Geol.*, **164**.
- STOLARCZYK F., STOLARCZYK J., WYSOCKA H., 2004 – Perspektywiczne obszary poszukiwań węglowodorów w kambrze polskiej części platformy wschodnioeuropejskiej. *Prz. Geol.*, **52**, 5: 403–412.
- SWADOWSKA E., SIKORSKA M., 1998 – Historia pogrzebania skał kambry na podstawie refleksyjności macerałów wityrynitopodobnych w polskiej części platformy wschodnioeuropejskiej. *Prz. Geol.*, **46**, 8: 699–706.
- TOMCZYKOWA E., 1988 – Silurian and Lower Devonian biostratigraphy and palaeoecology in Poland. *Biul. Inst. Geol.*, **359**: 21–41.
- TRZEK PRESS RELEASE, 2007 – Aurelian Oil & Gas PLC – Energia Wielkopolska Sp. z o.o. Successful testing of Trzek-1, Poland.
- 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**: 14–17.