

System węglowodorowy z gazem ziemnym w łupkach — północnoamerykańskie doświadczenia i europejskie perspektywy

Paweł Poprawa¹



Shale gas hydrocarbon system — North American experience and European potential. *Prz. Geol.*, 58: 216–225.

Abstract. The last two decades witnessed a significant progress in understanding unconventional hydrocarbon systems, exploration and developments in technology, which led to substantial increase of tight gas and shale gas production. This progress occurred mainly in USA, where unconventional gas production currently stands for ~50 % of annual domestic gas production, and it is forecast to increase to more than 60 % in 2016. Recoverable shale gas resources of USA and Canada are estimated at present for at least ~20 trillion m³ (~750 Tcf).

Shale gas is a unique hydrocarbon system in which the same rock formation is a source rock, reservoir rock and seal (Figs. 2, 3). Gas field often appears continuous at a regional scale and does not require hydrocarbon trap (Fig. 3).

For development of shale gas, a high TOC contents (>1–2 %) is required for relatively thick formation (>30–70 m).

High thermal maturity is essential for gas generation (>1.1–1.3 % Ro), and relatively low depth of burial (3500–4500 m) is necessary for commercial gas production. Gas is accumulated in isolated pores or adsorbed by organic matter (Fig. 5). Gas exploitation requires dense grid of wells with horizontal intervals and multiple fracturing.

Shale gas is currently produced in several basins in USA and Canada. American success in unconventional gas production led to intensive shale gas and tight gas exploration across the world, with Europe being one of the priorities (Fig. 7). At the current stage, a couple of European sedimentary basins were selected as the major shale gas exploration targets. This includes predominantly the Lower Jurassic shale in the Lower Saxony Basin in Germany, the Alum shale in Scania (Southern Sweden), and to a lesser degree, the South-Eastern Basin in France with its Lower Jurassic and Lower to Upper Cretaceous shales, the Paris Basin in France with the Lower Jurassic shale, the Upper Jurassic shale in the Vienna Basin, the Lower Cretaceous Wealden shale in England, the Bodensee Trough in SW Germany with the Permian-Carboniferous shale, and the Cenozoic Mako Trough in Hungary.

In Europe the most intense exploration for shale gas is currently being carried out in Poland. The major target in that exploration is the Lower Palaeozoic shale at the East European Craton (Baltic and Lublin–Podlasie Basin), mainly the Upper Ordovician and/or Lower Silurian graptolitic shale (Fig. 8) (Poprawa & Kiersnowski, 2008; Poprawa, 2010). For that formation, Wood Mackenzie and Advanced Resources International estimated recoverable gas resources as equal to 1,400 mld m³ and to 3,000 mld m³, respectively. Also the Lower Carboniferous shale of the south-western Poland (area of Fore-Sudetic Homocline; Fig. 8) could potentially accumulate gas, however in this case a limitation to potential for shale gas is a complex tectonic setting. Other black shale formations in Poland appear to have lower potential for shale gas exploration due to insufficient thermal maturity, low TOC, or low thickness.

Keywords: hydrocarbon system, shale gas, TOC contents, thermal maturity

Od początku istnienia przemysłu naftowego, w trakcie poszukiwań i eksploatacji konwencjonalnych złóż węglowodorów, odkrywano również, zazwyczaj przypadkowo, niekonwencjonalne akumulacje gazu ziemnego i ropy naftowej. Historia komercyjnej eksploatacji niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego ma swój początek co najmniej od roku 1821, kiedy to we Fredonii (stan Nowy Jork, USA) uzyskano gaz z dewońskich łupków Dunkirk. Jednak przez blisko dwa stulecia tego typu zasoby gazu nie odgrywały znaczącej roli w przemyśle naftowym i energetyce. Złoża te albo nie były eksploatowane, albo też produkcja z nich była na tyle niewielka, że z powodów ekonomicznych zainteresowanie niekonwencjonalnymi węglowodorami było marginalne. Nie rozumiano też modelu tego typu złóż, przez co nie prowadzono ich świadomych poszukiwań.

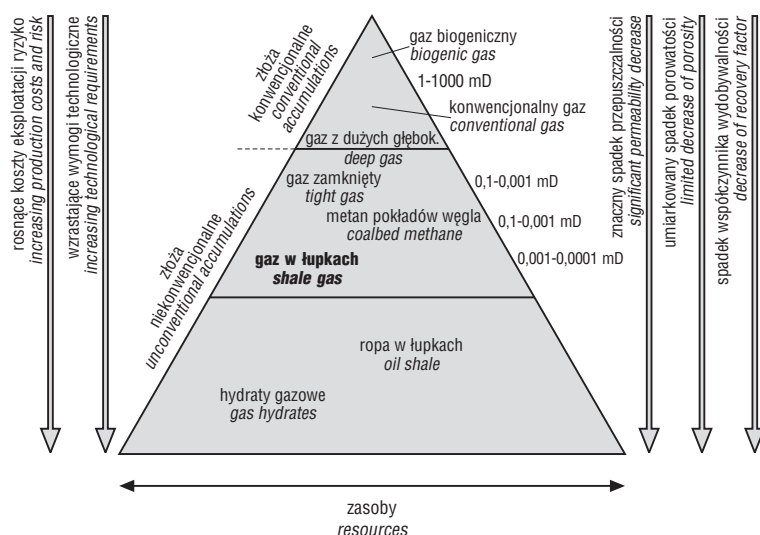
Okresowo wzrastające ceny ropy naftowej i gazu ziemnego, jak również częściowo wyczerpujące się zasoby konwencjonalnych złóż, spowodowały ostatnio globalny wzrost zainteresowania niekonwencjonalnymi złożami węglowodorów. W ubiegłych dwóch dekadach przemysł poszukiwań i wydobywania gazu ziemnego w Ameryce Północnej przeszedł prawdziwą rewolucję. Uświadomiono sobie istnienie nie dostrzeżonych wcześniej, specyficz-

nych złóż węglowodorów, określanych jako niekonwencjonalne, po czym rozpoczęto ich intensywne poszukiwania. W ich efekcie w Stanach Zjednoczonych, a w mniejszym stopniu również w Kanadzie, odkryto gigantyczne zasoby gazu ziemnego w złożach niekonwencjonalnych. Na zasoby te składają się trzy główne typy niekonwencjonalnych złóż (ryc. 1), tj. gazu ziemnego zamkniętego (*tight gas*), określanego też jako zaciśnięty bądź uwieczony, następnie gazu ziemnego w łupkach (*shale gas*) oraz metanu pokładów węgla kamiennego (*coal bed methane*).

Bardzo istotnym celem poszukiwawczym stały się w ostatnim czasie zwłaszcza złoża gazu w łupkach oraz złoża gazu zamkniętego. Oprócz czynnika ekonomicznego, tj. wzrostu cen węglowodorów, wpłynął na to również postęp technologiczny, zwiększający możliwości stymulowania przyływu gazu do otworu oraz obniżający koszty takich zabiegów. Nie bez znaczenia jest również to, że w pierwszym kraju, w którym produkcja gazu ziemnego z niekonwencjonalnych złóż stała się istotną gałęzią przemysłu naftowego, tj. w Stanach Zjednoczonych, aktywność firm naftowych w tym zakresie była intensyfikowana poprzez odpowiednie zmiany w prawie podatkowym, stwarzające system ulg i zachęt (np. *Nonconventional Fuel Tax Credit*).

Amerykański sukces inspirował obecnie do intensywnych poszukiwań niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego w innych krajach, w tym w Europie. Niespodziewanie Polska stała się jednym z najbardziej aktywnych rynków

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



Ryc. 1. Schematycznie zilustrowane relacje globalnych zasobów węglowodorów (powierzchnia stożka) w konwencjonalnych i niekonwencjonalnych złożach węglowodorów oraz nakładów inwestycyjnych i wymogów technologicznych (wg Kuuskraa, 1998)

Fig. 1. Schematic illustration of global hydrocarbon resources (cone surface), production costs and technological requirements for conventional and unconventional hydrocarbon deposits (after Kuuskraa, 1998)

poszukiwania tego typu złóż na starym kontynencie, czego wyrazem jest zaangażowanie w naszym kraju gigantów przemysłu naftowego, takich jak *ExxonMobil*, *ConocoPhillips*, *Chevron* czy *Marathon*.

W Polsce poszukiwania niekonwencjonalnych akumulacji gazu ziemnego znajdują się obecnie na etapie prac rozpoznawczych. Badania zmierzające do rozpoznania oraz eksploatacji zasobów niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego na większą skalę prowadzono jedynie w celu uzyskania metanu zawartego w pokładach węgla (Kotas, 1994; Kotarba, 2001; Zalewska & Młynarczyk, 2003; Kędzior i in., 2007). W ostatnich kilku latach rozpoczęto również badania utworów czerwonego spągowca pod kątem możliwości występowania w nich gazu ziemnego zamkniętego (Trzek Press Release, 2007; Poprawa & Kiersnowski, 2008; Buniak i in., 2009).

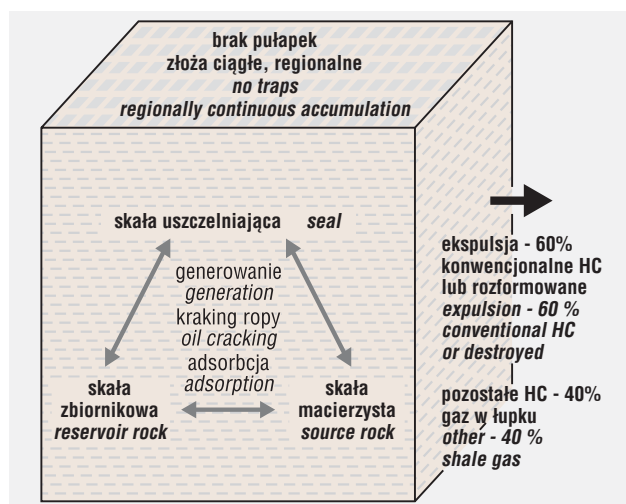
Spośród wszystkich typów niekonwencjonalnych złóż węglowodorów najmniej dostrzegany był do niedawna w Polsce potencjał gazu ziemnego w łupkach, mimo że jego zasoby mogą być największe. Obecnie Ministerstwo Środowiska udzieliło ponad 30 koncesji na poszukiwanie złóż gazu ziemnego w łupkach, a około 30 kolejnych wniosków jest w fazie rozpatrywania.

Biorąc pod uwagę bardzo urozmaiconą budowę geologiczną Polski oraz to, że nie stosowano w Polsce nowoczesnych technologii poszukiwań takich zasobów, kwestię możliwości występowania złóż gazu ziemnego w łupkach w naszym kraju należy uznać za otwartą. Niewątpliwie największy potencjał występowania gazu ziemnego w łupkach w Polsce mają łupki graptolitowe dolnego paleozoiku w basenach na kratonie wschodnioeuropejskim (Poprawa & Kiersnowski, 2008; Poprawa, 2009, 2010). Duża liczba udzielonych koncesji na poszukiwanie gazu ziemnego w łupkach gwarantuje, że w najbliższych kilku latach stan wiedzy na temat tego typu złóż w Polsce zostanie znacząco rozszerzony. Pierwsze wiercenie poszukiwawcze *Lane/ConocoPhillips* rozpocznie się w kwietniu 2010 r. w okolicach Lęborka.

System węglowodorowy z gazem ziemnym w łupkach oraz kryteria poszukiwawcze

Najważniejszą cechą, wyróżniającą złoża gazu ziemnego zawartego w skałach ilasto-mułowcowych (*shale gas*) jest to, że gaz występuje w skałe macierzystej, z której powstał (ryc. 2). Zatem skała macierzysta pełni jednocześnie rolę skały zbiornikowej, a biorąc pod uwagę właściwości petrofizyczne skał ilastych oraz wymaganą stosunkowo dużą miąższość takiego kompleksu, można ją także zakwalifikować jako skałę uszczelniającą. W takich warunkach gaz ziemny jest generowany *in situ*, a migracja gazu zachodzi jedynie w skali mikro bądź nie występuje wcale. Nie mają tu znaczenia siły wyporu związane z różnicami ciężaru właściwego, decydujące o powstawaniu oraz formie występowania konwencjonalnych złóż (np. Curtis, 2002; Pollastro, 2007).

Gaz ziemny występuje w kompleksach łupkowych skał macierzystych, które znajdują się bądź znajdowały w historii geologicznej w zakresie okna generowania gazu (ryc. 3), a zatem

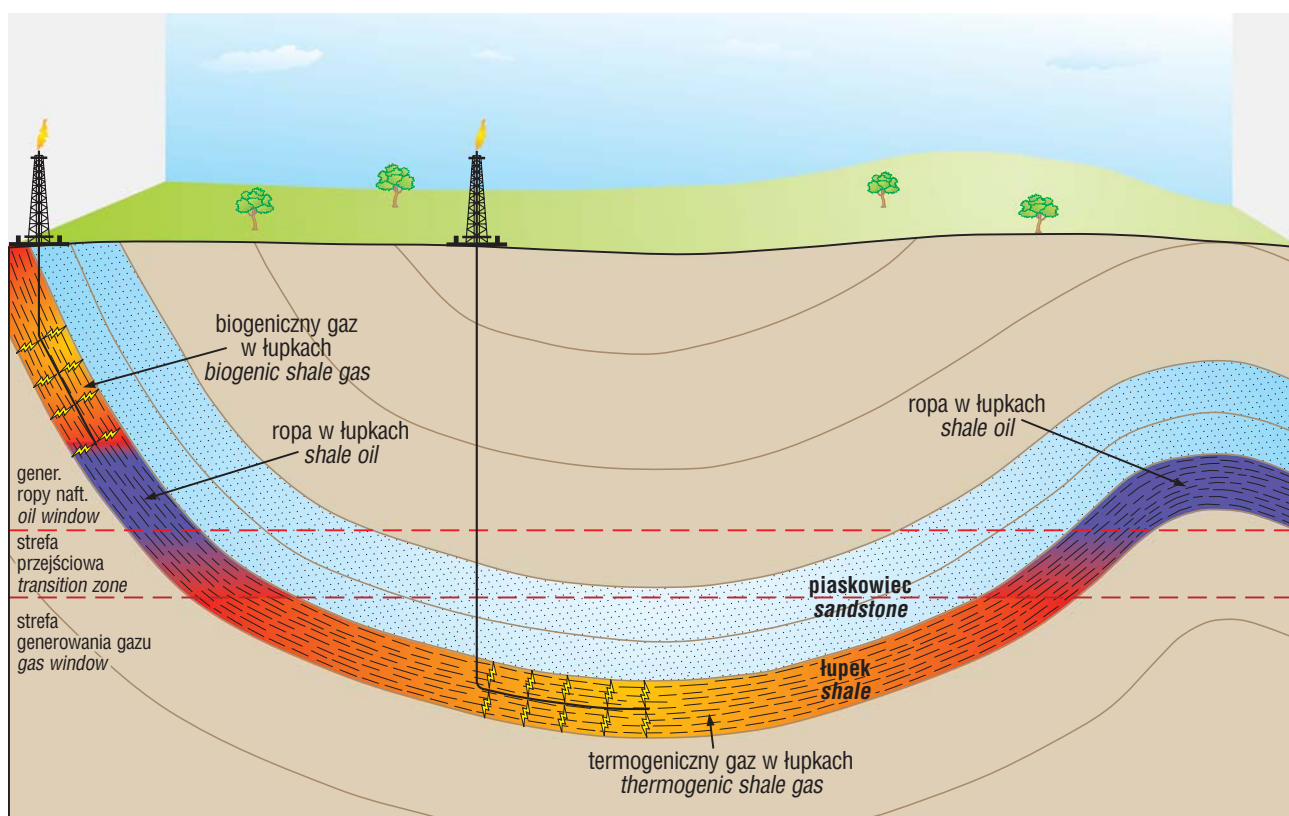


Ryc. 2. Schemat ilustrujący specyfikę skały zbiornikowej typu łupków gazonośnych (*shale gas*) (wg Jarvie, 2009)

Fig. 2. Scheme illustrating specific nature of shale gas reservoir (after Jarvie, 2009)

cechujących się stosunkowo wysokim stopniem dojrzałości termicznej. Zatem łupki zawierają gaz ziemny o genezie termogenicznej. Poszukiwania złóż gazu w łupkach nie polegają na wyszukiwaniu pułapek złożowych, gdyż strefy nasycenia gazem łupków są obocznie ciągłe w skali regionalnej, co decyduje o zazwyczaj dużych zasobach takich złóż (np. Curtis, 2002).

Gaz ziemny występuje przeważnie w kompleksach łupkowych o dojrzałości termicznej powyżej 1,1–1,3% Ro (Hill i in., 2007; Pollastro, 2007). W utworach o niższym stopniu dojrzałości termicznej gaz ziemny współwystępuje z ropą naftową, która utrudnia wydobywanie gazu z otworu. Dojrzałość termiczna konieczna do wykształcenia się gazu ziemnego w łupkach jest zależna od genetycznego typu kerogenu. W skałach macierzystych o II typie kerogenu proces generowania węglowodorów rozpoczyna się w



Ryc. 3. Blokdiagram ilustrujący w uproszczeniu główne różnice między konwencjonalnymi złożami gazu ziemnego oraz niekonwencjonalnymi złożami z gazem ziemnym w łupkach. Gaz ziemny w łupkach występuje w strefie basenu znajdującej się obecnie bądź w historii geologicznej w oknie generowania gazu. Nie wymaga on 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

Fig. 3. Block diagram illustrating the major differences between conventional gas deposits and unconventional shale gas deposits. Shale gas is developed in basin zone which presently or during geological history was buried to gas window. Unconventional gas deposits do not require hydrocarbon traps and gas fields are pervasive in a regional scale. Shale gas production requires horizontal drillings with multiple fracturing

warunkach najniższego stopnia dojrzałości termicznej, a jej coraz wyższy stopień jest wymagany do generowania węglowodorów kolejno ze skał macierzystych zawierających kerogen typu I i III. Wysoka dojrzałość termiczna sprzyja występowaniu gazu wysokometanowego, tzw. suchego, którego obecność zazwyczaj warunkuje ekonomicznie uzasadnioną produkcję. Dojrzałość termiczna nie powinna być jednak wyższa niż 3–3,5% Ro.

W strefach mniej pogrzebanych formacja łupków macierzystych o niższym stopniu dojrzałości termicznej może zawierać ropę naftową (ryc. 3). Jednak na obecnym poziomie technik produkcyjnych eksploatacja ropy naftowej z łupków nie jest jeszcze opłacalna. Złoże gazu ziemnego w łupkach są odkrywane również w strefach basenów o niskim stopniu dojrzałości termicznej, choć są one rzadkością. Złoże te zawierają gaz ziemny o pochodzeniu biogenicznym — bakteryjnym (ryc. 3), tj. taki, jaki występuje w konwencjonalnych złożach gazu, np. w zapadlisku przedkarpackim. Klasycznym przykładem złoże gazu ziemnego o pochodzeniu biogenicznym jest złoże w formacji dewońskich łupków Antrim w basenie Michigan w USA — ryc. 4 (Shurr & Ridgley, 2002; Curtis, 2002).

Kompleksy łupkowe zawierające złoże gazu ziemnego cechują się dużą zawartością substancji organicznej, średnio powyżej 1–2% wag. TOC. W klasycznej i najlepiej poznanej formacji z gazem w łupkach, tj. dolnokarboń-

skich łupkach Barnett w basenie Fort Worth w Teksasie, USA (ryc. 4), zawartość TOC w kompleksie macierzystym wynosi średnio około 4% wag. (Jarvie i in., 2007). W USA w formacjach łupkowych zawierających gaz ziemny średnia zawartość TOC w kompleksie złożowym wynosi zazwyczaj od 1,3% do 4% wag.

Gaz ziemny w łupkach występuje w formie wolnej przede wszystkim w przestrzeni porowej, która powstała w miejscach skupienia substancji organicznej w wyniku redukcji jej objętości podczas przemian związanych z generowaniem węglowodorów bądź na skutek diagenetyzacji minerałów ilastych (ryc. 5). Wolny gaz występuje ponadto w mikroporach w obrębie lamin wzbogaconych w krzemionkę oraz inne detrytyczne komponenty, jak również w obrębie naturalnych szczelin i mikroszczelin. Ponadto łupki zawierają gaz ziemny adsorbowany przez nierozpuszczalną substancję organiczną oraz przez minerały ilaste — ryc. 5 (np. Cheng & Huang, 2004). Najlepszymi właściwościami sorpcyjnymi charakteryzuje się kerogen typu III, a kolejno coraz mniejszymi kerogen typu II i I.

Wysoka pierwotna zawartość TOC warunkuje zatem właściwości zbiornikowe łupków. Dobrze zbadane przykłady z łupków Barnett ilustrują powstawanie wtórnej porowatości w wyniku przemian substancji organicznej (Jarvie i in., 2007). Skała zawierająca pierwotnie 7% wag. TOC, tj. około 15% objętościowych TOC, po wygenerowaniu gazu

uzyskuje wzrost wtórnej porowatości sięgający 5%, a w skale o pierwotnej zawartości 12% wag. TOC, tj. około 24% obj. TOC, następuje wzrost wtórnej porowatości o około 8,5%. Typowy zakres porowatości łupków, z których jest eksploatowany gaz ziemny, wynosi 5–10%. Natomiast przepuszczalność łupków z gazem ziemnym jest bardzo mała — zazwyczaj wynosi 0,001–0,0001 mD.

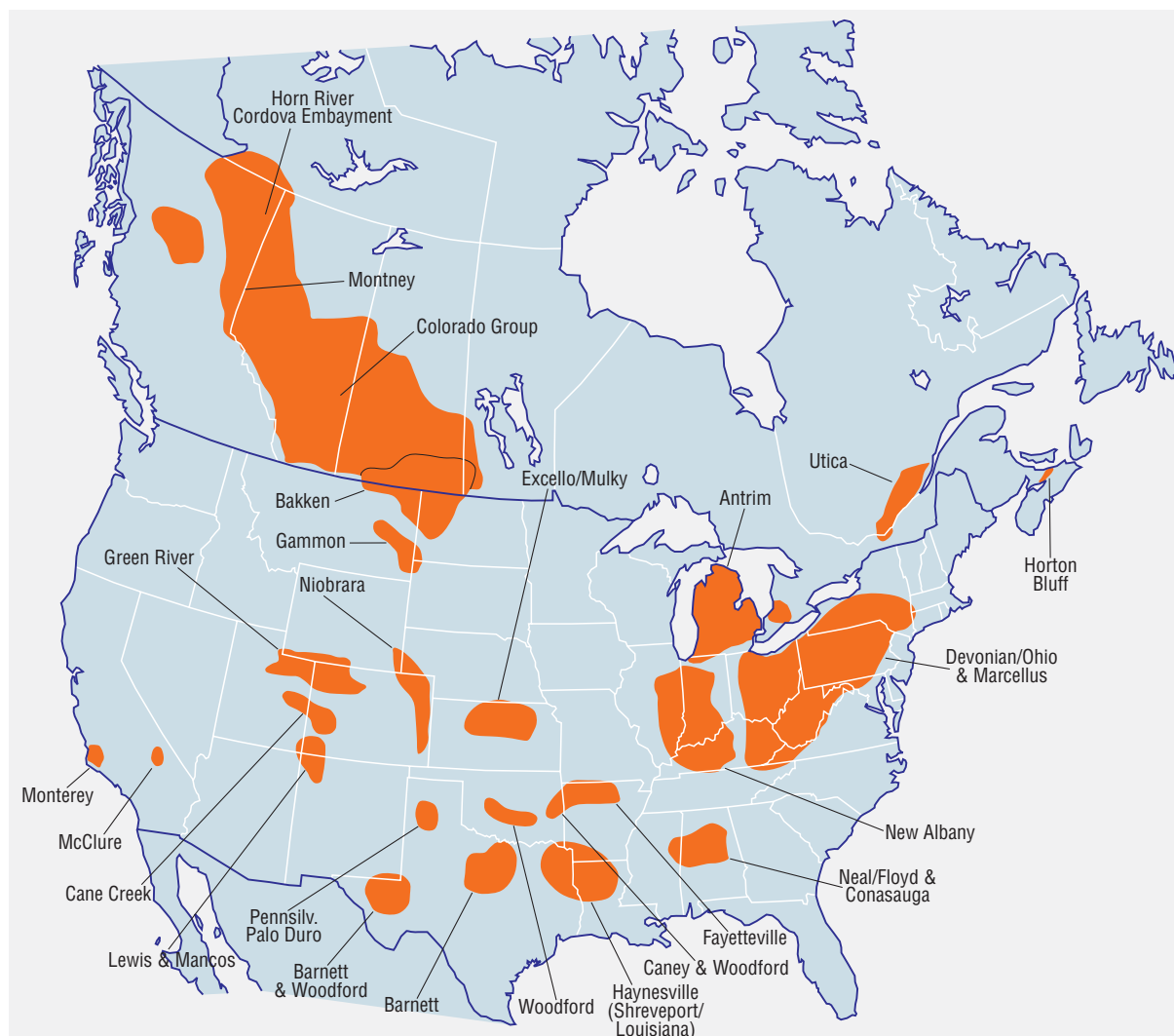
Jako że indywidualne pory skalne zazwyczaj są izolowane, gaz nie przemieszcza się w obrębie skały zbiornikowej, a zatem też nie dopływa do otworu wiertniczego. Dlatego eksploatacja złóż gazu ziemnego w łupkach jest znacznie trudniejsza i droższa od eksploatacji złóż konwencjonalnych. Warunkiem produkcji gazu jest intensywne szczelinowanie górotworu, prowadzone w celu wytworzenia jak najgęstszej sieci spękań, łączących jak największą liczbę porów skalnych i tworzących ścieżki migracji gazu do otworu (ryc. 5).

Aby mógł się wykształcić system węglowodorowy umożliwiający ekonomicznie uzasadnioną produkcję gazu z łupków, konieczna jest stosunkowo duża miąższość formacji łupkowej o dużej zawartości substancji organicznej. Zależą od niej bowiem zasoby wygenerowanego gazu, a ponadto gaz wygenerowany jednocześnie w większej kolumnie osadów w mniejszym stopniu ulega ekspulsji.

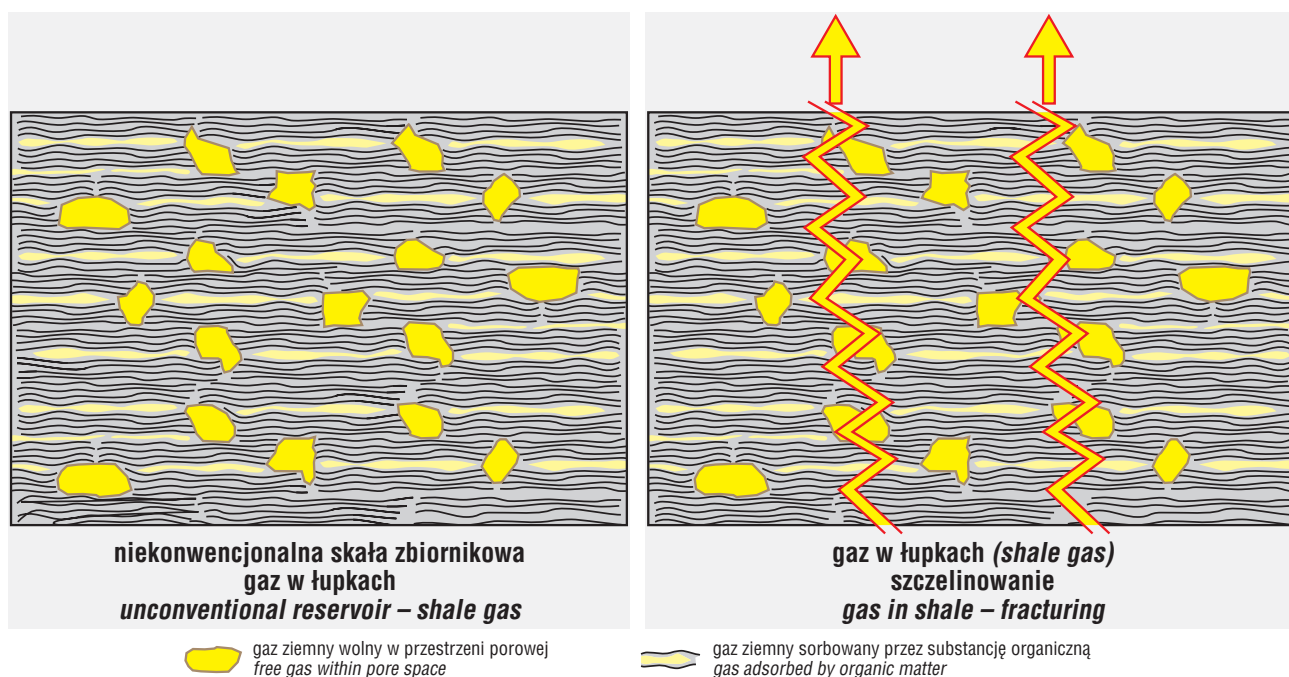
Ocenia się, że zasoby gazu ziemnego zawartego obecnie we wspomnianych łupkach Barnett stanowią około 40% gazu wygenerowanego (Pollastro i in., 2003, 2007), a pozostałe 60% uległo ekspulsji i migracji, a następnie rozformowaniu lub akumulacji w złożach konwencjonalnych (ryc. 2). Ponadto odpowiednio duża miąższość kompleksu łupkowego umożliwia jego szczelinowanie bez naruszenia szczelinami zawadzionych skał otaczających.

Minimalna miąższość kompleksu łupków nadająca się do ekonomicznie uzasadnionej produkcji gazu ziemnego zależy od zawartości w nich węgla organicznego. Im większa zawartość TOC, tym mniejsza dopuszczalna miąższość kompleksu. Zazwyczaj jako minimalną miąższość kompleksu o średnim TOC około 2% wag. przyjmuje się (30–?) 50–70 m (np. Hill & Nelson, 2000).

W celu wydobycia gazu ziemnego z łupków konieczne jest wykonanie skomplikowanych i kosztownych zabiegów, w tym odwiercenie otworów z długimi odcinkami poziomymi oraz wielokrotne szczelinowanie górotworu (ryc. 3). Opracowanie technik wierceń poziomych z wielokrotnym szczelinowaniem i wprowadzenie ich do użycia w pierwszych latach XXI wieku przyczyniło się do wzrostu produkcji gazu z łupków. Efektywne szczelinowanie można uzyskać w skonsolidowanych skałach ilastych, o dużej



Ryc. 4. Lokalizacja głównych basenów zawierających kompleksy z gazem ziemnym w łupkach w Ameryce Północnej (Jarvie, 2009)
Fig. 4. Location map of the major shale gas basins in the North America (Jarvie, 2009)



Ryc. 5. Schemat ilustrujący główne formy występowania gazu ziemnego w łupkach, tj. jako gaz wolny w przestrzeni porowej, powstałej w miejscach skupienia substancji organicznej w wyniku redukcji jej objętości na skutek przemian związanych z generowaniem węglowodorów (zaznaczone kolorem żółtym), a także jako gaz adsorbowany przez nierozpuszczalną substancję organiczną oraz przez minerały ilaste (zaznaczone kolorem jasnożółtym). Produkcja gazu wymaga intensywnego szczelinowania górotworu, prowadzonego tak, aby wytworzyć jak najgęstszą sieć spękań, łączących jak największą liczbę porów skalnych

Fig. 5. Scheme illustrating the major forms of natural gas occurrence in shale reservoir, i.e. as a free gas in pore spaces developed in location of organic matter concentration due to organics' volume reduction while generating hydrocarbons (marked with yellow color), as well as gas adsorbed by organic matter, or clay mineral (marked with pale yellow color). Gas production requires intensive fracturing and development of dense network of fractures, connecting maximum possible number of pores

zawartości krzemionki oraz małej zawartości hydrofilnych minerałów ilastych. Z uwagi na niewielki zasięg drenażu gazu konieczne jest ponadto wykonanie gęstej siatki wierceń.

Wskaźnik wydobywalności gazu ze złoża łupkowego jest niższy niż z konwencjonalnych złóż, jak również wydajność pojedynczego otworu jest mniejsza. Natomiast okres produkcji z pojedynczego otworu jest dłuższy niż z otworu odwierconego w złożu konwencjonalnym — może on wynosić do 30 lat. Te cechy decydują o ekonomicznej specyfice produkcji gazu ziemnego z łupków, znacznie bardziej kosztocłonnej niż produkcja gazu ze złóż konwencjonalnych. Jako że koszt wiercenia otworu oraz wykonywanych w nim zabiegów znacząco rośnie wraz z głębokością, ekonomicznie uzasadniona produkcja gazu z łupków napotyka limit maksymalnej głębokości. Jej bezwzględna wartość jest zależna od lokalnych uwarunkowań ekonomicznych, a w mniejszym stopniu również geologicznych. Na obecnym poziomie technologii wydobywczych i wobec obowiązujących cen gazu wynosi ona zwyczajnie około 3500–4500 m p.p.t. Jednocześnie kompleks łupkowy nie powinien występować płycej niż około 1000 m p.p.t., gdyż na małych głębokościach zalegania odprężenie górotworu sprzyja otwieraniu się i drożności naturalnych systemów spękań, umożliwiających ucieczkę gazu.

Wymóg małej głębokości zalegania zazwyczaj utrudnia spełnienie warunku wysokiej dojrzałości termicznej. Wymóg ten spełniają kompleksy skalne, które po pogrzebaniu i przegrzaniu uległy znaczącemu wypiętrzeniu. Szybkie pogrzebanie powoduje generowanie gazu jedno-

cznie w całym kompleksie utworów łupkowych, co ogranicza ekspulsję gazu i zwiększa jego zasoby zatrzymane w skale macierzystej.

Konieczność wiercenia poziomych odcinków otworów w obrębie łupków bogatych w substancję organiczną oraz ograniczenia systemu spękań indukowanych szczelinowaniem w obrębie kompleksu nasyconego gazem, a w szczególności konieczność uniknięcia zaangażowania nimi utworów zawodnionych stwarzają istotne trudności w eksploatacji gazu z łupków w obszarach o złożonej budowie tektonicznej, a szczególnie w obszarach o budowie fałdowej. W praktyce ekonomicznie uzasadniona eksploatacja gazu ziemnego z łupków jest obecnie ograniczona do obszarów o w przybliżeniu płaskim zaleganiu warstw.

Obecność naturalnych, penetratywnych systemów spękań, tworzących dodatkowy system migracji, sprzyja szczelinowaniu i produkcji gazu (Gale i in., 2007). Jednak obecność większych stref uskokowych w pobliżu otworu jest niekorzystna, gdyż mają one tendencję do przejmowania energii szczelinowania, przez co ograniczają penetratywne szczelinowanie górotworu. W rozpoznaniu złóż gazu w łupkach kontrola przebiegu takich stref uskokowych jest jednym z głównych zastosowań zdjęć sejsmicznych, podczas gdy w poszukiwaniach konwencjonalnych złóż głównym zastosowaniem sejsmiki jest identyfikowanie pułapek złożowych.

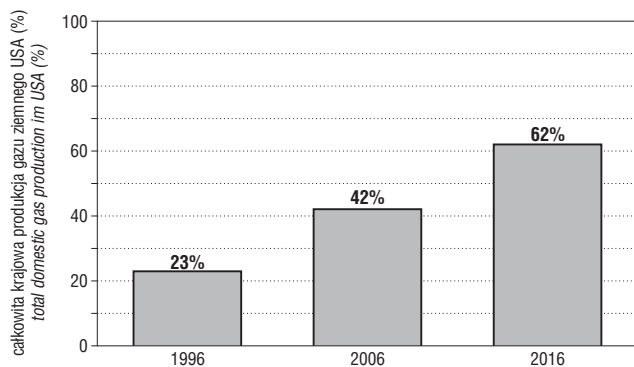
Jedną z cech charakterystycznych dla basenów sedymentacyjnych, w których występuje gaz ziemny w łupkach, jest zazwyczaj, choć nie jako warunek konieczny, obecność konwencjonalnych złóż gazu w basenie. Wiąże się to

z tym, że kompleks z gazem w łupkach stanowi jednocześnie konwencjonalną skałę macierzystą. W basenach takich w obrębie kompleksu łupkowego obserwuje się zazwyczaj objawy gazu ziemnego oraz obecność anomalnych ciśnień (np. Pollastro, 2007).

Produkcja gazu ziemnego z łupków w Ameryce Północnej

Pierwszymi krajami, w których na dużą skalę rozpoczęto produkcję gazu ziemnego z łupków, były Stany Zjednoczone i Kanada. Szybki rozwój nowych, niekonwencjonalnych koncepcji poszukiwań złóż ropy i gazu, jak również rozwój technik eksploatacji takich złóż, nastąpił pod koniec XX wieku, zwłaszcza w latach 90. Wprowadzenie strategii poszukiwania niekonwencjonalnych systemów węglowodorowych zaowocowało w ciągu ostatnich 20 lat w USA, a także w mniejszym stopniu w Kanadzie, nieoczekiwanym sukcesem.

Obecnie w Stanach Zjednoczonych, kraju uzależnionym wcześniej od importu węglowodorowych nośników energii, połowa produkcji gazu ziemnego pochodzi ze złóż niekonwencjonalnych i jej udział nadal szybko rośnie. Szacuje się, że około roku 2016 z niekonwencjonalnych złóż można będzie uzyskać około 60–65% produkcji gazu ziemnego w USA (ryc. 6). Ze złóż gazu w łupkach pochodzi obecnie 10% produkcji gazu w USA, jednak według prognoz do roku 2020 udział tej produkcji osiągnie co najmniej 20–30%. FERC (*US Federal Energy Regulatory Commission*) szacuje, że w Ameryce Północnej zasoby wydobywalne gazu w łupkach sięgają ~20 000 mld m³, tj. ok. 750 trylionów stóp sześciennych (Tcf).



Ryc. 6. Procentowy udział produkcji gazu ziemnego ze złóż niekonwencjonalnych (gaz zamknięty, gaz z łupków, gaz pokładów węgla) w stosunku do całkowitej krajowej produkcji gazu ziemnego w USA w latach 1996 i 2006 oraz prognozowany na rok 2016 (wg Jarvie, 2009)

Fig. 6. The share of unconventional gas (tight gas, shale gas, coal bed methane) in total domestic gas production USA in years 1996 and 2006, as well as its prognosis for 2016 (after Jarvie, 2009)

W USA klasycznym i najlepiej rozpoznany basenem sedymentacyjnym z gazem ziemnym w łupkach jest basen Fort Worth w Teksasie, w którym formacją zawierającą gaz są dolnokrbońskie łupki Barnett (ryc. 4). Spośród wszystkich tego typu basenów na całym świecie z basenu tego uzyskuje się obecnie zdecydowanie największej gazu z łupków, a historia wzrostu tej produkcji stanowi dobrą ilustrację tempa, w jakim rozwija się ten sektor przemysłu naftowego (Jarvie i in., 2007; Pollastro, 2007).

W Stanach Zjednoczonych zasoby gazu ziemnego w łupkach stwierdzono ponadto w licznych innych basenach sedymentacyjnych (ryc. 4). Na przykład w południowej i wschodniej części USA w łupkach Woodford i łupkach pensylwanu. Obecnie szybko rozwija się eksploatacja łupków Marcellus i Utica w dewońskim basenie Appalachian-Ohio na przedgórzu Appalachów. W basenie Illinois gaz jest produkowany z dewońskich łupków New Albany, w basenie Arkoma z dolnokrbońskich łupków Fayetteville oraz Woodford, w basenie wschodnioteksaszkim z górnourajskich łupków Bossier, w basenie Black Warrior z łupków Floyd, a także w basenie Delaware z łupków karbonu i dewonu. Kolejnym, klasycznym basenem z gazem w łupkach jest basen Michigan, zawierający biogeniczny gaz ziemny w dewońskich łupkach Antrim. Szybko rozwija się obecnie rozpoznanie złóż gazu ziemnego w łupkach Haynesville (Shreveport-Luizjana). W basenie Williston w północnej części USA występuje specyficzny system z ropą naftową w dewońskich łupkach Bakken. Baseny sedymentacyjne zawierające gaz w łupkach występują również w środkowych i zachodnich Stanach Zjednoczonych. Są to np. basen Wind River z paleoceńskimi łupkami Waltman, basen San Joaquin z miocenijskimi łupkami Antelope, basen San Juan z łupkami Lewis czy basen Santa Maria z łupkami Monterey-Antelope (ryc. 4).

Obecnie w USA liczba basenów z udokumentowanym gazem w łupkach przekracza 20 (ryc. 4), a w kolejnych basenach trwają intensywne prace poszukiwawcze. Spośród wymienionych formacji największe znaczenie mają: łupek Barnett (basen Fort Worth), łupki Marcellus i Ohio (basen Appalachów), łupek Antrim (basen Michigan), łupek New Albany (basen Illinois), łupki Haynesville i Fayetteville, łupek Woodford, łupek Lewis oraz łupek Gammon (Wyoming). Do najważniejszych na świecie formacji łupkowych z gazem ziemnym zaliczane są również łupki Horn River oraz łupki Montney w basenach przedpola Gór Skalistych w zachodniej Kanadzie. Łączne zasoby wydobywalne gazu ziemnego w tych dwóch formacjach ocenia się na około 7000 mld m³ (~240 Tcf).

Sukces poszukiwań złóż oraz produkcji gazu ziemnego z łupków spowodował dużą podaż gazu ziemnego na rynku amerykańskim. W jej efekcie w 2008 i 2009 r. ceny gazu spadły na tym rynku z 13,7 USD/mln Btu (~10 USD/tys. stóp³) do 4,1 USD/mln Btu (~3 USD/ tys. stóp³). Spadek ten w największym stopniu dotknął kosztocłonnego sektora przemysłu naftowego, który zajmuje się poszukiwaniami i produkcją gazu z niekonwencjonalnych złóż węglowodorów. Ograniczenie amerykańskiego popytu na import gazu skutkuje obecnie spadkiem cen gazu ziemnego na rynkach światowych.

Poszukiwania gazu ziemnego w łupkach poza Ameryką Północną

Skala możliwości przemysłu poszukiwań i produkcji gazu ziemnego z niekonwencjonalnych złóż, uwidoczniła przez rynek północnoamerykański, spowodowała próby przeniesienia tych doświadczeń na inne kontynenty. Wstępne prace związane z poszukiwaniami złóż gazu ziemnego w łupkach prowadzi się obecnie w północnym Meksyku, północnej Argentynie, centralnej Libii, Turcji, Indiach, południowo-wschodniej Australii, północnej Rosji oraz Chinach. Duże nadzieje są obecnie związane

zwłaszcza z potencjalnymi systemami z gazem w łupkach i równocześnie z gazem zamkniętym w prowincji Syczuan w Chinach.

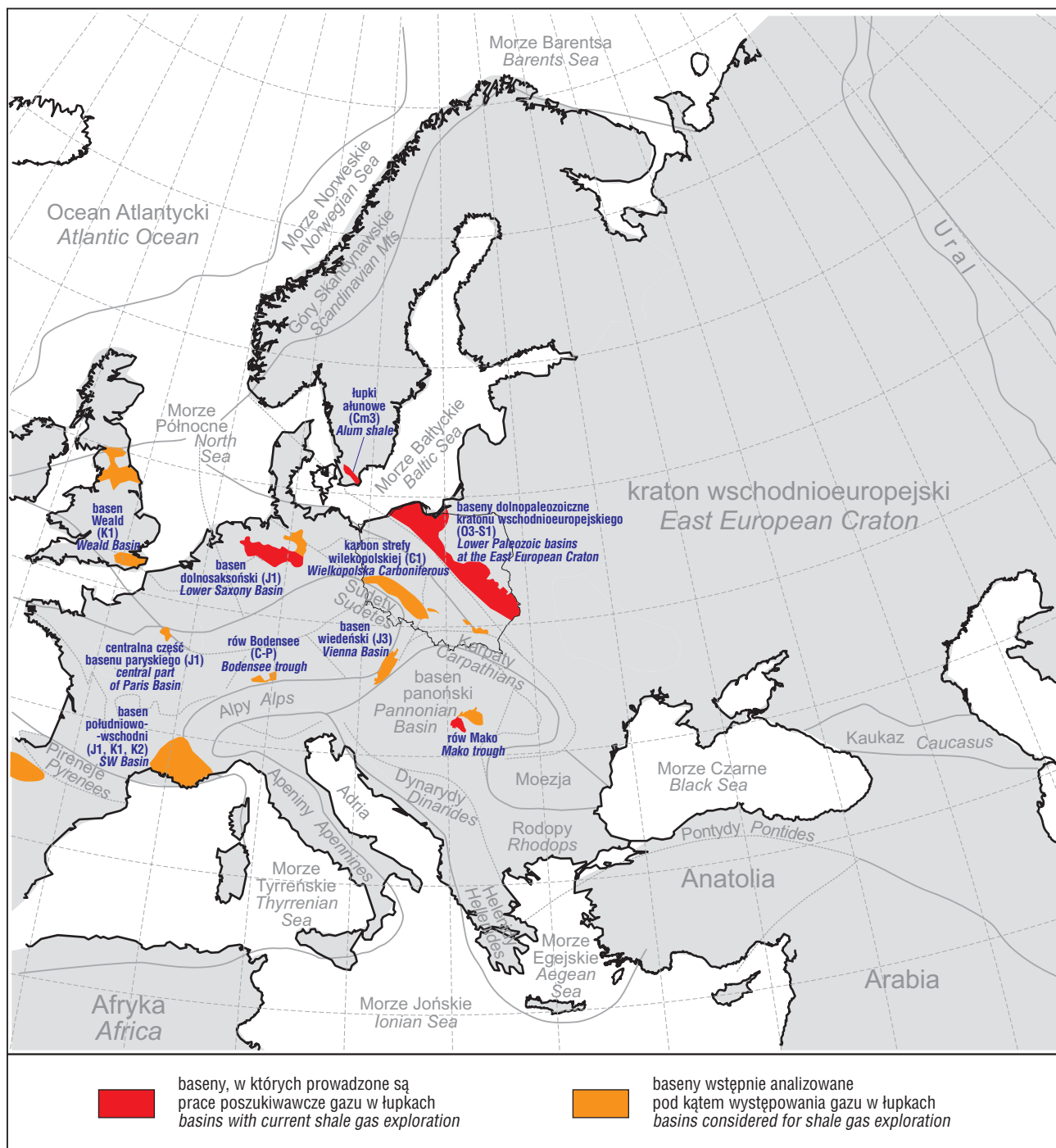
W ślad za poszukiwaniem niekonwencjonalnych złóż gazu postępują też prace rozpoznawcze złóż ropy naftowej w łupkach, prowadzone m.in. w zachodniej Kanadzie, Kolumbii, północnej Rosji, Republice Południowej Afryki, Nowej Zelandii, wschodniej Polsce i na Litwie.

Europa jest jednym z najbardziej aktywnych na świecie obszarów poszukiwania niekonwencjonalnych złóż węglowodorów (ryc. 7), aczkolwiek rozpoznanie poszczególnych basenów jest jeszcze na etapie wstępnym.

Istotnym obszarem poszukiwań jest basen dolnosaksoński w północno-zachodnich Niemczech, potencjalnie zawierający złoża gazu ziemnego w dolnojurajskich łupkach possidoniowych, w którym firma *ExxonMobil* odwierciła już pierwsze otwory.

Wiercenia trwają obecnie w Skanii (południowa Szwecja), gdzie firma *Shell* poszukuje gazu w łupkach alunowych górnego kambru. Pomimo interesujących parametrów geochemicznych skala przestrzenna tego basenu jest niewielka (ryc. 7), co powoduje, że potencjalne zasoby nie są tak duże jak spodziewane w Polsce. Według ekspertów firmy *Advanced Resources International* w łupkach alunowych Skanii znajduje się 300 mld m³ zasobów wydobywalnych gazu.

Inne baseny Europy na obecnym poziomie rozpoznania są z punktu widzenia możliwości występowania gazu



Ryc. 7. Lokalizacja najważniejszych europejskich basenów sedymentacyjnych, które mogą zawierać gaz ziemny w łupkach
 Fig. 7. Location of the major European sedimentary basins with shale gas potential

ziemnego w łupkach mniej obiecujące (ryc. 7). W basenie wiedeńskim stwierdzono interesującą formację górnourajskich łupków Mikulov, o potencjalnych zasobach sięgających do 1 bln m³ gazu (wg *Advanced Resources International*). Jednak występują one na głębokości sięgającej 8000 m, co sprawia, że eksploatacja gazu jest nieekonomiczna.

W Anglii poszukiwania gazu są prowadzone w karbońskich łupkach w środkowej części kraju oraz w dolnokredowych łupkach Wealden w południowo-wschodniej Anglii. W obu regionach perspektywy odkryć złóż gazu są z różnych powodów raczej ograniczone, a rozciągłość oboczna prospektów stosunkowo niewielka.

W południowo-zachodnich Niemczech obiektem poszukiwań są karbońsko-permskie łupki w rowie Bodensee w podłożu molasowego basenu zapadliska przedalpejskiego.

Na południu Węgier *ExxonMobil* i *MOL* prowadzą prace poszukiwawcze w obrębie rowu Mako w basenie pannońskim, gdzie występuje mieszany system *tight gas* i *shale gas*, przy czym gaz zamknięty jest istotniejszym elementem.

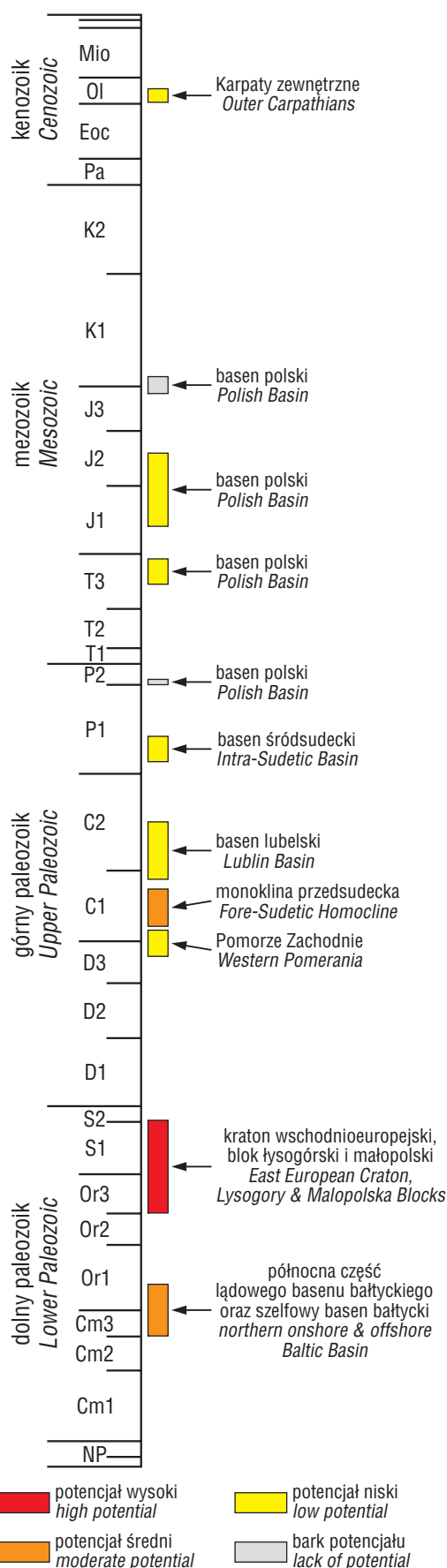
Duże zainteresowanie firm poszukujących gazu ziemnego w łupkach skupia obecnie na sobie Francja. Głównym basenem, analizowanym pod tym kątem, jest basen południowo-wschodni z łupkami dolnej jury oraz dolnej i górnej kredy (ryc. 7). Basen ten jest jednak jeszcze słabo rozpoznany. W ostatnich latach intensywnie badano basen paryski, jednak okazało się, że występujące w nim łupki dolnej jury mają zbyt niski stopień dojrzałości termicznej, aby mógł się w nich wykształcić system z gazem. W basenie tym rozpatruje się obecnie głównie możliwości wydobycia ropy z łupków.

Na tym tle Polska jest jednym z atrakcyjniejszych w Europie obszarów poszukiwań gazu w łupkach. Największe perspektywy wydobycia gazu stwierdzono w łupkach dolnego paleozoiku na kratonie wschodnioeuropejskim — w basenie bałtyckim, obniżeniu podlaskim i regionie lubelskim (Poprawa & Kiersnowski, 2008; Poprawa, 2009, 2010).

Poza formacjami łupkowymi w Polsce, Szwecji, na Węgrzech i w Niemczech w innych basenach Europy bezpośrednio prace poszukiwawcze nie są jeszcze prowadzone.

Łupki o podwyższonej zawartości węgla organicznego w Polsce

Polska jest krajem o stosunkowo złożonej budowie geologicznej, w którym występuje wiele basenów sedymentacyjnych różnego wieku, od neoproterozoiku po neogen, zaangażowanych w kilka piętér strukturalnych. W basenach tych znajdują się liczne formacje łupków o podwyższonej zawartości węgla organicznego (ryc. 8), analizowane dotąd jako skały macierzyste złóż konwencjonalnych. Spośród formacji łupkowych w basenach sedymentacyjnych Polski większość ma ograniczony potencjał występowania gazu ziemnego, którego eksploatacja byłaby ekonomicznie uzasadniona. Możliwości eksploatacji gazu z łupków menilitowych w Karpatach zewnętrznych oraz łupków dolnego karbonu w strefie monokliny przedsudeckiej, pomimo niekiedy bardzo dobrych parametrów geochemicznych (Köster i in., 1998; Krüge i in., 1996; Poprawa & Kiersnowski, 2008), istotnie ogranicza wysoki stopień deformacji tektonicznych. Powoduje on, że utrzymanie poziomego odcinka wiercenia oraz szczelinowania w obrębie danej formacji byłoby trudne bądź wręcz niemożliwe. Dodatkowym problemem jest zazwyczaj niski stopień dojrzałości termicznej



Ryc. 8. Pozycja stratygraficzna i obszary występowania najważniejszych formacji ciemnych łupków o podwyższonej zawartości węgla organicznego w Polsce

Fig. 8. Stratigraphic position and location of the major dark organic rich shale formations in Poland

łupków menilitowych (Köster i in., 1998; Kruge i in., 1996).

Możliwość występowania akumulacji gazu ziemnego sugerowano również w obrębie osadów ilasto-mułowcowych mioceńskiego zapadliska przedkarpackiego (Poprawa & Kiersnowski, 2008). Z uwagi na biogeniczne pochodzenie gazu w tym zapadlisku (Kotarba, 1992, 1999; Kotarba i in., 2005) jego utwory porównywano do dewońskich łupków Antrim w stanie Michigan (USA). Jednak z uwagi na małą zawartość TOC (Kotarba, 1992, 1999) oraz niski stopień konsolidacji osadu formację tę można uznać za nieperspektywiczną.

Kilka spośród formacji łupkowych w Polsce charakteryzuje się zbyt niskim stopniem dojrzałości termicznej, by mógł w nich zachodzić proces generowania gazu. Są to łupki od najwyższej jury do najniższej kredy, łupki dolnej i środkowej jury oraz łupki retyku w basenie polskim (np. Bachleda-Curuś & Semyrka, 1990), a także dolnopermskie łupki antrakozjowe i walchiowe w niecce śródsudeckiej (Wołkowicz, 1990; Lorenc, 1993). Z kolei górnopermskie łupki miedzionośne oraz ilasto-margliste odmiany facjalne dolomitu głównego w basenie polskim cechują się zbyt małą miąższością (np. Kotarba i in., 1998).

Jedną z formacji, w obrębie której mogą występować akumulacje gazu ziemnego w łupkach, są wzmiankowane już dolnokarbońskie utwory kulmowe strefy wielkopolskiej w rejonie monokliny przedsudeckiej — ryc. 8 (Poprawa & Kiersnowski, 2008). Kompleks ten reprezentują przeławicające się utwory ilaste, mułowcowe i piaszczyste, stanowiące osad głębokomorskich prądów turbidytowych (Żelichowski, 1995; Mazur i in., 2003). Utwory te są silnie zdiagenezowane i zlitifikowane, a ich cechą charakterystyczną jest bardzo wysoki stopień dojrzałości termicznej (np. Poprawa i in., 2005). Są one brane pod uwagę jako skała macierzysta konwencjonalnych złóż gazu ziemnego w utworach czerwonego spągowca monokliny przedsudeckiej (np. Karnkowski, 1993). Ponadto w profilach wielu otworów w tej strefie występują pakiety łupków o miąższości od kilkudziesięciu do kilkuset metrów, o średniej zawartości TOC w zakresie od 1% do ponad 2% wag. Ograniczeniem możliwości występowania akumulacji gazu ziemnego w tych łupkach, oprócz złożonej budowy tektonicznej, jest również zmienność litologiczna utworów, a w efekcie brak homogenicznych pakietów ilastych o znacznej miąższości. Ponadto w północno-wschodniej części strefy wielkopolskiej łupki kulmu zalegają na dużych głębokościach, a częściowo są też silnie przegrzane (dojrzałość do 5% Ro).

Łupki o ciemnych barwach występują również w kompleksie utworów waryscyjskiego piętra strukturalnego na Pomorzu Zachodnim, w obrębie utworów najwyższego dewonu i najniższego karbonu — ryc. 8 (Matyasik, 1998), jednak zazwyczaj cechują się one stosunkowo małą zawartością węgla organicznego. W górnokarbońskich basenach węglowych, tj. w basenie lubelskim i górnośląskim, rozpoznano ciemne łupki wzbogacone w substancję organiczną — ryc. 8 (Matyasik, 1998; Kotarba i in., 2002). Jednak zainteresowanie występowaniem niekonwencjonalnych zasobów węglowodorów w tych basenach ograniczało się dotychczas do analiz prowadzonych pod kątem rozpoznania możliwości pozyskania metanu pokładów węgla (Kotas, 1994; Kotarba, 2001; Zalewska & Młynarczyk, 2003; Kędzior i in., 2007).

W basenie lubelskim i wschodniej części basenu górnośląskiego potencjał występowania gazu ziemnego w łupkach jest ograniczony przez zbyt niski stopień ich dojrzałości termicznej (Grotek i in., 1988; Jurczak-Drabek, 2000; Grotek, 2005). Dodatkowym ograniczeniem jest też występowanie III typu kerogenu. Wyższy stopień dojrzałości termicznej stwierdzono w zachodniej części basenu górnośląskiego czy niektórych fragmentach profilu niecki śródsudeckiej (Jurczak-Drabek, 2000; Nowak, 2001), lecz nawet jeśli w obszarach tych gaz ziemny był generowany, to mógł on ulec migracji, gdyż w utworach ilasto-mułowcowych występują przeławiczenia piaszczyste, którymi gaz mógł być odprowadzany. Istotne znaczenie ma również to, że humusowa substancja organiczna o III typie kerogenu koncentruje się w takich utworach zazwyczaj w laminach wzbogaconych w siewkę roślinną, a pakiety o dużej miąższości, cechujące się dużą zawartością rozproszonej substancji organicznej, są stosunkowo rzadkie. W niecce śródsudeckiej uwagę zwraca ponadto częściowa niespójność profili dojrzałości termicznej z głębokością zalegania, będąca efektem wpływu intruzji magmowych i związanych z nimi rozтворów na strukturę dojrzałości górotworu.

Największe możliwości występowania gazu ziemnego stwierdzono w łupkach dolnego paleozoiku na kratonie wschodnioeuropejskim (Poprawa & Kiersnowski, 2008; Poprawa, 2009, 2010). Są to łupki dolnego syluru i górnego ordowiku (basen bałtycki i lubelsko-podlaski) oraz górnokambryjskie lub też tremadockie łupki ałunowe w basenie bałtyckim (ryc. 8). Te właśnie utwory są celem prac poszukiwawczych większości firm, które uzyskały już w Polsce koncesje na poszukiwania gazu ziemnego w łupkach. Zasoby wydobywalne gazu ziemnego w utworach tego kompleksu, według oceny firmy *Advanced Resources International* sięgają do 3000 mld m³, a według *Wood Mackenzie* do 1400 mld m³. Mimo ograniczonej wiarygodności tych obliczeń, bazujących na niewystarczającej liczbie danych, prognozy te ilustrują, dlaczego dolnopaleozoiczny basen na kratonie wschodnioeuropejskim stał się jednym z najbardziej aktywnych i konkurencyjnych w Europie obszarów poszukiwań gazu ziemnego w łupkach.

Wnioski

Ostatnie dwie dekady przyniosły szybki postęp w rozpoznaniu geologicznym, technologicznych możliwościach wydobywania, a w efekcie również w eksploatacji niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego, zwłaszcza gazu zamkniętego (*tight gas*) i gazu w łupkach (*shale gas*). Postęp ten zachodził głównie w Stanach Zjednoczonych, gdzie obecnie udział produkcji gazu ziemnego z niekonwencjonalnych złóż wynosi około 50% rocznej krajowej produkcji gazu, a prognozuje się, że do 2016 r. udział ten wzrośnie do ponad 60%. Zasoby wydobywalne gazu ziemnego w łupkach w USA i Kanadzie są łącznie szacowane na co najmniej ~20 000 mld m³ (~750 Tcf).

Gaz ziemny w łupkach występuje w specyficznym systemie węglowodorowym, w którym ta sama formacja skalna jest skałą macierzystą, zbiornikową i uszczelniającą, nie tworzą się w niej pułapki naftowe, a strefy złożowe są regionalnie ciągłe. Formacje łupków z gazem ziemnym wyróżniają się stosunkowo dużą zawartością substancji organicznej (> 1–2%) w kompleksach o sporej miąższości (> 30–70 m), cechujących się wysoką dojrzałością ter-

miczną (> 1,1–1,3% Ro). Aby produkcja gazu była opłacalna, utwory nie powinny zalegać głębiej niż 3500–4500 m p.p.t. Produkcja gazu ze złóż niekonwencjonalnych wymaga odwiercenia gęstej siatki otworów z odcinkami poziomymi i wykonania wielokrotnego szczelnienia górotworu.

Polska jest obecnie krajem o największej aktywności firm poszukujących złóż gazu ziemnego w łupkach w Europie. W poszukiwaniu te zaangażowało się kilku gigantów przemysłu naftowego, takich jak *ExxonMobil*, *ConocoPhillips* czy *Chevron*. Głównym obiektem prac poszukiwawczych są łupki dolnego syluru i górnego ordowiku na kratonie wschodnioeuropejskim (basen bałtycki, basen lubelsko-podlaski), w znacznie mniejszym stopniu łupki dolnego karbonu w strefie monokliny przedśudeckiej. Pozostałe formacje ciemnych łupków w Polsce mają mniejszy potencjał występowania gazu ziemnego w łupkach z uwagi na niski stopień dojrzałości termicznej, małą zawartość TOC, małą miąższość bądź też złożoną budowę tektoniczną.

Literatura

- BACHLEDA-CURUŚ T. & SEMYRKA R. 1990 — Bilans węglowodorowy mezozoicznego kompleksu osadowego centralnej części Niżu Polskiego. Zesz. Nauk. AGH, Geologia, 49: 1–216.
- BUNIAK A., KUBERSKA M. & KIERSNOWSKI H. 2009 — Petrograficzno-petrofizyczna charakterystyka piaskowców eolicznych strefy Sierkierki-Winna Góra (koło Poznania) w aspekcie poszukiwań złóż gazu zamkniętego w osadach czerwonego spagowca. Prz. Geol., 57: 328–334.
- CHENG A.-L. & HUANG W.-L. 2004 — Selective adsorption of hydrocarbon gases on clays and organic matter. Organic Geochemistry, 35 (4): 413–423.
- CURTIS J.B. 2002 — Fractured shale-gas systems. AAPG Bull., 86 (11): 1921–1938.
- GALE J.F.W., REED R.M. & HOLDER J. 2007 — Natural fractures in the Barnett Shale and their importance for hydraulic fracture treatments. AAPG Bull., 91 (4): 603–622.
- GROTEK I. 2005 — Alteration of the coalification degree of the organic matter dispersed in the Carboniferous sediments along border of the East-European Craton in Poland. Biul. Państw. Inst. Geol., 413: 5–80.
- GROTEK I., MATYJA H. & SKOMPSKI S. 1998 — Thermal maturity of organic matter in the Carboniferous deposits of the Radom-Lublin and Pomerania area. Pr. Państw. Inst. Geol., 165: 245–254.
- HILL D.G. & NELSON C.R. 2000 — Gas productive fractured shales: an overview and update: GRI Gas TIPS, 6: 4–13.
- HILL R.J., ZHANG E., KATZ B.J. & TANG Y. 2007 — Modeling of gas generation from the Barnett Shale, Fort Worth Basin, Texas. AAPG Bull., 91 (4): 501–521.
- JARVIE D. 2009 — Using geochemistry to assess unconventional shale resources plays. AAPG Winter Education Program, 12–13.02.2009, Huston, USA.
- JARVIE D.M., HILL R.J., RUBLE T.E. & POLLASTRO R.M. 2007 — Unconventional shale-gas systems: The Mississippian Barnett Shale of north-central Texas as one model for thermogenic shale-gas assessment. AAPG Bull., 91 (4): 475–499.
- JURCZAK-DRABEK A. 2000 — Rozwój mikrofacji organicznej w profilu litostratygraficznym karbonu Górnośląskiego Zagłębia Węglowego. Biul. Państw. Inst. Geol., 390: 5–34.
- KARNKOWSKI P. 1993 — Złoża gazu ziemnego i ropy naftowej w Polsce. T. 1 — Niż Polski. Tow. Geosynopt. GEOS, AGH, Kraków.
- KĘDZIOR S., HADRO J., KWARCINIŃSKI J., NAGY S., MŁYNARCZYK M., ROSTKOWSKI R. & ZALEWSKA E. 2007 — Warunki naturalne występowania i metody eksploatacji metanu pokładów węgla w wybranych zagłębiach węglowych USA oraz możliwości rozwoju eksploatacji tego gazu w Polsce — sprawozdanie z wyjazdu szkoleniowego do USA. Prz. Geol., 55: 565–570.
- KOTARBA M. 1992 — Bacterial gases in Polish part of the Carpathian Foredeep and the Flysch Carpathians: isotopic and geological approach. [W:] Vially R. (red.), Bacterial Gas. Technip., Paris: 133–146.
- KOTARBA M.J. 1999 — Warunki generowania i akumulacji węglowodorów oraz charakterystyka geochemiczna substancji organicznej w utworach miocenu autochtonicznego zapadliska przedkarpackiego. Pr. Państw. Inst. Geol., 168: 277–296.
- KOTARBA M.J. 2001 — Composition and origin of gases in the Upper Silesian and Lublin Coal Basins, Poland. Org. Geochem., 32: 163–180.
- KOTARBA M., KOSAKOWSKI P., KOWALSKI A. & WIĘCŁAW D. 1998 — Wstępna charakterystyka geochemiczna substancji organicznej i potencjału węglowodorowego w utworach dolomitu głównego Niżu Polskiego. Pr. Państw. Inst. Geol., 165: 227–234.
- KOTARBA J.M., CLAYTON J.L., RICE D.D. & WAGNER M. 2002 — Assessment of hydrocarbon source rock potential of Polish bituminous coals and carbonaceous shales. Chem. Geol., 184 (1–2): 11–35.
- KOTARBA M.J., WIĘCŁAW D., KOSAKOWSKI P. & KOWALSKI A. 2005 — Potencjał węglowodorowy skał macierzystych i geneza gazu ziemnego akumulowanego w utworach miocenu zapadliska przedkarpackiego w strefie Rzeszowa. Prz. Geol., 53: 67–77.
- KOTAS A. (red.) 1994 — Coal-bed Methane Potential of the Upper Silesian Coal Basin, Poland. Pr. Państw. Inst. Geol., 142.
- KÖSTER J., KOTARBA M., LAFARGUE E. & KOSAKOWSKI P. 1998 — Source rock habitat and hydrocarbon potential of Oligocene Menilite Formation (Flysch Carpathians, Southeast Poland): an organic geochemical and isotope approach. 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.
- KUUSKRAA V.A. 1998 — Diverse Gas Plays Lurk in Gas Resource Pyramid. Oil and Gas Journ., 96 (23): 123–130.
- LORENC S. 1993 — Rozprzestrzenienie, litologia i orientacyjne cechy geochemiczne czarnych łupków Sudetów. Acta Univ. Wratisl., 1412, Pr. Geol.-Miner., 33 : 179–208.
- MATYASIK I. 1998 — Charakterystyka geochemiczna skał macierzystych karbonu w wybranych profilach wiertniczych obszaru radomsko-lubelskiego i pomorskiego. Pr. Państw. Inst. Geol., 165: 215–226.
- MAZUR S., KUROWSKI L., ALEKSANDROWSKI P., ŻELAŻNIEWICZ A. 2003 — Variscan Fold-Thrust Belt of Wielkopolska (W Poland): New structural and sedimentological data. Geolines, 16: 71–73.
- NOWAK G.J. 2001 — Dojrzałość termiczna węgla DZW na tle ich petrografii i genezy. Biul. Państw. Inst. Geol., 391: 89–143.
- POLLASTRO R.M. 2007 — Total petroleum system assessment of undiscovered resources in the giant Barnett Shale continuous (unconventional) gas accumulation, Fort Worth Basin, Texas. AAPG Bull., 91 (4): 551–578.
- POLLASTRO R.M., HILL R.J., JARVIE D.M. & HENRY M.E. 2003 — Assessing Undiscovered Resources of the Barnett-Paleozoic Total Petroleum System, Bend Arch-Fort Worth Basin Province, Texas. Online adaptation of presentation at AAPG Southwest Section Meeting (www.southwestsection.org), marzec 2003, Fort Worth, Texas, USA.
- POLLASTRO R.M., JARVIE D.M., HILL R.J. & ADAMS C.W. 2007 — Geologic framework of the Mississippian Barnett Shale, Barnett-Paleozoic total petroleum system, Bend arch-Fort Worth Basin, Texas. AAPG Bull., 91 (4): 405–436.
- POPRAWA P. 2009 — Potential for Gas Shale Exploration in the Upper Ordovician-Silurian and Lower Carboniferous Source Rocks in Poland. AAPG Ann. Convent. & Exhibit., 7–10.06.2009, Denver, Colorado, USA, Abstract Volume.
- POPRAWA P. 2010 — Potencjał występowania złóż gazu ziemnego w łupkach dolnego paleozoiku w basenie bałtyckim i lubelsko-podlaskim. Prz. Geol., 58: 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). Mineralogical Society of Poland Sp. Papers, 26: 253–259.
- SHURR G.W. & RIDGLEY J.L. 2002 — Unconventional shallow biogenic gas systems. AAPG Bull., 86 (11): 1939–1969.
- Trzek Press Release**, 2007 — Aurelian Oil & Gas PLC — Energia Wielkopolska Sp. z o.o. Successful testing of Trzek-1, Poland.
- WOLKOWICZ S. 1990 — Uranium enrichment in the Permian organic-rich Walchia shale, Intra-Sudetic Depression, southwestern Poland. Spec. Publ. Inter. Assoc. Sediment., 11: 217–224.
- ZALEWSKA E. & MŁYNARCZYK M. 2003 — Metan pokładów węgla — cenny surowiec energetyczny czy zagrożenie dla środowiska naturalnego i ludzi w Polsce. Prz. Geol., 51: 465–467.
- ŻELICHOWSKI A. 1995 — Occurrence of Carboniferous rocks and palaeotectonic conditions of sedimentation in the area of Poland — Western Pomerania and central Poland. Pr. Inst. Geol., 147: 14–17.

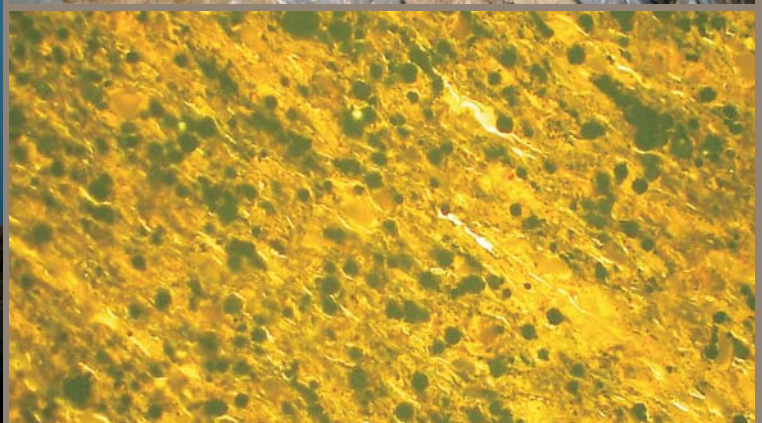
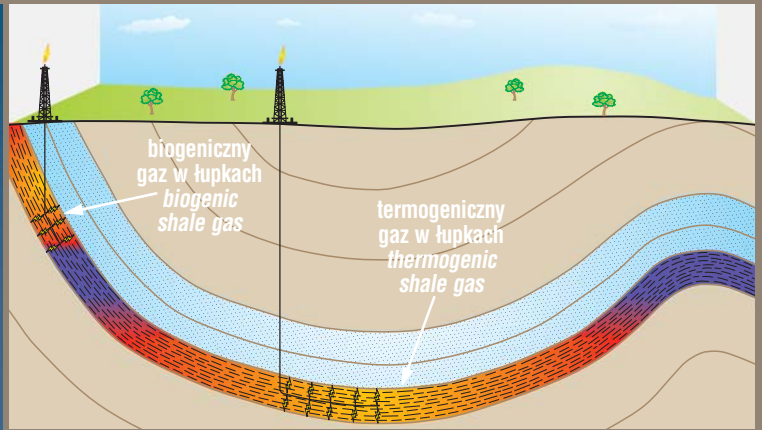
Praca wpłynęła do redakcji 12.02.2010 r.

Po recenzji akceptowano do druku 19.02.2010 r.



MINISTERSTWO
ŚRODOWISKA

przeegląd **GEOLOGICZNY**



**Konferencja pt. *Niekonwencjonalne złoża gazu ziemnego w Polsce*
— *gaz w łupkach (shale gas) i gaz zamknięty (tight gas)***

Warszawa, 27.01.2010



TOM 58 • NR 3 (MARZEC) • 2010

Cena 12,00 zł
(w tym 0% VAT)

Indeks 370908
ISSN-0033-2151

Zdjęcia na okładce: lewe — flara do spalania gazu (konwencjonalnego) na wiertni Zawada koło Tarnowa. Fot. K.A. Fugiel; **prawe górne** — blokdiagram ilustrujący specyfikę systemu węglowodorowego z gazem w łupkach. Rys. P. Poprawa (por. *System węglowodorowy z gazem ziemnym w łupkach*, str. 216); **środkowe** — łupki graptolitowe landoweru — odpowiednik łupków potencjalnie zawierających gaz na kratonie wschodnioeuropejskim, odsłonięcie Bardo Stawy w synklinie Barda w Górach Świętokrzyskich. Fot. A. Buniak; **dolne** — łupek sapropelowy dolnego ordowiku przepelniony substancją organiczną (alginitem fluoryzującym na żółto), której duże nagromadzenie warunkuje powstanie gazu w łupkach, otwór wiertniczy B7 (Bałtyk), próbka z gł. 2324 m, skala 1 cm – 25 μ m. Fot. I. Grotek (patrz *Konferencja Niekonwencjonalne złoża gazu ziemnego w Polsce*, str. 209)

Cover photos: left — flare stack on conventional gas well at Zawada near Tarnów. Photo by K.A. Fugiel; **upper right** — a block diagram illustrating specific nature of hydrocarbon system with gas in shales. Drawn by P. Poprawa (see *Shale gas hydrocarbon system*, p. 216); **center right** — Llandovery graptolite shales — an equivalent of potential gas-bearing shales from the East European Craton, Bardo Stawy locality in the Bardo Syncline, Holy Cross Mts. Photo by A. Buniak; **lower right** — Lower Ordovician sapropel shale with organic matter (yellow fluorizing alginite) occurring in amounts sufficient for origin of gas deposit in these shales, B7 well (Baltic Sea), sample from 2324 m depth, scale 1 cm – 25 μ m. Photo by I. Grotek (see *Conference on Unconventional Gas Deposits in Poland*, p. 209)