

Maciej KALISKI*, Rafał WOJCIECHOWSKI**, Adam SZURLEJ***

Zagospodarowanie metanu z pokładów węgla – stan obecny i perspektywy

STRESZCZENIE. W artykule dokonano przeglądu doświadczeń krajowych w zagospodarowaniu metanu z pokładów węgla w latach 2002–2012 oraz przeanalizowano rozwój wykorzystania tego gazu w USA i Australii. Za wyborem tych państw przemawia odpowiednio skala oraz rozwój dynamiki wydobycia, a także plany Australii w zakresie eksportu metanu poprzez jego upłynnianie (LNG). Pozostałymi państwami wydobywającymi metan z pokładów węgla na skalę przemysłową są Chiny, Kanada oraz Indie. Ze względu na sposób pozyskania metanu z węgla wyróżnia się kilka rodzajów tego gazu i dla usystematyzowania zestawiono ich nazwy oraz wskazano różnice pomiędzy nimi. Dokonano przeglądu zasobów metanu z pokładów węgla w Polsce na tle zasobów światowych oraz przybliżono sposoby zagospodarowania tego gazu oraz rozwój technologii zagospodarowania. Przenalizowano zależność pomiędzy metanowością bezwzględną a poziomem wydobycia węgla kamiennego w Polsce oraz poziom zużycia metanu do produkcji energii elektrycznej i ciepła. JSW ma największe doświadczenia w zakresie energetycznego wykorzystania metanu. Przybliżono także doświadczenia pozostałych spółek węglowych w zagospodarowaniu metanu (KW i KHW). Oceniono rozwój zagospodarowania metanu z pokładów węgla z punktu widzenia systemu wsparcia wprowadzonego ustawą z dnia 8 stycznia 2010 r. *o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz o zmianie niektórych innych ustaw*. W podsumowaniu przywołano doświadczenia amerykańskich koncernów naftowych sprzed około dwudziestu lat w zakresie zagospodarowania metanu, które wówczas nie zakończyły się sukcesem. Dlatego też niezbędne są kolejne badania i współpraca przedsiębiorstw, świata nauki i wsparcie ze strony państwa.

* Prof. dr hab. inż., *** Dr inż. – AGH Akademia Górniczo-Hutnicza, Kraków.

** Mgr inż. – Departament Górnictwa, Ministerstwo Gospodarki, Warszawa.

SŁOWA KLUCZOWE: niekonwencjonalne złoża gazu ziemnego, metan z pokładów węgla, zasoby metanu, węgiel kamienny

Wprowadzenie

W Polsce występują takie typy niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego jak: gaz zamknięty (*tight gas*), gaz z łupków (*shale gas*) oraz metan z pokładów węgla (*coalbed methane*). Należy podkreślić, że na obecnym etapie prowadzonych prac poszukiwawczych nie jest możliwe określenie rzeczywistych zasobów poszczególnych złóż. Najwięcej informacji zebrano w zakresie metanu z pokładów węgla (Rychlicki, Stopa 2010).

Energetyczne wykorzystanie metanu w złożach węgla rozpoczęło się w latach osiemdziesiątych XX wieku. Ze względu na sposób pozyskania gazu z węgla wyróżniono następujące rodzaje gazu (Hadro, Wójcik 2013):

- ❖ *coalbed methane* (CBM), w Australii *coal seam gas* (CSG) – metan pokładów węgla (*sensu stricto*), który czasem jest określany jako *virgin coalbed methane* (VCBM) – metan pokładów węgla nienaruszonych eksploatacją górniczą (dziewicznych). Podkategorią CBM jest *enhanced coalbed methane* (ECBM) – metan pokładów węgla poddany intensyfikacji (poprzez zatłaczanie innego gazu, np. CO₂, N₂);
- ❖ *coal mine methane* (CMM) – metan kopalniany, uwalniany podczas prowadzenia działalności górniczej kopalni węgla (głównie metan ujmowany w wyniku odmetanowania górotworu). Podkategorią CMM jest *ventilation air methane* (VAM) – metan odprowadzany w powietrzu wentylacyjnym (kopalni), który prawie w całości trafia do atmosfery (wprowadzane są technologie do usuwania metanu z powietrza, lecz wciąż są bardzo kosztowne);
- ❖ *abandoned mine methane* (AMM) – metan pochodzący ze zlikwidowanych kopalń. Niektórzy uważają AMM za podkategorię CMM z uwagi na pochodzenie gazu. Jednak sposób pozyskiwania gazu otworami z powierzchni oraz forma jego nagromadzenia (gaz wolny w pustkach) to zasadnicze różnice w porównaniu do CMM, jak i CBM.

Metan pokładów węgla powstał w wyniku przeobrażenia substancji organicznej w węgiel kamienny i jest akumulowany w węglu dzięki zjawisku sorpcji. Obecność metanu w złożach węgla kamiennego to poważny problem związany z bezpieczeństwem pracy, ponieważ mieszanina metanu z powietrzem w stężeniu od 4,5–15% obj. ma właściwości wybuchowe, a powyżej 15% pali się płomieniowo. Dlatego też prowadzenie eksploatacji pokładów węgla w kopalniach metanowych wymaga stosowania specjalnych działań technicznych. Podstawowym sposobem jest stosowanie właściwego przewietrzania z intensywnym strumieniem powietrza, innym sposobem jest usuwanie metanu z pokładów węgla i skał otaczających poprzez zastosowanie odmetanowania. Dzięki tym dwóm procesom około 70% metanu usuwanych jest z wyrobisk poprzez wentylację, a pozostałe 30% poprzez odmetanowanie (Szlązak i inni 2008). Pomimo, że koncentracja metanu w powietrzu wentylacyjnym jest bardzo niska (zwykle poniżej 1%) metan wentylacyjny jest największym źródłem tego gazu

emitowanym do atmosfery. Każdego roku, wszystkie metanowe kopalnie węgla emitują ponad 500 mld m³ metanu, a trzeba pamiętać, że jest to gaz, którego potencjał cieplarniany jest ponad 21 razy większy niż dwutlenku węgla (14th U.S.North American... 2012).

1. Stan zasobów metanu w Polsce

Zgodnie z *Bilansem zasobów kopalin i wód podziemnych w Polsce za 2012 r.* metan pokładów węgla kamiennego udokumentowany został jedynie w złożach Górnośląskiego Zagłębia Węglowego (GZW). Jak dotychczas, rozpoznanie warunków metanowych Dolnośląskiego Zagłębia Węglowego (DZW) oraz Lubelskiego Zagłębia Węglowego (LZW) nie było zbyt szczegółowe, a stwierdzone koncentracje metanu są znacznie mniejsze, stąd trudno jest obecnie ocenić ich znaczenie gospodarcze. Według ww. bilansu, wydobywane zasoby bilansowe według stanu na 31.12.2012 r. wynoszą 87,6 mld m³ (i są zbliżone do udokumentowanych zasobów gazu ziemnego w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy), w tym: w obszarach eksploatowanych złóż węgla – 39,3 mld m³ w 30 złożach, poza obszarami eksploatacji złóż węgla – 16,1 mld m³ w 13 złożach oraz w 8 złożach, w których metan występuje jako kopalina główna – 32,2 mld m³. Zasoby bilansowe wydobywane (zasoby złoża lub jego części, którego cechy naturalne określone przez kryteria bilansowości oraz warunki występowania umożliwiają podejmowanie jego eksploatacji) zmniejszyły się o około 1,52 mld m³ w porównaniu do 2011 r. Główny ubytek zasobów bilansowych w 2012 r. jest związany z wyłączeniem z bilansu czterech złóż metanu. Zasoby przemysłowe (część zasobów bilansowych, która może być przedmiotem ekonomicznie uzasadnionej eksploatacji w warunkach określonych przez projekt zagospodarowania złoża, optymalny z punktu widzenia technicznego i ekonomicznego przy spełnieniu wymagań ochrony środowiska) określone zostały dla 26 złóż i wynoszą 6,1 mld m³ (PIG 2013).

Geologiczne zasoby prognostyczne i perspektywiczne metanu pokładów węgla w GZW oceniane są na koniec 2009 r. na około 107 mld m³. Znacznie mniejsze perspektywy związane są z LZW z zasobami perspektywicznymi około 15 mld m³ oraz DZW – 1,75 mld m³ (Kwarciański 2011).

Główną formą występowania metanu w złożach węgla GZW jest tzw. metan zasorbowany w pokładach węglowych. Gaz kopalniany zawiera prawie 100% czystego metanu. Zasoby metanu w pokładach węgla kamiennego są ściśle zależne od geomechanicznej charakterystyki węgla, ilości jego zasobów i budowy geologicznej basenu węglowego. W kopalniach Górnego Śląska największe nasycenie złoża metanem występuje w przedziale głębokości 950–1050 m (Wójcicki 2009).

Według stanu na 1 lipca 2013 r. w mocy pozostaje 5 koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż węgla kamiennego i metanu, a także 10 koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż metanu pokładów węgla (Ministerstwo Środowiska 2013).

Państwami z szacowanymi największymi zasobami wydobywalnymi metanu w pokładach węgla są (bln m³): Rosja – 5,66, Chiny – 2,83, USA – 3,96, a z krajów europej-

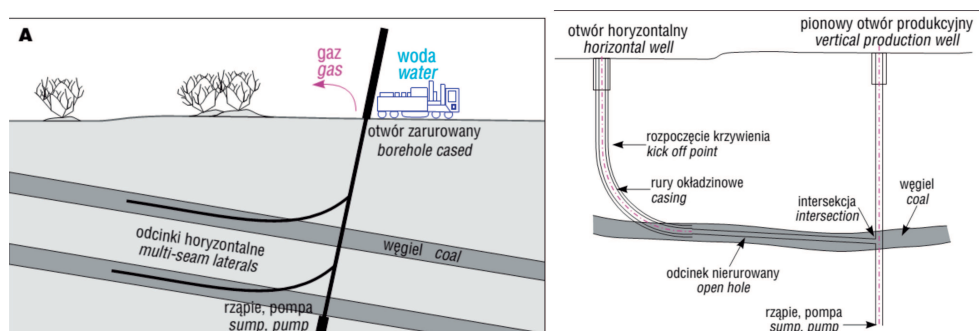
skich – Ukraina – 0,71 (Kuuskraa, Stevens 2009). Analizując szacunki technicznie wydobywalnych zasobów gazu ziemnego w skali świata na metan pokładów węgla przypada 39 bln m³, co stanowi 5,4% całkowitych zasobów gazu (McGlade i inni 2013).

2. Sposoby zagospodarowania metanu

Metan zgromadzony w węglu w postaci zasorbowanej jest utrzymywany w równowadze dzięki odpowiedniemu ciśnieniu otaczających wód złożowych. Odwodnienie pokładów węgla obniża ciśnienie złożowe i wywołuje przyływ gazu. Pozyskanie metanu zakumulowanego w złożach węgla kamiennego odbywa się na trzy sposoby (Gonet i inni 2010):

- ❖ w czasie bieżącej eksploatacji kopalń przez system wierceń odgazowujących, prowadzonych z wyrobisk górniczych celem usunięcia zagrożenia metanem – metan jest odprowadzany z powietrzem wentylacyjnym lub systemami odmetanowania z możliwością energetycznego wykorzystania (uzyskuje się gaz o stężeniu metanu od 60 do 95%),
- ❖ z otworów wierconych do kopalń węgla, w których zaprzestano wydobycia (wiercenia do zrobów górniczych), uzyskuje się gaz o koncentracji metanu od 20 do 70%,
- ❖ z otworów (pionowych, kierunkowych lub poziomych) wierconych do VCBM, uzyskuje się gaz o koncentracji metanu około 90%.

Około trzydzieści lat temu pozyskiwano CBM przy użyciu otworów pionowych wierconych z powierzchni. Obecnie dominującą metodą jest udostępnianie CBM otworami horyzontalnymi. Za takim rozwiązaniem przemawia wielokrotnie większa wydajność związana ze zwiększoną powierzchnią produkcji gazu. Początkowo wiercono otwory horyzontalne z pompą wgłębną umieszczoną w otworze macierzystym poniżej wyprowadzenia odgałęzienia (rys. 1). Ostatnio dla zapewnienia efektywnego odwodnienia złoża wykonuje



Rys. 1. Udostępnianie metanu pokładów węgla za pomocą otworów horyzontalnych (Hadro, Wójcik 2013): pojedynczych wielodennych (po lewej) oraz pary otworów połączonych (po prawej)

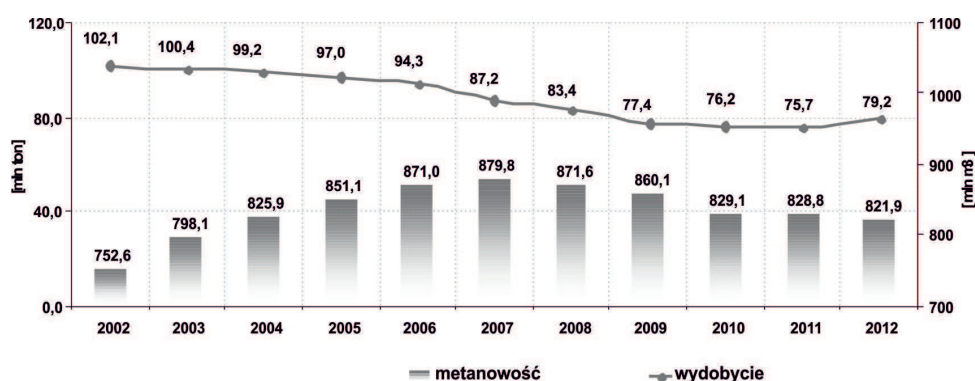
Fig. 1. Coalbed methane completions using horizontal wells (Hadro, Wójcik 2013): individual multi-laterals (on the left) and pair of wells with intersection (on the right)

się pary otworów połączonych: pionowego (pełni funkcję otworu produkcyjnego) i horyzontalnego (w pokładzie węgla o długości do 1 km i jego celem jest odprowadzanie gazu do otworu pionowego) (rys. 1) (Hadro, Wójcik 2013).

3. Pozyskanie metanu z czynnych kopalń w Polsce

W górnictwie węgla kamiennego w procesie eksploatacji węgla w 2012 r. wydzielono 821,9 mln m³ metanu. Do atmosfery (w wentylacji) wyemitowano 571,0 mln m³ metanu, a 250,9 mln m³ gazu zostało ujęte w powierzchniowych stacjach odmetanowania, przy czym odmetanowanie prowadzono z wyrobisk korytarzowych, wyrobisk eksploatacyjnych (ze środowiska ścian) oraz ze zrobów (spoza tam).

W 2012 r. metanowość bezwzględna wyniosła 821,9 mln m³. Wskaźnik metanowości względnej (objętościowa ilość metanu w m³ wydzielająca się do wyrobisk na 1 tonę wydobytej kopaliny) osiągnął dla górnictwa węgla kamiennego w 2012 r. 10,4; natomiast w 2001 r. wynosił on 7,2 i wzrasta co roku o 0,5–0,8 (rys. 2) (MG 2002-2013).



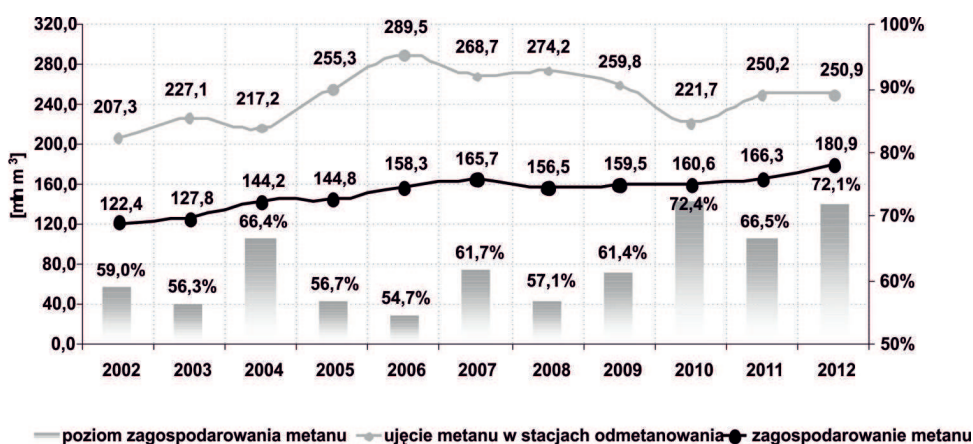
Rys. 2. Metanowość bezwzględna kopalń oraz wydobywanie w latach 2002–2012 w polskim górnictwie węgla kamiennego

Fig. 2. Total volume of methane in coal mines and output in Poland's hard coal mines, 2002–2012

Jak widać z rysunku 2 spadkowi wydobywania węgla w analizowanym okresie o około 22% towarzyszył wzrost metanowości bezwzględnej o około 9%, co potwierdza skuteczność wysiłków w zakresie odmetanowania kopalń (Patyńska 2013). Porównując krajowy wskaźnik metanowości względnej do licznych kopalni na terenie byłego ZSRR, a także znajdujących się w USA, czy chińskich oraz czeskich to tą wartość w Polsce można potraktować jako niską, bowiem w skrajnych przypadkach wskaźnik ten dochodzi do 60 m³/tonę węgla (Badyda 2008).

W 2012 r. zagospodarowano łącznie 180,9 mln m³ ujętego metanu (co odpowiada ok. 4,3% wydobywania gazu ziemnego w Polsce), z tego spółki węglowe wykorzystwały bezpo-

średnio 43,1 mln m³, a odbiorcom przemysłowym sprzedano 137,8 mln m³ metanu. Byli to zarówno odbiorcy zewnętrzni, jak i przedsiębiorcy pozostający w grupach kapitałowych związanych z kopalniami (rys. 3) (MG 2002–2013). 26,4 mln m³ metanu wykorzystano do produkcji energii elektrycznej i ciepłej, z której część wytworzono w układach kogeneracyjnych zasilanych metanem z kopalnianych stacji odmetanowania, 16,8 mln m³ metanu zutilizowano z zastosowaniem spalania w tzw. świeczce – pochodni gazowej. Warto podkreślić, że w GZW od lat pięćdziesiątych ubiegłego wieku z utworów karbonu ujęto około 10 mld m³ metanu (Kędzior 2008).



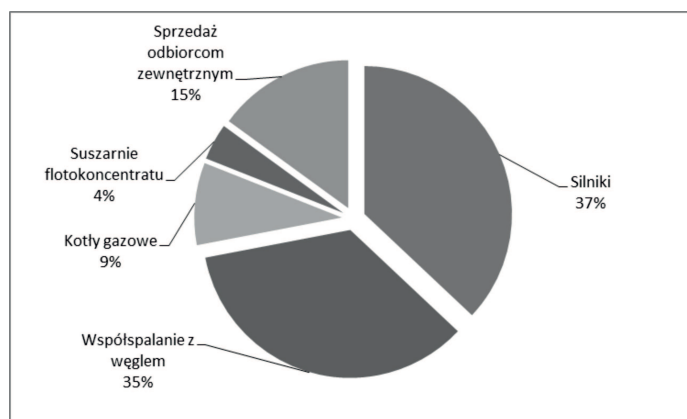
Rys. 3. Zagospodarowanie metanu ujmowanego w trakcie eksploatacji węgla kamiennego do produkcji energii elektrycznej i ciepła w polskim górnictwie węgla kamiennego w latach 2002–2012

Fig. 3. Commercial utilisation of methane captured during coal exploitation for generating electricity and heat in Poland's hard coal mines, 2002–2012

Spółki węglowe realizują inwestycje, których celem jest zwiększenie wykorzystania uwalnianego i ujmowanego metanu, czego potwierdzeniem jest wzrost ilości gospodarczo wykorzystywanego metanu ujętego systemami odmetanowania z 54,7% w 2006 r. do 72,1% w 2012 r. Przykładem takich inwestycji może być wybudowanie przez Kompanię Węglową (KW) za 8,5 mln zł nowej stacji odmetanowania w kopalni Halemba-Wirek w Rudzie Śląskiej. Eksploatacja zgodnie z planem tej stacji ma się rozpocząć w sierpniu 2013 r. W zeszłym roku KW ujęła 111 mln m³ metanu, a zgodnie ze strategią firmy w 2020 r. ma być ujmowane około 150 mln m³ gazu, z czego około 122 mln m³ ma być wykorzystane gospodarczo do produkcji energii elektrycznej i ciepła. Obecnie w KW kopalnie Marcel, Jankowice i Chwałowice wykorzystują metan do produkcji ciepła, a Halemba-Wirek, Bielszowice, Sośnica-Makoszowy i Knurów-Szczygłowice – do produkcji energii elektrycznej. KW sprzedaje ponadto metan Energetyce Dwory, Nadwiślańskiej Spółce Energetycznej oraz Carbo-Energii – w sumie ponad 40 mln m³ w ubiegłym roku.

Także JSW S.A. ma bogate doświadczenia związane z zagospodarowaniem metanu, np. w KWK „Pniówek” pozyskiwany z kopalni metan zasila skojarzony układ energetyczno-chłodniczy od 2001 r., a tylko w latach 1997–2011 nakłady Grupy JSW na inwestycje

związane z wykorzystaniem metanu wyniosły 158,8 mln zł. Kierunki wykorzystania metanu przedstawiono na rysunku 4. Jak widać najwięcej gazu jest kierowane do jednostek wytwórczych, dzięki czemu w 2011 r. 23% potrzeb spółki na energię elektryczną pokryto przez produkcję własną (Tor 2012).



Rys. 4. Struktura wykorzystania metanu w JSW S.A. w 2011 r. (Tor 2012)

Fig. 4. Pattern of methane utilisation in JSW, 2011 (Tor 2012)

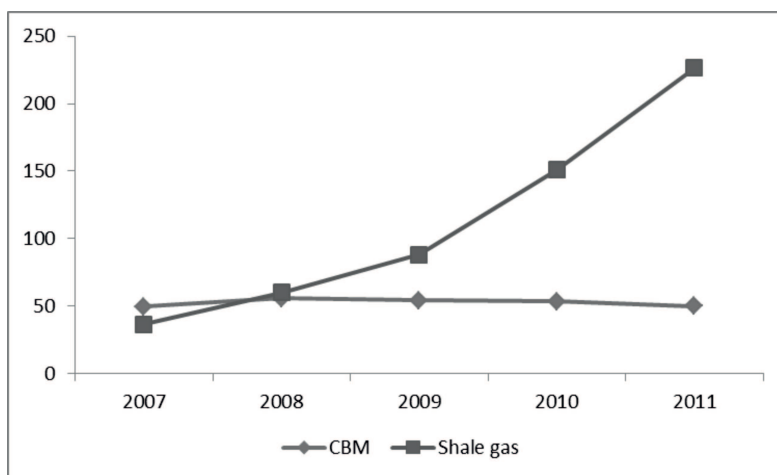
W grudniu 2012 r. w Katowickim Holdingu Węglowym uruchomiono instalację składającą się z kotła wodnego wysokotemperaturowego, płomienicowo-płomieniówkowego o mocy cieplnej 6 MW i dwóch agregatów prądowórczych gazowych o mocy elektrycznej 1,5 MW i mocy cieplnej 1,6 MW każdy, które są zasilane mieszanką gazową doprowadzoną ze stacji odmetanawiania KWK „Murcki-Staszic”. Wysokość zagospodarowania metanu przez silniki jest szacowane na około 5,5 mln m³/rok (KHW 2012).

W kraju w 16 kopalniach, na 18 które prowadzą odmetanowanie, wykorzystuje się gospodarczo metan (do produkcji prądu, ciepła, i chłodu do klimatyzacji kopalni). Zgodnie z prognozami przedstawionymi przez spółki węglowe w kolejnych latach przewiduje się wzrost metanowości bezwzględnej. Plany inwestycyjne przewidują zatem zwiększenie ujęcia metanu w stacjach odmetanowania, a także jego gospodarcze wykorzystanie.

Ustawą z dnia 8 stycznia 2010 r. *o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz o zmianie niektórych innych ustaw* wprowadzono system wsparcia w postaci świadectw pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji w jednostce opalanej metanem uwalnianym i ujmowanym przy dołowych robotach górniczych w czynnych, likwidowanych lub zlikwidowanych kopalniach węgla kamiennego (Kaliski i in. 2012). W kolejnych latach obowiązywania systemu wsparcia widać ożywienie, czego potwierdzeniem jest analiza transakcji dotyczących ww. świadectw na Towarowej Giełdzie Energii – do połowy bieżącego roku wolumen transakcji to prawie 165 tys. MWh energii, w 2012 r. było to nieco ponad 61 tys. MWh, a w 2011 r. jedynie 2,3 MWh (TGE 2013).

4. Zagospodarowanie metanu na świecie – doświadczenia z USA i Australii

Do grona państw wydobywających obecnie na skalę przemysłową CBM należą USA, Kanada, Australia i Chiny. Na rysunku 5 przedstawiono zmianę w zakresie wydobycia CBM i gazu z formacji łupkowych w USA w ostatnich latach. USA to państwo o największym wydobyciu CBM na świecie. Jak widać w okresie tym wydobycie CBM utrzymywało się na względnie stałym poziomie – około 50 mld m³/rok (trend wzrostowy przypadał na lata wcześniejsze: 1989 rok – 2,6; 1992 – 15,2, 1997 – 30,8 mld m³), podczas gdy w przypadku gazu z łupków widać silny wzrost, który był także kontynuowany w 2012 r. – na gaz z łupków przypadło około 39% wydobycia gazu w USA, a w 2011 r. ten udział wynosił 34%, udział CBM był na poziomie 8%. Zatem obecnie w bilansie pozyskania gazu w USA przeważa gaz wydobywany z niekonwencjonalnych złóż (EIA 2013; Siemek, Nagy 2012). Rozwój wydobycia gazu z łupków przełożył się na niskie ceny gazu w USA, przez to staje się coraz bardziej konkurencyjny w odniesieniu do węgla kamiennego, zwłaszcza w sektorze energetycznym. Ograniczenie wydobycia węgla zapewne wpłynie na wydobycie CBM (Grudziński 2013).



Rys. 5. Wydobycie CBM i gazu z łupków w USA w latach 2007–2011 [mld m³] (EIA 2013)

Fig. 5. CBM and shale gas production in the US, 2007–2011 [bcm] (EIA 2013)

W tabeli 1 przedstawiono jak kształtowało się wydobycie CSG w Australii (początek przemysłowego pozyskania tego gazu sięga 1996 r. i dokonała tego firma BHP). Podobnie jak w przypadku USA w początkowym okresie zagospodarowania CGS w Australii miał miejsce dynamiczny wzrost wydobycia. Wydobycie CSG realizowane jest przede wszystkim w zagłębieniach węglowych Bowen i Surat położonych w stanie Queensland. Wydobycie CGS w Australii na przełomie 2011/12 roku (od lipca do czerwca) osiągnęło poziom 247 PJ,

co odpowiada 6,6 mld m³ (stanowi to 12,8% całkowitego wydobycia gazu oraz 23% zużycia gazu w tym kraju).

TABELA 1. Poziom wydobycia CSG w Australii w latach 1997–2012 (QGDEEDI 2012) [PJ]

TABLE 1. The level of CSG production in Australia in 1997–2012 (QGDEEDI 2012) [PJ]

Rok	1997/98	2000/01	2005/06	2008/09	2009/10	2010/11	2011/12
Wydobycie	2	10	63	151	212	234	247

Jak już wspomniano, stan Queensland jest obecnie liderem w zakresie wydobycia CSG w Australii (ok. 95%) i planuje się dalszy wzrost pozyskania tego gazu z przeznaczeniem na eksport. Dla realizacji tego celu budowane są terminalne skraplające, m.in. (AER 2012):

- ✧ Curtis LNG, za realizację wspomnianego projektu odpowiada BG Group, początkowa moc instalacji – 8,5 mln ton/rok, z możliwością rozwoju do 12 mln ton/rok, nakłady inwestycyjne to 20 mld USD, planowany rozruch – 2014 r.,
- ✧ Gladstone LNG za realizację tego projektu odpowiada Santos, Petronas, Total i Kogas, początkowa moc instalacji – 7,8 mln ton/rok, z możliwością rozwoju do 10 mln ton/rok, nakłady inwestycyjne to 18,5 mld USD, planowany rozruch – 2015 r.

W fazie planowania jest kolejny terminal – Arrow LNG (Shell i PetroChina), moc instalacji – powyżej 18 mln ton/rok, planowane rozpoczęcie eksploatacji – 2017 r. Realizacja tych projektów, w których zaangażowane są zagraniczne koncerny paliwowe, umożliwiających eksport gazu w postaci LNG zapewni Australii w 2015 r. drugą po Katarze pozycję na świecie pod względem eksportu LNG (BREE 2012).

Podsumowanie

W przypadku Polski kwestia odmetanowania powinna być traktowana priorytetowo przede wszystkim ze względu na bezpieczeństwo – w ciągu ostatnich 10 lat z powodu zapalenia i wybuchów metanu w polskich kopalniach zginęło ponad 60 górników, a obrażeń doznało ponad 150.

Na początku lat dziewięćdziesiątych ubiegłego wieku amerykańskie kompanie naftowe podjęły próby pozyskania metanu pokładów węgla. Pomimo zaangażowania poważnych środków finansowych oraz najnowocześniejszych wówczas technik badawczych (perforacja i szczelinowanie hydrauliczne) nie uzyskano przemysłowych ilości metanu głównie ze względu na bardzo niską przepuszczalność pokładów węgla. Na szczęście to niepowodzenie nie przekreśliło dalszych prób, o czym świadczy obecne zaangażowanie przedsiębiorstw – także zagranicznych – w prace poszukiwawcze. Doświadczenia z wielu państw świata, w tym przede wszystkim z USA, dowodzą, że rozwój zagospodarowania niekonwencjonalnych złóż węglowodorów wiąże się z profitami zarówno ekologicznymi, jak i ekonomicznymi. Jednak droga do sukcesu wymaga czasu, potężnych nakładów finansowych, współ-

pracy pomiędzy przedsiębiorstwami a światem nauki oraz odpowiedniej polityki państwa. Tematyka zagospodarowania niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego – w tym metanu z pokładów węgla – powinna się znaleźć wśród celów priorytetowych nowej polityki energetycznej Polski, nad którą obecnie trwają prace. Badanie w zakresie zachowania się metanu w pokładach węgla jest także istotne z punktu widzenia technologii CCS, której rozwój w przypadku Polski prawdopodobnie będzie niezbędny dla dalszego wykorzystania węgla w energetyce (Zarębska 2012).

Literatura

- The Australian Energy Regulator (AER), 2012 – State of the energy market 2012; www.aer.gov.au.
- BADYDA K., 2008 – Możliwości zagospodarowania gazu kopalnianego w Polsce dla celów energetycznych. *Energetyka*, czerwiec, s. 416–423.
- Bureau of Resources and Energy Economics (BREE), 2012 – Gas market report, July, p. 1.
- EIA 2013 – Data: U.S. Coalbed Methane production; http://tonto.eia.doe.gov/dnav/ng/hist/rngr52nus_1a.htm
- GONET A., NAGY St., RYBICKI Cz., SIEMEK J., STRYCZEK St., WIŚNIEWSKI R., 2010 – Technologia wydobycia metanu z pokładów węgla (CBM). *Górnictwo i Geologia* t. 5, z. 3, s. 5–25.
- GRUDZIŃSKI Z., 2013 – Gospodarka węglem kamiennym energetycznym na międzynarodowych rynkach Atlantyku i Pacyfiku. *Gospodarka Surowcami Mineralnymi* t. 29, z. 2, s. 5–24.
- HADRO J., WÓJCIK I., 2013 – Metan pokładów węgla: zasoby i eksploatacja. *Przegląd Geologiczny* vol. 61, nr 7, s. 404–410.
- Katowicki Holding Węglowy S.A. (KHW) 2012 – Wykorzystać metan. 3 grudnia; www.khw.pl
- KĘDZIOR S., 2008 – Potencjał zasobowy metanu pokładów węgla w Polsce w kontekście uwarunkowań geologicznych. *Gospodarka Surowcami Mineralnymi* t. 24, z. 4/4, s. 155–173.
- Mc GLADE Ch., SPEIRS J., SORRELL S., 2013 – Unconventional gas – A review of regional and global resource estimates. *Energy* 55 (2013), p. 571–584.
- Ministerstwo Gospodarki – materiały własne z lat 2002–2013.
- KALISKI M., WOJCIECHOWSKI R., SZURLEJ A., 2012 – Analiza skuteczności systemu wsparcia wytwarzania energii elektrycznej z metanu z pokładów węgla kamiennego. *Polityka Energetyczna* t. 15, z. 4, s. 57–69.
- KWARCIŃSKI J., 2011 – Metan pokładów węgla. [W:] Bilans perspektywicznych zasobów kopalni Polski wg stanu na 31 XII 2009 r. pod red. S. Wołkowicza, T. Smakowskiego, S. Speczika. PIG-PIB Warszawa.
- KWARCIŃSKI J., HADRO J., 2008 – Metan pokładów węgla na obszarze Górnośląskiego Zagłębia Węglowego. *Przegląd Geologiczny* 56, s. 485–490.
- KUUSKRAA V.A., STEVENS S.H. 2009 – Worldwide gas shales and unconventional gas: a status report. American Clean Skies Foundation (ACSF), and the Research Partnership to Secure Energy for America (RPSEA).
- Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy, 2013 – Bilans zasobów złóż kopalni w Polsce wg stanu na dzień 31.12.2012 r. , Warszawa 2013.
- PATYŃSKA R., 2013 – Methane emissions from ventilation and degasification systems of hard coal mines in Poland in the years 2001–2010. *Gospodarka Surowcami Mineralnymi* t. 29, z. 1, s. 17–33.

- RYCHLICKI S., STOPA J., 2010 – Niekonwencjonalne złoża gazu ziemnego szansą dla Polski. Profesjonalne Gazownictwo 2010, Wyd. AKNET-Press, s. 21–26.
- SIEMEK J., NAGY S., 2012 – Energy Carriers Use in the World: Natural Gas – Conventional and Unconventional Gas Resources. Arch. Min. Sci., Vol. 57 (2012), No 2, p. 283–312.
- SZŁĄZAK N., BOROWSKI M., OBRACAJ D., 2008 – Kierunki zmian w systemach przewietrzania ścian eksploatacyjnych z uwagi na zwalczanie zagrożeń wentylacyjnych. Gospodarka Surowcami Mineralnymi t. 24, z. 1/2, s. 201–214.
- Towarowa Giełda Energii (TGE), 2013; <http://tge.pl>
- TOR A., 2012 – Gospodarcze wykorzystanie metanu z pokładów węgla. XVI Dni Techniki Oddziału Chorzowsko-Rudzkiego, 16 października 2012 r., Siemianowice Śląskie.
- QGDEEDI 2012 – Queensland’s coal seam gas overview; [<http://mines.industry.qld.gov.au/assets/coal-pdf/csg-update-2013.pdf>]
- 14th U.S./North American Mine Ventilation Symposium June 17–20, 2012 at the University of Utah Guest House Conference Facilities, Salt Lake City.
- WÓJCICKI A., 2009 – Potencjał geologicznego składowania CO₂ w głębokich, nieeksploatowanych pokładach węgla Górnośląskiego Zagłębia Węglowego. Przegląd Geologiczny, vol. 57, nr 2, s. 138–143.
- Ministerstwo Środowiska, 2013 – Raporty i zestawienia koncesji udzielonych przez Ministra Środowiska; www.mos.gov.pl (według stanu na 1 lipca 2013 r.).
- ZARĘBSKA K., 2012 – Wpływ presorpcji metanu na zmiany wymiarów zewnętrznych węgla kamiennego podczas sorpcji ditlenku węgla. Biuletyn Państwowego Instytutu Geologicznego, nr 448 (1) Złoża kopalin: poszukiwanie – dokumentowanie – badanie, s. 133–136.

Maciej KALISKI, Rafał WOJCIECHOWSKI, Adam SZURLEJ

Commercial Development of Coal Bed Methane – current situation and prospects

Abstract

This paper provides an overview of national experiences in developing coal bed methane over the years 2002-2012, and analyses the development of its utilisation in the US and Australia. The choice of these countries was supported by their scale of methane production and the development of production dynamics, as well as Australia’s plans to export methane through its liquefaction (LNG). The remaining countries producing methane from coal beds on an industrial scale are China, Canada, and India. This paper arranges by name and characterizes the features of several types of methane recovered from coal. It reviews coal bed methane resources in Poland and compares these to global resources. The paper also presents techniques of gas development as well as their technological advancements. Also analysed is the relationship between the total volume of methane and the level of hard coal production in Poland, in addition to the amount of methane consumption used to produce

electricity and heat. The mining firm JSW has the most experience in utilising methane for energy production. Other mining companies are also presented with details on their experience in the commercial development of methane (KW and KHW). Advances in coal bed methane utilisation have been estimated according to the support system introduced by the Act of January 8, 2010 *on amending the Energy Law and on amending certain other acts*. The summary considers the experiences of US oil companies over the past twenty years in terms of methane extraction which proved unsuccessful. It is therefore necessary to carry out further research and develop cooperation between companies and the scientific world, as well as to receive government support.

KEY WORDS: Unconventional Gas Resources, Coal Bed Methane (CBM), methane resources, hard coal