

Techniczne i efektywnościowe aspekty wykorzystania metanu ze zlikwidowanych kopalń

Stanisław Trenczek
Eugeniusz Krause

Technical and efficiency aspects of the use of methane from liquidated mines

Streszczenie:

Na wstępie przypomniano główne czynniki występujące w zanieczyszczonym powietrzu atmosferycznym oraz ich powiązanie ze sposobami produkcji energii. Omówiono różne źródła energii w aspekcie technologii produkcji energii, z uwzględnieniem pierwotnych źródeł energii. Przedstawiono podejmowane w Polsce dwa główne działania na rzecz poprawy jakości powietrza atmosferycznego: Program Czyste Powietrze, zakładający dopłatę do wymienianych indywidualnie użytkowanych kotłów węglowych na ekologiczne lub na ogrzewanie gazowe, oraz Politykę Energetyczną Polski do 2040 roku, która zakłada stopniowe zmniejszanie udziału węgla kamiennego i węgla brunatnego w systemowej produkcji energii. Opisano metan, jako kopalinę towarzyszącą pokładom węgla, oraz sposoby jego ujmowania i zagospodarowania. Na przykładzie przeprowadzonych badań pokazano, jakie znaczenie ma rozpoznanie zasobów i dynamiki złoża w planowaniu ekonomicznie uzasadnionej eksploatacji złoża z kopalń zlikwidowanych. Na koniec wyrażono nadzieję, że z uwagi na dalszy proces restrukturyzacji efektywnościowej polskiego górnictwa, wzrastać będzie znaczenie zagospodarowywania metanu z likwidowanych kopalń jako proekologicznego źródła energii.

Słowa kluczowe: metan, czysta energia, dynamika złoża metanu

Keywords: methane, pure energy, dynamics of the methane deposit

Abstract:

At the beginning discussed the main factors occurring in polluted atmospheric air and their connection with the methods of energy production. Various energy sources in the aspect of energy production technologies, including primary energy sources, have been discussed. The main two actions taken to improve the quality of atmospheric air in Poland are presented: Clean Air Program, assuming a subsidy for individually-used coal boilers for ecological or for gas heating, and the Polish Energy Policy until 2040, which assumes a gradual reduction in the share of hard coal and lignite in systemic energy production. Methane has been described as a mineral accompanying coal seams as well as ways of its recognition and management. The example of the conducted research shows the significance of resource recognition and dynamics of the deposit in planning the economically justified exploitation of the deposit from the closed mines. Finally, it was hoped that due to the further process of efficiency restructuring of the Polish mining industry, the importance of managing methane from closed mines as a green energy source will increase.

1. Wprowadzenie

W Polsce, do końca lat osiemdziesiątych ub. wieku proces likwidacji kopalń prowadzony był zwykle w związku z szcerpaniem złoża węgla na obszarze górniczym, konkretnych kopalń. Zazwyczaj pokłady węgla w takich kopalniach zalegały stosunkowo płytko, a z uwagi na przepuszczalność nadkładu były to głównie pokłady niemetaanowe.

Restrukturyzacja polskiego górnictwa pod kątem efektywnościowym, mająca miejsce w pierwszej połowie lat dziewięćdziesiątych ub. w. spowodowała, że zlikwidowano wiele kopalń z niewyeksplotowanymi do końca pokładami, które dosyć często zawierały znaczące ilości metanu. Tempo, a także ówczesne przesłanki restrukturyzacji nie uwzględniały takiego

sposobu likwidacji kopalń, który w przyszłości umożliwiłby racjonalne, efektywne i łatwe wydobywanie z nich metanu.

Sens wykorzystania metanu ze złóż zlikwidowanych kopalń wrócił na początku drugiej dekady XXI w., gdy na znaczeniu wzrosła ochrona środowiska, w tym walka ze smogiem. W Polsce, konieczność podejmowania takich działań potwierdza m.in. kontrola przeprowadzona przez Najwyższą Izbę Kontroli [10], z której wynika, że główną przyczyną niedostatecznej jakości powietrza w Polsce jest emisja pyłów zawieszonych i benzo(a)pirenu z domowych pieców i lokalnych kotłowni węglowych. Stężenia benzo(a)pirenu, które maksymalnie powinny wynosić według norm WHO (Światowej Organizacji Zdrowia) 1 ng/m^3 powietrza, są w Polsce przekroczone ponad ośmiokrotnie. Stąd też, rząd Rzeczypospolitej Polskiej zachęca do wymiany starych kotłów na bardziej ekologiczne, a także ocieplanie domów w ramach Programu Czyste Powietrze [9]. Wymiana palenisk i termomodernizacja domów mają na celu poprawę efektywności energetycznej budynków jednorodzinnych i zmniejszenie emisji pyłów do atmosfery. Jednakże z uwagi na to, że ochronie środowiska nie sprzyja wytwarzanie energii z kopalni stałych, ważne są też działania zmierzające do ograniczenia emisji pyłów powstających przede wszystkim w tzw. energetyce systemowej, która oparta jest na węglu kamiennym i węglu brunatnym. Stąd też podejmowane są działania mające na celu odchodzenie od wytwarzania energii z tych surowców, poprzez zwiększenie udziału energii proekologicznych, w tym wytwarzanej z gazu ziemnego i wykorzystującej energię jądrową [8]. Ponieważ metan należy do grupy tzw. paliw czystych, dlatego warto również wykorzystywać go do produkcji energii nawet w niewielkiej skali.

2. Proekologiczne źródła energii

Wraz z rozwojem nauki, techniki i technologii coraz częściej do produkcji energii wykorzystuje się rozwiązania wykorzystujące podstawowe źródła energii występujące na Ziemi, jak słońce, woda, czy wiatr, czyli tzw. źródła odnawialne [6] – tabela 1.

Zestawienie technologii wytwarzania energii

Tabela 1

Rodzaj wytwarzanej energii	Technologia wytwarzania energii	Pierwotne źródło energii
elektryczna	elektrownie wodne	woda
	elektrownie falowe	wiatr
	elektrownie wykorzystujące prądy oceaniczne	słońce – nagrzewanie wód oceanów, ziemi, atmosfery
	fotowoltaika i elektrownie słoneczne	słońce – promieniowanie słoneczne
	elektrownie pływowe	grawitacja – pływy wód związane z fazą księżyca
cieplna	pompy ciepła	słońce – promieniowanie słoneczne
	kolektory i ciepłe elektrownie słoneczne	
elektryczna i cieplna	elektrownie wiatrowe	wiatr
	elektrociepłownie	słońce – biomasa ziemia – źródła geotermalne

Jak już wspomniano wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła w Polsce realizowane jest głównie przez dużych, instytucjonalnych dostawców, którzy w 2017 r. zużyli do produkcji energii [2] ok. 74,6 mln ton węgla, przy czym w sektorze energii było to 59,6% zużycia, (elektrownie, elektrociepłownie, ciepłownie i kotły ciepłownicze energetyki zawodowej), a w przemyśle i budownictwie – 23,6%. Dużym konsumentem węgla były także gospodarstwa domowe – 13,7%. Z kolei zużycie gazu ziemnego (bez uwzględnienia zużycia na potrzeby technologiczne sektora gazowniczego) wyniosło w 2017 r. to 628,5 PJ.

W Polsce, jak powszechnie wiadomo, w wytwarzaniu energii elektrycznej znaczący jest udział węgla, i to od wielu lat. W 2016 roku wyniósł on 46,4% r. w przypadku węgla kamiennego, a 30,6% w przypadku węgla brunatnego. Dużo mniejsze udziały w wytwarzaniu energii elektrycznej mają wiatr – 8,7%, paliwa gazowe – 5,7%, czy biomasa – 3,1%, a także pozostałe nośniki – 5,2%. Jednak w latach 1999-2017 daje się zauważyć trend zmian w proporcjach udziału poszczególnych źródeł energii [3].

Szczególnie istotne jest odchodzenie od wytwarzania energii z węgla kamiennego i węgla brunatnego [1] na rzecz zwiększenia udziału energii proekologicznych. Pierwsze, ale też i znaczące tego rezultaty mają być odczuwalne do roku 2040, co znalazło wyraz w dokumencie „Polityka Energetyczna Polski do roku 2040” (PEP2040) [8]. Jest to strategia wyznaczająca kierunki rozwoju sektora energii – z uwzględnieniem zadań niezbędnych do realizacji w perspektywie krótkookresowej – w pełnej zgodności z dokumentami strategicznymi Unii Europejskiej. Zawarte w niej dane prognostyczne są wynikiem modelowania optymalizacyjnego kształtu bilansu elektroenergetycznego do roku 2040. Uwzględnia się w nich wzrost zainstalowanej mocy netto z ok. 40 GW do 72,6 GW w 2040 roku oraz wzrost produkcji energii elektrycznej z ok. 165 TWh do 232 TWh w 2040 roku. Słusznie przy tym PEP2040 zakłada, że niemożliwością jest całkowite odejście od kopalnych źródeł energii, możliwa jest natomiast, optymalizacja wykorzystania własnych zasobów energetycznych, opartych na racjonalnym wykorzystaniu zasobów energetycznych, tj. węgla kamiennego, węgla brunatnego, gazu ziemnego, ropy naftowej oraz biomasy i odpadów nierolniczych. Wszystko to ma zapewnić m.in. rentowność sektora wydobywczego, racjonalną eksploatację, wykorzystującą innowacje w wydobywaniu i wykorzystaniu surowców. Ale sama produkcja energii elektrycznej nie wyczerpuje zagadnienia rozwoju tej gałęzi przemysłu. Istotna jest też konieczność rozbudowy infrastruktury wytwórczej i sieciowej energii elektrycznej. Razem, działania te mają na celu pokrycie zapotrzebowania na energię elektryczną mocami wytwórczymi, w tym m.in. własnymi mocami innymi niż konwencjonalne węglowe, i to w sposób stabilny, elastyczny i ekologiczny.

Podsumowując PEP2040 można stwierdzić, że przywiązuje on dużą wagę do;

- wdrożenia energetyki jądrowej, mającego na celu przede wszystkim obniżenie emisyjności sektora energetycznego oraz bezpieczeństwo pracy systemu – uruchomienie pierwszego bloku jądrowego o mocy 1-1,5 GW przewidywane jest do 2033 r., a kolejne pięć – do 2043 r. (łącznie ok. 6-9 GW),
- rozwoju odnawialnych źródeł energii, mającego na celu obniżenie emisyjności sektora energetycznego oraz dywersyfikację wytwarzania energii – przewiduje się udział 21% OZE w finalnym zużyciu energii brutto w 2030 r.,
- rozwoju ciepłownictwa i kogeneracji, mającego na celu zapewnienie powszechnego dostępu do ciepła oraz niskoemisyjne wytwarzanie ciepła w całym kraju, poprzez ciepłownictwo systemowe i ciepłownictwo indywidualne.

Szczególnie ten ostatni temat – rozwój kogeneracji daje szansę na zwiększenie zakresu działań związanych z pozyskiwaniem metanu z jego naturalnych źródeł, w tym źródeł węgla, i jego gospodarczym wykorzystaniu.

3. Wykorzystanie metanu do produkcji energii

Od pewnego czasu w Polsce, do produkcji energii – chociaż w niewielkiej skali – wykorzystywany jest metan, będący kopaliną towarzyszącą pokładom węgla. Ponieważ występować on może w różnych miejscach, różne są sposoby jego wydobywania, pozyskiwania, ujmowania. W przypadku metanu związanego z pokładami węgla rozróżnia się [4]:

- metan pochodzący z pokładów węgla nienaruszonych eksploatacją górniczą, czyli tzw. Coal Bed Methane (CBM), który pozyskiwany jest przed rozpoczęciem eksploatacji danego pokładu,
- metan pochodzący z pokładów węgla naruszanych eksploatacją, uwalniany do wyrobisk górniczych podczas eksploatacji węgla kamiennego, tj. tzw. Coal Mine Methane (CMM), który częściowo ujmowany jest odmetanowaniem złoża, a częściowo jest uwalniany do powietrza wentylacyjnego (Ventilation Air Methane – VAM),
- metan pochodzący z pokładów węgla, uwalniany po zakończeniu ich eksploatacji do wyrobisk górniczych, tzw. Abandoned Mine Methane (AMM), znajdujących się na terenach zlikwidowanych kopalń.

Bardzo niska przepuszczalność węgli Górnośląskiego Zagłębia Węglowego powoduje, że metanu nie ujmuje się w fazie przedeksploatacyjnej (CBM), choć próby nad efektywnym ujmowaniem takiego metanu są prowadzone. Stosunkowo dużo ujmuje się za to metanu w fazie eksploatacyjnej i poeksploatacyjnej (CMM). Dane Agencji Rozwoju Przemysłu [14] pokazują, że coraz większa ilość wydzielonego metanu (CMM) zostaje ujęta przez powierzchniowe stacje odmetanowania. W 2016 r. ujęto ok. 346,6 mln m³ metanu. Około 13% (47,6 mln m³) z tej ilości zostaje zużyta na potrzeby własne przez przedsiębiorstwa górnicze do produkcji energii: elektrycznej – wyprodukowano ponad 270,3 tys. MWh prądu – i cieplnej – wyprodukowano prawie 760,3 tys. GJ ciepła.

Wydobywany ze zlikwidowanych kopalń gaz zostaje zwykle zagospodarowany bądź bezpośrednio przez zakład wydobywający metan, bądź po przekazaniu przedsiębiorcy, który zajmuje się wytwarzaniem energii w agregatach kogeneracyjnych. Z uwagi na to, że produkcja energii z metanu pozyskiwanego ze zlikwidowanych kopalń jest znikoma, nie jest uwzględniana w tych statystykach. Tym nie mniej wzrasta zainteresowanie takim pozyskiwaniem metanu – dość powiedzieć, że w 2012 r. funkcjonowały w Polsce dwa zakłady górnicze eksploatujące AMM, a w 2017 r. już trzy.

Ponadto prowadzone są prace poszukiwawcze i rozpoznawcze źródeł metanu z pokładów węgla kamiennego. Minister Środowiska udzielił na nie osiem koncesji, zainteresowanie kolejnymi rośnie. Głównie dlatego, że w przeciwieństwie do lat dziewięćdziesiątych ub. wieku, kiedy to w okresie intensywnej restrukturyzacji polskiego górnictwa, nie było wizji wykorzystania metanu po zlikwidowaniu kopalń. Teraz na to zagadnienie zwraca się już uwagę na etapie planowania likwidacji kopalni. Jest więc szansa na wypracowanie systemowych rozwiązań ujmowania gazu AMM, co wydaje się ze wszech miar uzasadnione, gdyż liczba kopalń przewidzianych do likwidacji będzie się stale zwiększać. Służyć temu

będzie wspomniany zapis w PEP2040, odnoszący się do metanu, który spowoduje zapewne, że zainteresowanie gazem AMM jeszcze bardziej się zwiększy. Służy temu również zmiana ustawy o funkcjonowaniu górnictwa węgla kamiennego oraz ustawy Prawo geologiczne i górnicze oraz niektórych innych ustaw, wprowadzająca rozwiązania ułatwiające zagospodarowanie metanu pozyskiwanego ze złoża węgla kamiennego w ramach likwidowanego zakładu górniczego lub jego oznaczonej części [7]. Ułatwia to pozyskiwanie metanu z pokładów węgla (jako kopaliny towarzyszącej) kopalń likwidowanych, przez co przedsiębiorstwo górnicze zajmujące się likwidacją kopalń, nie musi mieć koncesji węglowodorowej na pozyskiwanie metanu z likwidowanych zakładów górniczych lub ich oznaczonych części. Ułatwi to zagospodarowanie metanu, a jednocześnie zapewni bezpieczeństwo sąsiednim kopalniom i środowisku.

4. Geologiczno-techniczne aspekty wydobywania metanu

Na podstawie dotychczasowych doświadczeń można stwierdzić, że najlepszym sposobem zagospodarowania AMM jest produkcja energii w agregatach kogeneracyjnych (rys. 1), które są wysoce wyspecjalizowanymi urządzeniami skojarzonej produkcji energii elektrycznej i ciepła. Jest to połączenie silnika spalinowego, generatora, zestawu wymienników ciepła i systemu sterowania. W dobie tak rozwiniętej elektroniki, sterowanie wydobywaniem metanu, czy też kontrolowanie agregatu może być prowadzone (oprócz lokalnego) zdalnie, za pomocą komputera lub telefonu komórkowego.



Rys. 1. Widok agregatu kogeneracyjnego [5]

Największą korzyścią z zastosowania kogeneracji jest to, że jest ona zdolna do wyprodukowania takiej ilości energii, jaka jest potrzebna w danej chwili. Z tego też powodu kogeneracja jest czasem określana jako sterowane źródło energii.

Produkcja energii w agregatach kogeneracyjnych na bazie gazu AMM musi być jednak produkcją ekonomicznie uzasadnioną, na co wpływ ma wiele czynników. Jednym z nich, jest czasokres potencjalnego efektywnego wydobycia metanu z konkretnego złoża.

Planowanie produkcji energii w agregatach kogeneracyjnych oparte jest na wielu danych – dotyczących zarówno parametrów pracy agregatu kogeneracyjnego, jak i parametrów charakteryzujących dane złożo metanu. Dla przykładu, jeśli wydobywany metan byłby spalany w silniku typu ENGINE Caterpillar 3516 1,136 MW (rys. 2), to uwzględnić trzeba jego optymalne parametry wydajnościowe – spalanie 5 m³/min gazu o stężeniu 100% CH₄ – oraz graniczne tolerowalne parametry wydajnościowe – spalanie 15 m³/min gazu o stężeniu minimum 33% CH₄, a także optymalny ekonomicznie czas pracy silnika – min. 8 400 h/rok.

Parametry te – jak widać – stawiają odpowiednie wymagania zasobom metanu w złożu, przy czym istotniejsze od zasobów przemysłowych są zasoby eksploatacyjne, rozumiane jako 67% zasobów przemysłowych. Tylko tyle zasobów, z uwagi na ograniczenia względem stężenia minimalnego metanu, możliwe jest do wykorzystania w silniku spalinowym w ciągłej, bezpiecznej jego pracy [13].



Rys. 2. Widok silnika ENGINE Caterpillar 3516 [11]

5. Badania dynamiki złoża metanu dla efektywnego wykorzystania agregatu kogeneracyjnego

Całość przedsięwzięcia zaczyna się od planowania produkcji energii w agregatach kogeneracyjnych pod kątem odpowiedniego modelu biznesowego efektywnej eksploatacji złoża metanu AMM. Można bowiem złożo szarpać ekstensywnie – z zastosowaniem dwóch lub więcej agregatów, w krótkim okresie czasu, przy wyższych kosztach stałych, a można w sposób stabilny – długookresowy, realizowany jednym agregatem, przy niższych kosztach stałych. Żeby jednak tego typu rozważania prowadzić, należy złożo metanu rozpoznać także pod względem jego dynamiki.

Zdecydowana większość złóż metanu w kopalniach zlikwidowanych posiada cechy kolektora gazu, charakteryzującego się występowaniem wyrobisk górniczych – niektórych nawet o gabarytach zbliżonych do pierwotnych, także wyrobisk pozaciskanych, jak i złoża węgla generującego metan. Z jednej strony następuje odpływ gazu z kolektora, związany z wydobyciem metanu, a z drugiej dopływ gazu, związany z adsorpcją metanu z węgla i skał.

Pierwszym krokiem jest wyznaczenie wydajności złoża metanu (W_{ZM}) [m^3] z zależności [12]:

$$W_{ZM} = (W_P \cdot p_m) \cdot t_i \quad (1)$$

gdzie:

W_P – wydajność przepompowni gazu (ilość wydobywanego gazu z odwiertu), m^3/t_i

p_m – stężenie metanu w ujmowanym gazie, %

t_i – jednostka czasu, rok/doba/h/min

Drugim, jest wyznaczenie wskaźnika dynamiki spadku stężenia metanu w ujmowanym gazie (Q_{pm}) [%/ t_i], z zależności:

$$Q_{pm} = (p_{pm} - p_{km}) : t_i \quad (2)$$

gdzie:

p_{pm} – stężenie metanu na początku ocenianego okresu, %

p_{km} – stężenie metanu na końcu ocenianego okresu, %

Jednak sposób podejścia do tego zagadnienia zależy od liczby odwiertów, przez które ujmuje się gaz z jednego kolektora.

Inaczej należy postąpić w przypadku zagospodarowywania metanu pozyskiwanego odwiertem jednym odwiertem, np. odwiertem A, a inaczej, gdy równoległe gaz ujmowany jest także odwiertem B. Zagadnienie to przedstawione zostanie dla bardziej skomplikowanego przypadku – dwa odwierty – z wykorzystaniem wyników badań zrealizowanych w ramach pracy usługowo-badawczej [12].

W badanym kolektorze gazu, zlokalizowane były: odwiertu A, w mniej korzystnych uwarunkowaniach, i odwiert B, zlokalizowany w korzystniejszych uwarunkowaniach, w części centralnej kolektora – o większej wydajności, którym także prowadzona była eksploatacja złoża metanu. Dla określenia dynamiki wydajnościowej odwiertu A pod kątem optymalnego wykorzystania złoża metanu AMM do zasilania silników kogeneracyjnych, przeprowadzono kilka badań, z wykorzystaniem dodatkowo zabudowanej pochodni do spalania gazów, do której metan doprowadzany był poprzez rozgałęźnik zabudowany w miejscu odbioru gazu (przy agregacie kogeneracyjnym). Zapewniało to równoległy odbiór gazu przez pracujący w agregacie silnik spalinowy – z przepływem do niego metanu w ilości $5 m^3/min$ – oraz przepływ gazu do pochodni, która imitowała drugi agregat kogeneracyjny. Przed badaniami, wydajność przetłoczni z odwiertu A wynosiła ok. $880 m^3/h$, a stężenie metanu w ujmowanym gazie wynosiło ok. 61%.

W trakcie badań miały miejsce zakłócenia, co paradoksalnie, pozwoliło lepiej rozpoznać złożę. Dwa zakłócenia były związane z pracą przetłoczni, a jeden – z koniecznością ograniczenia do ok. $840 m^3/h$ przepływu ujmowanego gazu przez pochodnię dla podtrzymania minimalnego ciśnienia potrzebnego do pracy generatora. Wyniki tych badań wskazywały, że poza okresami zakłóceń następowały zmiany:

- ilości ujmowanego gazu – od 880, poprzez 890 do $782 m^3/h$,
- temperatury gazu – od 36,56, poprzez 40,6 do $38^\circ C$,
- podciśnienia głowicowego – od -8,81, poprzez -8,95 do 8,89 kPa,
- stężenia metanu – od 61,14 poprzez 62,82 do 51,95,

co pokazano na rysunkach 3 i 4.

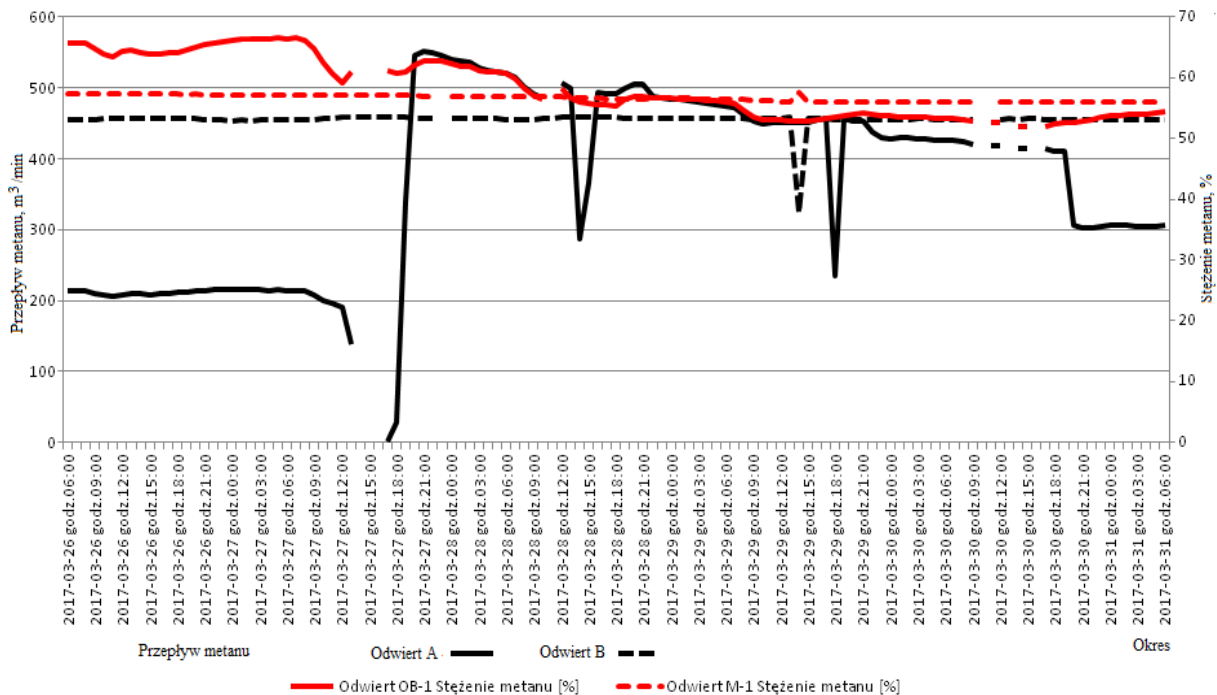
Przeprowadzone badania, dały pogląd na równoległą pracę dwóch silników kogeneracyjnych mających pracować na odwiercie A. Pokazały one, że:

- możliwe jest zwiększenie wydobywania metanu odwiertem A do poziomu ograniczonego

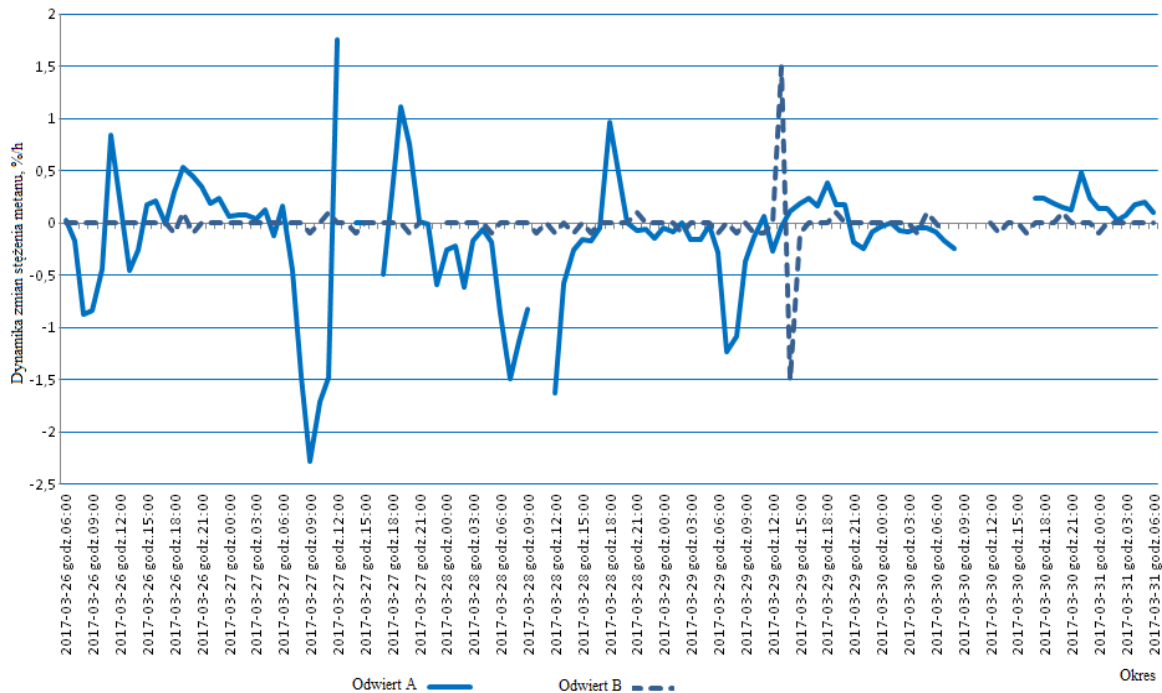
wydajnością przepompowni oraz ograniczanego zmniejszającym się stężeniem metanu,

- niemożliwa jest praca przepompowni maksymalną wydajnością w dłuższym przedziale czasu,
- zwiększenie wydobywania gazu z odwiertu A:
 - wpływa na spadek stężenia metanu, przy czym dynamika spadku jest mniejsza od dynamiki spadku występującej przed i po eksperymencie,
 - wymusza dopływ gazów do odwiertu A z nieco dalszej odległości od odwiertu, głównie od strony wschodniej, gdzie stężenie metanu jest wyższe,
 - wpływa na minimalny spadek stężenia metanu na odwiercie B,
- stabilizacja parametrów wydobywanego gazu po zakończonych badaniach nastąpiła na odwiercie A w zasadzie w ciągu godziny, przy czym stężenie metanu ustabilizowało się na poziomie niższym o ok. 2% w stosunku do poziomu bezpośrednio sprzed badań.
- zwiększenie wielkości ujmowanego gazu na odwiercie A powoduje znaczący spadek stężenia metanu - wskaźnik dynamiki spadku stężenia metanu w trakcie eksperymentu osiągnął wartość ok. 2,4% CH₄/dobę, i był 8-krotnie wyższy od wartości wskaźnika spadku stężeń metanu dla pracy ustabilizowanej dla jednego silnika kogeneracyjnego (z okresu przed badań), wynoszącego 0,2987% CH₄/dobę.

Wnioski te wykorzystano w planowaniu sposobu eksploatacji, co zakończyło się wyborem stabilnego, długookresowego sposobu wykorzystania gazu AMM do produkcji energii.



Rys. 3. Ilustracja zmian wydajności i stężenia metanu na odwiertach A i B [12]



Rys. 4. Ilustracja dynamiki zmian stężenia metanu ujmowanego otworami A i B w okresie badań [12]

6. Podsumowanie

Z diagnozy stanu aktualnego powietrza atmosferycznego w Polsce wynika, że w wielu miastach występuje fatalny stan związany głównie z występowaniem w nim pyłów zawieszonych i benzo(a)pirenu z domowych pieców i lokalnych kotłowni węglowych. Z tego powodu konieczne jest podejmowanie działań zmierzających do poprawy warunków środowiskowych życia społeczeństwa.

Podejmowane są – przez rząd RP – różnego rodzaju działania mające na celu skuteczne zwalczanie smogu, w tym m.in. związane z dopłatami do wymiany węglowych kotłów indywidualnego wytwarzania energii na kotły ekologiczne i ogrzewanie gazowe, a także z realizacją Polityki Energetycznej Polski do 2040 roku, zakładającej odchodzenie od węgla kamiennego i węgla brunatnego jako podstawowych źródeł produkcji energii.

Jednym z elementów dywersyfikacji źródeł energii jest pozyskiwanie metanu ze zlikwidowanych kopalń węgla kamiennego, które wymaga racjonalnego planu ekonomicznie uzasadnionej produkcji energii w agregatach kogeneracyjnych na podstawie dokonanego rozpoznania złoża metanu pod względem zasobów eksploatacyjnych oraz dynamiki złoża metanu.

Stopniowo zmniejszany udział węgla kamiennego w źródłach produkcji energii skutkować będzie likwidacją kolejnych kopalń, przez co zwiększyć się powinien udział gazu AMM w proekologicznej produkcji energii.

Literatura

- [1] Times Bilans zasobów złóż kopalin w Polsce wg stanu na 31.XII.2010 – 31.XII.2012. Wyd. PIG-PIB, Warszawa 2011, 2013, s. 28.
- [2] Energia – dokument GUS. W: file:///C:/Users/User/Downloads/zuzycie_paliw_i_nosnikow_energii_w_2017_r..pdf (01.03.2019)

- [3] Energia 2019. Wyd. Gus. Warszawa 2019. W: https://stat.gov.pl/files/gfx/portalinformacyjny/pl/defaultaktualnosci/5485/1/6/1/energia_2018.pdf (01.03.2019)
- [4] Hadro J. I. Wójcik I.: Metan pokładów węgla: zasoby i eksploatacja, „Przegląd Geologiczny”, vol. 61, nr 7, 2013 r.
- [5] Kogeneracja. Opis Energia CAT – źródło: <https://eneria.pl/kogeneracja/> (20.03.2019)
- [6] Lewandowski W. M.: Proekologiczne odnawialne źródła energii. WNT, Warszawa 2007.
- [7] Obwieszczenie Marszałka Sejmu Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 4 kwietnia 2019 r. w sprawie ogłoszenia jednolitego tekstu ustawy - Prawo geologiczne i górnicze - Dz.U. z 2019 r. poz. 868
- [8] Polityka Energetyczna Polski do 2040 roku. Ministerstwo Energii, Warszawa 2018. https://www.gov.pl/documents/33372/436746/PEP2040_projekt_v12_2018-11-23.pdf/ee3374f4-10c3-5ad8-1843-f58dae119936 (01.03.2019)
- [9] Program rządowy „Czyste powietrze”. Ministerstwo Środowiska, Warszawa 2018. W: <https://www.gov.pl/web/srodowisko/czyste-powietrze> (02.03.2019)
- [10] Raport NIK: „Ochrona powietrza przed zanieczyszczeniami”. Warszawa, 2018.
- [11] Silnik typu ENGINE Caterpillar 3516 – źródło https://www.google.com/search?q=silniku+typu+ENGINE+Caterpillar+3516+1,136+MW&rlz=1C1GCEU_piPL835PL835&tbm=isch&source=iu&ictx=1&fir=1fUoIYUz2vajEM%253A%252C9ewh-EEvIG60VM%252C_&vet=1&usq=AI4_-kRjHWNQFfjK9kiL30_g2xAog0M-g&sa=X&ved=2ahUKEwj2v8yl65XhAhXNxIsKHSUvAzwQ9QEwBnoECAkQDA#imgc=1fUoIYUz2vajEM (20.03.2019)
- [12] Trenczek S., Krause E.: Optymalizacja wydobywania i zagospodarowania metanu z odwiertu w kontekście wyników przeprowadzonych badań specjalistycznych złoża. Dokumentacja usługi naukowo-badawczej, Katowice, 2017 (materiały niepublikowane).
- [13] Trenczek S.: The determination of methane resources from liquidated coal mines. In: ROLE OF POLISH COAL IN THE NATIONAL AND EUROPEAN ENERGY SECTOR, Book Series: IOP Conference Series-Materials Science and Engineering, vol. 268. Conference on Role of Polish Coal in the National and European Energy Sector, Andrychów 19-21.06.2017.
- [14] Zagospodarowanie metanu wg ARP. W: <https://www.cire.pl/item,144354,1,0,0,0,0,0,w-2016-r-kopalnie-wykorzystaly-wiecej-metanu-do-produkcji-energii-elektrycznej-ciepła-i-chłodu.html> (01.03.2019)

dr hab. inż. Stanisław Trenczek prof. ITG KOMAG
strenczek@komag.eu

Instytut Techniki Górniczej KOMAG
ul. Pszczyńska 37, 44-101 Gliwice

dr hab. inż. Eugeniusz Krause prof. GIG
ekrause@gig.eu

Główny Instytut Górnictwa
plac Gwarków 1, 40-166 Katowice