

Wpływ zmian wybranych parametrów pokładu węgla kamiennego na przebieg i efektywność procesu eksploatacji metanu

Sensitivity analysis of modeling methane production according to changes in coal seam parameters

Marcin Majkrzak

Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy

STRESZCZENIE: Pierwsze próby eksploatacji metanu pokładów węgla miały miejsce w Stanach Zjednoczonych w latach 70. XX wieku. Intensywny rozwój badań nad tego typu niekonwencjonalnymi zasobami gazu w Polsce na początku lat 90., a także podjęte w ostatnim czasie ponowne próby eksploatacji CBM (*coalbed methane*) w naszym kraju potwierdzają wysokie znaczenie metanu pokładów węgla jako źródła energii. W artykule przedstawiona została analiza przebiegu procesu eksploatacji metanu ze złóż węgla kamiennego niezagospodarowanych górniczo oraz ewaluacja wpływu wybranych parametrów pokładu węgla na wielkość szczytowania zasobów metanu. W realizacji pracy wykorzystano oprogramowanie firmy CMG (Computer Modelling Group Ltd.) wraz z dedykowanym do symulacji przepływu gazu w ośrodkach o złożonym systemie porowatości – określanym mianem porowatości podwójnej – modulem GEM (*Compositional and Unconventional Simulator*). Na podstawie dostępnych danych geologicznych i złożowych utworów węglonośnych pochodzących z obszaru Górnośląskiego Zagłębia Węglowego (GZW) zbudowano prosty, statyczny model pokładu węgla kamiennego oraz przeprowadzono symulację eksploatacji metanu (model dynamiczny). Poważnym ograniczeniem był brak kompletnego zestawu danych stanowiących minimum wymaganych informacji, co uniemożliwiło stworzenie pełnego modelu dla sprecyzowanego obszaru czy konkretnego pokładu węgla. W tej sytuacji dane wejściowe stanowił zbiór (często uśrednionych) wartości, czy to z wykonanych pomiarów laboratoryjnych czy zaczerpniętych z innych opracowań oraz publikacji. W pracy podjęto próbę charakterystyki wskazanych parametrów: porowatości (matrix, szczeliny), przepuszczalności (matrix, szczeliny), gęstości występowania szczelin, czasu desorpcji, metanonośności oraz stopnia nasycenia pokładu metanem, pod kątem wpływu zmian ich wartości na przebieg i wielkość symulowanego wydobycia. Zbudowany model „bazowy” stanowił punkt wyjściowy dla dalszych symulacji. Zestawienie krzywych produkcyjnych (metan, woda złożowa) dla 5 różnych wartości każdego z wybranych parametrów pozwoliło na zobrazowanie zakresu i trendu zmian przebiegu eksploatacji metanu z pokładu węgla kamiennego.

Słowa kluczowe: metan z pokładów węgla (CBM), symulacja wydobycia metanu, parametry węgla kamiennego.

ABSTRACT: The history of methane production from coal seams dates back to the 1970s in the United States. Increasing development activities for this kind of unconventional gas resources in Poland took place in early 90s, and other attempts over recent years were made for CBM exploitation. These activities confirm that coalbed methane is a new and important energy source. The paper presents an analysis of coalbed methane (CBM) production and the impact of changes in coal seam parameters that affect gas recovery. CMG software (Computer Modelling Group Ltd.) was used for the implementation of the research. The GEM (Compositional and Unconventional Simulator) module was used for gas flow simulation through coal, as a heterogeneous deposit with dual porosity system. Based on the available geological and deposit data from coal-bearing deposits in the Upper Silesian Coal Basin, a simple, static model of a coalbed was built and a simulation of methane production was performed (dynamic model). One of the biggest limitations was the lack of a full set of data constituting the minimum information required, which made it impossible to create a complete model for a specified area or specific seam model. As a result of the narrow scope of available data, the input data for the model were averaged from laboratory results or other available studies and articles. This article attempts to characterize the main coal parameters: porosity (matrix, fractures), permeability (matrix, fractures), cleats density, coal desorption time, initial gas content, and initial gas saturation for the sensitivity analysis of modeling methane production according to their changes. The comparison of production curves (methane, reservoir water) for 5 different values of each of the selected parameters made it possible to visualize the scope and trend of changes in the course of methane exploitation from the coal seam.

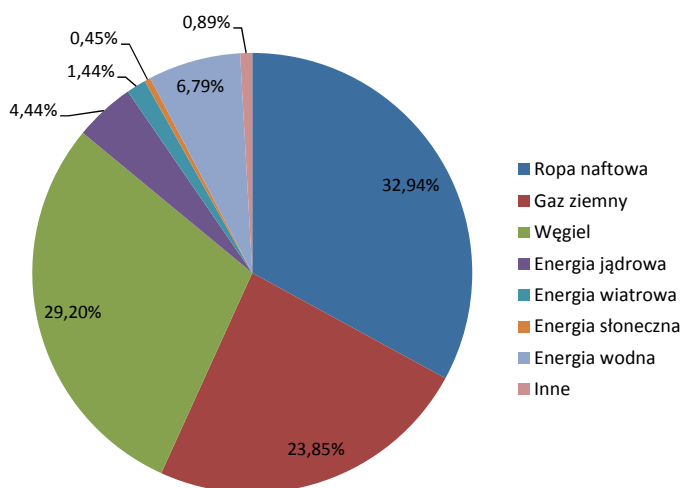
Key words: coalbed methane (CBM), simulation of methane exploitation, coal seam parameters.

Autor do korespondencji: M. Majkrzak, e-mail: marcin.majkrzak@inig.pl

Artykuł nadesłano do Redakcji 9.01.2019 r. Zatwierdzono do druku 19.04.2019 r.

Wstęp

Postępujący rozwój cywilizacyjny nieodzownie związany jest ze stałym wzrostem zapotrzebowania na energię. Podstawowym jej źródłem nadal są paliwa kopalne, czyli węgiel (kamienny, brunatny), ropa naftowa czy gaz ziemny. Stopniowy spadek konwencjonalnych zasobów tych kopalin powoduje wzrost zainteresowania trudniejszymi, często kosztowniejszymi do zagospodarowania zasobami niekonwencjonalnymi, takimi jak: gaz z formacji łupkowych, piaski bitumiczne oraz metan pokładów węgla. Z drugiej strony, w ostatnich 15–20 latach zaobserwowano zaskakująco dynamiczny rozwój odnawialnych źródeł energii, które w coraz większym stopniu wypierają (zastępują) dotychczasowe źródła. Należy wśród nich wyróżnić m.in.: energię słoneczną, wiatrową, jądrową i wodną (rys. 1) (World Energy Resources, 2016).



Rys. 1. Udział poszczególnych źródeł w produkcji energii pierwotnej na świecie (World Energy Resources, 2016)

Fig. 1. Share of energy sources in primary energy production (World Energy Resources, 2016)

Metan z pokładów węgla na przestrzeni dwóch minionych dekad stał się jednym z ważniejszych „nowych” źródeł energii, przede wszystkim ze względu na fakt, że spośród kopalnych surowców energetycznych jest jednym z jej najczystszych źródeł. Metan charakteryzuje się najniższym współczynnikiem emisyjności CO₂ (prawie dwa razy mniejszym od węgla), co jest kluczowe w świetle wprowadzanych coraz bardziej restrykcyjnych ograniczeń emisji gazów cieplarnianych. Udostępnianie i eksploatacja pokładów węgla kamiennego od zawsze związana była z obecnością metanu, stanowiącego jedno z największych zagrożeń dla załóg górniczych. Pomimo niosącego ze sobą niebezpieczeństwa, metan towarzyszący formacjom węglonośnym zaczął być traktowany jako kopalina użyteczna. Na przestrzeni lat wypracowano podział gazu związanego z pokładami węgla na kilka kategorii

(Weniger et al., 2012; Hadro, Wójcik, 2013; Jureczka, 2013; Słoczyński, Drozd, 2017):

- *coalbed methane* (CBM) – związany ze złożami niezagospodarowanymi górniczo;
- *coal mine methane* (CMM) – metan kopalniany, uwalniany podczas prowadzenia prac górniczych;
- *abandoned mine methane* (AMM) – metan z kopalń zamkniętych, po zakończeniu eksploatacji.

W skali polskich zagłębi węglowych metan z pokładów węgla nie był jak do tej pory obiektem eksploatacji przemysłowej. Pomimo podejmowanych prób stanowił i stanowi nadal przede wszystkim odpad towarzyszący działalności górniczej, przy jednoczesnym wysokim zagrożeniu dla bezpieczeństwa prowadzenia wydobycia i w niewielkim stopniu podlegający odzyskowi (głównie na potrzeby kopalń). Obecny wzrost zainteresowania metanem z warstw węglonośnych, poparty rozwojem nowych technologii wierceń horyzontalnych i udoskonalonymi technikami stymulacji produktywności, daje realne szanse na nowe perspektywy dla eksploatacji i odzysku metanu pokładów węgla kamiennego (Jureczka, 2013; Słoczyński i Drozd, 2017).

Charakterystyka węgla kamiennego jako zbiornika gazu

Węgiel kamienny, rozpatrywany pod kątem własności zbiornikowych, charakteryzuje się bardzo dobrymi właściwościami zbiornikowymi. Wpływa na to bardzo duża powierzchnia właściwa substancji węglowej, złożony system porowatości – określany mianem porowatości podwójnej oraz specyficzny podział substancji węglowej na tzw. matrycę węglową oraz system szczelin (Kędzior, 2012).

Metan zmagazynowany jest w pokładach węgla kamiennego w 3 formach (Chattaraj et al., 2016):

- jako gaz zaadsorbowany na powierzchni systemu mikropor substancji węglowej;
- jako gaz wolny w mikro- i makroporach oraz mikroszczelinach i szczelinach;
- jako gaz rozpuszczony w solance złożowej.

Opisane powyżej właściwości sprzyjają nagromadzeniom znacznie większych ilości gazu w pokładach węgla kamiennego w porównaniu do konwencjonalnych złóż. Dodatkowo, jeśli w wyniku uwęglenia materii organicznej ilość wytworzonego metanu jest większa od pojemności węgla oraz wystąpią odpowiednie warunki geologiczne, to wydzielający się gaz może nasycić warstwy nadległe, a sam pokład stać się skałą macierzysta dla złóż konwencjonalnych. Porównanie cech odróżniających obydwu typów akumulacji (tab. 1) daje możliwość lepszego zrozumienia charakterystyki metanu pokładów węgla na

Tabela 1. Porównanie konwencjonalnych złóż gazu ze złożami metanu w pokładach węgla kamiennego (Hadro i Wójcik, 2013)

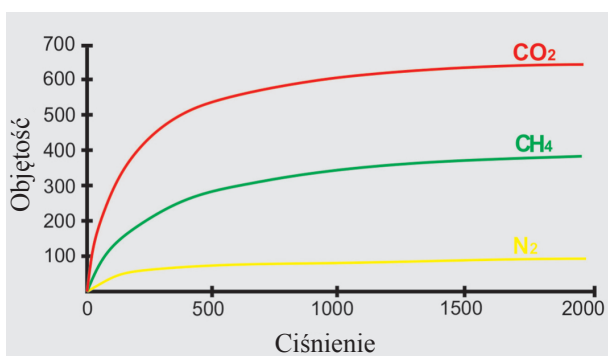
Table 1. Comparison of conventional gas and coalbed methane fields (Hadro i Wójcik, 2013)

Złoża konwencjonalne	Złoża metanu pokładów węgla
Akumulacja ograniczona rozmiarami pułapki z uszczelnieniem	Akumulacja ciągła na dużym obszarze bez typowego uszczelnienia
Gaz wolny występujący w stanie kompresji w przestrzeni porowej	Gaz sorbowany występujący pod ciśnieniem hydrostatycznym
Niewielka ilość otworów pozwala pozyskać większość gazu w obrębie pułapki	Eksploracja wieloma otworami z ograniczoną łącznością hydrauliczną między nimi
Pozyskiwany jest wyłącznie gaz pod własnym ciśnieniem	Pompowanie wody złożowej, aby uzyskać przyływ dwufazowy (woda i gaz)
Początkowe wydobycie gazu osiąga dużą wydajność	Początkowa wydajność wydobywania gazu na względnie niskim poziomie
Wysoka przepuszczalność, względnie jednorodna skała zbiornikowa	Zwykle niska i zmienna przepuszczalność, niejednorodna skała zbiornikowa
Wysoki współczynnik szczypania zasobów (>80%)	Niski współczynnik szczypania zasobów (40–60%)

poszczególnych etapach: szacowania zasobów, projektowania i wykonania prac wiertniczych oraz prowadzenia eksploatacji.

Teoria adsorpcji Langmuira

Materiały porowate, charakteryzujące się bardzo dużą powierzchnią właściwą, takie jak węgiel kamienny czy „skały łupkowe”, swoje właściwości magazynowe dla gazu opierają na zjawisku sorpcji. Adsorpcja metanu w pokładach węgla kamiennego jest przykładem fizykosorpcji, w której molekuly adsorbentu związane są z powierzchnią adsorbentu siłami Van der Waalsa. Precyzyjne określenie objętości zaadsorbowanego gazu (metanu, dwutlenku węgla czy azotu) przy pomocy izoterm adsorpcji (rys. 2, 3) jest kluczowe dla prawidłowej budowy modeli i przeprowadzenia symulacji szczypania metanu pokładów węgla (CBM, ECBM) czy procesów sekwestracji CO₂ (Dudek i Kowalska-Włodarczyk, 2014; Ziaofei et al., 2016).



Rys. 2. Przykładowe izoterm adsorpcji dla metanu, dwutlenku węgla i azotu (Morad et al., 2008)

Fig. 2. CBM gas storage capacities for CH₄, CO₂ and N₂ (Morad et al. 2008)

Wśród wielu modeli w powszechnym użytku jest model jednowarstwowej adsorpcji Langmuira. Teoria została zaproponowana w 1916 roku przez Irvinga Langmuira, dla opisu zależności pokrycia powierzchni adsorbentu (ciało stałe) przez warstwę adsorbentu (gaz) w funkcji ciśnienia i stałej temperatury (Dudek

i Kowalska-Włodarczyk, 2014; YanJun et al., 2015; Chattaraj et al., 2016). Podstawowe założenia teorii adsorpcji to:

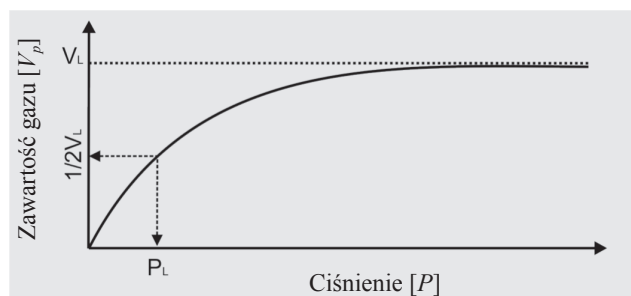
- powierzchnia adsorbentu pokryta jest tzw. centrami aktywnymi (adsorbpcji);
- w każdym punkcie (centrum) zaadsorbowana może być tylko jedna cząstka adsorbentu;
- powstała monowarstwa jest jednorodna na całej powierzchni adsorbentu;
- zaadsorbowane cząsteczki adsorbentu nie oddziałują na siebie;
- ciepło adsorpcji jest jednakowe dla każdego centrum;
- dla jednostki czasu ilość cząstek podlegających adsorpcji jest równa ilości cząstek podlegającej desorpcji.

Równanie adsorpcji Langmuira:

$$V = V_L \frac{P}{P_L + P} \tag{1}$$

gdzie:

- V – objętość zaadsorbowanego gazu na jednostkę objętości,
- V_L – objętość Langmuira (maksymalna możliwa do zaadsorbowania objętość gazu),
- P – ciśnienie gazu,
- P_L – ciśnienie Langmuira (ciśnienie odpowiadające połowie objętości Langmuira V_L).



Rys. 3. Izoterma adsorpcji Langmuira (Chattaraj et al., 2016)

Fig. 3. Generalized diagram of Langmuir isotherm (Chattaraj et al., 2016)

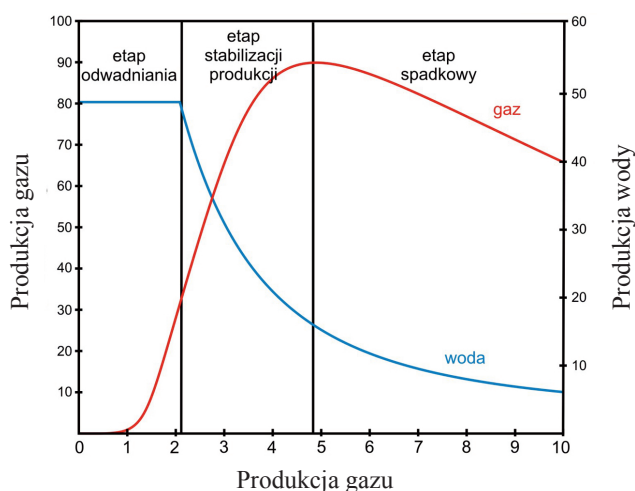
Mechanizm transportu metanu

Transport metanu przez pokład węgla kamiennego podzielić można na 3 etapy. Zaadsorbowany gaz na powierzchni systemu mikropor substancji węglowej ulega, w wyniku obniżenia ciśnienia złożowego, procesowi desorpcji i jest w nim gromadzony (rys. 4A). Dalszy spadek ciśnienia spowodowany eksploatacją wody złożowej prowadzi do wzrostu koncentracji metanu w mikrosporach i jego dyfuzji przez matrycę węglową do systemu mikroszczelin (przepływ zgodny z prawem Ficka) (rys. 4B). Proces ten jest złożonym zjawiskiem obejmującym więcej niż jeden typ dyfuzji:

- dyfuzja molekularna – zachodząca w dużych porach i strefach wyższych ciśnień w wyniku zderzeń międzycząsteczkowych;
- dyfuzja Knudsen – wywołana występowaniem różnic koncentracji metanu, zachodzi w obszarach niskich ciśnień, w porach o niewielkich rozmiarach;
- dyfuzja powierzchniowa – przepływ metanu ma miejsce na powierzchni cząstek ciała stałego podobnie do cieczy.

Ostatni etap transportu metanu (rys. 4C) obejmuje jego przepływ szczelinami (naturalnymi lub wytworzonymi w procesie hydraulicznego szczelinowania) do odwiertów eksploatacyjnych zgodnie z prawem Darcy'ego (Busch et al., 2004; Karakan, 2013; Thomas, 2013; Chattaraj et al., 2016).

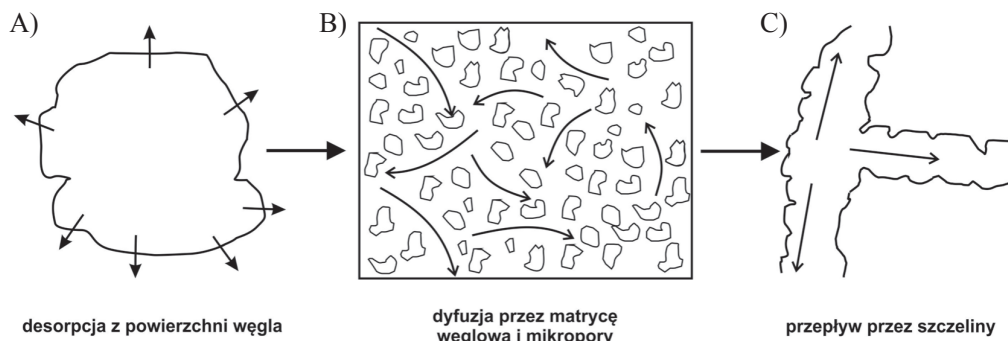
Opisane mechanizmy transportu determinują przebieg eksploatacji, którą podzielić można na etapy (rys. 5). Pierwszy, określony jako „etap odwadniania”, koresponduje z procesem



Rys. 5. Typowe krzywe wydobywania metanu i wody złożowej z pokładu węgla kamiennego (Morad et al., 2008)

Fig. 5. CBM well production profile (Morad et al., 2008)

desorpcji metanu. Kolejny charakteryzuje się wzrastającym wydatkiem produkcji metanu przy jednoczesnym spadku ilości eksploatowanej wody złożowej. Udział poszczególnych mediów w całościowej produkcji determinują przepuszczalności względne układu gaz-woda. Końcowy etap wiąże się



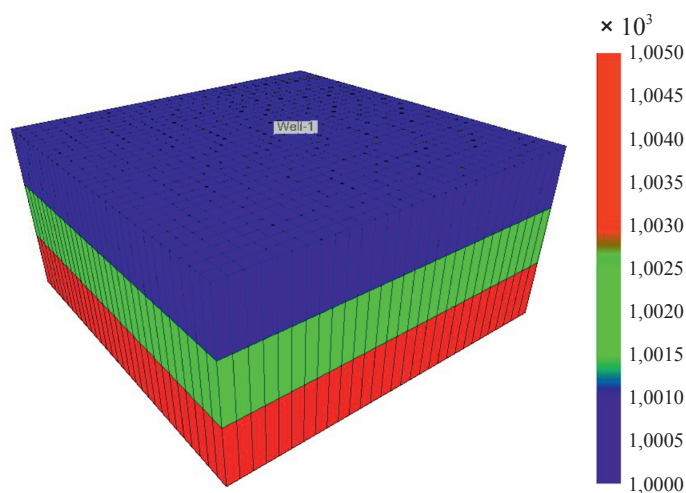
Rys. 4. Schemat mechanizmu transportu metanu przez pokład węgla kamiennego (Chattaraj et al., 2016)

Fig. 4. Transport of methan through coalbed (Chattaraj et al., 2016)

z równoczesnym spadkiem produkcji metanu i solanki, przy czym w przypadku metanu jest on wolniejszy niż dla złóż konwencjonalnych (Morad et al., 2008; Karakan, 2013; Ibrahim et al., 2015).

Symulacja eksploatacji metanu pokładu węgla kamiennego

Budowę prostego modelu pokładu węgla kamiennego zrealizowano przy użyciu oprogramowania CMG – Computer Modelling Group Ltd. Model statyczny stworzono w module Builder. Symulację dynamiczną eksploatacji metanu przeprowadzono przy użyciu modułu GEM (CMG, 2009; CMG, 2014).



Rys. 6. Model „bazowy” węgla kamiennego – głębokość zalegania pokładu

Fig. 6. Coalbed „base” model – coal seam top depth

Tabela 2. Parametry „bazowego” modelu symulacyjnego pokładu węgla kamiennego

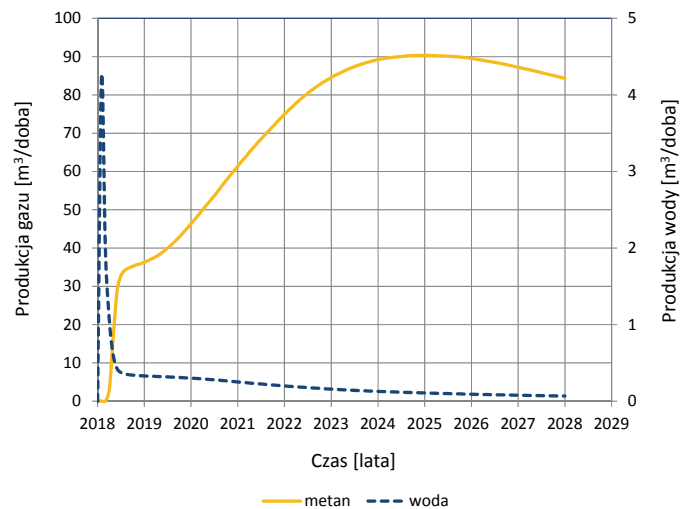
Table 2. Coalbed „base” model parameters

Parametr	Wartość	Jednostka
Miąższość pokładu	6	[m]
Głębokość zalegania stropu pokładu	1000	[m]
Temperatura złożowa	35	[°C]
Przepuszczalność (matrix)	0,1	[mD]
Przepuszczalność (szczeliny)	1,0	[mD]
Porowatość (matrix)	0,05	[-]
Porowatość (szczeliny)	0,01	[-]
Odległość pomiędzy szczelinami	0,01	[m]
Ścisłość (matrix)	2e-5	[1/kPa]
Ścisłość (szczeliny)	2e-5	[1/kPa]
Metanopojemność	14	[m ³ /t]
Ciśnienie Langmuira	1 500	[kPa]
Czas desorpcji	50	[dni]
Metanonośność	7	[m ³ /t]
Ciśnienie złożowe (matrix)	1 500	[kPa]
Ciśnienie złożowe (szczeliny)	10 000	[kPa]
Nasylenie wodą złożową (matrix)	0,5	[-]
Nasylenie wodą złożową (szczeliny)	0,999	[-]
Lepkość wody złożowej	0,7	[cP]
Gęstość węgla	1435	[kg/m ³]

Punktem wyjściowym do budowy modelu symulacyjnego był prosty strukturalno-parametryczny przestrzenny model geologiczny zbudowany w prostokątnym układzie współrzędnych (charakteryzującym się jednakową głębokością zalegania i miąższością budujących go warstw) – 30 × 30 bloków, o wymiarach 5 m × 5 m. W obrębie pokładu wyznaczono 3 warstwy o miąższości 2 metrów każda. Eksploatację metanu symulowano jednym, pionowym otworem zlokalizowanym w centralnej części modelu, udostępniającym (perforacja) pełną miąższość pokładu węgla przez okres 10 lat (rys. 6). W tabeli 2 przedstawiono parametry charakteryzujące „bazowy” model symulacyjny.

Przeprowadzona symulacja eksploatacji dla modelu „bazowego” i wygenerowane na jej podstawie krzywe produkcji (rys. 7) pokrywają się z danymi literaturowymi – są zgodne z typowym przebiegiem krzywych wydobywania metanu pokładu węgla (rys. 5). Eksploatacja rozpoczyna się gwałtownym wzrostem wydatku wydobywanej wody złożowej zajmującej szczeliny i skomunikowane makropory. Na tym etapie nie odnotowano produkcji gazu lub objętości udostępnionego metanu były pomijalnie małe – z obrębu strefy przyodwiertowej o zwiększonej przepuszczalności w wyniku prowadzonych prac wiertniczych. Wraz z kontynuacją wydobywania wydatek eksploatowanej solanki osiąga maksimum, a następnie gwałtownie spada, co przekłada

się na obniżenie ciśnienia złożowego – spadek poniżej ciśnienia desorpcji warunkuje uwolnienie metanu z matrycy węglowej i przepływ do odwiertu wydobywczego. Dalsza eksploatacja powoduje stopniowe zmniejszanie się ilości wydobywanej wody przy jednoczesnym wzroście wydatku produkcji metanu. Osiągnięcie przez krzywą „gazową” maksimum produkcji następuje po okresie około 7 lat. Należy założyć, że powolny spadek krzywej ilości eksploatowanego gazu (w przypadku wydłużenia czasu trwania symulacji) miałby przebieg zbliżony do przedstawionego na rysunku 5 typowego przebiegu krzywych.



Rys. 7. Krzywe produkcji gazu (metanu) i wody złożowej dla modelu „bazowego” pokładu węgla kamiennego

Rys. 7. Gas and brine production curves for coalbed „base” model

Wyniki modelowań

Przeprowadzone symulacje miały na celu analizę wpływu zmian wybranych parametrów węgla na przebieg i wynik końcowy procesu szczypania zasobów metanu. Zadanie wykonano w oparciu o zróżnicowanie następujących parametrów modelu bazowego (tab. 3): porowatości (matrix, szczeliny), przepuszczalności (matrix, szczeliny), gęstości występowania szczelin (*cleat density*), czasu desorpcji, metanonośności oraz stopnia nasycenia pokładu metanem. Przy zmianie wartości jednego ze wskazanych parametrów pozostałe wielkości pozostawały stałe i niezmiennie.

Porowatość

Wzrost porowatości matrycy węglowej (matrix) skutkuje zwiększeniem objętości przestrzeni porowej, a tym samym możliwości do zmagazynowania gazu w stanie wolnym. Zgodnie z przyjętymi zasadami transportu gazu przez pokład węgla kamiennego, przepływ z systemu mikropor odbywa się dzięki zjawisku dyfuzji. Modelowanie tego procesu przy pomocy

Tabela 3. Parametry pokładu węgla kamiennego

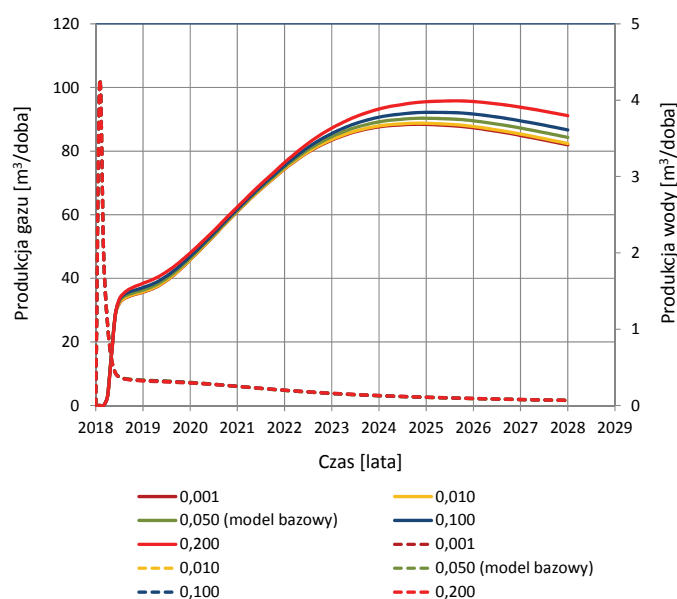
Table 3. Coal seam parameters

Parametr		Wartości				
Porowatość [-]	matrix	0,001	0,01	0,05	0,1	0,2
	szczeliny	0,001	0,005	0,01	0,05	0,1
Przepuszczalność [mD]	matrix	0,0001	0,001	0,01	0,05	0,1
	szczeliny	0,01	0,1	0,5	1,0	10,0
Gęstość występowania szczelin [m]		0,001	0,005	0,01	0,05	0,1
Czas desorpcji [dni]		1	10	25	50	100
Metanonośność [m ³ /t]		2,0	4,5	7,0	10,5	14
Nasylenie pokładu CH ₄ – ciśnienie złożowe [kPa]		1 500	5 000	10 000	25 000	50 000

■ – wartości parametrów dla modelu „bazowego”

oprogramowania CMG również zakłada, że z objętości matrycy węglowej możliwa jest tylko i wyłącznie produkcja (proces dyfuzji) metanu uzyskanego w procesie desorpcji. Zakładając, że wraz ze wzrostem porowatości następuje zmniejszenie wielkości powierzchni właściwej (a tym samym ilości zaadsorbowanego gazu) należy oczekiwać, że końcowa objętość wydobytego metanu, a także wydatek jego produkcji będzie się zmniejszać. Odwrotnie przy założeniu wzrostu porowatości wpływającej na zwiększenie powierzchni właściwej (wzrost ilości zaadsorbowanego gazu), objętość i wydatek wydobywanego gazu powinny rosnąć. W przeprowadzonych symulacjach (rys. 8) wzrost porowatości matrycy węglowej w zakresie od 0,001 do 0,2 wpłynął na zwiększenie wydatku produkcji metanu. Z racji braku danych dotyczących rozkładu wielkości porów, nie jest możliwa weryfikacja „kierunku” zmiany wielkości powierzchni właściwej i ilości zaadsorbowanego metanu. Inną możliwą przyczyną zaobserwowanego trendu zmian krzywych produkcji jest zwiększona objętość gazu wolnego wypełniająca przestrzeń mikroporów na początkowym etapie symulacji. Różnice w przebiegu krzywych uwiadcniają się po około 6 miesiącach produkcji, co koreluje się ze spadkiem początkowo wysokiej produkcji wody złożowej. Krzywe produkcji solanki nie wykazują „wrażliwości” na zmianę wartości wprowadzonej do modelu porowatości matrycy węglowej, wydatek i przebieg eksploatacji jest jednakowy (lub różnice są pomijalnie małe) dla wszystkich modeli.

Porowatość makroporów, obejmująca system szczelin, ma dominujące znaczenie w procesie magazynowania wody złożowej, przepływu i transportu mediów do odwiertu wydobywczego. Nie ma z kolei większego znaczenia dla magazynowania metanu. W przeprowadzonych symulacjach przyjęto pełne nasylenie systemu szczelin i makroporów przez wodę złożową. Modyfikacja wartości porowatości szczelinowej względem modelu bazowego diametralnie zmienia przebieg i wielkość produkcji płynów złożowych. W przypadku metanu (rys. 9) największy i najbardziej gwałtowny wzrost wydatku wydobywania

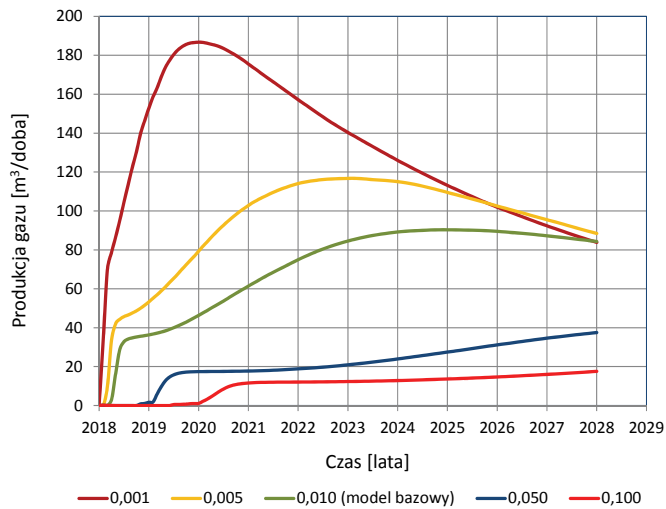


Rys. 8. Krzywe produkcji gazu (metanu) i wody złożowej dla przyjętych wartości porowatości matrycy węglowej (matrix)

Fig. 8. Gas and brine production curves according to matrix porosity changes

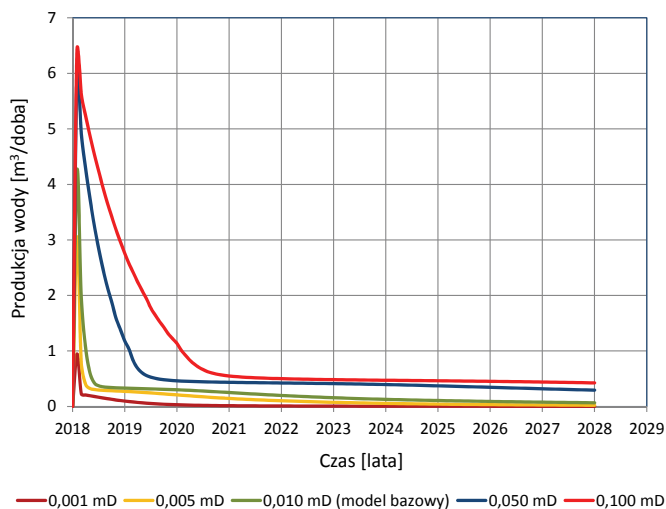
uzyskano dla wartości porowatości równej 0,001. Zwiększenie objętości porowej charakteryzuje się znacznym spadkiem produkcji metanu. Charakterystyczny punkt rozpoczęcia produkcji gazu dla kolejnych modeli koreluje się z przebiegiem procesu odwadniania pokładu węgla (rys. 10). Im wyższa wartość porowatości, tym większe objętości wody złożowej magazynowane w pokładzie węgla, co przekłada się na wyższy wydatek produkowanego medium. Ważnym z punktu widzenia eksploatacji jest przebieg etapu spadku wydatku produkcji wody złożowej. Dla modelu z najwyższą porowatością (0,1) krzywa produkcji opada powoli i osiąga ustabilizowany poziom po około 2–3 latach – co warunkuje początek dopływu gazu do odwiertu dokładnie po tym okresie czasu. Analogicznie zmniejszenie wartości porowatości wpływa na szybsze i gwałtowniejsze obniżenie początkowego, wysokiego

wydatku produkcji solanki, a tym samym na przyspieszenie i wzrost wydatku wydobywanego metanu.



Rys. 9. Krzywe produkcji gazu (metanu) dla przyjętych wartości porowatości szczelinowej

Fig. 9. Gas production curves according to fracture porosity changes



Rys. 10. Krzywe produkcji wody złożowej dla przyjętych wartości porowatości szczelinowej

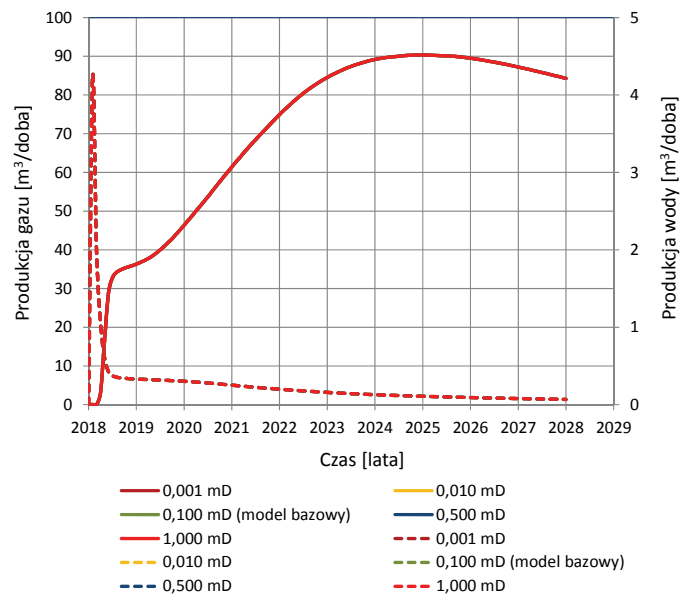
Fig. 10. Brine production curves according to fracture porosity changes

Przepuszczalność

Zgodnie z przyjętymi założeniami (model porowatości podwójnej) przepuszczalność matrycy węglowej nie jest brana pod uwagę w trakcie przeprowadzanych obliczeń. Transport gazu z systemu mikropor do szczelin odbywa się w wyniku procesu dyfuzji. Potwierdza to przebieg krzywych produkcji (rys. 11) – zmiany wartości przepuszczalności w zakresie od 0,001 mD do 10,0 mD nie wpływają na wielkość wydatku eksploatacji metanu i wody złożowej.

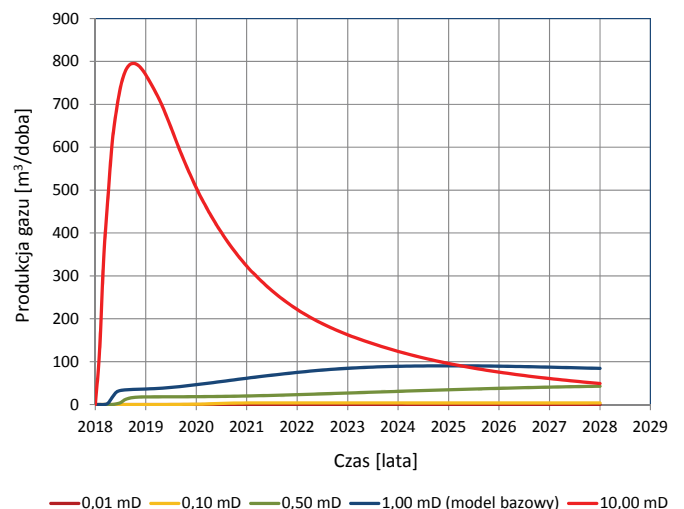
Modelowanie przepuszczalności szczelinowej ma zgoła odmienny wpływ na przebieg produkcji mediów złożowych.

System szczelin w pokładzie węgla kamiennego stanowi główną ścieżkę przepływu gazu, zgodnie z prawem Darcy’ego, do odwiertu wydobywczego. Obecność naturalnych szczelin (jak i powstałych w wyniku procesu hydraulicznego szczelinowania), ich rozwartość oraz stopień skomunikowania, stanowi główny czynnik warunkujący wystąpienie opłacalnego ekonomicznie dopływu metanu. Analiza rysunków 12 oraz 13 wskazuje jednoznacznie, że wzrost przepuszczalności wpływa na zwiększenie ilości możliwego do wydobycia metanu oraz zwiększa objętość wydobytej wody złożowej.



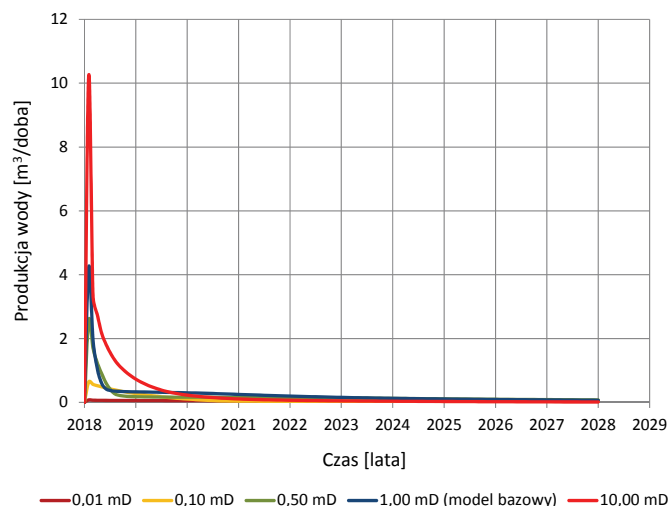
Rys. 11. Krzywe produkcji gazu (metanu) i wody złożowej dla przyjętych wartości przepuszczalności matrycy węglowej (matrix) – krzywe pokrywają się

Fig. 11. Gas and brine production curves according to matrix permeability changes – curves overlap



Rys. 12. Krzywe produkcji gazu (metanu) dla przyjętych wartości przepuszczalności szczelinowej

Fig. 12. Gas production curves according to fracture permeability changes

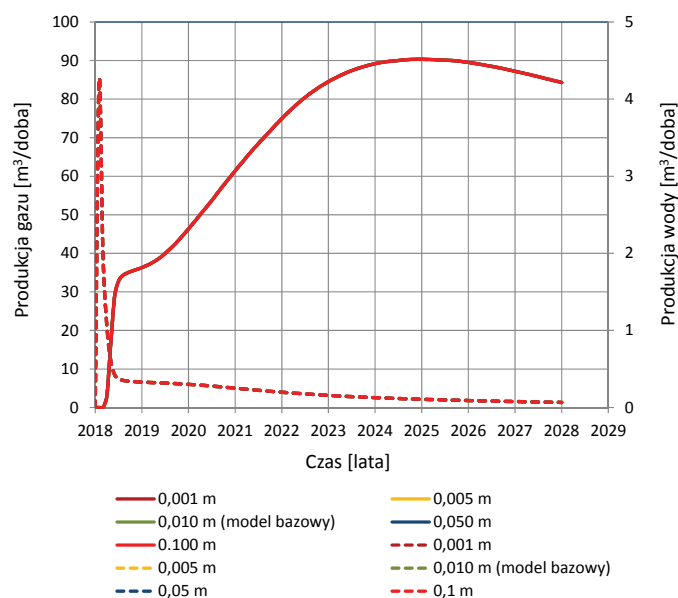


Rys. 13. Krzywe produkcji wody złożowej dla przyjętych wartości przepuszczalności szczelinowej

Fig. 13. Brine production curves according to fracture permeability changes

Gęstość występowania szczelin

Wyniki procesu szczyrpania metanu z pokładu węgla kamiennego dla różnej gęstości występowania szczelin (*cleat density*), przy założeniu niezmienności pozostałych parametrów modelu symulacyjnego, nie wskazują na wpływ zmiany omawianego parametru na wielkość produkcji płynów złożowych (rys. 14).



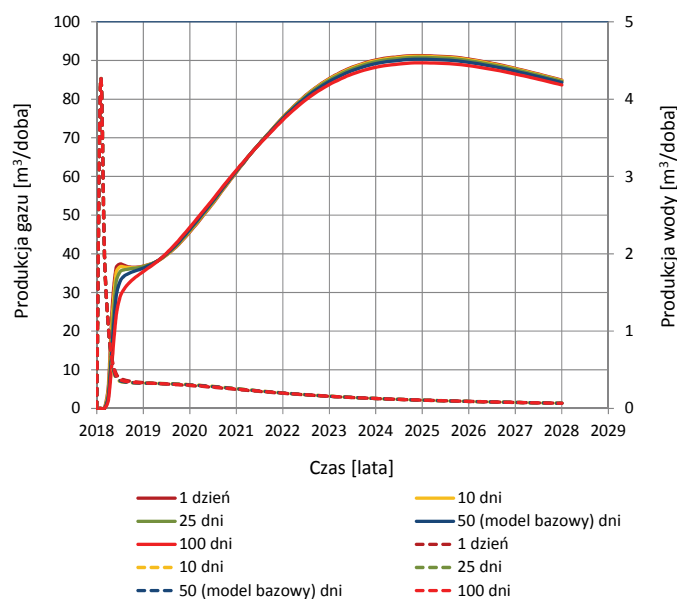
Rys. 14. Krzywe produkcji gazu (metanu) i wody złożowej dla przyjętych wartości gęstości szczelin – krzywe pokrywają się

Fig. 14. Gas and brine production curves according to cleat density changes – curves overlap

Czas desorpcji

Symulacje szczyrpania metanu dla czasów desorpcji z zakresu od 1 do 100 dni wskazują na nieznaczne różnice w wynikach

poszczególnych modelowań (rys. 15). Krzywa produkcji dla najkrótszego czasu desorpcji (1 dzień) charakteryzuje się najwyższym wzrostem wydatku gazu w pierwszym roku eksploatacji, po którym następuje chwilowe ustabilizowanie się procesu wydobywania i ponowny wzrost ilości wydobywanego medium. Model symulacyjny z 100-dniowym czasem desorpcji cechuje nieznacznie niższy przyrost produkcji w pierwszym roku eksploatacji oraz zbliżoną do pozostałych wartość wydatku wydobywanego metanu przez pozostały okres symulacji. Zestawione krzywe produkcji wody złożowej nie wykazują praktycznie żadnych zmian w zależności od długości czasu desorpcji.



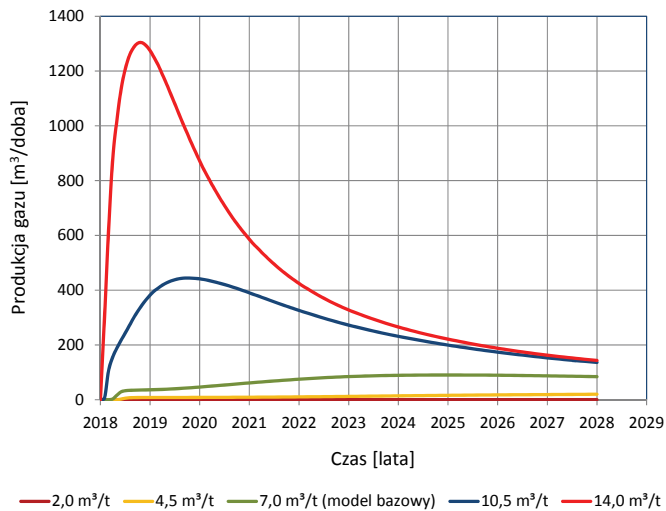
Rys. 15. Krzywe produkcji gazu (metanu) i wody złożowej dla przyjętych wartości czasu desorpcji

Fig. 15. Gas and brine production curves according to coal desorption time changes

Metanonośność

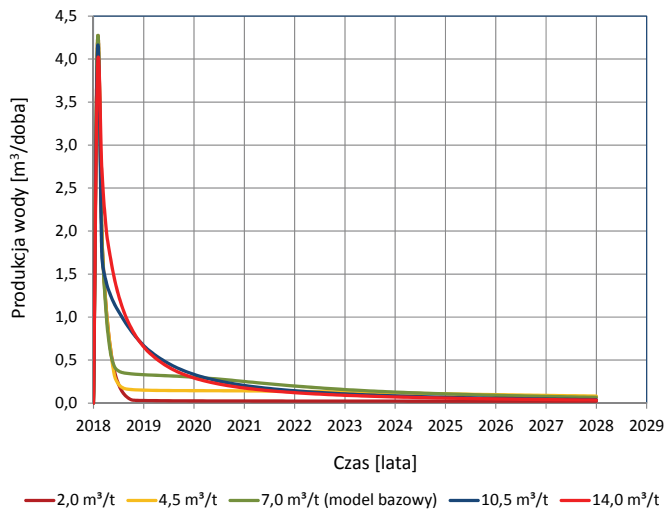
Wartość metanonośności „poniżej” modelu bazowego ($7 \text{ m}^3/\text{t}$) odznacza się oczywistym spadkiem objętości metanu możliwego do wydobywania. Krzywa produkcji wzrasta łagodnie w czasie eksploatacji. Dla porównania, modele z wyższą wyjściową zawartością CH_4 wskazują na znacznie wyższe możliwe do szczyrpania objętości metanu. Zmienia się również przebieg eksploatacji – w wyniku wzrostu ciśnienia desorpcji gaz zostaje uwolniony z powierzchni matrycy węglowej znacznie szybciej i w większych ilościach, co uwidacznia się gwałtownym wzrostem wydatku produkcji (rys. 16). Krzywe produkcji wody złożowej (rys. 17) również cechują się wrażliwością na zmienność wartości parametru metanonośności. Charakterystyczny pik, bardzo wysoki wydatek eksploatowanej solanki w pierwszym roku (początkowe 2–3 miesiące) prowadzenia wydobywania, jest porównywalny dla wszystkich 5 modeli. Różnice pomiędzy nimi uwidaczniają się na etapie

spadku wydatku – kąt nachylenia krzywej produkcji. Wraz ze wzrostem początkowej zawartości metanu, krzywa wypłaszcza się wolniej – przez kolejne lata wydatek eksploatowanej wody złożowej utrzymuje się na wyższym poziomie.



Rys. 16. Krzywe produkcji gazu (metanu) dla przyjętych wartości metanonośności

Fig. 16. Gas production curves according to initial gas content changes



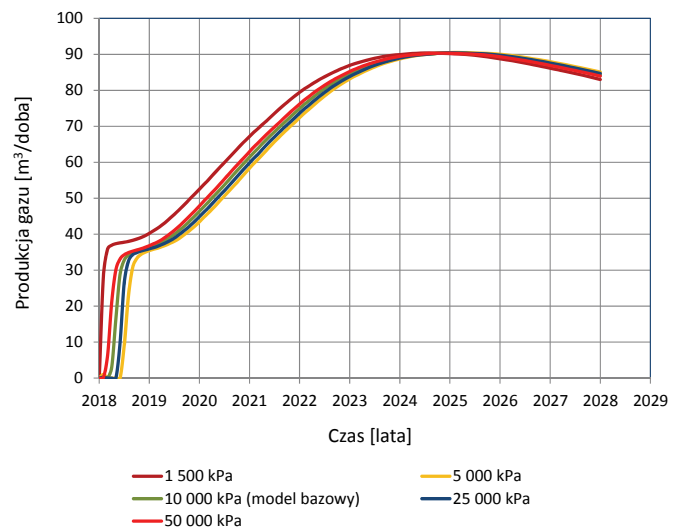
Rys. 17. Krzywe produkcji wody złożowej dla przyjętych wartości metanonośności

Fig. 17. Brine production curves according to initial gas content changes

Stopień nasycenia pokładu metanem

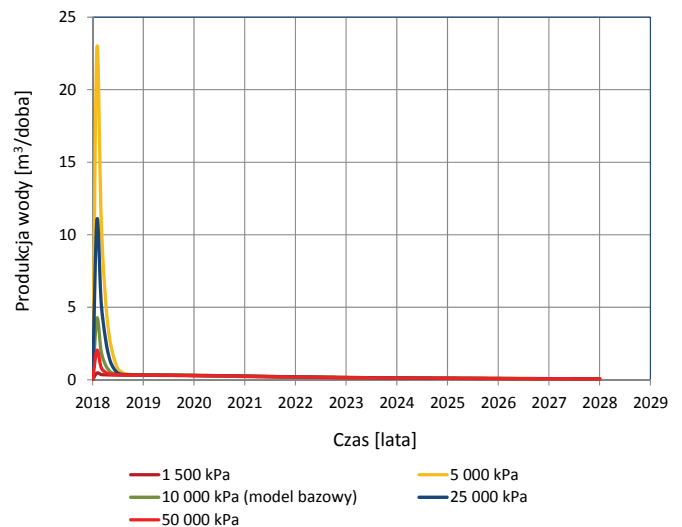
Określenie, w ramach oprogramowania CMG, czy modelowany pokład węgla charakteryzuje się niedosyceniem metanu, czy też osiąga stopień pełnego nasycenia zależy od wartości ciśnienia desorpcji w stosunku do początkowego ciśnienia złożowego (tab. 4). Z pośród przeprowadzonych symulacji tylko w jednym przypadku rozważano model pokładu węgla

w pełni nasycony metanem. Krzywa produkcji gazu (kolor czerwony) na rysunku 18 rozpoczyna się gwałtownym wzrostem wydatku produkowanego gazu – dopływ do odwiertu następuje w momencie rozpoczęcia symulacji. Zgodnie z przewidywaniami, w tak określonych warunkach ciśnienia, produkcja wody złożowej (rys. 19) jest minimalna – nie zaznacza się żaden wzrost wydatku w początkowym etapie wydobywania. W pozostałych wariantach pokład węgla charakteryzował się niedosyceniem metanu. Wzrost wartości ciśnienia złożowego (szczeliny) względem ciśnienia desorpcji wpływa na opóźnienie rozpoczęcia produkcji metanu – jest to czas potrzebny na wyeksploatowanie odpowiedniej ilości wody złożowej i obniżenie ciśnienia złożowego do poziomu ciśnienia desorpcji.



Rys. 18. Krzywe produkcji gazu (metanu) dla przyjętych wartości stopnia nasycenia pokładu

Fig. 18. Gas production curves according to initial gas saturation changes



Rys. 19. Krzywe produkcji wody złożowej dla przyjętych wartości stopnia nasycenia pokładu

Fig. 19. Brine production curves according to initial gas saturation changes

Tabela 4. Wartości ciśnienia desorpcji (matrix) metanu i ciśnień złożowych (szczeliny) poszczególnych modeli symulacyjnych.

Table 4. Desorption pressure and reservoir pressure values for simulated models

Model symulacyjny	1	2	3 (bazowy)	4	5
Ciśnienie desorpcji (matrix) [kPa]	1 500				
Ciśnienie złożowe (szczeliny) [kPa]	1500	5000	10 000	25 000	50 000

Podsumowanie i wnioski

Głównym celem przeprowadzonych symulacji procesu szcerpania metanu było scharakteryzowanie wybranych parametrów pokładu węgla oraz ocenienie wpływu zmian ich wartości na przebieg i wielkość ekonomicznie opłacalnej eksploatacji. Na podstawie wykonanego modelowania podjęto próbę weryfikacji „wrażliwości” układu metan–woda złożowa w specyficznym systemie podwójnej porowatości pokładu węgla kamiennego w zależności od modyfikacji wskazanych atrybutów. Ważnym elementem było wykorzystanie dedykowanego oprogramowania firmy CMG (Computer Modelling Group Ltd.) do budowy modelu i symulacji wydobywania metanu. Poważnym ograniczeniem, z punktu widzenia tej części pracy, był brak dostępu do pełnego zestawu danych stanowiących minimum wymaganych informacji. Z tego względu niewykonalne było stworzenie modelu konkretnego pokładu (pokładów) węgla czy też realizacja symulacji dla sprecyzowanego obszaru. W tej sytuacji dane wejściowe (tab. 2) dla modelu statycznego i dynamicznego stanowił zbiór (często uśrednionych) danych pochodzących z obszaru Górnośląskiego Zagłębia Węglowego. Dobór parametrów stanowiących przedmiot symulacji, jak i zakres wprowadzanych zmian ich wartości (tab. 3) przeprowadzono na podstawie analizy dostępnych danych i prac związanych z tematyką metanu pokładów węgla. Stanowiące punkt wyjściowy wyniki symulacji modelu „bazowego” – kształt i przebieg krzywych wydobywania – pokrywają się z danymi literaturowymi, co potwierdza prawidłowość budowy modelu pokładu węgla kamiennego.

Zebrane w trakcie realizacji pracy informacje i analiza otrzymanych wyników umożliwiają wysunięcie następujących wniosków:

1. Wyniki symulacji dla wybranych wartości porowatości wskazują z jednej strony na wzrost produkcji metanu wraz ze wzrostem porowatości matrycy węglowej (matrix), a z drugiej zaś - na spadek wydatku wydobywanego gazu dla zmian modelowanego parametru systemu szczelin.
2. Zmiany przepuszczalności dla matrycy węglowej nie wpływają na zmiany wielkości produkcji mediów złożowych. Z kolei wzrost przepuszczalności systemu szczelin wpływa na zwiększenie ilości możliwego do wydobywania metanu oraz zwiększa objętość wydobywanej wody złożowej.

3. Przeprowadzone symulacje dla zmiennej gęstości występowania szczelin nie wykazały wpływu modelowanego parametru na końcowy wynik eksploatacji.
4. Czas desorpcji wpływa na szybkość procesu dyfuzji. Analiza wyników wskazuje pewne zróżnicowanie w początkowym etapie symulowanego wydobywania (najwyższe wydatki dla najkrótszego czasu desorpcji), zanikające w miarę kontynuacji eksploatacji (zbliżone dla wszystkich 5 modeli).
5. Metanonośność stanowi najważniejszy parametr warunkujący opłacalność prowadzenia prac wydobywczych metanu z pokładów węgla. W przeprowadzonych symulacjach, wzrost wartości parametru metanonośności w oczywisty sposób przekłada się na zwiększenie wydobywania metanu oraz na zmiany (wydłużenie czasu) wyższej produkcji wody złożowej.
6. Analiza danych z modeli symulacyjnych dla zmiennego stopnia nasycenia pokładu metanem informuje o opóźnieniu rozpoczęcia procesu desorpcji i zmniejszeniu produkcji metanu wraz ze wzrostem wartości ciśnienia złożowego względem ciśnienia desorpcji, powodując jednocześnie wzrost objętości wydobywanej solanki.

Artykuł powstał na podstawie pracy statutowej pt.: *Analiza symulacji szcerpania zasobów metanu z wykorzystaniem zbudowanego prostego modelu geologicznego pokładu węgla kamiennego* – praca INiG – PIB na zlecenie MNiSW; nr zlecenia: 27/SI, nr archiwalny: DK-4100-27/18.

Literatura

- Advanced Compositional and GHG Reservoir Simulator, 2009. Computer Modelling Group Ltd.
- Busch A., Gensterblum Y., Krooss B.M., Littke R., 2004. Methane and carbon dioxide adsorption – diffusion experiments on coal: upscaling and modeling. *International Journal of Coal Geology*, 60: 151–168.
- CBM Simulation Using GEM, 2014. Computer Modelling Group Ltd.
- Chattaraj S., Mohanty D., Kumar T., Halder G., 2016. Thermodynamics, kinetics and modeling of sorption behavior of coalbed methane – A review. *Journal of Unconventional Oil and Gas Resources*, 16: 16–33.
- Dudek L., Kowalska-Włodarczyk M., 2014. Pragmatyczne podejście do adsorpcji w skałach łupkowych złóż typu shale gas. *Nafta-Gaz*, 7: 416–424.
- Hadro J., Wójcik I., 2013. Metan pokładów węgla: zasoby i eksploatacja. *Przegląd Geologiczny*, 61(7): 404–410.
- Ibrahim A.F., Nasr-El-Din H.A., 2015. A comprehensive model to history match and predict gas/water production from coal seams. *International Journal of Coal Geology*, 146: 79–90.

Jureczka J., 2013. Uwarunkowania geologiczno-złożowe, górnicze i środowiskowe przedeksplotacyjnego odzysku metanu z pokładów węgla kierunkowymi otworami powierzchniowymi w Górnośląskim Zagłębiu Węglowym. Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk, 85: 129–141.

Karakan C.O., 2013. Production history matching to determine reservoir properties of important coal groups in the Upper Pottsville formation, Brookwood and Oak Grove fields, Black Warrior Basin, Alabama. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 10: 51–67. DOI: 10.1016/j.jngse.2012.10.005.

Kędzior S., 2012. Przystropowa strefa gazonośna w utworach karbonu południowej części Górnośląskiego Zagłębia Węglowego – występowanie, parametry zbiornikowe węgla oraz możliwości pozyskania metanu. Katowice: Uniwersytet Śląski. Prace Naukowe UŚ, Nauki o Ziemi, 2938.

Morad K., Mireault R., Dean L., 2008. Reservoir Engineering for Geologists – Coal Methane Fundamentals. *Fekete Associates Inc.*, 9: 23–26.

Słoczyński T., Drozd A., 2017. Metan z pokładów węgla (CBM) – doświadczenia światowe i perspektywy rozwoju w Polsce. *Nafta-Gaz*, 11: 851–856. DOI: 10.18668/NG.2017.11.04.

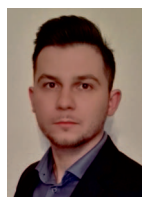
Thomas L., 2013. Coal Geology. Second Edition. Wiley-Blackwell.

Weniger P., Francu J., Hemza P., Krooss B.M., 2012. Investigations on the methane and carbon dioxide sorption capacity of coal from the SW Upper Silesian Coal Basin, Czech Republic. *International Journal of Coal Geology*, 93: 23–39.

World Energy Council, 2016. World Energy Resources.

Xiaofei S., Yanyu Z., Kai L., Zhiyong G., 2016. A new mathematical simulation model for gas injection enhanced coalbed methane recovery. *Fuel*, 183: 478–488.

YanJun M., DaZhen T., YingJie Q., Hao Xu, Yong L., 2015. Division of stages of coalbed methane desorption based on the Langmuir adsorption isotherm. *Arabian Journal of Geosciences*, 8: 57–65.



Mgr inż. Marcin MAJKRZAK
Asystent w Zakładzie Inżynierii Naftowej
Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy
ul. Lubicz 25 A
31-503 Kraków
E-mail: marcin.majkrzak@inig.pl

Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy

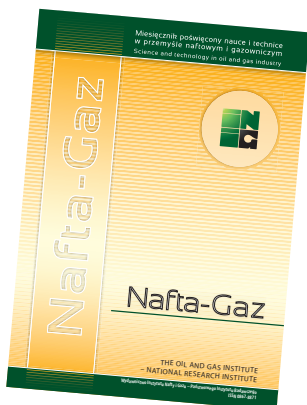
ul. Lubicz 25 A, 31-503 Kraków
telefon: +48 12 421 00 33
faks: +48 12 430 38 35
www.inig.pl office@inig.pl



Wiedza w zasięgu Twojej ręki

Wydawnictwa:

- ☞ miesięcznik „Nafta-Gaz”
- ☞ monografie „Prace Naukowe INiG – PIB”
- ☞ raport roczny „Rynek Polskiej Nafty i Gazu”
- ☞ unikalne słowniki branżowe



do nabycia w Redakcji Instytutu Nafty i Gazu – Państwowego Instytutu Badawczego e-mailowo: nafta-gaz@inig.pl lub telefonicznie: +48 12 617 76 32