

Wiesław Szott, Andrzej Gołąbek
Instytut Nafty i Gazu, Oddział Krosno

Symulacje procesu eksploatacji złóż gazu ziemnego w formacjach łupkowych (*shale gas*)

Wstęp

Komercyjne wydobycie gazu ziemnego z łupków bogatych w materię organiczną nabrało znaczenia dopiero w ostatnich latach za sprawą wieloletnich doświadczeń głównie na złożu Barnett w środkowym Teksasie. Wypracowane tam technologie zostały pomyślnie zastosowane na innych złożach zlokalizowanych początkowo w USA i Kanadzie, a także wzbudziły szerokie zainteresowanie w innych regionach na całym świecie, co objawiło się intensywnymi pracami poszukiwawczymi. Prace takie trwają również w Polsce, gdzie wstępne szacunki podają największe potencjalne zasoby gazu łupkowego na kontynencie europejskim.

Ekonomiczna ocena eksploatacji złóż gazu łupkowego jest ściśle uzależniona od efektywnej stymulacji niskoprzepuszczalnej skały zbiornikowej poprzez wytworzenie złożonej sieci szczelin, która zapewnia łączność z odwiertem wydobywczym w stopniu zasadniczo ważniejszym aniżeli analogiczne stymulacje w konwencjonalnych złożach gazu ziemnego. Innym ważnym elementem charakterystycznym dla formacji łupkowych jest potencjalna obecność znacznej ilości gazu w formie zaadsorbowanej na powierzchni skały. Te i inne czynniki specyficzne dla złóż gazu ziemnego w formacjach łupkowych sprawiają, że szczególnego znaczenia nabierają dla nich możliwości modelowania procesów złożowych.

Pozwalają one poprawnie scharakteryzować zasoby gazu w złożu i jego przepływy ze skały sorpcyjnej poprzez system porów matrycy i system szczelin do odwiertu wy-

dobywczego. W efekcie uzyskuje się efektywny opis pracy odwiertu i określa istotność poszczególnych parametrów złoża i odwiertu dla wielkości szcerpania zasobów złoża. W obecnej sytuacji rozpoznawania potencjalnych złóż gazu łupkowego w Polsce należy przewidywać powstanie rosnącego zapotrzebowania na usługi w zakresie modelowania tych obiektów oraz symulacji procesu ich eksploatacji. Wychodząc naprzeciw tym potrzebom, w niniejszej pracy dokonano przeglądu metod, narzędzi i procedur służących powyższemu celom.

W szczególności w ramach pracy:

- zebrano informacje typowe dla omawianych złóż w Polsce,
- skonstruowano symulacyjne modele złożowe wybranego obiektu,
- przeprowadzono wielowariantowe symulacje prognozujące eksploatację, ze szczególnym uwzględnieniem analizy wpływu różnych czynników na wydobycie gazu.

Zadania powyższe zostały zrealizowane przy pomocy dostępnych narzędzi programistycznych. Symulacje przeprowadzono przy użyciu pakietu Eclipse Compositional z modułem Coal Bed Methane/Shale Gas. Uzyskane wyniki, mimo wczesnego etapu rozpoznania omawianych obiektów, będą mogły stanowić podstawę do przeprowadzenia analizy potencjalnych sposobów udostępnienia/zagospodarowania złóż gazu ziemnego w formacjach łupkowych oraz ich analizy ekonomicznej.

Charakterystyka złóż gazu łupkowego

Z punktu widzenia modelowania przepływów gazu w złożu formacje łupkowe zawierające gaz charakteryzują

się własnościami o ekstremalnych wartościach. W szczególności dotyczy to przepuszczalności matrycy skalnej,

przyjmującej wartości: $10 \div 600$ nD ($0,00001 \div 0,0006$ mD). Również porowatość matrycy przyjmuje niskie (choć nie tak ekstremalne) wartości z przedziału $2 \div 8\%$.

W omawianych formacjach z reguły istnieją skomplikowane systemy naturalnych szczelin częściowo zablżnionych, które po zabiegu hydraulicznego szczelinowania stają się przewodzące, a ich efektywna przepuszczalność może osiągnąć wartość kilku mD. Efektywna porowatość szczelin mieści się typowo w przedziale $1 \div 5\%$.

W formacjach łupkowych ważnym składnikiem zasobów gazu jest gaz zaadsorbowany na powierzchni skały złożowej [7]. Jego ilość waha się w stosunkowo szerokich granicach zależnych od własności łupków, w tym zawartości materii organicznej oraz temperatury i ciśnienia złożowego, a jego nasycona ciśnieniem wartość wynosi od $1,5 \times 10^{-3}$ do 20×10^{-3} Nm³ gazu/1 kg skały.

Gaz zdesorbowany z powierzchni skały z powodu redukcji ciśnienia dyfunduje do przestrzeni porowatych. Zjawisko to opisuje ilościowo współczynnik dyfuzji. Jego wartość jest trudna do bezpośredniego pomiaru i najczęściej stanowi jeden z parametrów określanych poprzez dopasowanie wyników modelu złoża (strefy drenażu) do danych pomiarowych.

Przepływ gazu w szczelinach naturalnych oraz powstałych w efekcie zabiegu hydraulicznego szczelinowania następuje ze stosunkowo dużą prędkością, dlatego zachodzi potrzeba uwzględnienia odstępstw od prawa Darcy'ego, które opisane są równaniem Forchheimera, wprowadzającym współczynnik oporu inercyjnego β [4].

Powyższe zjawisko jest również przyczyną pojawienia się zależnego od wydajności *skin-effectu* $s = D \times q$. Zja-

wisko przepływu niepodlegające prawu Darcy'ego jest określone jednoznacznie poprzez rozkład przepuszczalności szczelin w złożu, jednak ze względu na złożony charakter systemu szczelin jego wielkość może być swobodnym parametrem modelu podlegającym modyfikacjom w trakcie kalibracji modelu.

Ze względu na złożoną sieć szczelin powstających w efekcie zabiegu szczelinowania formacji łupkowych, jak również stosowanie różnych technologii szczelinowania obserwuje się znaczący udział szczelin niewypełnionych podsadzką lub wypełnionych nieefektywnie. W szczelinach takich zachodzi silna zależność ich przewodności (FC) od naprężenia zamykającego, zdefiniowanego jako poziome naprężenie górotworu prostopadłe do szczeliny pomniejszone o ciśnienie wewnątrz szczeliny. W trakcie eksploatacji złoża, a w konsekwencji spadku ciśnienia złożowego, następuje efekt redukcji przewodności szczelin. Dla formacji łupkowych efekt ten zależy silnie do własności skały i może osiągnąć wartość redukcji względnej równej: $1,45 \times 10^{-2}$ 1/bar [1].

Kolejnym ważnym elementem odnoszącym się do opisu eksploatacji formacji łupkowych jest system ich udostępnienia, będący połączonym efektem właściwości złoża oraz szczegółów operacyjnych przeprowadzonych zabiegów stymulacji (hydraulicznego szczelinowania) [3]. Podstawową wielkością charakteryzującą to udostępnienie złoża jest położenie (objętość, kształt, zasięg) tzw. stymulowanego obszaru złoża (*stimulated reservoir volume* – SRV) oraz intensywność jego zeszczelinowania. Zasadniczo jedynym źródłem tak szczegółowych informacji jest tzw.

Tablica 1. Porównanie parametrów wybranej formacji łupkowej w Polsce (z rejonu Pomorza) i formacji złoża Barnett

Parametr	Złoże polskie	Barnett
Głębokość [m p.p.m.]	-2750	≈ -2130
Miąższość [m]	200	100
Ciśnienie złożowe [b]	308	≈250
Temperatura złożowa [°C]	94	≈82
Porowatość matrycy [%]	4,7	3÷6
Przepuszczalność matrycy [nD]	<1000	100÷600
Nasylenie wodą [%]	5,5	25
Wielkość adsorpcji [Nm ³ /kg]	$(0,5 \div 1,5) \times 10^{-3}$	$(1,6 \div 4,7) \times 10^{-3}$
Przewodność szczelin hydraulicznych (głównych) [mD × m]	b.d.	0,6
Współczynnik Poissona, ν	0,23	0,15÷0,35
Moduł ścinania, G [GPa]	9,13	12,5
Porowatość szczelin naturalnych [%]	3,08	1÷5
Przewodność otwartych szczelin naturalnych [mD]	0,087	0,01÷5
σ [1/m ²]	0,389	0,01÷10

mapowanie mikrosejsmiczne (MS). Mapa taka w połączeniu z danymi geomechanicznymi oraz informacjami operacyjnymi dotyczącymi zabiegu szczelinowania pozwala scharakteryzować system udostępnienia przez określenie:

- geometrii obszaru zeszczelinowanego (kształtu, zasięgu),
- intensywności (gęstości) szczelin,
- średniej rozwartości szczelin,
- zasięgu poszczególnych etapów zatłaczania cieczy szczelinującej ze zróżnicowaną podszadką,

- przewodności szczelin w obszarach zasięgu poszczególnych etapów zatłaczania,
- porowatości szczelin w powyższych obszarach,
- współczynnika σ określającego hydrauliczną łączność szczelin z matrycą.

W tabelicy 1 zestawiono podstawowe parametry zebrane dla przykładowej formacji łupkowej w Polsce (z rejonu Pomorza) oraz analogiczne wielkości dla amerykańskiego złoża Barnett [2].

Elementy modelowania w procesie symulacji mechanizmów eksploatacji złóż łupkowych

W niniejszym rozdziale zostaną przedstawione wszystkie istotne elementy służące modelowaniu zjawisk zachodzących podczas eksploatacji gazu ze złóż łupkowych.

Modelowanie kompozycyjne

Chociaż w znanych złożach gazu łupkowego złożone zjawiska fazowe nie odgrywają istotnej roli, to zastosowanie podejścia kompozycyjnego jest powszechnie przyjęte, gdyż pozwala ono na bardziej szczegółowy opis takich zjawisk jak desorpcja i dyfuzja, w których można różnicować własności składników gazu.

System podwójnej porowatości

Formacje gazu łupkowego przedstawiają sobą typowy układ podwójnej porowatości:

- porowata matryca o znikomej przepuszczalności oraz
- naturalne i/lub wyindukowane szczeliny, w których zachodzi dominujący przepływ gazu.

Ze względu na obecność skały z zaadsorbowanym gazem można w naturalny sposób mówić o systemie wielokrotnej porowatości z wyodrębnioną częścią adsorpcyjną o zerowej porowatości. System wielokrotnych aktywnych elementów porowatych pozwala również lepiej odtworzyć stany nieustalone w procesie przepływu gazu z matrycy do szczelin – stany te w wielu przypadkach determinują charakter przepływu w stosunkowo długich okresach eksploatacji. W szczególnych sytuacjach relatywnie większych efektywnych przepuszczalności matrycy praktyczne okazuje się użycie systemów podwójnej przepuszczalności.

Desorpcja/resorpcja gazu na powierzchni skały

Zjawisko obecności gazu w formie zaadsorbowanej na powierzchni skały jest cechą charakterystyczną dla formacji

gazu łupkowego i gaz w tej formie może stanowić istotną część całkowitych zasobów gazu w złożu [7].

Mechanizm desorpcji, o rosnącym udziale w wydobyciu gazu wraz ze spadkiem ciśnienia w złożu, opisywany jest za pomocą krzywej izotermy adsorpcji – najpowszechniej używaną zależnością jest izoterma Langmuira, opisująca adsorpcję jednowarstwową w stałej temperaturze – są to założenia dobrze opisujące procesy złożowe zachodzące podczas wydobycia gazu, gdyż temperatury złożowe na ogół znacznie przewyższają temperaturę krytyczną gazu (metanu), co oznacza brak fazy ciekłej oraz kondensacji na powierzchni skały w postaci wielowarstwowej, choć znane są przypadki występowania gazów kondensatowych w formacjach łupkowych. Izoterma Langmuira opisana jest wzorem na wielkość adsorpcji V_{ads} (na jednostkę objętości

lub masy skały) w funkcji ciśnienia P : $V_{ads} = \frac{V_L P}{P + P_L}$, gdzie

V_L to objętość Langmuira, a P_L to ciśnienie Langmuira. Użycie tzw. rozszerzonej izotermy Langmuira pozwala różnicować procesy adsorpcji/desorpcji dla poszczegól-

nych składników gazu: $V_{ads,i} = \frac{V_{L,i} y_i \frac{P}{P_{L,i}}}{1 + \sum_{j=1}^N y_j \frac{P}{P_{L,j}}}$, gdzie y_i to

ułamek molowy i -tego składnika w składzie gazu.

Możliwość ta jest szczególnie przydatna w modelowaniu procesów wypierania zaadsorbowanych gazów węglowodorowych przez inne gazy o większych potencjałach sorpcyjnych.

Dyfuzja gazu

Transport gazu zaadsorbowanego ze skały złożowej odbywa się w pierwszej fazie na drodze dyfuzji opisanej prawem Ficka. Jeśli m oznacza gęstość molową swobodnego gazu w porach skały, a V_{ads} jego gęstość równowagową adsorpcji na jednostkę masy skały, przepływ dyfuzyjny

w objętości V wyraża się wzorem: $F = V \frac{m - \rho V_{ads}}{\tau}$, gdzie τ jest czasem sorpcji związanym ze stałą dyfuzji D wzorem: $\tau = \frac{1}{D\sigma}$.

Parametr σ określa wielkość powierzchni kontaktu szczelin na jednostkę objętości skały. Powyższe równania opisują dyfuzję jednoskładnikowego gazu zdesorbowanego z powierzchni skały. W przypadku rozróżnienia kilku składników stosują się one do każdego składnika z osobna i wymagają określenia parametrów charakterystycznych każdego składnika.

Przepływy inne niż opisane prawem Darcy'ego

Intensywne przepływy gazu w szczelinach o wysokiej przepuszczalności i małej rozwartości charakteryzują duże liniowe prędkości przepływu. W takich warunkach przepływ nabiera charakteru turbulentnego i pojawiają się dodatkowo opory przepływu na skutek efektów bezwładnościowych. Zjawisko to opisuje równanie Forchheimer'a: $\nabla P = \frac{\mu}{k} u + \beta \rho u^2$, gdzie ∇P to gradient ciśnienia, u – prędkości przepływu, a β – tzw. współczynnik oporu inercyjnego, opisujący omawiane odstępstwa. Badania laboratoryjne określiły jego wielkość w zależności od przepuszczalności ośrodka (szczelin): $\beta = \frac{4,872}{k^{1,021}}$ [1/m] [4].

Odstępstwa od prawa przepływu Darcy'ego prowadzą również do pojawienia się zależnego od wydajności q zjawiska *skin-effectu*: $s = D \times q$, gdzie współczynnik D powiązany jest ze współczynnikiem oporu β zależnością:

$$D \sim \beta \frac{k}{h} \frac{\gamma_g}{r_w \mu_g}$$

Wpływ naprężeń na parametry szczelin

Parametry szczelin (przewodność, porowatość) są w ogólności funkcją działających naprężeń. Ich zmiany wynikają ze zmian ciśnienia gazu w szczelinach. Określenie czynników skalujących przewodność szczelin $FC(P)$ i ich porowatość $\phi_f(P)$ w funkcji ciśnienia złożowego pozwala w sposób efektywny uwzględnić wpływ omawianego zjawiska na przepływy gazu w zeszczelinowanym złożu.

Model złoża gazu w formacjach łupkowych

Opisywany poniżej model złoża został skonstruowany na podstawie posiadanych danych z jednego ze złóż

Efektywny opis systemu szczelin wygenerowanego w zabiegu szczelinowania hydraulicznego

W procesie modelowania eksploatacji stymulowanych formacji łupkowych zaproponowano metodologię [5] opartą na wykorzystaniu informacji pochodzących z: (i) przebiegu zabiegu szczelinowania, (ii) wyników tzw. mapowania mikrosejsmicznego tego zabiegu oraz (iii) własności geomechanicznych skały złożowej.

- (i) Przebieg szczelinowania dostarcza informacji dotyczących: całkowitej objętości zatłaczanej cieczy szczelinującej V_s oraz, zależnie od użytej cieczy i podsadzki, przepuszczalności szczelin k_f .
- (ii) Mapowanie mikrosejsmiczne pozwala określić wielkość zeszczelinowanego obszaru, jego zasięg i kształt Ω , a także względną intensywność szczelin wewnątrz tego obszaru $I_{ms}(x, y, z)$ (proporcjonalną do faktycznej intensywności $I_{nf} = AI_{ms}$).
- (iii) Własności geomechaniczne skały złożowej w oparciu o teorię szczelinowania hydraulicznego pozwalają określić rozwartość szczeliny w punkcie szczelinowania $W_o = (1 - \nu) H_f P_{nat} / G$, gdzie ν – to współczynnik Poissona, H_f – wysokość szczeliny, $P_{nat} = P - \sigma_n$ – efektywne ciśnienie szczelinowania (σ_n – minimalne naprężenie horyzontalne), G – moduł ścinania.

Zależnie od przyjętego kształtu strefy zeszczelinowania oraz profili szczelin szacowana jest średnia rozwartość szczeliny: $W_{arg} = C W_o$, gdzie C jest określonym współczynnikiem liczbowym: $\frac{2}{3} \leq C \leq \frac{4}{5}$.

Zachowanie całkowitej objętości zatłaczanego płynu pozwala określić stałą proporcjonalności A z równania $V_s = A \int_{\Omega} I_{ms}(x, y, z) \Delta V(x, y, z) W_{arg}$, gdzie sumuje się po elementach objętości $\Delta V(x, y, z)$ wewnątrz obszaru zeszczelinowania.

Zakładając identyczną intensywność zeszczelinowania w kierunku x i y , tj. $I_{nfx} = I_{nfy} = \frac{1}{2} I_{nf}$, można obliczyć porowatość sieci szczelin: $\phi_{nf} = I_{nf} W_{ave}$, przepuszczalność sieci: $k_{fx} = k_{fy} = I_{hfx} k_f W_{ave}$ oraz współczynnik łączności pomiędzy szczelinami i matrycą: $\sigma = 4(I_{hfx}^2 + I_{hfy}^2) = 2I_{hf}^2$.

Znajomość powyższych parametrów pozwala modelować zeszczelinowany obszar złoża jako klasyczny obszar podwójnej porowatości.

polskich. Dane te obejmowały: głębokość, miąższość, porowatość i przepuszczalność matrycy skalnej, poro-

watość i przepuszczalność szczelin naturalnych, ciśnienie początkowe i temperaturę. W przypadku pozostałych brakujących danych przyjęto wielkości typowe dla innych znanych złóż w formacjach łupkowych.

Ze względu na ograniczony zasięg drenażu każdego pojedynczego odwiertu modelem objęto obszar o wymiarach 1876×2200 m zawierający strefę drenażu odwiertu poziomego (o przykładowej długości odcinka poziomego 776 m) wraz z pasem okalającym o szerokości 500 m. Rozmiary bloków siatki dobrano tak, aby modelowały ewentualne główne szczeliny hydrauliczne skierowane prostopadle do osi otworu (X), co utworzyło ciąg 60 wartości ΔX : 10×50 m + $8 \times (50$ m + 10 m + 2 m + 10 m + 50 m) + 10×50 m, w kierunku Y użyto 44 jednakowych bloków siatki o wymiarze $\Delta Y = 50$ m. Model posiada 11 warstw o miąższości $\Delta Z = 9$ m każda.

Przestrzenny widok modelu przeciętego wzdłuż osi otworu przedstawia rysunek 1.

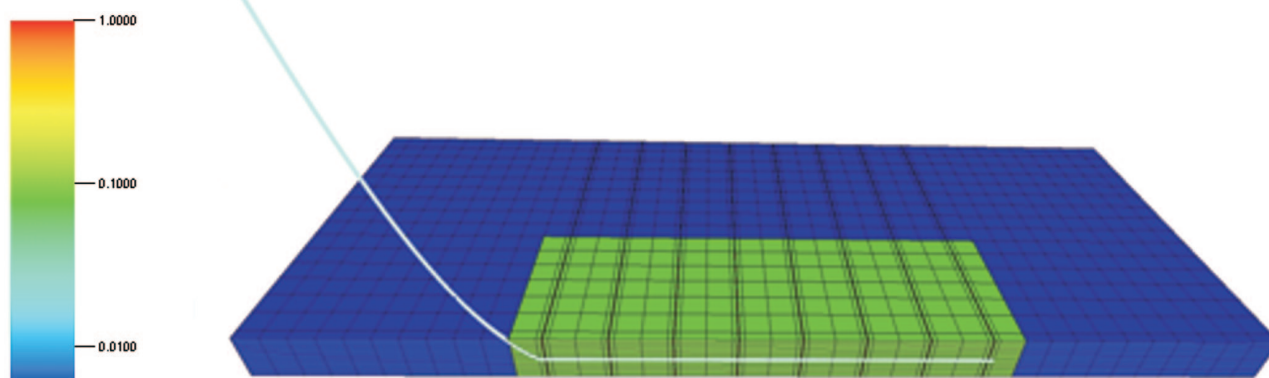
Jako własności petrofizyczne modelu w wersji podstawowej zastosowano: porowatość matrycy: 0,0476, przepuszczalność matrycy: 0,0001 mD (100 nD), porowatość szczelin naturalnych: 0,0308, przepuszczalność szczelin naturalnych: 0,087 mD, przewodność głównych szczelin

hydraulicznych: $2 \text{ mD} \times \text{m}$, długość głównych szczelin hydraulicznych: 2×275 m, wysokość głównych szczelin hydraulicznych: 99 m.

Przyjęto, że każda główna szczelina hydrauliczna o powyższej długości generuje obszar szczelin wtórnych (otwartych szczelin naturalnych) otaczających ją pasmem o szerokości 60 m w całej miąższości 99 m (wysokość szczeliny). Oznacza to powstanie stymulowanego obszaru złoża (SRV) o znacznej objętości: $7,87 \times 10^6 \text{ m}^3$.

Dla uproszczenia obliczeń założono 100% metanu w składzie gazu złożowego. Gaz ten wypełniał pory skały, a także był zaadsorbowany na powierzchni skały w ilości $10 \times 10^{-2} \text{ Nm}^3/\text{kg}$, co przy gęstości skały złożowej $\rho_r = 2743 \text{ kg/m}^3$ daje $27,4 \text{ Nm}^3$ gazu/ m^3 skały. Ciśnienie izotermy Langmuira wynosiło 30 barów. Przyjęto stałą dyfuzji dla zdesorbowanego metanu równą $6 \times 10^{-3} \text{ m}^2/\text{d}$. Nie rozpatrywano przepływów dwufazowych, ograniczając się do obecności wody związanej o nasyceniu $S_{wc} = 5,47\%$. Warunki początkowe odpowiadały równowagowemu ciśnieniu złożowemu $P_{ini} = 310$ barów i temperaturze złożowej $T = 100^\circ\text{C}$. Wydobycie gazu ze złoża sterowano stałym ciśnieniem na spodzie odwiertu wydobywczego równym $P_{bhp} = 35$ barów.

Przepuszczalność I [mD]



Rys. 1. Widok połowy modelu złoża gazu łupkowego z wyróżnionymi szczelinami głównymi i obszarem efektywnych szczelin naturalnych



Wyniki symulacji procesów eksploatacji złoża gazu w formacjach łupkowych

W poniższych rozdziałach przedstawiono wyniki obliczeń symulacyjnych przeprowadzonych na opisanym wyżej modelu złoża.

W kolejnych symulacjach modyfikowano większość parametrów modelu i rejestrowano wpływ tych modyfikacji na przebieg eksploatacji, w tym wielkość sumarycznego wydobycia gazu w rozpatrywanym, wydłużonym, 20-letnim okresie eksploatacji.

Efekt liczby szczelinowań

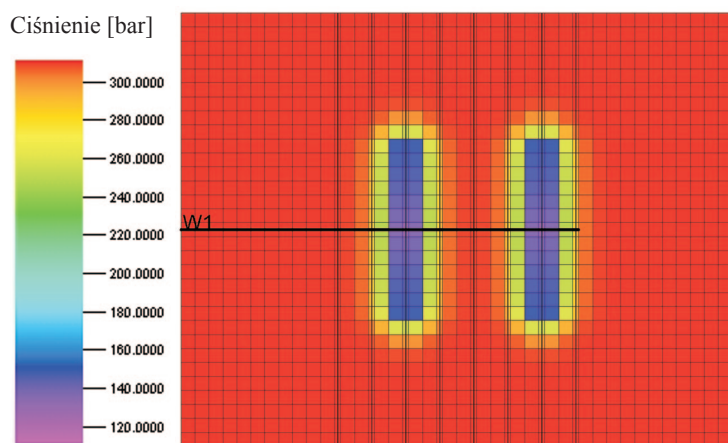
W pierwszej kolejności zbadano zależność wydobycia gazu od liczby zabiegów szczelinowania przy założeniu, że każdy taki zabieg generuje jedną główną szczelinę o określonej wcześniej długości, wysokości i przewodności oraz, wokół szczeliny głównej, zajmujący znaną objętość złoża obszar sieci szczelin o znanej intensywności

(gęstości wyrażonej parametrem σ), przepuszczalności i porowatości.

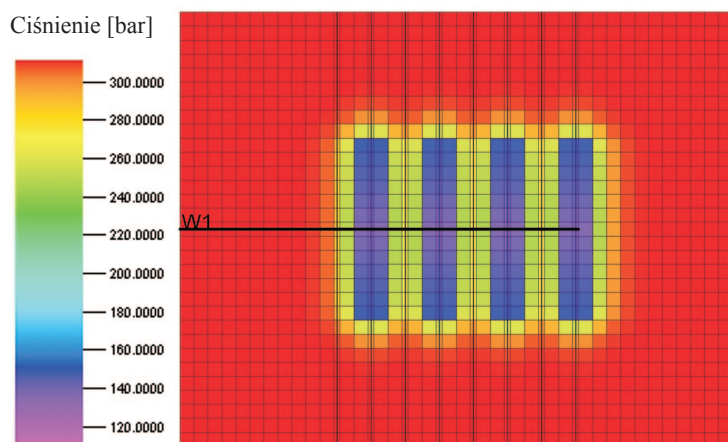
Rysunki 2–4 obrazują rozkład ciśnienia w warstwie udostępnionej odwiertem poziomym W1 na koniec symulowanego okresu (20 lat) dla 2, 4 i 8 zabiegów szczelinowania.

Rysunki te pokazują powstanie wokół każdej szczeliny głównej obszaru drenażu jedynie nieznacznie większego od opisanego wyżej obszaru zeszczelinowanego (SRV). Na podstawie obserwowanego rozkładu ciśnień można stwier-

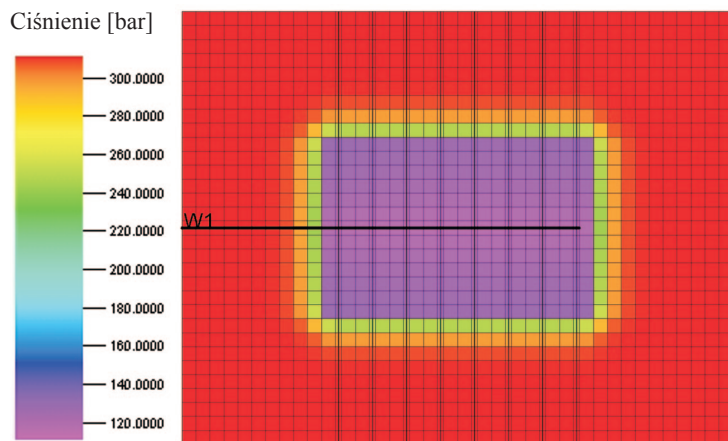
dzić, że miejsca w złożu odległe od strefy szczelinowanej o więcej niż ok. 100 m nie zostały w ogóle objęte procesem szczypania. Dlatego zwiększenie liczby zabiegów szczelinowania powoduje proporcjonalny do tej liczby wzrost wydobywania, dopóki obszary drenażu poszczególnych szczelin głównych nie pokrywają się, co zaczyna mieć miejsce w przypadku 8 zabiegów (rysunek 4). Zależność tę ilustruje rysunek 5, na którym widać oznaki wysycenia obszaru drenażu dopiero po 20 latach eksploatacji.



Rys. 2. Model złoża gazu łupkowego. Rozkład ciśnień wokół odwiertu poziomego z dwiema szczelinami głównymi po 20 latach eksploatacji

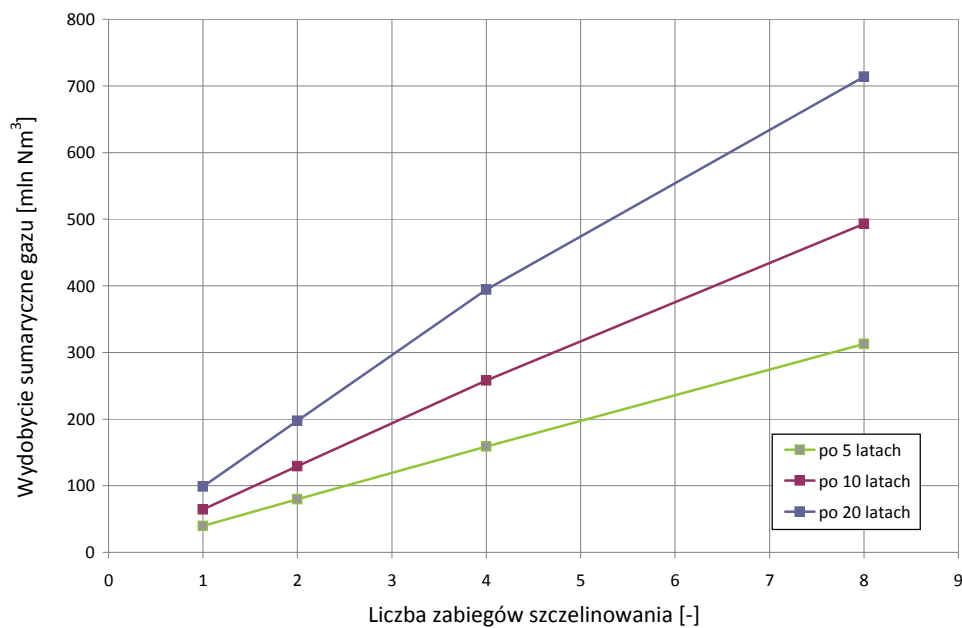


Rys. 3. Model złoża gazu łupkowego. Rozkład ciśnień wokół odwiertu poziomego z czterema szczelinami głównymi po 20 latach eksploatacji



Rys. 4. Model złoża gazu łupkowego. Rozkład ciśnień wokół odwiertu poziomego z ośmioma szczelinami głównymi po 20 latach eksploatacji



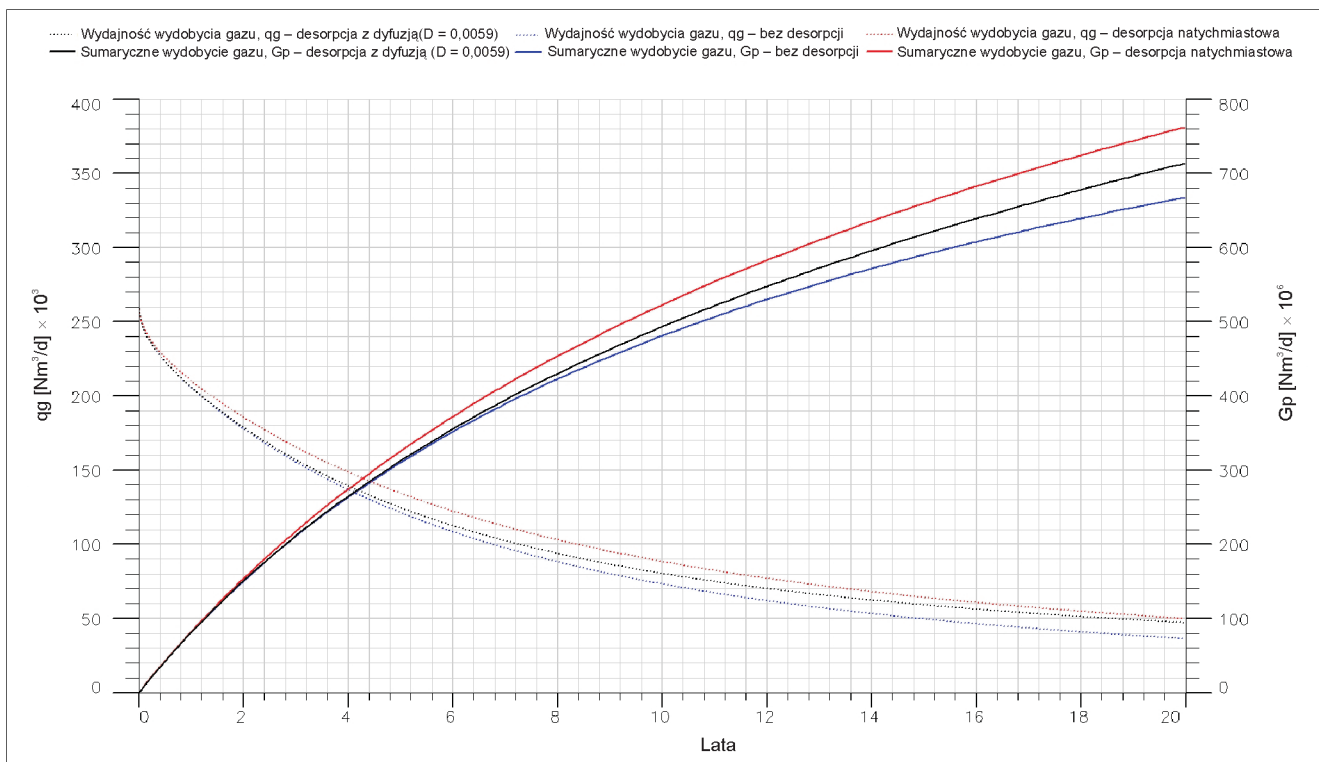


Rys. 5. Sumaryczne wydobyte gazy po 5, 10 i 20 latach eksploatacji w zależności od liczby zabiegów szczelinowania

Obecność gazu zaadsorbowanego

Wpływ gazu zaadsorbowanego na powierzchni porów skały zbiornikowej na wielkość całkowitych zasobów gazu i czasowy profil jego wydobywania przedstawiono, porównując warianty z objętościami adsorpcyjnymi $V_L = 0,01 \text{ Nm}^3/\text{kg}$ i z $V_L = 0,0 \text{ Nm}^3/\text{kg}$.

W obszarze drenowanym przez odwiert całkowite zasoby gazu wynoszą wówczas odpowiednio 3,86 mld Nm^3 i 1,58 mld Nm^3 , czyli gaz zaadsorbowany stanowi 59,1% całości zasobów. Wielkość wydobywania dla obu przypadków przedstawiono na rysunku 6. Wynika z niego, że udział gazu zaadsorbowanego w całkowitym wydobywaniu po 20 latach eksploatacji wynosi jedynie 12,5%. Bardziej szcze-



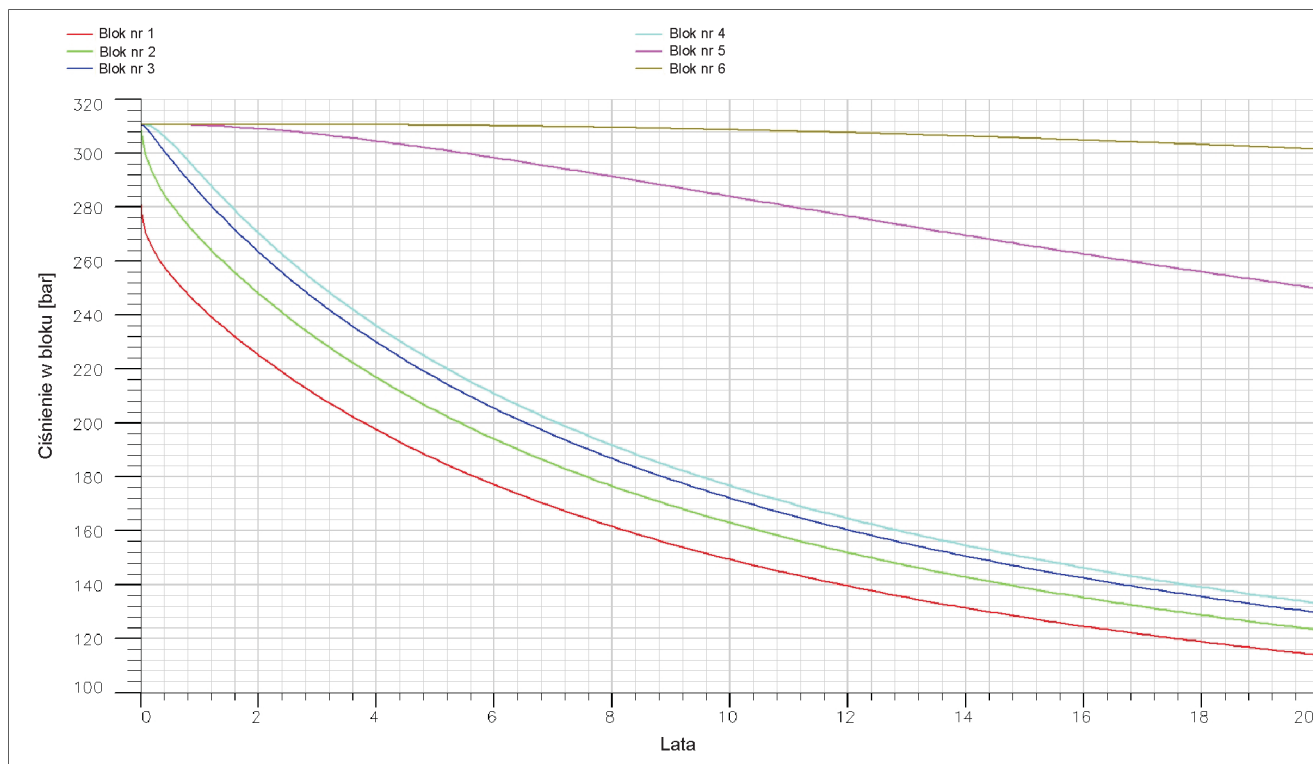
Rys. 6. Wydajność i sumaryczne wydobyte gazy z modelowanego złoża gazowego. Zależność od obecności i sposobu desorpcji

gółowa analiza pokazuje monotoniczny wzrost z czasem eksploatacji udziału gazu zaadsorbowanego w całkowitym wydobyciu gazu. Jednak trudno oczekiwać, nawet w dalszej przyszłości, udziału wydobycia gazu zaadsorbowanego proporcjonalnego do jego udziału w zasobach. Dzieje się tak z powodu relacji ciśnieniowych panujących w złożu. Przebieg ciśnień panujących w 6 różnych miejscach (blokach) obszaru drenażu przedstawiono na rysunku 7. Ich lokalizację pokazuje rysunek 8.

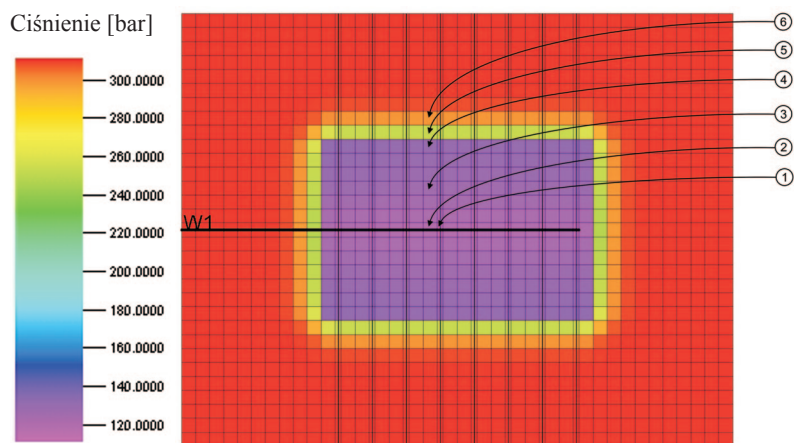
Pomimo utrzymania stosunkowo niskiego ciśnienia pracy odwiertu wydobywczego (35 barów) ciśnienie panujące w złożu nawet w strefie zeszcelinowanej nie spada poniżej 110 barów (rysunek 7). Biorąc pod uwagę charakterystykę zastosowanej izotermi Langmuira opisanej

ciśnieniem Langmuira $P_L = 30$ barów, stopień desorpcji przy redukcji początkowego ciśnienia (310 barów) do ciśnienia 110 barów wynosi jedynie 13,8%.

Należy zaznaczyć, że omówione powyżej wyniki (rysunek 6) odnoszą się do przypadków skrajnych, tj. całkowitego braku desorpcji i desorpcji natychmiastowej. W rzeczywistości efekty desorpcji mają swoją kinetykę, opisaną skończonym czasem sorpcji τ powiązany ze stałą dyfuzji D równaniem $\tau = \frac{1}{D\sigma}$. Wprowadzając niezerowy czas sorpcji lub skończoną stałą dyfuzji, opóźnimy efektywnie wielkość desorpcji, co wpływa na wielkość wydobycia. Razem z wynikami prezentowanymi wcześniej pokazano rezultaty dla skończonej dyfuzji, które przyjmują wartości pośrednie.



Rys. 7. Zależność ciśnienia od czasu eksploatacji w różnych miejscach modelowanego złoża gazu łupkowego



Rys. 8. Rozkład ciśnienia w modelowanym złożu gazu łupkowego po 20 latach eksploatacji. Lokalizacja wybranych bloków do analizy przebiegu ciśnień

Zależność od parametrów szczelin

W niniejszym rozdziale przedstawiono wyniki prognoz wydobywania gazu z modelowanego złoża w zależności od parametrów szczelin. W kolejnych podrozdziałach rozpatrzono: przewodność szczelin głównych, przepuszczalność otwartych szczelin naturalnych, kierunek naturalnego zeszczelinowania i parametr σ – łączności szczelin z matrycą porowatą.

Przewodność szczelin głównych (FC)

Zmieniano wartość przewodności 8 szczelin głównych w zakresie od $0,2 \text{ mD} \times \text{m}$ do $200 \text{ mD} \times \text{m}$. Zaobserwowano oczekiwany wzrost wielkości wydobytego gazu ze wzrostem przewodności, a także stwierdzono zanikający efekt przyrostu dla $FC \geq 200 \text{ mD} \times \text{m}$ (rysunek 8). Zwiększenie przewodności głównych szczelin powoduje zwiększony spadek ciśnienia w strefie zeszczelinowania oraz jego większą jednorodność w tej strefie.

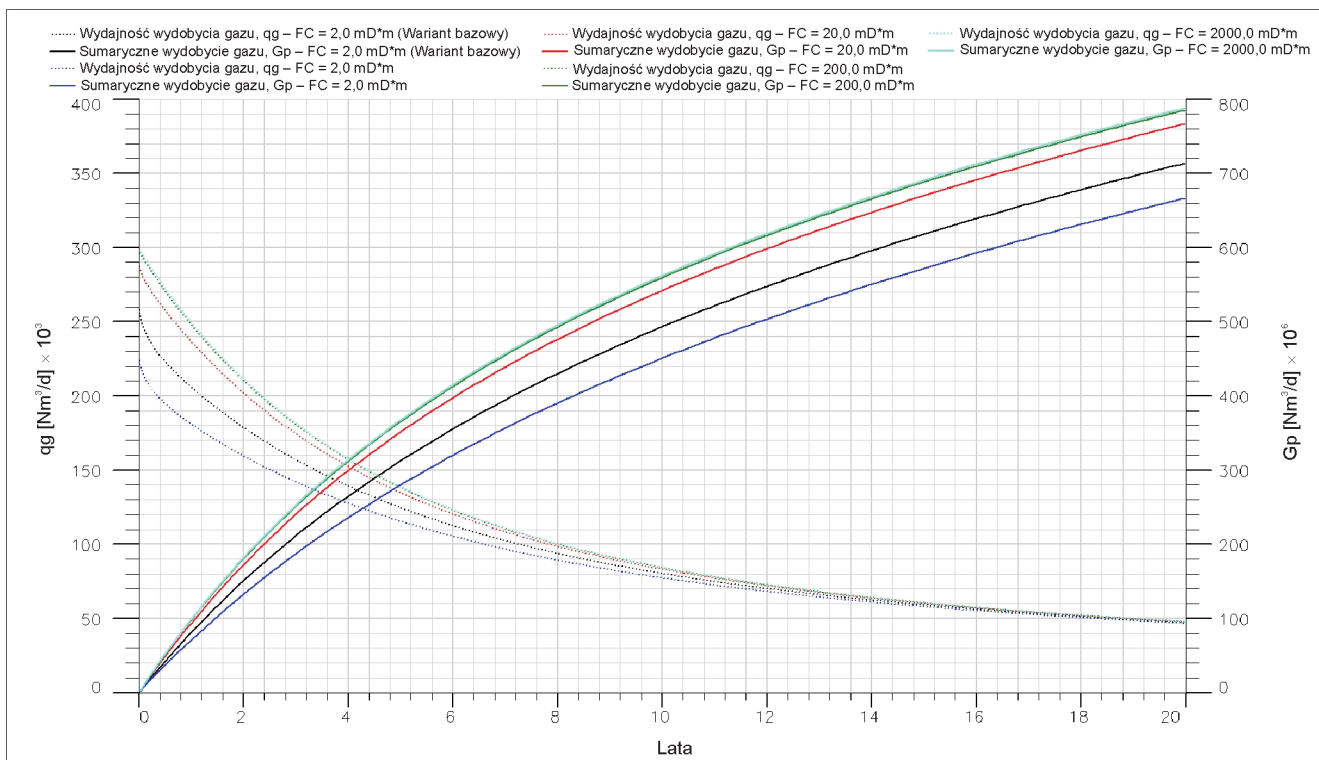
Przepuszczalność otwartych szczelin naturalnych

Przepuszczalność otwartych szczelin naturalnych ma również wyraźny wpływ na wielkość wydobywania gazu ze złoża. Zależność ta przypomina opisaną poprzednio, pomimo zupełnie innej konfiguracji szczelin naturalnych (występujących w każdym bloku strefy zeszczelinowania

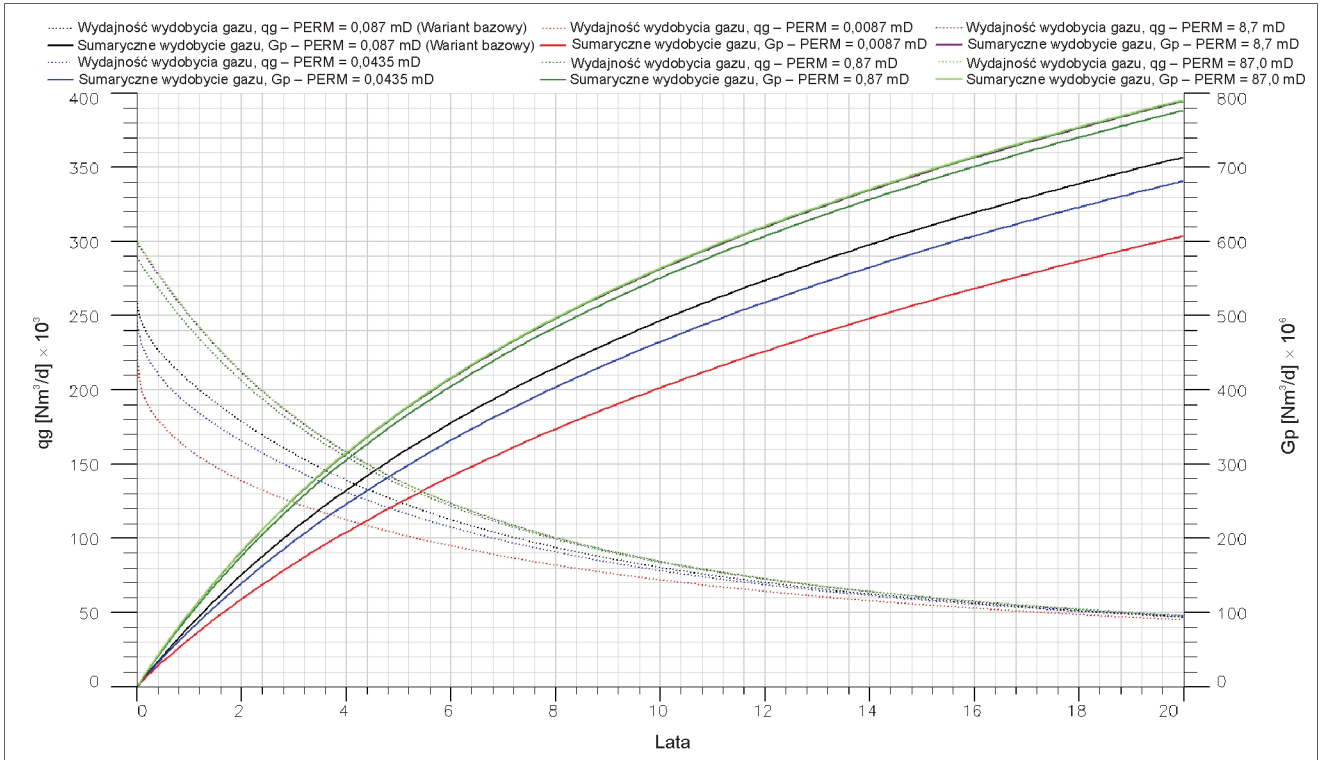
poprzez model podwójnej porowatości) aniżeli szczelin głównych (zlokalizowanych w dyskretnych blokach modelu). Przejawia się ona wzrostem wydobywania gazu wraz ze wzrostem przepuszczalności szczelin oraz wysycaniem się wydobywania dla dużych przepuszczalności (rysunek 10). Analogiczne zmiany obserwuje się na rozkładach ciśnień w strefie zeszczelinowania i polegają one na rosnącym spadku ciśnienia i jego stopnia jednorodności.

Parametr σ

Parametr σ opisuje łączność hydrodynamiczną pomiędzy systemem szczelin i systemem porów matrycy i jest miarą intensywności (gęstości) zeszczelinowania. Ponieważ transport płynów złożowych (gazu) w rozpatrywanym systemie podwójnej porowatości odbywa się tylko szczelinami, a dominująca objętość tych płynów znajduje się w systemie porów (zarówno jako gaz wolny, jak i zaadsorbowany), dlatego omawiany parametr odgrywa równie istotną rolę co przepuszczalność szczelin. Jednak parametr ten posiada dodatkową funkcję, gdyż razem ze stałą dyfuzji D określa też tzw. czas sorpcji $\tau = \frac{1}{D\sigma}$. Analizując wyniki symulacji dla różnych wartości parametru σ , obserwuje się zachowanie podobne do zależności od przepuszczalności szczelin, tj. wzrost wydobywania ze wzrostem σ i jego wysycenia się dla dużych wartości σ – rysunek 11.



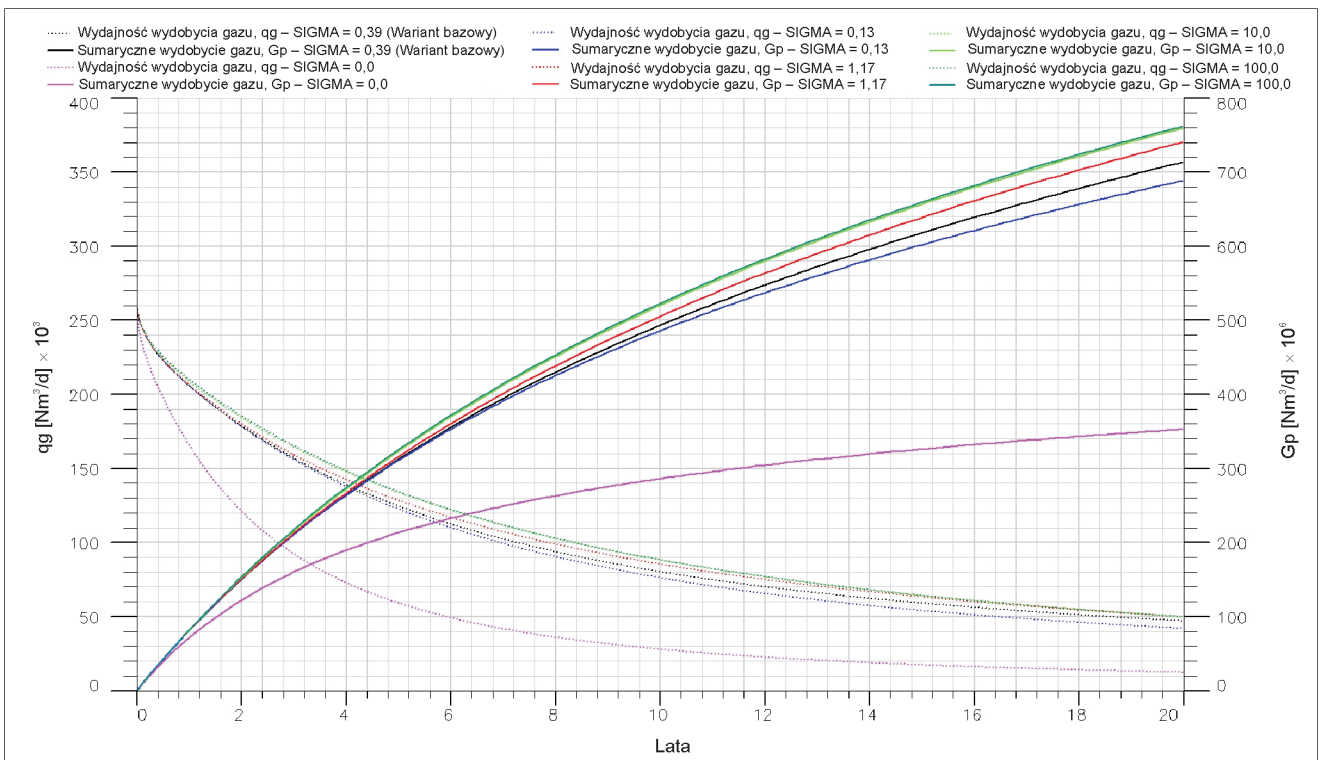
Rys. 9. Wydajność i sumaryczne wydobywanie gazu z modelowanego złoża gazu łupkowego w zależności od przewodności szczelin głównych



Rys. 10. Wydajność i sumaryczne wydobycie gazu z modelowanego złoża gazu łupkowego w zależności od przepuszczalności szczelin naturalnych

Na rysunku 11 pokazano również przypadek dla $\sigma = 0$, tj. odpowiadający drenowaniu jedynie szczelin z odizolowaną matrycą porów i gazem zaadsorbowanym. W omawianym

przypadku zróżnicowania parametru σ rozkład ciśnień nie wykazuje zauważalnych niejednorodności i zmian z określoną tendencją.



Rys. 11. Wydajność i sumaryczne wydobycie gazu z modelowanego złoża gazu łupkowego w zależności od parametru σ

Kierunek naturalnego zeszczelinowania

Zbadano wpływ kierunku szczelin naturalnych na wielkość wydobywania gazu z modelowanego złoża. Rozpatrzono 3 przypadki:

- 1) kierunek szczelin jest prostopadły do poziomej osi otworu i równoległy do kierunku szczelin głównych,
- 2) kierunek szczelin jest równoległy do poziomej osi otworu i prostopadły do kierunku szczelin głównych,
- 3) występują oba kierunki zeszczelinowania.

Pozostałe parametry szczelin, w tym ich intensywność, są identyczne w każdym z trzech rozpatrywanych przypadków.

Analizowane przypadki kierunku szczelin naturalnych mają zdecydowany wpływ na wielkość wydobywania gazu ze złoża, co obrazuje wykres na rysunku 12. Na rysunku tym zamieszczono dla porównania również wyniki dla przypadku całkowitego braku szczelin naturalnych.

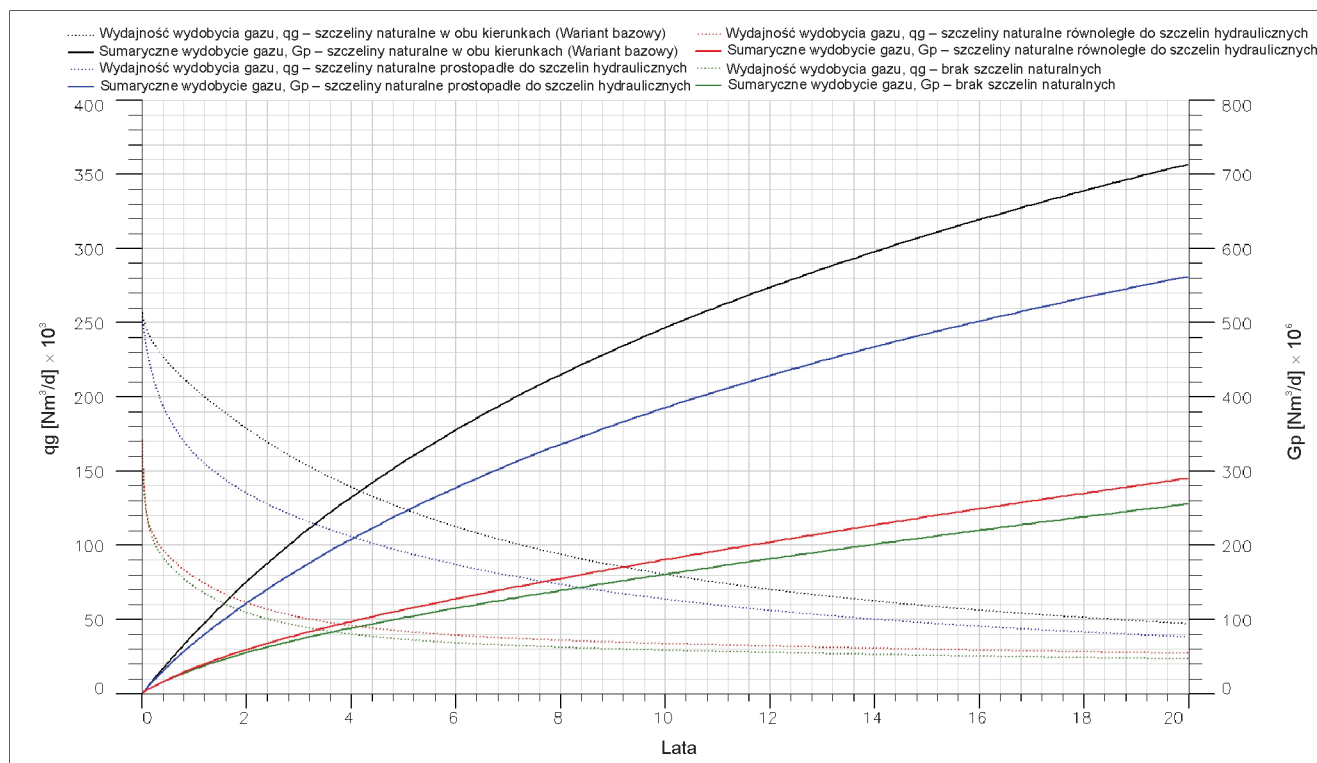
Obecność naturalnych szczelin równoległych do kierunku szczelin głównych daje bardzo niewielki przyrost wydajności w porównaniu do sytuacji złoża bez szczelin naturalnych. Dopiero przypadek ze szczelinami prostopadłymi do kierunku szczelin głównych charakteryzuje się znacznym przyrostem wydobywania gazu. Obecność szczelin w obu kierunkach zdecydowanie poprawia wielkość wydobywania, a wynik ten nie jest prostą superpozycją obu poprzednich przypadków, lecz wykazuje efekt dodatkowego zwiększenia wydobywania.

Również rozkłady ciśnień w strefie drenażu odwiertu wykazują znaczne różnicowanie. Przypadek szczelin prostopadłych do osi odwiertu (rysunek 13) posiada rozkład zbliżony do rozkładu dla przypadku bez szczelin, a zauważalna różnica przejawia się jako efektywne „wydłużenie” szczelin głównych. Zupełnie inny rozkład ciśnień występuje dla przypadku szczelin równoległych do osi odwiertu, a prostopadłych do kierunku szczelin głównych (rysunek 14). Charakteryzuje się on znacznie większym obszarem depresji, obejmującym cały obszar zeszczelinowania, i jest tylko nieco mniej jednorodny w porównaniu do przypadku zeszczelinowania w obu kierunkach.

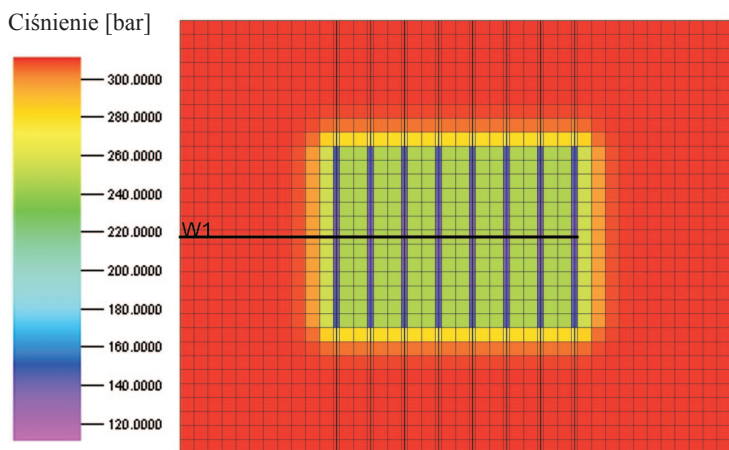
Efekty przepływów z odstępstwem od prawa Darcy'ego

W kolejnej grupie symulacji zbadano wpływ zjawisk związanych z dużymi prędkościami przepływu gazu w szczelinach na wielkość wydobywania i rozkłady ciśnień. Uwzględniono zjawisko Forchheimera z parametrem oporu inercyjnego β wyznaczonym zgodnie z zależnością podaną przez Evansa i Civana [4] jako funkcja przepuszczalności szczelin. Zastosowano korektę tego parametru uwzględniającą sposób modelowania szczelin [6].

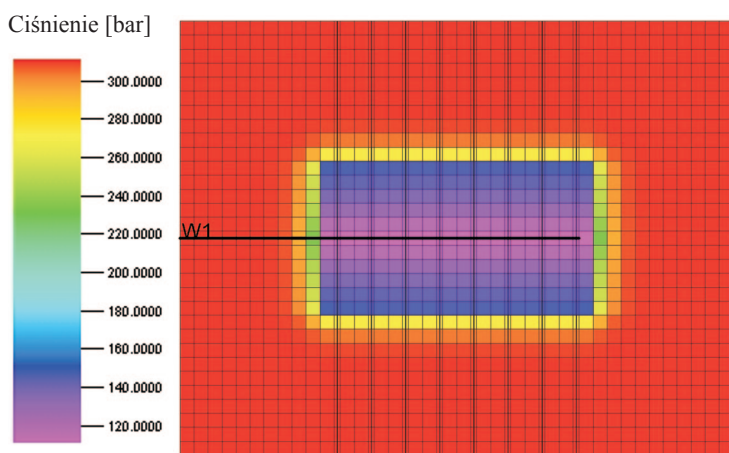
Uzyskane wyniki dla wydobywania gazu ze złoża przedstawiono na rysunku 15. Uwzględnienie efektów przepływu nie-Darcy'owskiego zwiększa opory przepływu i w re-



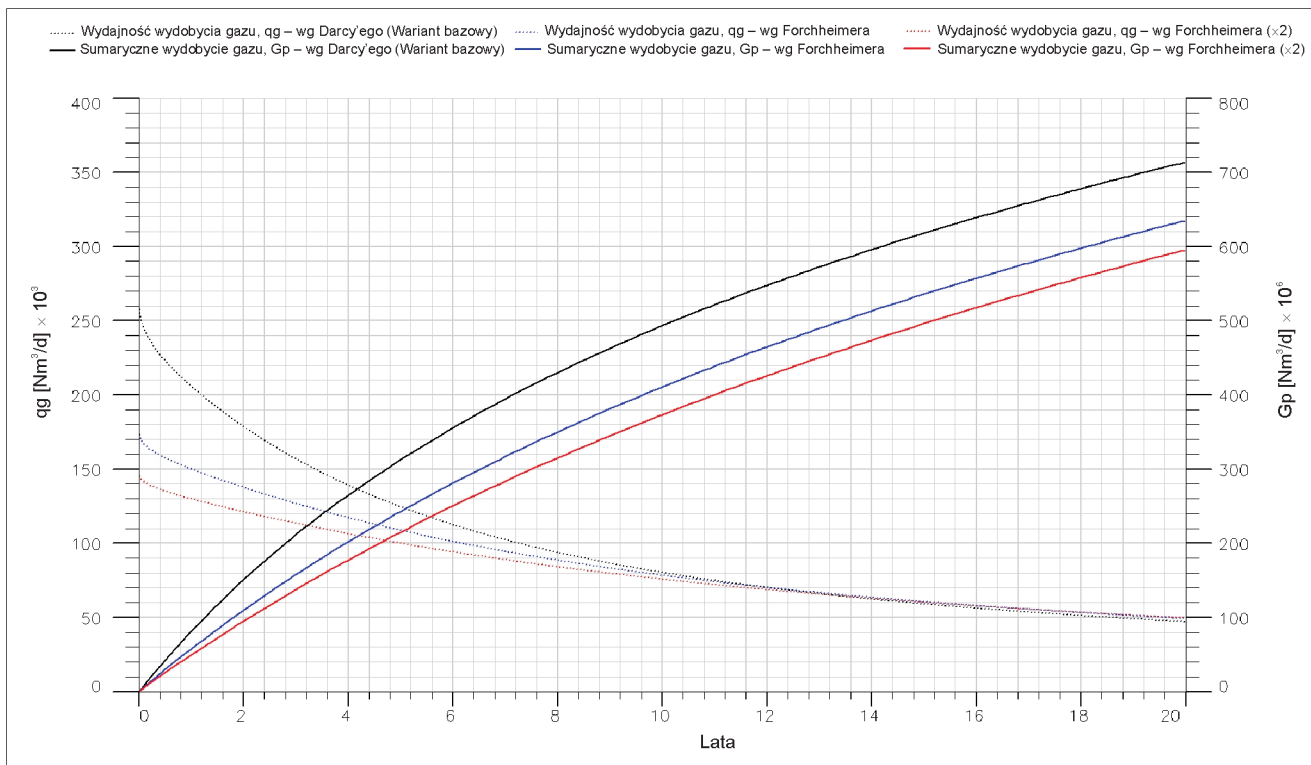
Rys. 12. Wydajność i sumaryczne wydobywanie gazu z modelowanego złoża gazu łupkowego w zależności od obecności i kierunku szczelin naturalnych



Rys. 13. Model złoża gazu łupkowego. Rozkład ciśnień wokół odwiertu dla przypadku szczelin naturalnych prostopadłych do poziomej osi odwiertu



Rys. 14. Model złoża gazu łupkowego. Rozkład ciśnień wokół odwiertu dla przypadku szczelin naturalnych równoległych do poziomej osi odwiertu



Rys. 15. Wydajność i sumaryczne wydobycie gazu z modelowanego złoża gazu łupkowego z uwzględnieniem przepływów nie-Darcy'owskich

zultacie wielkość wydobywania gazu ze złoża jest w istotny sposób ograniczona. Na rozkładach ciśnień w złożu wokół odwiertu widoczny jest tym mniejszy spadek ciśnienia, im większy przyjęto efekt Forchheimera.

Efekt zaciskania się szczelin

Obecność w złożu szczelin niewypełnionych podsadzką (niepodpartych) wprowadza dodatkowy element zmienności systemu udostępniania złoża na skutek zmiany ich własności (przewodność i porowatość) wraz ze zmianą naprężeń, spowodowaną spadkiem ciśnienia w miarę szczypania gazu. Efekt ten zbadano w kolejnych symulacjach, rozdzielając wpływ zmian porowatości szczelin od wpływu zmian ich przewodności na wielkość wydobywania. Wyniki symulacji przedstawiono na rysunku 16 dla 4 przypadków:

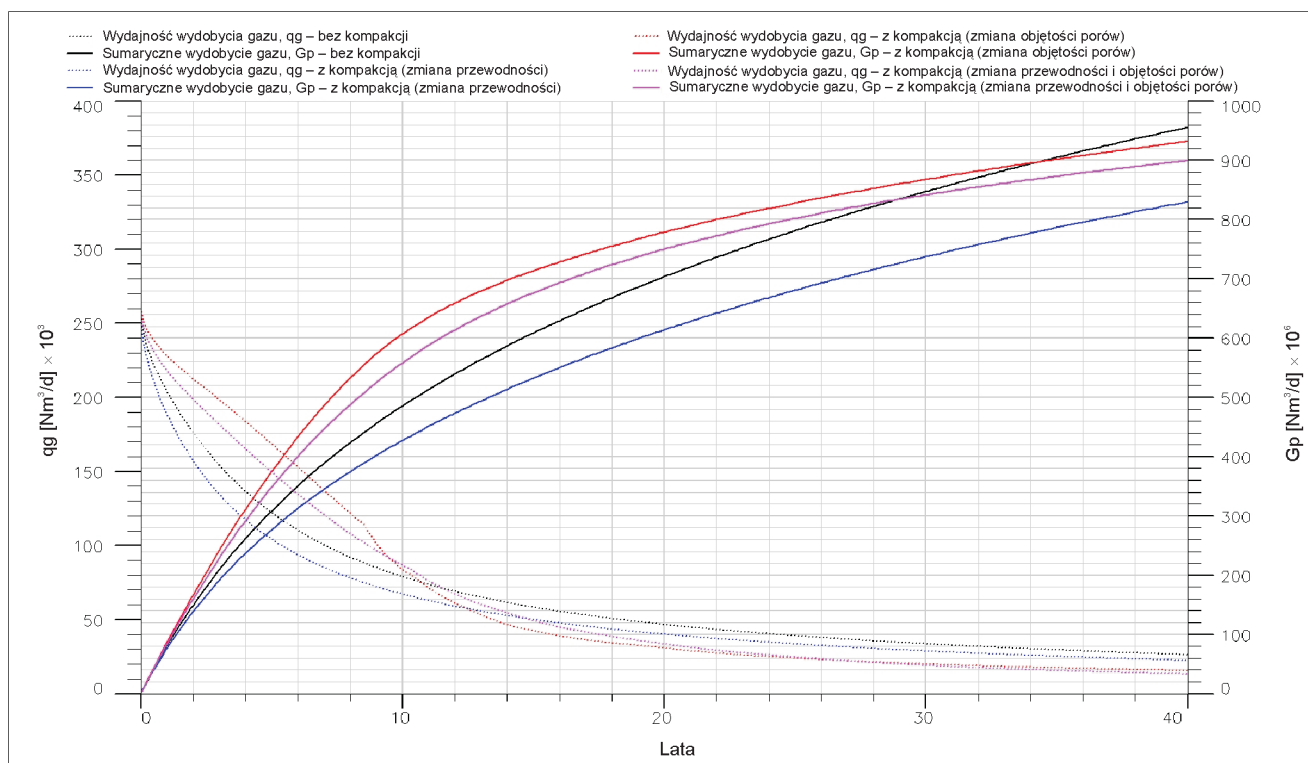
- 1) bez efektu zaciskania się (kompakcji) szczelin,
- 2) z efektem zaciskania się szczelin w postaci redukcji ich porowatości,
- 3) z efektem zaciskania się szczelin w postaci redukcji ich przewodności,
- 4) z efektem zaciskania się szczelin w postaci jednoczesnej redukcji ich porowatości i przewodności.

Przypadek 2) z redukcją porowatości charakteryzuje się początkowym zwiększeniem wydajności wydobywania gazu (do ok. 10 lat wydobywania) oraz sumarycznej ilości wydobytego gazu (aż do ok. 34 lat wydobywania). Jest to spowodowane dostarczeniem do złoża dodatkowej energii sprężystej skały złożowej, a w konsekwencji podniesieniem ciśnienia złożowego.

Gdyby zaciskanie się szczelin przejawiało się tylko redukcją przewodności – przypadek 3) – to z oczywistych względów nastąpiłby bezwzględny spadek wydajności wydobywania w całym okresie eksploatacji.

Natomiast w realistycznym przypadku redukcji obu parametrów szczelin jednocześnie – przypadek 4) – obserwujemy efekt pośredni: początkowy wzrost wydajności wydobywania gazu, ale ostateczny spadek poniżej wyniku dla przypadku nieuwzględniającego zaciskania się szczelin.

Efekt zaciskania się szczelin jest również wyraźny w rozkładzie ciśnień wokół odwiertu wydobywczego i przejawia się powstaniem zauważalnego gradientu ciśnień wewnątrz obszaru zeszczelinowania w porównaniu do przypadku nieuwzględniającego tego efektu, dla którego gradient ciśnień jest ewidentnie niższy.



Rys. 16. Wydajność i sumaryczne wydobywanie gazu z modelowanego złoża gazu łupkowego w zależności od efektów zaciskania się (kompakcji) szczelin

Podsumowanie i wnioski

W pracy zamieszczono charakterystykę złóż gazu w formacjach łupkowych, w której zwrócono szczególną uwagę na zjawiska i wielkości specyficzne dla tych złóż.

Przedstawiono zestaw parametrów opisujących przykładową formację łupkową w Polsce, z rejonu Pomorza, i porównano je z analogicznymi wielkościami dla złoża Barnett. W kolejnych rozdziałach przedyskutowano sposoby modelowania zjawisk i procesów zachodzących podczas eksploatacji omawianych złóż, a w szczególności: systemy podwójnej i wielokrotnej porowatości, procesy desorpcji i adsorpcji gazu na powierzchni skały, procesy dyfuzji gazu, odstępstwa od Darcy'owskiego prawa przepływu, wpływ naprężeń na parametry szczelin, opis systemu szczelin hydraulicznych.

Skonstruowano symulacyjny model gazu w formacjach łupkowych o własnościach jednego ze złóż krajowych (z rejonu Pomorza).

Przeprowadzono wielokrotne symulacje procesów eksploatacji modelowanego złoża, badając wpływ większości parametrów na efekt wydobywania, obszar drenażu i rozkład ciśnień w strefie oddziaływania odwiertu. Wykonano rów-

nież symulacje przykładowego procesu EGR wykorzystującego mechanizmy specyficzne dla formacji łupkowych.

Przeprowadzone symulacje i uzyskane wyniki potwierdzają wniosek o istotnie bardziej złożonym procesie eksploatacji złóż w formacjach łupkowych w porównaniu do złóż konwencjonalnych.

Ze względu na wielorakość zależności uzyskiwanych wyników eksploatacji od parametrów złoża i systemu jego udostępnienia klasyczne podejście polegające na odtworzeniu tych parametrów na podstawie przebiegu eksploatacji w procesie rozwiązywania problemu odwrotnego może nie być jednoznaczne. Dlatego istotne staje się bezpośrednie określenie (pomiar) większości parametrów opisujących model w celu uzyskania przy jego pomocy wiarygodnych prognoz. W szczególności dotyczy to opisu systemu szczelin powstałych w wyniku zabiegu szczelinowania hydraulicznego.

Tym niemniej weryfikacja i kalibracja modelu pozostaje ważnym etapem w procesie zastosowania modelu symulacyjnego w prognozowaniu przebiegu wydobywania gazu z formacji łupkowych.

Literatura

- [1] Cipolla C. L., Lolon E. P.: *Modeling Well Performance in Shale-Gas Reservoirs*. SPE Paper No. 125532.
- [2] Cipolla C. L., Lolon E. P., Erdle J. C., Rubin B.: *Reservoir Modeling in Shale-Gas Reservoirs*. SPE Paper No. 145752.
- [3] Cipolla C. L., Williams M. J., Weng X., Mack M., Maxwell S.: *Hydraulic Fracture Monitoring to Reservoir Simulation: Maximizing Value*. SPE Paper No. 133877.
- [4] Evans R. D., Civan F.: *Characterization of non-Darcy multiphase flow in petroleum bearing formations*. Final Report, April 1994, Work Performed under Contract No. DE-AC22-90BC14659, Prepared for U.S. Department of Energy Assistant Secretary for Fossil Energy.
- [5] Mike Du C., Li J.: *Generalization of Dual-Porosity System Representation for Hydraulic Fracturing-Stimulated Shale Reservoir (Part 2): Modeling, Simulation Workflow, and History Matching Studies*. SPE Paper No. 145752.
- [6] Rubin B.: *Accurate Simulation of Non-Darcy Flow in Stimulated Fractured Shale Reservoirs*. SPE Paper No. 132093.
- [7] Salman A. Mengal, Wattenbarger R. A.: *Accounting For Adsorbed Gas in Shale Reservoirs*. SPE Paper No. 141085.



Dr Wiesław SZOTT – absolwent Uniwersytetu Jagiellońskiego i Texas A&M University. Założyciel i kierownik Zakładu Symulacji Złóż Węglowodorów i PMG w Instytucie Nafty i Gazu, Oddział w Krośnie. Od ponad 20 lat zajmuje się problematyką modelowania i symulacji złożowych. Autor przeszło 30 prac naukowych i licznych opracowań, głównie z zakresu powyższej tematyki.



Mgr inż. Andrzej GOŁĄBEK – absolwent Wydziału Elektrotechniki i Informatyki Politechniki Rzeszowskiej. Od 2008 roku pracownik Zakładu Symulacji Złóż Węglowodorów i PMG Instytutu Nafty i Gazu Oddział Krosno. Zajmuje się różnorodnymi zagadnieniami z zakresu symulacji złóż i informatyki.