

Effect of hydrogen on selected parameters of gas condensate in the context of large-scale storage

Wpływ wodoru na wybrane parametry gazu kondensatowego w kontekście wielkoskalowego magazynowania



DOI: 10.15199/62.2025.1.8

The mixing process of condensate gas, contg. 75 mol % MeH and subsequent hydrocarbon fractions, with H₂ was modeled. The gas mixing process was simulated based on the Soave-Redlich-Kwong gas eqn. of state using PVTsim software. The potential impact of increasing H₂ concn. injected into the condensate gas reservoir on the dynamic viscosity (fluid mobility) and Joule-Thomson effect (temp. changes) of the newly formed mixt. was analyzed. The research contributes to the understanding of phenomena occurring in the injection process and contributes to the development of effective solns. for storing renewable energy.

Keywords: condensate gas reservoir, viscosity, Joule-Thomson effect, underground hydrogen storage (UHS), hydrogen

Analizowano potencjalny wpływ narastającego stężenia wodoru zatlaczanego do złoża gazu kondensatowego na lepkość dynamiczną (mobilność płynu) i efekt Joule'a i Thomsona (zmiany temperatury) nowo powstałej mieszaniny. Prezentowane badania pomagają w zrozumieniu wpływu wodoru na właściwości gazów węglowodorowych w złożu i przyczynią się do rozwoju efektywnych rozwiązań w zakresie magazynowania energii odnawialnej.

Słowa kluczowe: złożo gazu kondensatowego, lepkość, efekt Joule'a i Thomsona, podziemne magazynowanie wodoru, wodór

Polska jest trzecim co do wielkości producentem tzw. szarego wodoru w Europie. W kraju istnieją kompetencje i potencjał do szerokiego wdrożenia ambitnego planu transformacji energetycznej, stosując także tzw. zielony wodór, który może odegrać znaczącą rolę we wspieraniu elastyczności sieci elektroenergetycznych, umożliwiając magazynowanie energii. Jednym z kluczowych elementów tego łańcucha transformacyjnego jest zbadanie krajowych możliwości wielkoskalowego magazynowania wodoru. Koncepcja ta zakłada, że nadwyżka zielonej energii jest wykorzystywana do zasilania elektrolizerów wytwarzających zielony wodór, który jest następnie magazynowany w podziemnych strukturach geologicznych, pozostając do wykorzystania w czasie, gdy energia elektryczna z OZE jest

niedostępna. Biorąc pod uwagę wielkoskalowy potencjał podziemnego magazynowania wodoru oraz stosunkowo wysokie wydajności odbioru zmagazynowanego medium, przechowywanie geologiczne wydaje się być bardzo dobrym rozwiązaniem i może stać się tak powszechne i praktykowane na całym świecie jak magazynowanie gazu ziemnego.

Wiele wskazuje na to, że wodór stanie się wkrótce jednym z kluczowych nośników energii, a jego zastosowanie w energetyce, ciepłownictwie, transporcie i przemyśle będzie systematycznie wzrastać. Zielony wodór ma być przyszłością energetyki i efektywnym sposobem magazynowania energii wytwarzanej z OZE. Wysiłki związane z opracowaniem i wdrażaniem rozwiązań pozwalających



Dr inż. Marcin WARNECKI (ORCID: 0000-0002-1200-7678) w roku 2000 ukończył studia na Wydziale Wiertnictwa, Nafty i Gazu AGH w Krakowie. W 2016 r. uzyskał stopień doktora nauk o ziemi w Państwowym Instytucie Geologicznym – Państwowym Instytucie Badawczym w Warszawie. Jest adiunktem w Instytucie Nafty i Gazu – Państwowym Instytucie Badawczym w Krakowie O/Krosno, gdzie kieruje Zakładem Badania Złóż Ropy i Gazu. Zajmuje się badaniami właściwości fazowych płynów złożowych (PVT), tematyką wspomagania wydobycia ropy (EOR), sekwestracją CO₂ (CCS/CCUS), symulacjami procesów złożowych na symulatorze komputerowym oraz na fizycznych modelach złoża. Specjalność – inżynieria złożowa, eksploatacja.



Mgr inż. Jerzy KUŚNIERCZYK (ORCID: 0000-0002-6579-605X) w roku 2008 ukończył studia na Wydziale Wiertnictwa, Nafty i Gazu AGH w Krakowie. Obecnie jest starszym specjalistą badawczo-technicznym w Zakładzie Badania Złóż Ropy i Gazu w Instytucie Nafty i Gazu – Państwowym Instytucie Badawczym. Specjalność – inżynieria złożowa, eksploatacja, badania właściwości fazowych płynów złożowych (PVT) oraz symulacje procesów złożowych.

*** Adres do korespondencji:**

Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy, ul. Lubicz 25, 31-503 Kraków, e-mail: marcin.warnecki@inig.pl

na wytwarzanie, magazynowanie, transport oraz wykorzystanie wodoru stanowią jeden z filarów Europejskiego Zielonego Ładu. Wodór ma wesprzeć dalszy rozwój energetyki odnawialnej, umożliwiając magazynowanie nadwyżek energii i ich późniejsze wykorzystanie. Obecnie w obszarze magazynowania energii w postaci zielonego wodoru, z racji wymaganej dużej objętości, rozważane są jedynie obiekty geologiczne, w tym: kawerny solne¹⁾, warstwy zawodnione^{2,3)} (akifery) oraz wyeksploatowane złoża ropy i gazu^{4,5)}.

Istnieją jednak potencjalne problemy związane z podziemnym magazynowaniem wodoru ze względu na jego unikatowe właściwości fizykochemiczne⁶⁾. Obejmują one integralność geologiczną struktur zbiornikowych i związanych z nimi warstw nadkładu⁷⁾, potencjalne reakcje chemiczne i biochemiczne zachodzące w miejscu magazynowania^{8,9)}, migracje gazu i jego ewentualny wyciek poza zbiornik^{10,11)}, a ponadto kwestie trwałości materiałów, w tym procesy korozji^{12,13)}. Niestety, większość z tych obaw nadal istnieje, ponieważ do tej pory przeprowadzono stosunkowo niewiele badań w celu znalezienia skutecznych, a zarazem ekonomicznie korzystnych rozwiązań wymienionych problemów.

Głównymi wadami powszechnie rozważanych sposobów wielkoskalowego magazynowania wodoru¹⁴⁻¹⁷⁾ są: (i) integralność geologiczna struktur zbiornikowych i warstw nadkładu; (ii) potencjalne reakcje chemiczne i biochemiczne zachodzące w miejscu magazynowania; (iii) migracja gazu i jego ewentualny wyciek poza zbiornik; (iv) kwestie trwałości materiałów, w tym procesów korozji, oraz (v) niedostateczna liczba badań.

Do zalet zaliczyć można: (i) wielkoskalowy potencjał; (ii) znaczne wydajności odbioru zmagazynowanego medium; (iii) ograniczoną ingerencję na powierzchni ziemi oraz (iv) potencjał na powszechne praktykowanie na całym świecie (analogia do magazynowania gazu ziemnego).

Nieuniknionym skutkiem zatłaczania gazowego wodoru do złoża gazu kondensatowego jest stopniowe mieszanie się obu płynów w złożu, a nowo powstała mieszanina będzie się charakteryzować konsekwentnie rosnącym stężeniem dotłaczanego składnika. Gaz kondensatowy to specyficzny typ gazu ziemnego występujący w złożach węglowodorowych, który w warunkach ciśnienia i temperatury złożowej pozostaje w jednorodnej fazie gazowej. W wyniku spadku ciśnienia złożowego, wywołanego postępującą eksploatacją, następuje wykraplanie się części frakcji węglowodorowych, które przechodzą w fazę ciekłą, tworząc kondensat.

Wodór nie jest powszechnym składnikiem węglowodorowych płynów złożowych. Jego udział przeważnie stanowi mniej niż 1% i bywa, że z racji małej koncentracji w ogóle nie jest wykazywany w wynikach analiz standardowych badań. Z postępującą eksploatacją złoża gazu kondensatowego i wiążącym się z tym spadkiem ciśnienia złożowego, w złożu *in-situ* zachodzą niekorzystne zjawiska fazowe utrudniające wydobycie węglowodorów i w konsekwencji zmniejszające stopień szczypania zasobów geologicznych. Gdy ciśnienie złożowe obniży się poniżej ciśnienia punktu rosy mieszaniny węglowodorowej, następuje nieuchronne wykraplanie się średnich i cięższych frakcji węglowodorowych już w złożu. Wykroplone frakcje są zwykle tracone i pozostają niemobilne w ośrodku porowatym skały zbiornikowej. Nie mogą być wydobyte za pomocą konwencjonalnych metod eksploatacji. Wykroplona ciecz blokuje przepływ w porach skały zbiornikowej, mocno ograniczając przepuszczalność fazową. Zjawiska kondensacji zachodzą w pierwszej kolejności wokół odwiertów wydobywczych, czyli w strefach depresji ciśnienia spowodowanej eksploatacją złoża. Kondensacja występująca już w złożu wyraźnie niekorzystnie wpływa na proces eksploatacji przez pogorszenie przepuszczalności fazowej ośrodka zbiornikowego, utratę najbardziej kalorycznych składników węglowodorowych i ostateczny spadek stopnia szczypania zasobów geologicznych złoża. Badania nad ograniczeniem tych niekorzystnych zjawisk prowadzone były m.in. w Ukraińskim Instytucie Geologicznym we Lwowie¹⁸⁾. Wykorzystywano w tym celu freony, chlorofluorowęglowodory (CFC). Koncepcja zakładała, że zatłaczanie CFC do złoża i mieszanie się z rodzimym gazem kondensatowym będzie powodować znaczne ograniczenie wykraplania się frakcji węglowodorowych w złożu. Uzyskano zadowalające wyniki badań laboratoryjnych w komorach ciśnieniowych PVT (*pressure-volume-temperature*). Niestety, wdrożenie proponowanej technologii nie doczekało się realizacji. W latach 90. XX w. freony uznano za powszechnie szkodliwe dla środowiska (dziura ozonowa), a ich produkcja i wykorzystanie zostały znacząco ograniczone.

Oddziaływanie wzrastającej koncentracji wodoru na ograniczanie niekorzystnych zjawisk kondensacji węglowodorów w złożu było przedmiotem badań symulacyjnych¹⁹⁾. Kolejną kwestią w kontekście wielkoskalowego magazynowania wodoru w dojrzałych (szczypanych) złożach gazu ziemnego (w tym gazu kondensatowego) jest zmiana innych, istotnych z punktu widzenia eksploatacji parametrów nowo powstałej mieszaniny wodorowo-węglowodorowej (H-HC). Są to m.in.: lepkość dynamiczna fazy ciekłej i gazowej, odpowiadająca za mobilność płynu w złożu, odwiercie wydobywczym, urządzeniach nawierzchniowych i rurociągach transportowych, oraz efekt Joule'a i Thomsona, odpowiadający za dynamikę i charakter zmian temperatury gazu podczas sprężania i rozprężania, co jest związane z przepływem gazu przez ośrodek porowaty, przewężenie, kryzę lub zwężkę.



Mgr inż. Sławomir SZUFLITA (ORCID: 0000-0001-7776-4656) w roku 2008 ukończył studia na Wydziale Wiertnictwa, Nafty i Gazu i Wydziale Paliw i Energii AGH w Krakowie. Obecnie jest asystentem w Zakładzie Badania Złóż Ropy i Gazu w Instytucie Nafty i Gazu – Państwowym Instytucie Badawczym. Specjalność – inżynieria złożowa, eksploatacja, badania właściwości fazowych płynów złożowych (PVT), symulacje procesów w złożowych oraz problematyka depozycji stałej fazy parafinowej.

Część badawcza

Symulacje komputerowe (oprogramowanie)

Symulacje zostały przeprowadzone za pomocą specjalistycznego oprogramowania PVTsim, opracowanego przez duńską firmę Calsep, która jest obecnie wiodącym dostawcą usług symulacyjnych PVT dla przemysłu naftowego i gazowniczego na całym świecie. Oprogramowanie to umożliwia modelowanie równań stanu EoS (*Equation of State*) dla różnych rodzajów węglowodorowych płynów złożowych, w tym gazu ziemnego, gazu kondensatowego, płynów blisko krytycznych oraz ropy naftowej, w tym ropy ciężkiej. PVTsim, jako flagowy produkt firmy Calsep, stanowi potężne narzędzie symulacyjne, które stało się niezawodnym sprzymierzeńcem dla profesjonalistów z różnych dziedzin technicznych, niezależnie od tego, czy zagłębiają się we właściwości płynów głęboko w złożu, analizują płyny w odwiercie, oceniają warunki rurociągu podmorskiego i optymalizują operacje/procesy w instalacjach napowierzchniowych.

Płyny złożowe

Badaniom symulacyjnym poddano mieszaninę węglowodorową, która zgodnie z literaturą tematu może być zakwalifikowana jako gaz kondensatowy, z dominującym udziałem metanu (75% mol). Pozostałe składniki stanowiły kolejne frakcje węglowodorowe, których skład, na potrzeby usprawnienia procesu modelowania, uproszczono poprzez zastosowanie grupy pseudoskładników C_7+ . Analizowana mieszanina była pozbawiona składników niewęglowodorowych, takich jak ditlenek węgla, siarkowodór i azot. Proces mieszania gazów przeprowadzono za pomocą oprogramowania PVTsim, łącząc odpowiednie proporcje wodoru (H_2) i gazu kondensatowego (GK) w stosunkach 1:10, 2:10, 3:10 oraz 4:10. W ten sposób uzyskano kolejne mieszaniny charakteryzujące się narastającym stężeniem wodoru. Skład gazu kondensatowego oraz kolejnych mieszanin H_2 /GK powstałych w wyniku dotłaczania wodoru przedstawiono w tabeli.

Table. Chemical composition of the condensate gas and hydrogen mixtures, % mole

Tabela. Skład chemiczny mieszanin gazu kondensatowego z wodorem, % mol

Składnik	Gaz kondensatowy GK	MIX-1	MIX-2	MIX-3	MIX-4
		H ₂ /GK = 1/10	H ₂ /GK = 2/10	H ₂ /GK = 3/10	H ₂ /GK = 4/10
H ₂	0,0	9,1	16,7	23,1	28,6
C ₁	75,0	68,2	62,5	57,7	53,6
C ₂	5,0	4,5	4,2	3,8	3,6
C ₃	6,0	5,5	5,0	4,6	4,3
iC ₄	2,0	1,8	1,7	1,5	1,4
nC ₄	4,0	3,6	3,3	3,1	2,9
iC ₅	2,0	1,8	1,7	1,5	1,4
nC ₅	2,0	1,8	1,7	1,5	1,4
C ₆	1,0	0,9	0,8	0,8	0,7
C ₇₊	3,0	2,7	2,5	2,3	2,1

Metodyka badań

Badania symulacyjne przeprowadzono, wykorzystując równanie stanu gazu opracowane przez zespół Soave'a, Redlicha i Kwonga z poprawką temperaturową Penelouksa²⁰ (SRK- $P(T)$). Jest to modyfikacja oryginalnego równania stanu (EoS) autorstwa Redlicha i Kwonga z 1949 r.²¹), mająca postać wielomianu trzeciego stopnia. Równanie to znajduje szerokie zastosowanie m.in. w różnych dziedzinach inżynierii naftowej i chemicznej. Oprogramowanie PVTsim, oprócz wspomnianego równania, oferuje również inne modele, takie jak SRK, PR, PR Peneloux(T), PR(78)-(T) i ich pochodne. Na podstawie wieloletnich doświadczeń z tymi modelami wybrano formułę SRK- $P(T)$, uznając ją za najbardziej odpowiednią do odzwierciedlenia rzeczywistych zmian wybranych parametrów badanej mieszaniny H-HC.

Wyniki badań i ich omówienie

Lepkość

W badaniach symulacyjnych analizowano wpływ narastającej koncentracji wodoru w mieszaninie gazu kondensatowego na jej lepkość dynamiczną. Dla uporządkowania rozważania należy prowadzić z podziałem na dwa obszary, czyli obszar jednofazowy (gaz), występujący w zakresie ciśnień wyższych od ciśnienia punktu rosy P_{dp} , i obszar dwufazowy (gaz + ciecz), występujący w zakresie ciśnień niższych od ciśnienia P_{dp} ²²). W obszarze jednofazowym w obecności jednorodnej fazy gazowej dodatek wodoru do gazu kondensatowego powoduje znaczny spadek lepkości nowo powstałej mieszaniny. Jest to najbardziej widoczne zwłaszcza w zakresie wyższych ciśnień. Dla przykładu już dodatek 9% mol wodoru (MIX-1) przy ciśnieniu 250 bar powoduje zmniejszenie lepkości mieszaniny aż o 15%. Wynika to ze specyficznych właściwości samego wodoru, a dokładniej z jego bardzo małej lepkości, która w rozważanych warunkach termobarycznych wynosi poniżej 0,01 cP. Dla ciśnień złożowych niższych niż ok. 100 bar różnice lepkości badanych mieszanin gazowych zanikają. Zwiększa się średnia droga swobodna cząsteczek gazu, maleją zjawiska tarcia, co oddziałuje na ogólną lepkość gazu.

Poniżej ciśnienia punktu rosy odpowiedniego dla danej mieszaniny z gazu zaczyna kondensować ciecz. Symulacje komputerowe wykazały, że kondensat mieszanin ze wzrastającą koncentracją H_2 ma nieco większą lepkość względem kondensatu wykroplonego z „czystej” mieszaniny węglowodorowej. Jest to spowodowane tym, że w zadanych warunkach PT obecność wodoru spowalnia kondensację średnich frakcji węglowodorowych, tzn. w pierwszej kolejności wykraplają

się najcięższe frakcje, a te średnie dłużej pozostają w fazie gazowej. Cięższe frakcje węglowodorowe mają oczywiście większą lepkość niż średnie. Ten wpływ wodoru należałoby uznać za niekorzystny. Podobnie jak dla fazy gazowej, także różnice lepkości fazy ciekłej poszczególnych cieczy zanikają wraz ze spadkiem ciśnienia.

Na rys. 1 przedstawiono przebieg lepkości badanych mieszanin, zarówno w obszarze jedno-, jak i dwufazowym. Symulacje wykonano przy założeniu temperatury złożowej wynoszącej 90°C.

Lepkość płynu złożowego jest bardzo istotnym parametrem, zasadniczo wpływającym na procesy przepływu płynów w złożu, odwiercie, instalacji napowierzchniowej i rurociągach przesyłowych. Jej wielkość ma znaczenie przy przepływie w złożu, decyduje o oporach przepływu płynów w porach skał zbiornikowych. Im większa lepkość, tym trudniej płyn przemieszcza się w złożu, co ewidentnie wpływa na wydajność wydobywania ropy i gazu. Lepkość wpływa na efektywność wydobywania; duża lepkość może zmniejszać zdolność płynu do przemieszczania się w kierunku otworów wydobywczych, co powoduje mniejszą efektywność eksploatacji złoża. Lepkość węglowodorów zmienia się pod wpływem ciśnienia i temperatury. Zmniejszenie lepkości może poprawić przepływ i ułatwić transport płynu złożowego w systemach wydobywczych. Znajomość lepkości jest kluczowa przy projektowaniu rurociągów, pomp, sprężarek i innych elementów systemu wydobywczego²³.

Zjawisko Joule'a i Thomsona

Efekt Joule'a i Thomsona to zjawisko charakteryzujące się zmianą temperatury gazu rzeczywistego podczas izentalpowego rozprężania gazu przez porowatą przegrodę (dławienie) z obszaru o wyższym ciśnieniu do obszaru o niższym ciśnieniu. Dla gazu idealnego temperatura nie ulega zmianie, dla gazów rzeczywistych, w zależności od gazu i warunków PT , może następować wzrost lub spadek temperatury. Zmiana temperatury jest zależna od wartości tzw. współczynnika Joule'a i Thomsona (J-T) danej mieszaniny. Dodatnią wartość współczynnika wykorzystuje się do schładzania oraz do skraplania gazów. Ujemny współczynnik J-T oznacza, że płyn przenikając przez porowatą przeszkodę, podnosi swoją temperaturę.

Przeprowadzone symulacje wykazały, że w obszarze jednofazowym, czyli w zakresie wyższych ciśnień, dodatek H_2 ma pomijalny wpływ na współczynnik J-T. Wpływ rośnie przy obniżaniu się ciśnienia, powodowanym postępującym wydobywaniem gazu ze złoża. Dodatek wodoru obniża wartość współczynnika J-T fazy gazowej badanych mieszanin, co powoduje mniejszy spadek temperatury przy przepływie gazu ze złoża w stronę odwiertu wydobywczego. Jest to zjawisko bardzo korzystne, gdyż mniejsze wychłodzenie strumienia płynu powoduje zmniejszenie zjawiska kondensacji i utraty najbardziej kalorycznej części strumienia płynu złożowego, rozumianej jako średnie i cięższe frakcje węglowodorowe. Dodatkowo brak lub zmniejszenie efek-

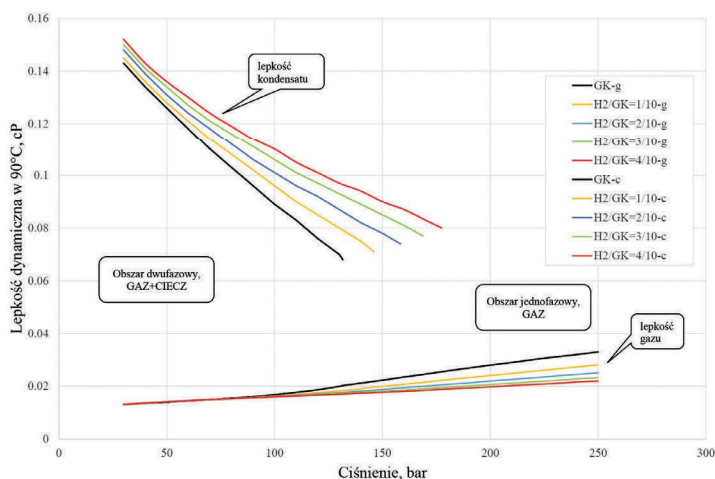


Fig. 1. Viscosity of analyzed mixtures at reservoir temperature (g – gas, c – liquid (condensate))

Rys. 1. Lepkość badanych mieszanin w temperaturze złożowej (g – gaz, c – ciecz (kondensat))

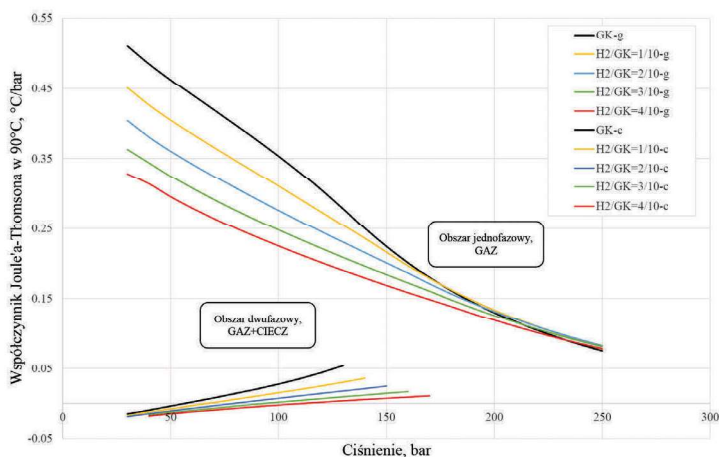


Fig. 2. Joule-Thomson effect of analyzed mixtures at reservoir temperature

Rys. 2. Zmiana współczynnika Joule'a i Thomsona badanych mieszanin w temperaturze złożowej

tu spadku temperatury płynu osłabia zjawiska związane z zagrożeniem hydratami.

Przy ciśnieniach poniżej punktu rosy danej mieszaniny z jednorodnej fazy gazowej zaczyna kondensować faza ciekła (obszar dwufazowy). Badania wykazały, że również w przypadku fazy ciekłej dodatek wodoru ma pozytywny wpływ, obniżając wartość współczynnika J-T. Analogicznie do fazy gazowej także kondensat migrujący osrodkiem porowatym wychładza się mniej, a nawet może minimalnie podnieść swoją temperaturę, gdy wartość współczynnika J-T przyjmuje wartości ujemne. Jest to efekt pożądaný. Przy ciśnieniach niższych niż ok. 100 bar w badanym przypadku można zaobserwować ciekawe zjawisko nieznacznego wzrostu temperatury. Jest to właśnie wynik opisywanego zjawiska i pozytywny wpływ obecności wodoru w mieszaninie gazu kondensatowego.

Na rys. 2 przedstawiono dynamikę zmian współczynnika J-T badanych mieszanin w szerokim zakresie ciśnień, zarówno w obszarze jedno-, jak i dwufazowym w zadanej temperaturze złożowej 90°C.

Podsumowanie

Z czterech rozważanych metod geologicznego magazynowania wodoru, wyeksploatowanych złóż węglowodorowych, warstw wodonośnych, kawern solnych i kawern skalnych, to właśnie dojrzałe złoża ropy i gazu wydają się mieć największy potencjał. Wynika to z ich licznych zalet, takich jak: potwierdzona geologicznie szczelność, dobre rozpoznanie strukturalne oraz istniejąca infrastruktura, którą można częściowo dostosować do magazynowania wodoru.

W polskich złożach węglowodorów wodor stanowi znikomy składnik (z udziałem wynoszącym poniżej 1%), dlatego wyników badań mieszanin H-HC w ogólnodostępnej literaturze czy publikacjach naukowo-badawczych jest stosunkowo niewiele. Tematyka ta dopiero od niedawna zaczyna być interesująca, zwłaszcza w kontekście wielkoskalowego magazynowania wodoru w podziemnych strukturach geologicznych.

Zatłaczanie wodoru do złoża gazu kondensatowego prowadzi do stopniowego mieszania się obu płynów i w konsekwencji do zmiany parametrów nowo powstałej mieszaniny. Wcześniej wykazano¹⁹⁾, że obecność wodoru w mieszaninie gazu kondensatowego wpływa na zmiany kształtu (i obszaru w układzie *PT*) diagramu fazowego nowo powstałej mieszaniny, które to zmiany generalnie korzystnie wpływają na eksploatację złoża węglowodorowego, a także na jego potencjalną konwersję na podziemny magazyn wodoru.

Dodatek wodoru oddziałuje także na inne parametry badanej mieszaniny. Jak wiadomo, zmniejszenie lepkości poprawia mobilność eksploatowanych płynów. Przedstawiony w niniejszej pracy kolejny etap badań wykazał, że lepkość fazy gazowej zmniejsza się wraz ze wzrostem stężenia wodoru w mieszaninie i jest to korzystne zjawisko. Lepkość ciekłego kondensatu natomiast nieznacznie zwiększa się, co jest niepożądanym zjawiskiem, aczkolwiek jedynie w niewielkim stopniu ograniczającym mobilność fazy ciekłej w magazynie (złożu).

Dodatek wodoru powoduje zmniejszenie wartości współczynnika *J-T* zarówno dla fazy gazowej, jak i ciekłej. Należy oczekiwać mniejszego spadku temperatury towarzyszącego przepływowi płynu w osrodku porowatym w kierunku odwiertu wydobywczego. Jest to korzystne, gdyż zmniejszenie dynamiki spadku temperatury ma wieloraki pozytywny wpływ na proces wydobywania, czyli ograniczenie/zapobieżenie kolmatacji odwiertu, zmniejszenie kondensacji (a więc także utrata najbardziej kalorycznych frakcji węglowodorowych) i mitygacja problemów związanych z formowaniem się hydratów.

W badaniach wykorzystano oprogramowanie PVTsim firmy Calsep, które jest zoptymalizowane do modelowania

właściwości typowych płynów węglowodorowych występujących w złożach ropy i gazu, zwłaszcza z regionu Morza Północnego. Należy jednak podkreślić, że zastosowanie tego oprogramowania w przypadku mieszanin o nietypowo wysokiej jak na złoża węglowodorów koncentracji wodoru może prowadzić do wystąpienia pewnych błędów w modelowaniu. W związku z tym planowane jest przeprowadzenie eksperymentalnych badań w laboratorium PVT wyposażonym w komory wizualne, co umożliwi bezpośrednie obserwacje zjawisk fazowych oraz pomiary wybranych parametrów tych „nietypowych” mieszanin.

Praca wykonana w ramach konkursowej pracy statutowej pt. „Wpływ wodoru na zmianę parametrów gazu kondensatowego w kontekście wielkoskalowego magazynowania” – praca INiG – PIB na zlecenie MNiS; nr zlecenia 0016/KB, nr archiwalny: DK-4100-0016/2022.

Otrzymano: 31-10-2024

Zrecenzowano: 04-11-2024

Zaakceptowano: 08-11-2024

Opublikowano: 24-01-2025

LITERATURA

- [1] R. Tarkowski, G. Czapowski, *Int. J. Hydrog. Energy* 2018, **43**, nr 46, 21414.
- [2] P. Such, *Nafta-Gaz* 2020, **76**, nr 11, 794, doi: 10.18668/NG.2020.11.04.
- [3] M. Warnecki, *Nafta-Gaz* 2016, **72**, nr 6, 393, doi: 10.18668/NG.2016.06.02.
- [4] R. Tarkowski, *Int. J. Hydrog. Energy* 2017, **42**, nr 1, 347.
- [5] R. Tarkowski, *Renew. Sust. Energ. Rev.* 2019, **105**, 86.
- [6] M. Siekierski, K. Majewska, M. Mroczkowska-Szerszeń, *Nafta-Gaz* 2023, **79**, nr 2, 114, doi: 10.18668/NG.2023.02.06.
- [7] V. Reitenbach, L. Ganzer, D. Albrecht, B. Hagemann, *Environ. Earth Sci.* 2015, **73**, nr 11, 6927, doi: 10.1007/S12665-015-4176-2.
- [8] DBI GUT, *Final Report 2017. The effects of hydrogen injection in natural gas networks for the Dutch underground storages.*
- [9] C. Hemme, W. van Berk, *Appl. Sci.* 2018, **8**, nr 11, doi: 10.3390/APP8112282.
- [10] B. Hagemann, M. Rasoulzadeh, M. Panfilov, L. Ganzer, V. Reitenbach, *Environ. Earth Sci.* 2015, **73**, nr 11, 6891, doi: 10.1007/S12665-015-4414-7.
- [11] B. Hagemann, M. Panfilov, L. Ganzer, *J. Natural Gas Sci. Eng.* 2016, **31**, 198, doi: 10.1016/j.jngse.2016.03.019.
- [12] A. Koga, K. Uchida, J. Yamabe, S. Nishimura, *Int. J. Automot. Eng.* 2011, **2**, nr 4, 123, doi: 10.20485/JSAEIJAE.2.4_123.
- [13] A. Stachowicz, *Nafta-Gaz* 2015, **71**, nr 11, 917, doi: 10.18668/NG.2015.11.15.
- [14] A. Lord, *Overview of geologic storage of natural gas with an emphasis on assessing the feasibility of storing hydrogen*, Technical report, Sandia National Laboratories, 2009, doi: 10.2172/975258.
- [15] A. Lord, P. Kobos, D. Borns, *A Life Cycle Cost Analysis Framework for Geologic Storage of Hydrogen*, Report SAND2010-6939, 2010, doi: 10.2172/1325533.
- [16] A. Lord, P. Kobos, D. Borns, *Int. J. Hydrog. Energy* 2014, **39**, nr 28, 15570, doi: 10.1016/j.ijhydene.2014.07.121.
- [17] F. Verga, *Energies* 2018, **11**, nr 5, 1245, doi: 10.3390/EN11051245.
- [18] M. Bagnyuk, A. Philip, W. Sencyuk, W. Fedyszyn, *Oil Gas J.* 2012, **2**, 41.
- [19] M. Warnecki, J. Kuśnierczyk, S. Szuflika, *Przem. Chem.* 2024, **103**, nr 1, 93, doi: 10.15199/62.2024.1.6.
- [20] A. Pélou, E. Rauzy, R. Fréze, *Fluid Ph. Equilib.* 1982, **23**, 8.
- [21] O. Redlich, J.N.S. Kwong, *Chem. Rev.* 1949, **44**, 233.
- [22] M. Wojnicki, M. Warnecki, J. Kuśnierczyk, S. Szuflika, *Nafta-Gaz* 2018, **74**, nr 7, 535, doi: 10.18668/NG.2018.07.07.
- [23] A. Łupińska, P. Błachowski, *Nafta-Gaz* 2011, **67**, nr 10, 719, doi: 10.18668/NG.2011.10.04.