

Impact of CO₂ on changes in reservoir oil parameters in enhanced oil recovery (EOR) processes

Wpływ CO₂ na zmianę wybranych parametrów ropy złożowej w procesach zwiększających jej wydobywanie (EOR)



DOI: 10.15199/62.2026.7.5

Process of enhanced oil recovery (EOR) using CO₂ was presented, in which the gas plays a dual role: as an agent that enhances oil recovery and as a medium sequestered within geol. formations. The results of simulation studies on the effect of CO₂ on the PVT properties of reservoir oil and on parameters relevant to EOR processes were showed.

Rosnące wyzwania związane z bezpieczeństwem energetycznym i koniecznością zmniejszania emisji CO₂ zwiększają znaczenie technologii, które pozwalają jednocześnie zwiększyć stopień szczypania złóż i ograniczyć oddziaływanie sektora naftowego na środowisko. Wśród takich rozwiązań znajdują się procesy EOR z wykorzystaniem CO₂, w których gaz ten pełni podwójną funkcję: czynnika wspomagającego wydobywanie ropy naftowej oraz medium sekwestrowanego w formacjach geologicznych. W artykule przedstawiono wyniki badań symulacyjnych dotyczących wpływu ditlenku węgla na właściwości PVT ropy naftowej w złożu oraz na parametry kluczowe dla procesów wspomagania wydobywania ropy naftowej (EOR).

Keywords: reservoir oil, EOR, CO₂, PVT properties

Słowa kluczowe: ropa naftowa, EOR, CO₂, właściwości PVT

Skuteczność procesu EOR opartego na CO₂ (CO₂-EOR) wynika z jego właściwości termodynamicznych. W warunkach złożowych CO₂ łatwo rozpuszcza się w ropie, powodując jej pęcznienie, zmniejszenie lepkości, modyfikację gęstości oraz obniżenie napięcia międzyfazowego na granicy faza ciekła-gaz. Dodatkowo CO₂ może prowadzić do ekstrakcji lekkich frakcji węglowodorowych, a przy odpowiednich ciśnieniach i temperaturach do osiągnięcia reżimu częściowo lub całkowicie mieszalnego. W konsekwencji dochodzi do poprawy współczynnika mobilności wypierającego gazu względem ropy oraz bardziej równomiernego frontu wypierania.

Klasyczne prace przeglądowe dotyczące EOR wskazują, że zatłaczanie CO₂ należy do najbardziej roz-

powszechnionych i efektywnych metod zwiększania wydobywania ropy naftowej, szczególnie w późnym stadium eksploatacji złóż¹⁻⁶⁾. W literaturze opisano wiele przypadków polowych, w których zastosowanie CO₂ pozwoliło na wzrost odzysku o kilkanaście-kilkadziesiąt punktów procentowych w stosunku do klasycznych metod wtórnych⁴⁻⁷⁾. W ujęciu procesowym rozróżnia się 2 zasadnicze reżimy: wypieranie niemieszalne, w którym CO₂ zachowuje się jak gaz o podwyższonej rozpuszczalności, oraz wypieranie mieszalne, możliwe po przekroczeniu minimalnego ciśnienia mieszania MMP (*minimum miscibility pressure*). W praktyce przemysłowej dominują procesy częściowo mieszalne, w których zachodzą równocześnie zjawiska rozpuszczania oraz ekstrakcji⁶⁻⁸⁾.



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 w Krakowie O/Krosno. Specjalność – inżynieria złożowa, eksploatacja, badania własności fazowych płynów złożowych (PVT) oraz symulacje procesów złożowych.



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. Kieruje Zakładem Badania Złóż Ropy i Gazu. Specjalność – inżynieria złożowa, eksploatacja, badania właściwości fazowych płynów złożowych (PVT), tematyka wspomagania wydobywania ropy (EOR), sekwestracja CO₂ (CCS/CCUS), symulacje procesów złożowych na symulatorze komputerowym oraz na fizycznych modelach złoża.

* Adres do korespondencji:

Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy O/Krosno, ul. Armii Krajowej 3, 38-400 Krosno, tel.: (13) 434-96-40, fax: (13) 436-79-71, e-mail: kusnierzcyk@inig.pl

Rozpuszczalność CO₂ w ropie jest relatywnie wysoka i rośnie wraz z ciśnieniem, zależy również od temperatury, przy czym w warunkach nadkrytycznych gaz zachowuje się jak ciecz o dużej gęstości, wykazująca silne oddziaływanie z węglowodorami⁶⁻⁹). Rozpuszczony CO₂ powoduje pęcznienie ropy, czyli wzrost objętości mieszaniny przy zadanej masie, zmianę gęstości oraz znaczne obniżenie lepkości, wynikające z rozluźnienia struktury cieczy i zmniejszenia oddziaływań międzycząsteczkowych.

Prace eksperymentalne i symulacyjne wskazują, że zmniejszenie lepkości pod wpływem CO₂ może sięgać kilkudziesięciu procent, a w wysokich temperaturach i przy znacznych stężeniach gazu prowadzić do niemal 2-krotnego zwiększenia mobilności ropy^{6, 7, 9}).

Obniżenie napięcia międzyfazowego IFT (*interfacial tension*) pomiędzy ropą a gazem (CO₂) jest jednym z najważniejszych mechanizmów odpowiedzialnych za poprawę efektywności wypierania. DITLENEK WĘGLA działa jak swoisty „rozpuszczalnik pośredni”, rozpuszcza się zarówno w fazie ciekłej, jak i gazowej, zmniejszając różnicę energii swobodnej pomiędzy fazami⁶⁻⁸). W efekcie rośnie zdolność kropli ropy do odrywania się od ścian porów, a zjawiska kapilarne mniej ograniczają przepływ. Równolegle zachodzi częściowa ekstrakcja lekkich frakcji (C1–C5) z ropy do fazy gazowej, co dodatkowo modyfikuje parametry *PVT* mieszaniny oraz może prowadzić do lokalnego wzbogacenia gazu węglowodorowego. W literaturze zwraca się również uwagę na możliwość wytrącania asfaltenów w wyniku intensywnego mieszania CO₂ z ropą, co w niektórych przypadkach stanowi czynnik ograniczający stosowanie tej metody⁶⁻⁸).

Minimalne ciśnienie mieszania MMP to kluczowy parametr opisujący warunki, przy których gaz zatłaczany do złoża (np. CO₂) zaczyna tworzyć z ropą fazę mieszaną w warunkach dynamicznych przepływu w porach skały. MMP można zdefiniować jako najniższe ciśnienie, przy którym następuje kompletne przemieszczenie fazy gazowej i ciekłej w wyniku szeregu mikroskopowych procesów termodynamicznych i kinetycznych, co prowadzi do uzyskania wysokiego stopnia mobilizacji ropy i wzrostu odzysku^{10, 11}). Mechanizm osiągania mieszalności w procesach CO₂-EOR ma charakter wieloaspektowy i obejmuje jednocześnie zjawiska dyfuzyjne, rozpuszczanie lekkich frakcji ropy w fazie gazowej, ekstrakcję cięższych składników oraz stopniową modyfikację lokalnego składu mieszaniny w strefach przepływu, przy czym wzrost ciśnienia sprzyja rozpuszczalności CO₂, obniżeniu napięcia międzyfazowego i zmianom właściwości *PVT*. W warunkach dynamicznych MMP odpowiada przejściu od przepływu wielofazowego do efektywnej mieszalności, a jego wyznaczanie stanowi zarówno problem termodynamiczny, jak i kinetyczny^{11, 12}). Osiągnięcie lub przekroczenie MMP w złożu umożli-

wia przejście z procesu częściowo niemieszanego do mieszanego CO₂-EOR. Może to powodować znaczący wzrost odzysku ropy, jednak wymaga utrzymania odpowiednio wysokiego ciśnienia złożowego oraz uwzględnienia rosnących kosztów kompresji CO₂. Dlatego też MMP jest kluczowym parametrem projektowym, analizowanym w kontekście technicznym, ekonomicznym i operacyjnym¹³⁻¹⁵).

Po zakończeniu wydobywania ropy i gazu złoża poddane wcześniejszym procesom EOR/EGR (*enhanced gas recovery*) stają się atrakcyjnymi przestrzeniami do eksploatacji energii geotermalnej. Wynika to z kilku czynników, takich jak istniejąca infrastruktura napowierzchniowa, zmodyfikowane warunki przepływu w złożu i wykorzystanie CO₂ jako czynnika roboczego¹⁶⁻¹⁸).

Część doświadczalna

Materiały

Punktem wyjścia do analiz była charakterystyka płynu złożowego reprezentującego typową ropę z polskich złóż. Bazowy model kompozycyjny obejmował szereg frakcji, od metanu (C1) do pseudokomponentu C20+, zdefiniowanych na podstawie masy molowej, gęstości cieczy, parametrów krytycznych oraz współczynnika asymetrii *ac-factor*. Skład płynu zestawiono w tabeli, a diagram fazowy przedstawiono na rys. 1.

Metodyka badań

Symulacje przeprowadzono z wykorzystaniem programu PVTsim16 firmy Calsep. Jest on stworzony do symulacji właściwości płynów (głównie w przemyśle naftowym i gazowniczym) przy zadanych warunkach ciśnienia, temperatury i składu. Program pozwala na modelowanie równań stanu EOS (*equation of state*) dla różnych mieszanin węglowodorowych, co umożliwia przewidywanie zachowania ropy, gazu oraz kondensatu w złożu, przewodach wiertniczych i procesach powierzchniowych.

Dla każdego z analizowanych wariantów składu (0, 1, 2, 5, 10, 20, 30 i 50% CO₂) wykonano obliczenie klasycznego wykresu fazowego *p-T* (*phase envelope*), generację krzywych gęstości i lepkości w funkcji ciśnienia dla temp. 20, 40, 60, 80, 100 i 120°C oraz dodatkowe symulacje ilustrujące wpływ CO₂ na odzysk ropy w funkcji ciśnienia w wybranych warunkach (*T* = 100°C, porównanie modeli 1 i 5% CO₂).

Modyfikację składu przeprowadzano poprzez stopniowe zastępowanie części frakcji węglowodorowych komponentem CO₂ przy zachowaniu sumy udziałów molowych równej 100%. Dla poszczególnych modeli (1, 2, 5, 10, 20, 30 i 50% CO₂) wygenerowano, tak jak w przypadku modelu bazowego, szczegółowe zestawienia składu oraz odpowiadające im diagramy fazowe. Tak przygotowany zestaw modeli umożliwia analizę liniowych i nieliniowych

Tabela. Composition of the base reservoir fluid

Tabela. Skład bazowego płynu złożowego (Źródło: Obliczono symulatorem PVTsim16 na bazie danych wprowadzonych razem ze składem próbki ropy)

Skład bazowego płynu złożowego						
Składnik	Zawartość, % mol.	Masa mol., g/mol	Gęstość ¹ cieczy, g/cm ³	T _{kryt.} , °C	P _{kryt.} , bar	Ac-factor
C1	19,974	16,043		-95,87	43,12	7,67E-03
C2	5,925	30,070		10,90	45,78	9,40E-02
C3	12,296	44,097		70,80	39,80	0,1458
iC4	1,593	58,124		106,42	34,19	0,1688
nC4	4,276	58,124		122,33	35,62	0,1851
iC5	1,953	72,151		155,06	31,73	0,2177
nC5	2,058	72,151		163,62	31,63	0,2408
C6	4,376	83,246	0,6670	198,78	27,83	0,2839
C7	5,370	94,000	0,7129	218,07	28,92	0,443
C8	4,753	108,000	0,7308	239,97	25,31	0,482
C9	4,336	123,000	0,7518	261,60	22,80	0,5231
C10	4,138	136,000	0,7707	279,12	21,33	0,5581
C11	3,450	150,000	0,7857	296,10	19,94	0,5951
C12	2,950	164,000	0,7980	311,76	18,80	0,6315
C13	2,559	180,000	0,8070	327,99	17,61	0,6722
C14	2,009	202,000	0,8200	349,15	16,45	0,7266
C15	1,771	213,000	0,8284	359,56	16,08	0,7532
C16	1,600	220,000	0,8347	366,20	15,93	0,7698
C17	1,412	241,000	0,8406	383,57	15,09	0,8185
C18	1,288	248,000	0,8446	389,50	14,93	0,8344
C19	1,190	256,000	0,8532	396,81	14,92	0,8522
C20+	10,723	406,000	0,9026	526,00	12,99	1,115
Ogółem	100,000					

¹Gęstość cieczy w 1,01 bar i 15°C

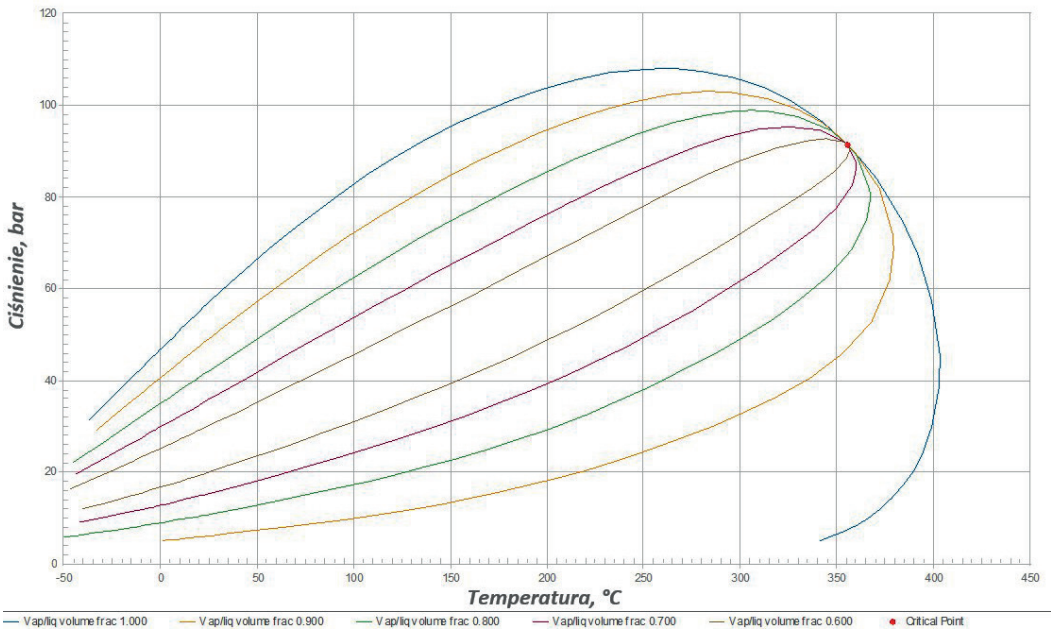


Fig. 1. Volumetric phase diagram of the base reservoir fluid generated using the PVTsim simulator

Rys. 1. Wolumetryczny diagram fazowy bazowego płynu złożowego wygenerowany symulatorem PVTsim

efektów wzrostu nasycenia ropy CO₂, od niewielkich dodatków (1–2%), typowych dla początkowej fazy zatłaczania, aż do ekstremalnych stężeń 50%, istotnych z punktu widzenia składowania geologicznego.

Wyniki badań

Na rys. 2 i 3 przedstawiono krzywe gęstości ropy w funkcji ciśnienia dla temperatury odpowiednio 20 i 120°C oraz wszystkich analizowanych udziałów CO₂.

W warunkach niskiej temperatury, przy wzroście ciśnienia od wartości bliskiej atmosferycznej do okolicy ciśnienia nasycenia, gęstość wszystkich próbek początkowo malała, osiągając minimum związane z intensywnym wydzielaniem się fazy gazowej. Po przekroczeniu ciśnienia nasycenia następował systematyczny wzrost gęstości wynikający ze sprężania płynu. Najważniejsza obserwacja dotyczyła wpływu składu: gęstość rosła wraz ze wzrostem udziału CO₂, ropa bazowa charakteryzowała się najmniejszą gęstością, natomiast mieszanina z 50-proc. udziałem CO₂ osiągała wartości największe w całym zakresie ciśnień. Interpretować to można jako efekt „dociążenia” fazy ciekłej przez rozpuszczony gaz o stosunkowo dużej gęstości w tych warunkach oraz wynik wzrostu udziału frakcji lekkich zastąpionych przez CO₂.

Dla temperatury zbliżonej do typowych temperatur złożowych obraz był odmienny. Krzywe gęstości

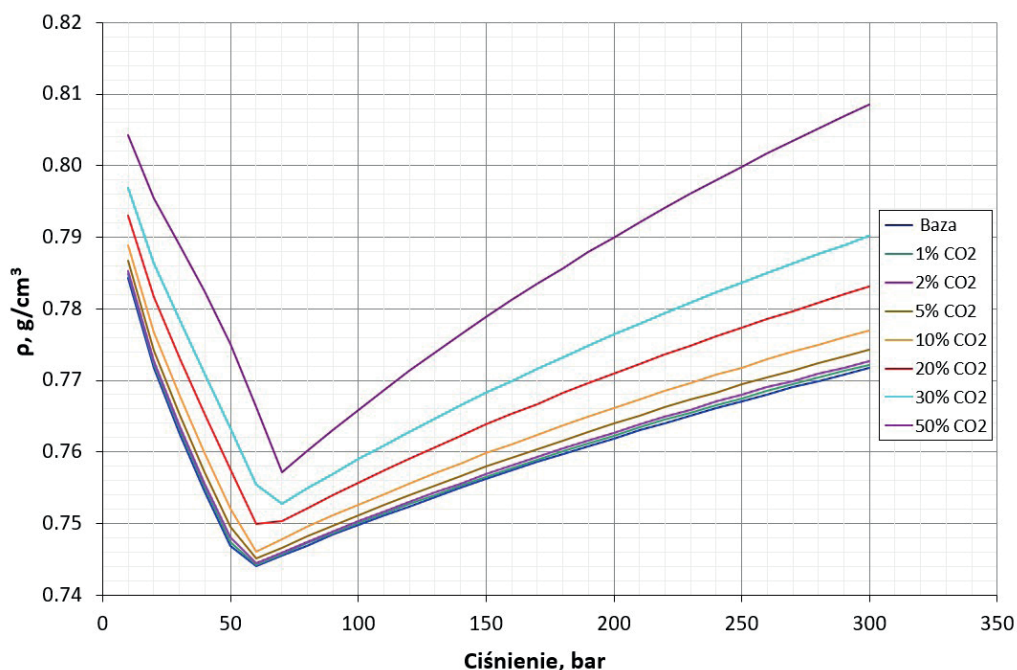


Fig. 2. Change in oil density as a function of pressure at 20°C depending on the CO₂ content in the composition

Rys. 2. Zmiana gęstości ropy w funkcji ciśnienia w temp. 20°C w zależności od udziału CO₂ w składzie

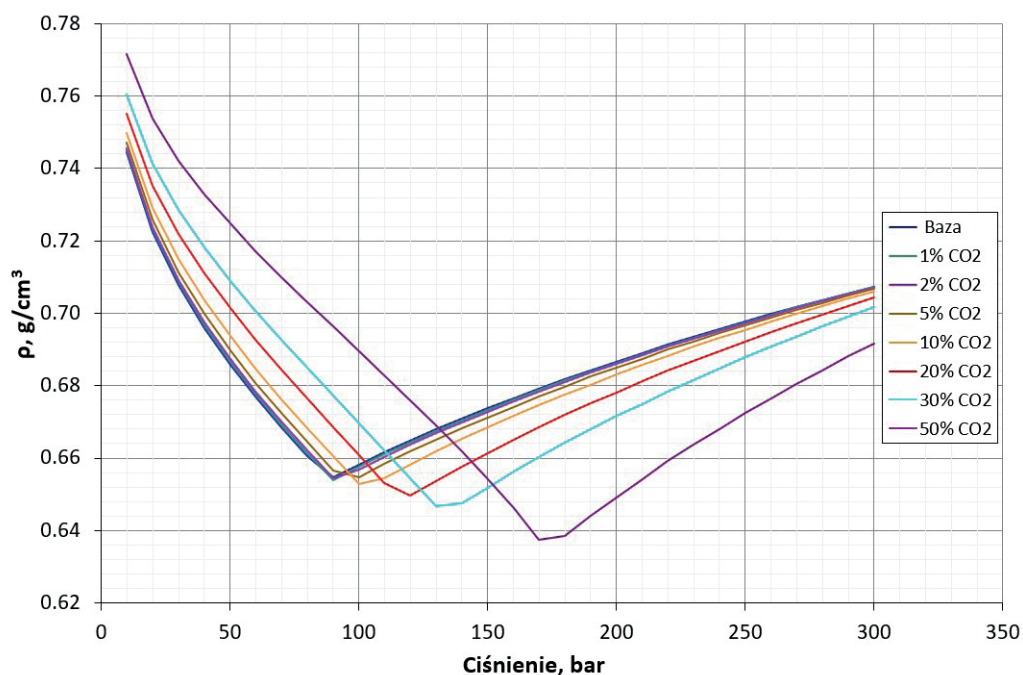


Fig. 3. Change in oil density as a function of pressure at 120°C depending on the CO₂ content in the composition

Rys. 3. Zmiana gęstości ropy w funkcji ciśnienia w temp. 120°C w zależności od udziału CO₂ w składzie

dla poszczególnych udziałów CO₂ zbliżyły się do siebie, a dla wysokich stężeń (30–50%) obserwowano już wyraźne obniżenie gęstości względem ropy bazowej. Świadczy to o dominacji efektów ekspansji objętościowej oraz pęcznienia ropy nad wpływem zwiększonej masy właściwej roztworu. Jednocześnie wraz z rosnącym udziałem CO₂ przebieg krzywych gęstości uległ wypłaszczeniu, co wskazuje na zmniejszającą się wrażliwość układu na zmiany ciśnienia i zbliżanie się płynu do zachowania „nadkrytycznego”. Można z tego wnioskować, że CO₂ może zarówno

zwiększać, jak i zmniejszać gęstość ropy, a kierunek zmian zależy od temperatury. W warunkach złożowych ($T = 100\text{--}120^\circ\text{C}$) dominuje efekt zmniejszania gęstości i pęcznienia, co sprzyja zwiększaniu współczynnika mobilności.

Krzywe lepkości dla modeli z różnym udziałem CO₂ w temp. 20 i 120°C (rys. 4 i 5) wykazywały charakterystyczne minimum w pobliżu ciśnienia nasycenia. Przy dalszym wzroście ciśnienia lepkość rosła, co było związane z kompresją fazy ciekłej i częściowym zanikaniem efektów rozpuszczania gazu.

We wszystkich analizowanych warunkach dodatek CO₂ prowadził do systematycznego zmniejszania lepkości ropy. Dla niewielkich udziałów (1–2%) zmiana była zauważalna, lecz umiarkowana; kolejne zwiększanie udziału (5–10%) powodowało już wyraźne zmniejszenie lepkości w całym zakresie ciśnień, a dla stężeń 20–50% efekt upłynnienia stawał się dominujący. Krzywe lepkości ulegały spłaszczeniu, a wartości minimalne przesunęły się w kierunku wyższych ciśnień, co odzwierciedlało modyfikację ciśnienia nasycenia układu.

Wzrost temperatury od 20 do 120°C sam w sobie prowadził do zmniejszenia lepkości ropy, jednak w połączeniu z rozpuszczaniem CO₂ efekt ten był znacznie większy. Dla najwyższej analizowanej temperatury i zawartości CO₂ rzędu 30–50%, zmniejszenie lepkości względem modelu bazowego przekraczało kilkadziesiąt procent, co w praktyce mogło oznaczać kilkakrotny wzrost współczynnika mobilności ropy w porowatej skale zbiornikowej.

Dla modeli zawierających 1 i 5% CO₂ wykonano dodatkową analizę odzysku ropy w funkcji ciśnienia

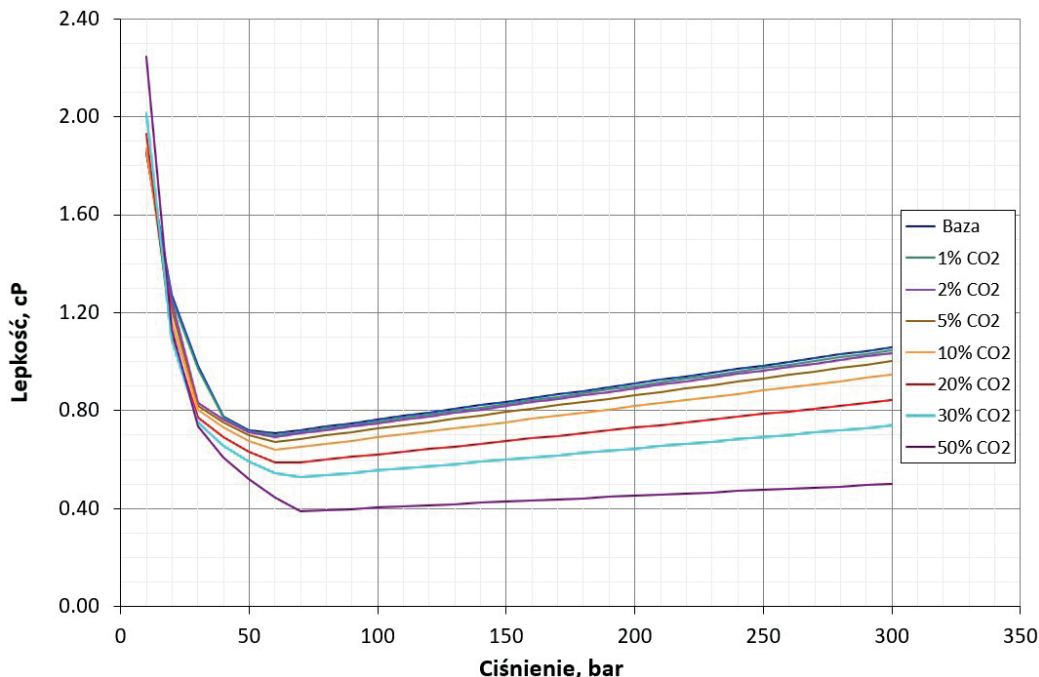


Fig. 4. Change in oil viscosity as a function of pressure at 20°C depending on the CO₂ content in the composition

Rys. 4. Zmiana lepkości ropy w funkcji ciśnienia w temp. 20°C w zależności od udziału CO₂ w składzie

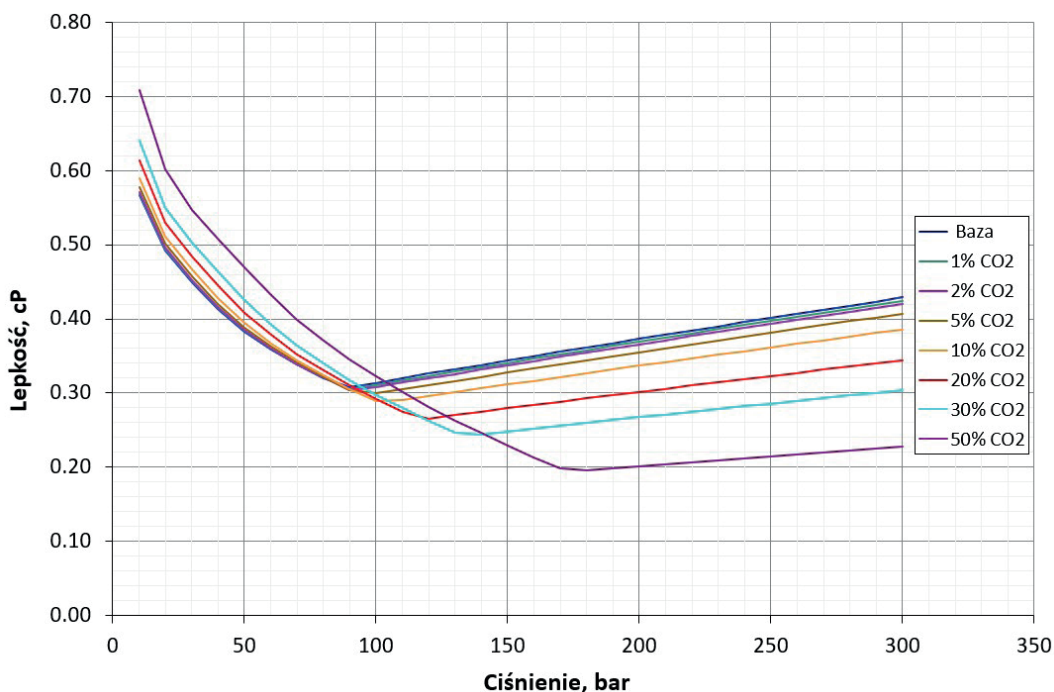


Fig. 5. Change in oil viscosity as a function of pressure at 120°C depending on the CO₂ content in the composition

Rys. 5. Zmiana lepkości ropy w funkcji ciśnienia w temp. 120°C w zależności od udziału CO₂ w składzie

w temp. 100°C, której wyniki zaprezentowano na rys. 6 i 7. Krzywe odzysku dla obu modeli przebiegały bardzo podobnie: wzrost udziału CO₂ z 1 do 5% prowadził jedynie do nieznacznej poprawy odzysku przy najwyższych ciśnieniach. Oznacza to, że w umiarkowanym zakresie stężeń o efektywności procesu EOR decyduje przede wszystkim poziom ciśnienia zatłaczania, natomiast sama różnica w zawartości CO₂ ma drugorzędne znaczenie.

wiązało się z istotnym przekształceniem właściwości fazowych, które muszą być uwzględnione w analizie stabilności zbiornikowej i migracji CO₂.

W kontekście potencjalnego wykorzystania energii geotermalnej po zakończeniu procesu EOR istotne jest, że zatłaczanie CO₂ modyfikowało parametry *PVT* płynów pozostających w złożu, co mogło wpływać na warunki późniejszej cyrkulacji płynu roboczego i wymiany ciepła.

W praktyce wynika z tego, że w początkowej fazie zatłaczania istotniejsza jest odpowiednie dobranie strategii ciśnieniowej i kontrola przebiegu frontu wypierania niż maksymalizacja udziału CO₂ w mieszaninie. Dopiero przy wyższych udziałach ($\geq 20\%$) obserwowano jakościowo nowe efekty, takie jak silne pęcznienie, wypłaszczenie krzywych *PVT* oraz zbliżanie się układu do warunków częściowej mieszalności.

W warunkach typowych ($T_{zl} = 90\text{--}120^\circ\text{C}$) wzrost udziału CO₂ w ropy wyraźnie poprawiał jej mobilność poprzez zmniejszenie lepkości oraz wpływał na jej gęstość. Modele z udziałem CO₂ na poziomie 20–30% reprezentowały kompromis między efektywnością procesu EOR a stabilnością geologiczną. Przy takim nasyceniu obserwowano już silne efekty upłynnienia i modyfikację zachowania fazowego, a jednocześnie układ pozostawał stosunkowo stabilny pod względem gęstości i ciśnienia.

Model z 50-proc. dodatkiem CO₂ w składzie ilustrował skrajne warunki, charakterystyczne raczej dla długoterminowego składowania geologicznego niż klasycznego EOR. Takie wysokie nasycenie gazem pozwalało na znaczące zmniejszenie lepkości, ale

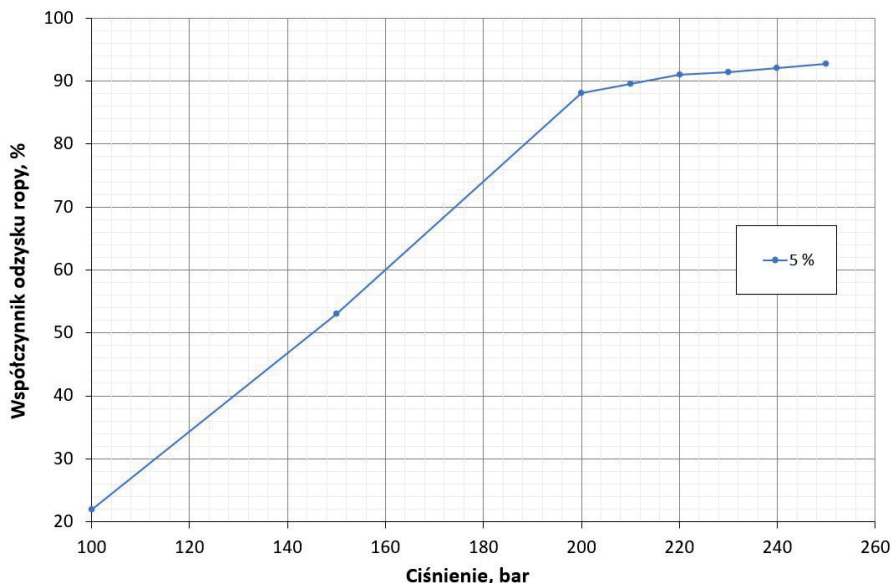


Fig. 6. Oil recovery as a function of pressure at 100°C for the model with a 5% CO₂ content

Rys. 6. Odzysk ropy w funkcji ciśnienia w temp. 100°C dla modelu z 5-proc. udziałem CO₂ w składzie

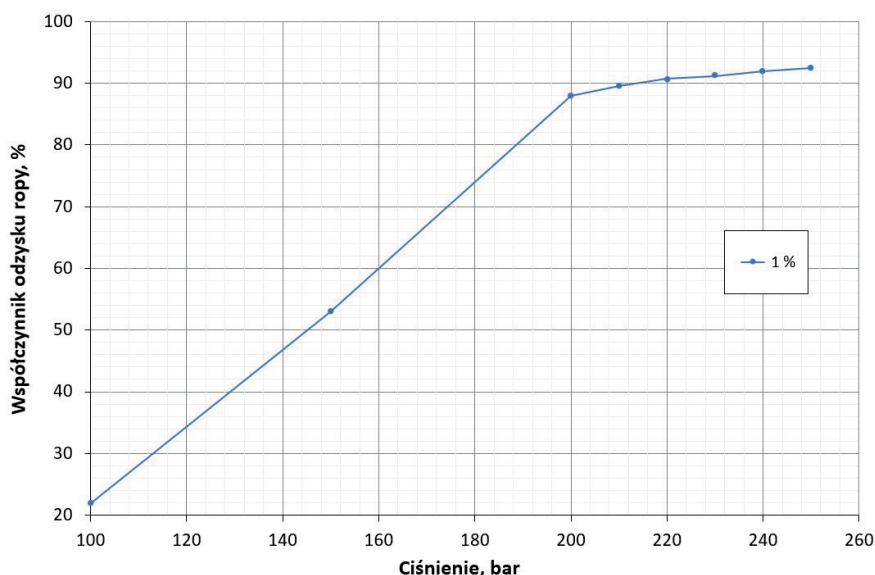


Fig. 7. Oil recovery as a function of pressure at 100°C for the model with 1% CO₂ content

Rys. 7. Odzysk ropy w funkcji ciśnienia w temp. 100°C dla modelu z 1-proc. udziałem CO₂ w składzie

Podsumowanie

Dla wszystkich analizowanych modeli obserwuje się wyraźne zmiany gęstości i lepkości w funkcji ciśnienia oraz temperatury, przy czym charakter tych zmian zależy od poziomu nasycenia CO₂. W warunkach niskiej temperatury (20°C) dodatek CO₂ powoduje wzrost gęstości ropy, natomiast w temperaturze złożowej 120°C CO₂ prowadzi do jej wyraźnego obniżenia.

Dodatek CO₂ systematycznie zmniejsza lepkość ropy w całym analizowanym zakresie parametrów. Już niewielkie udziały (1–2%) powodują zauważalne zmniejszenie lepkości, natomiast przy stężeniach rzędu 20–50% proces ten narasta. Dla wszystkich modeli widoczne jest minimum lepkości w pobliżu ciśnienia nasycenia ropy. Wzrost udziału CO₂ przesunął minimum w kierunku wyższych ciśnień, co odzwierciedla zmianę

ciśnienia nasycenia i modyfikację równowagi fazowej. Największe zmniejszenie lepkości i najbardziej korzystne z punktu widzenia EOR wartości współczynnika mobilności uzyskano dla temp. 120°C, co potwierdza zasadność prowadzenia procesów CO₂-EOR w warunkach wysokotemperaturowych.

Model, w którym CO₂ stanowi 50% składu mieszaniny, może być traktowany jako reprezentatywny dla granicznych warunków bardzo wysokiego nasycenia gazem. Uzyskane wyniki wskazują na istotny wzrost mobilności ropy oraz dominujący wpływ ditlenku węgla na zachowanie fazowe układu, co ma szczególne znaczenie w kontekście długoterminowej sekwestracji CO₂ w złożu oraz jego potencjalnego wykorzystania w procesach pozyskiwania energii geotermalnej.

Artykuł powstał na podstawie pracy statutowej pt. „Wpływ CO₂ na zmianę parametrów ropy złożowej w procesach EOR” – praca INiG-PIB na zlecenie MNiSW; nr zlecenia: 0074/KB/25, nr archiwalny: DK-4100-51/25.

Otrzymano: 11-06-2026

Zrecenzowano: 12-06-2026

Zaakceptowano: 15-06-2026

Opublikowano: 17-07-2026

LITERATURA

- [1] Enhanced Oil Recovery, U.S. Department of Energy, <https://www.energy.gov/hgeo/enhanced-oil-recovery>.
- [2] Electric Power Research Institute, Enhanced Oil Recovery Scoping Study, Final Report TR-113836, Palo Alto 1999.
- [3] Clean Air Task Force, <https://www.catf.us/resource/co2-eor-emission-reduction/2009>.
- [4] R. Budzowski, D. Janiga i in., *Przem. Chem.* 2019, **98**, nr 5, 777.
- [5] R. Elias, SPE Western Regional & AAPG Pacific Section Meeting, Santa Barbara County, California, 2013.
- [6] M. Amirhossein, M. Farzan, [w:] *Fundamentals of enhanced oil and gas recovery from conventional and unconventional reservoirs* (red. A. Bahadori), Elsevier, 2018.
- [7] International Energy Agency, Storing CO₂ through enhanced oil recovery. Combining EOR with CO₂ storage (EOR+) for profit, <https://www.iea.org/reports/storing-co2-through-enhanced-oil-recovery2015>.
- [8] S. Bachu, *Energy Convers. Manag.* 2000, **41**, nr 9, 953.
- [9] S.M. Benson, D.R. Cole, *Elements* 2008, **4**, nr 5, 325.
- [10] Ł. Habera, *Nafta-Gaz* 2012, **68**, nr 11, 810.
- [11] Ł. Habera, *Nafta-Gaz* 2010, **56**, nr 5, 399.
- [12] R. Czarnota, D. Janiga, J. Stopa, P. Wojna, *J. CO₂ Util.* 2017, **21**, 156.
- [13] S. Rychlicki i in., *Gosp. Surow. Miner.* 2011, **27**, nr 3, 2011.
- [14] J. Lubaś, M. Wojnicki, *Nafta-Gaz* 2019, nr 1, 24, DOI: 10.18668/NG.2019.01.04.
- [15] W. Cui i in., *Petrol. Res.* 2023, **8**, nr 1, 1.
- [16] K. Hau, M. Brehme, A. Shokri i in., *Geothermics* 2025, **133**, 103447.
- [17] P.M. Jarrell, C.E. Fox, M.H. Stein, S.L. Webb, *Practical aspects of CO₂ flooding*, SPE Monograph Series 2002, **22**.
- [18] J.B. Randolph, M.O. Saar, *Geophys. Res. Lett.* 2011, **38**, L10401.