



Numerical Simulation of Oil–CO₂ Displacement at the Pore Scale in Heterogeneous Fractured Porous Media

Parisa Behnoud¹, Mohammad Reza Khorsand Movaghar^{*1} and Mostafa Keshavarz Moraveji²

1.Petroleum Engineering Department, Amirkabir University of Technology (Tehran Polytechnic), Tehran, Iran

2.Chemical Engineering Department, Amirkabir University of Technology (Tehran Polytechnic), Tehran, Iran

m.khorsand@aut.ac.ir

Received: August 07, 2024

Accepted: November 23, 2024

Introduction

Gas injection under miscible conditions is widely recognized as one of the most efficient enhanced oil recovery (EOR) techniques [1-3]. However, achieving and maintaining such conditions often involves significant operational challenges and high costs [4]. In fractured reservoirs, due to the presence of preferential flow paths, comparable oil recovery can be achieved at immiscible pressures [5]. This study investigates the influence of mass transfer on oil–CO₂ flow behavior under immiscible conditions in a heterogeneous fractured porous medium at the pore scale. The goal is to determine whether near-miscible recovery levels can be approached by incorporating diffusion effects even in immiscible regimes.

Materials and Methods

This research employed a high-fidelity numerical modeling framework using COMSOL Multiphysics to investigate the pore-scale displacement of oil by carbon dioxide (CO₂) in a two-dimensional heterogeneous fractured porous medium. Two modeling approaches were employed: (i) a Phase Field method based on Navier–Stokes equations to simulate fluid dynamics and (ii) a coupled model that integrates the Phase Field method with the Transport of Diluted Species module to account for interphase mass transfer using Fick's law. The computational domain was synthetically generated to emulate a dual-porosity structure, consisting of a low-permeability matrix intersected by a matchstick-type fracture, enabling detailed analysis of flow behavior at both the pore and fracture scales.

Multiphase flow was modeled using the Phase Field method, which solves the coupled Navier–Stokes and Cahn–Hilliard Equations to capture the evolution of immiscible fluid interfaces (Equations 1-6). This approach accurately resolves interfacial tension effects, wettability, and capillary-driven displacement phenomena. The system of governing equations includes the continuity equation, momentum conservation, and the phase-field equations representing diffuse interfacial dynamics [6-9].

To account for interphase mass transfer—a critical mechanism in CO₂ flooding—the model was enhanced by coupling the Phase Field module with the Transport of Diluted Species (TDS) interface. Moreover, this allowed the implementation of Fick's second law to simulate CO₂ diffusion into the oil phase. In addition, the diffusion process was modeled simultaneously with fluid flow, providing a comprehensive picture of the interplay between hydrodynamic and compositional effects.

All physical properties, including viscosity, density, interfacial tension, and diffusion coefficients, were assigned based on experimental or literature-derived values. The model assumed incompressible, Newtonian behavior for both fluids and operated under isothermal conditions. A structured mesh with local refinement in regions of high velocity and interface curvature was used to ensure numerical accuracy, and time integration was handled with a fully implicit backward differentiation formula (BDF) scheme. Boundary conditions included constant velocity at the inlet, zero pressure at the outlet, and no-slip conditions

at solid boundaries (Equation 7-9).

$$f_{mix}(\varphi, \nabla \varphi) = \frac{1}{2} \lambda |\nabla \varphi|^2 + \frac{\lambda}{4\varepsilon^2} (\varphi^2 - 1)^2 \quad (1)$$

$$\sigma = \frac{2\sqrt{2}\lambda}{3\varepsilon} \quad (2)$$

$$\rho \frac{\partial \mathbf{u}}{\partial t} + \rho(\mathbf{u} \cdot \nabla) \mathbf{u} = -\nabla p + \nabla \cdot [\mu(\nabla \mathbf{u} + \nabla \mathbf{u}^T)] + G \nabla \varphi \quad (3)$$

$$\nabla \cdot \mathbf{u} = 0 \quad (4)$$

$$\psi = -\nabla \cdot \varepsilon^2 \nabla \varphi + (\varphi^2 - 1) \varphi \quad (5)$$

$$G = \lambda \left[-\nabla^2 \phi + \phi(\phi^2 - 1) / \varepsilon^2 \right] \quad (6)$$

$$\mathbf{u} = 0 \quad (7)$$

$$n \cdot \varepsilon^2 \nabla \phi = \varepsilon^2 \cos \theta |\nabla \phi| \quad (8)$$

$$n \cdot \left(\frac{\gamma \lambda}{\varepsilon^2} \right) \nabla \psi = 0 \quad (9)$$

Modeling Assumptions and Mass Transfer Framework

Under the following assumptions, interfacial tension between CO₂ and oil is eliminated differentiating the system from conventional immiscible displacements:

1. The CO₂–oil system is treated as a solvent–solute pair, while effects such as oil swelling and chemical reactions are neglected.
2. Both CO₂ and oil are considered Newtonian fluids.
3. Variations in diffusion coefficient are assumed to be negligible.
4. Fick's classical law is applicable for modeling ideal binary mixtures.

The Transport of Diluted Species (TDS) interface is used to compute the concentration field of a dilute solute (CO₂) in a solvent (oil). This interface captures solute transport and potential reactions in gaseous, liquid, or solid phases. The driving forces for transport include Fickian diffusion, convection (if coupled to a flow field), and migration (in the presence of an electric field) [4]. To simulate the system with mass transfer effects, the continuity, momentum, and convection–diffusion equations are solved in a coupled manner. As one mole of CO₂ dissolves into the oil phase, the oil's physical properties evolve due to mass transfer. Specifically, oil density/viscosity changes as a function of CO₂ concentration and is estimated using the following linear relationship:

$$\rho = \rho(c) = \frac{c - c_0}{c_{inj} - c_0} \rho_{CO_2} + \left(1 - \frac{c - c_0}{c_{inj} - c_0}\right) \rho_{oil} \quad (10)$$

$$\mu = \mu(c) = \left[\frac{c - c_0}{c_{inj} - c_0} \mu_{CO_2}^{-0.25} + \left(1 - \frac{c - c_0}{c_{inj} - c_0}\right) \mu_{oil}^{-0.25} \right]^{-4} \quad (11)$$

In Equation 11, c represents the concentration of carbon dioxide dissolved in the oil phase. The parameter C_{inj} denotes the inlet concentration of CO₂ dissolved in oil, specified as 1 mol/m³, while $C_{0refers}$ to the initial CO₂ concentration, assumed to be zero.

Boundary Conditions and Fluid Properties

To model CO₂ flooding in oil across the computational domain, the displacing CO₂ phase is injected from the upper-left boundary (fracture only) at a constant pressure P_{inj} into a medium initially saturated with oil. Accordingly, the injection pressure is defined as $P_{inj}=4.83\text{MPa}+\varepsilon$, while the outlet pressure at the right-hand side (which includes both fracture and porous matrix) is set to $P_{out}=4.83\text{MPa}$. The initial pressure throughout the system is assumed to be $P_{init}=4.8306\text{MPa}$. The pressure differential between inlet and outlet is intentionally kept small to ensure that the resulting two-phase displacement is representative at the pore scale. For this purpose, ε is set to 800 Pa (approximately 0.1 psi).

Thermophysical properties of the oil and CO₂ phases at the specified temperature are summarized in Table 1.

Results and Discussion

This section presents results for two main cases:

1. Phase Field method alone, and
2. Phase Field method coupled with the Transport of Diluted Species.

The simulation results revealed critical insights into the role of mass transfer in enhancing oil recovery under immiscible CO₂ injection conditions. In the absence of diffusion, CO₂ predominantly traveled along the fracture path, bypassing significant volumes of oil in the matrix. The flow exhibited pronounced viscous fingering and early breakthrough, characteristic of unfavorable mobility ratios and high heterogeneity. Conversely, when diffusive mass transfer was introduced, CO₂ progressively infiltrated the oil phase within the matrix before reaching the fracture outlet. This solubility-driven interaction altered the local saturation profiles and dampened interface instabilities. The displacement front became smoother, and oil within narrow pore throats, especially those near the fracture walls, was more effectively mobilized (Figure 1).

Table 1 Viscosity and density of pure carbon dioxide and oil phases in the system at constant temperature.

$\rho_{CO_2} (\text{kg}/\text{m}^3)$	$\mu_{CO_2} (\text{g}/\text{m.s})$	$\rho_{oil} (\text{kg}/\text{m}^3)$	$\mu_{oil} (\text{g}/\text{m.s})$	$T (K)$
88.635	0.0181	695.66	0.51098	344

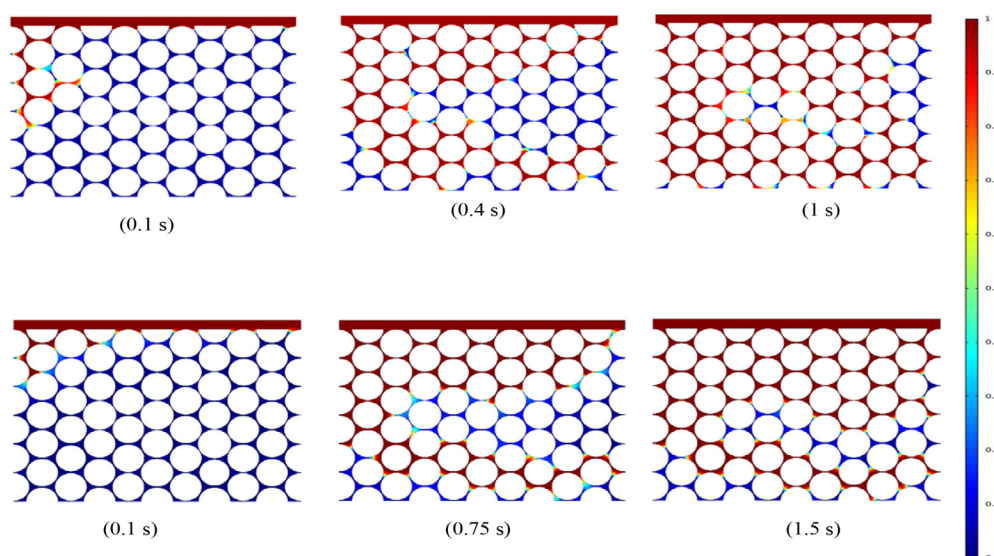


Fig. 1 Temporal evolution of the computed CO₂ saturation distribution under (a) modeling with mass transfer effects included, and (b) modeling without mass transfer effects.

In this study, most pores adjacent to the fracture are small or narrow throats. As shown in Fig. 2, which illustrates the CO₂ gas saturation in these regions, the amount of trapped oil in Case 2 is significantly lower compared to Case 1. This outcome is attributed to the presence of fractures serving as preferential flow paths, coupled with the inclusion of mass transfer between the flowing CO₂ and the trapped oil within the pore structure—particularly in the vicinity of the fracture. This crossflow mechanism effectively enhances oil recovery in these localized zones. Simulation results revealed that incorporating mass

transfer significantly improved the displacement of residual oil, particularly in narrow throats and fracture-adjacent regions. Moreover, the final oil recovery increased from 81% (without mass transfer) to 89% (with mass transfer), indicating that diffusion-driven CO₂ penetration into the oil phase plays a crucial role even under immiscible conditions (Fig. 3). Furthermore, this recovery level is close to that typically observed under near-miscible conditions, highlighting the importance of mass transfer mechanisms in fractured porous systems.

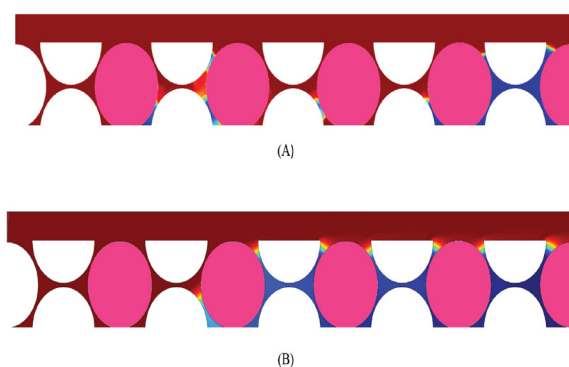


Fig. 2 CO₂ gas saturation in pores adjacent to the fracture: (a) with mass transfer effects considered, and (b) without mass transfer effects.

Conclusions

This study emphasizes the critical role of interphase mass transfer in enhancing oil recovery in fractured heterogeneous media under immiscible gas injection. In addition, the integration of Phase field modeling with mass transfer modules provides a comprehensive framework for simulating such complex systems. Ultimately, these findings can inform the optimization of CO₂ injection strategies in fractured reservoirs,

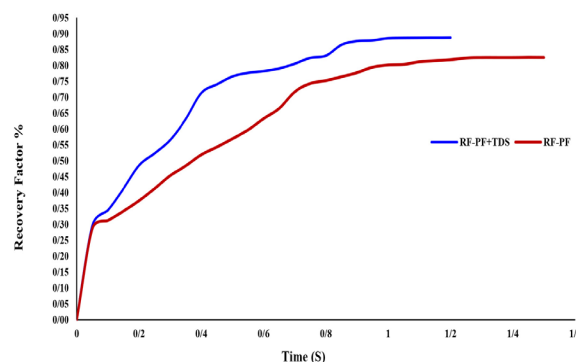


Fig. 3 Oil recovery factors with and without consideration of mass transfer effects.

promoting cost-effective and environmentally sustainable EOR practices.

References

- Garmeh, G., & Johns, R. T. (2010). Upscaling of miscible floods in heterogeneous reservoirs considering reservoir mixing. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 13(05), 747-763. doi.org/10.2118/124000-PA.

2. Koch, H. A. (1956). High pressure gas injection is a success. *World Oil*, 143(5), 260-264.
3. Stone, H. L., & Crump, J. S. (1956). The effect of gas composition upon oil recovery by gas drive. *Transactions of the AIME*, 207(01), 105-110. doi.org/10.2118/521-G.
4. Behnoud, P., Khorsand Movaghar, M. R., & Sabooniha, E. (2023). Numerical analysis of pore-scale CO₂-EOR at near-miscible flow condition to perceive the displacement mechanism. *Scientific Reports*, 13(1), 12632.
5. Chen, X., & Mohanty, K. K. (2020). Pore-scale mechanisms of immiscible and miscible gas injection in fractured carbonates. *Fuel*, 275, 117909. doi.org/10.1016/j.fuel.2020.117909.
6. AlMubarak, T., AlKhaldi, M., AlMubarak, M., Rafie, M., Al-Ibrahim, H., & AlBokhari, N. (2015). Investigation of acid-induced emulsion and asphaltene precipitation in low permeability carbonate reservoirs. In *SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition* (pp. SPE-178034). SPE. doi.org/10.2118/178034-MS.
7. Yue, P., Zhou, C., Feng, J. J., Ollivier-Gooch, C. F., & Hu, H. H. (2006). Phase-field simulations of interfacial dynamics in viscoelastic fluids using finite elements with adaptive meshing. *Journal of Computational Physics*, 219(1), 47-67. doi.org/10.1016/j.jcp.2006.03.016.
8. Amiri, H. A., & Hamouda, A. A. (2013). Evaluation of level set and phase field methods in modeling two phase flow with viscosity contrast through dual-permeability porous medium. *International Journal of Multiphase Flow*, 52, 22-34. doi.org/10.1016/j.ijmultiphaseflow.2012.12.006.
9. Hoteit, H. (2013). Modeling diffusion and gas-oil mass transfer in fractured reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 105, 1-17. doi.org/10.1016/j.petrol.2013.03.007.

شبیه‌سازی عددی جابه‌جایی نفت- دی‌اکسید کربن در مقیاس منفذ در محیط متخلخل ناهمگن شکاف‌دار

پریسا بهنود^۱، محمدرضا خرسند موقر^{۱*}، مصطفی کشاورز مروجی^۲

۱- دانشکده مهندسی نفت، دانشگاه صنعتی امیرکبیر (پلی تکنیک تهران)، ایران

۲- دانشکده مهندسی شیمی، دانشگاه صنعتی امیرکبیر (پلی تکنیک تهران)، ایران

تاریخ دریافت: ۱۴۰۳/۰۵/۱۷ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۳/۰۹/۰۳

چکیده

سیلاب‌زنی از طریق تزریق گاز به‌صورت امتزاج‌پذیر همواره به‌عنوان کارآمدترین روش جهت افزایش ضریب بازیافت نفت مطرح بوده‌است ولیکن تامین و نگهداشت فشار تزریقی در شرایط امتزاج‌پذیری و یا حتی نزدیک امتزاج‌پذیری از لحاظ عملیاتی دشوار و با هزینه‌های بالایی همراه می‌باشد. در مخازن شکاف‌دار بدلیل وجود مسیرهای هموار و کانال مانند می‌توان در فشارهای پایین‌تر نیز به بازیابی نفت معادل با شرایط نزدیک امتزاج‌پذیری دست پیدانمود. ولیکن شبیه‌سازی مخازن شکاف‌دار به‌دلیل پیچیدگی‌ها و ناهمگنی‌های این مخازن همواره با دشواری‌هایی همراه بوده‌است که در این میان لحاظ نمودن اثر انتقال جرم از جایگاه ویژه‌ای برخوردار می‌باشد. از این‌رو در این مطالعه به بررسی اثر انتقال جرم در رفتار جریانی نفت- دی‌اکسید کربن در مقیاس- منفذ در فرآیند تزریق گاز در شرایط غیرامتزاج‌پذیر در یک محیط متخلخل ناهمگن شکاف‌دار پرداخته می‌شود. بدین منظور شبیه‌سازی عددی در مقیاس- منفذ در ناحیه فشاری دور از ناحیه امتزاج‌پذیری برای دو حالت در نرم‌افزار شبیه‌ساز دینامیک سیالات محاسباتی کامسول انجام می‌پذیرد. حالت اول، بکارگیری ماژول میدان‌فازی که با بهره‌گیری از روابط ناویراستوکس حرکت سیالات را در محیط متخلخل ردیابی می‌نماید. حالت دوم، ترکیب دو ماژول مستقل روش میدان‌فازی و روش انتقال گونه‌های رقیق در نرم‌افزار شبیه‌ساز می‌باشد که در این حالت ماژول انتقال گونه‌های رقیق بمنظور بررسی اثر انتقال جرم گاز دی‌اکسید کربن به فاز نفت، اضافه گردیده‌است. در حقیقت این ماژول با بهره‌گیری از قوانین کلاسیک فیک این مهم را به انجام می‌رساند. نتایج حاصل از شبیه‌سازی نشان می‌دهد که میزان جاروب نفت باقی‌مانده در گلوگاه‌های کوچک و به‌ویژه در گلوگاه‌های مجاور شکاف با در نظر گرفتن اثر انتقال جرم به‌طور محسوسی افزایش یافته که سبب گردیده مقدار نهایی بازیافت از ۸۱٪ بدون لحاظ نمودن اثر انتقال جرم به ۸۹٪ با در نظر گرفتن اثر انتقال جرم افزایش یابد که این میزان بازیافت نفت تا حد بسیار زیادی متناظر با شرایط نزدیک امتزاج‌پذیری می‌باشد.

کلمات کلیدی: مدل مقیاس-منفذ، مخازن شکاف‌دار، ازدیاد برداشت نفت، میدان فازی، انتقال گونه‌های رقیق

*مسئول مکاتبات

m.khorsand@aut.ac.ir

آدرس الکترونیکی

شناسه دیجیتال: (DOI: 10.22078/pr.2024.5519.3454)

مقدمه

سیلاب زنی گاز دی اکسید کربن مدت ها است که به عنوان روش مطلوبی برای بهبود بازیافت نفت مطرح است و به منظور بهینه سازی سیستم های تزریق گاز در نظر گرفته می شود [۱-۳]. سال ها است که تزریق گاز دی اکسید کربن به طور گسترده ای در صنعت نفت در قالب روش ازدیاد برداشت مورد استفاده قرار می گیرد [۴ و ۵]. در حالی که ازدیاد برداشت مبتنی بر گاز دی اکسید کربن با کاهش ویسکوزیته نفت و تحرک پذیری دی اکسید کربن می تواند بازیابی نفت را بهبود بخشد، برای کاهش انتشار گاز و ذخیره سازی کربن و کارهای مربوط به جداسازی گاز دی اکسید کربن نیز از اهمیت بالایی برخوردار است [۶-۸]. مطالعه جابه جایی غیر قابل امتزاج پذیر در محیط های متخلخل شکاف دار برای درک و بهینه سازی فرآیندهای زیرزمینی مختلف از جمله بازیابی نفت، ترمیم آب های زیرزمینی و ذخیره سازی CO₂ حیاتی است. پیچیدگی تعاملات سیال-سیال، همراه با ماهیت ناهمگن شکاف ها، شبیه سازی عددی را به ابزاری بی بدیل برای درک این فرآیندها در مقیاس منفذی تبدیل کرده است [۹]. در محیط های شکاف دار، فرآیند جابه جایی تحت تأثیر عواملی مانند نیروهای موئینه، نیروهای ویسکوز و ترشوندگی سطح سنگ قرار دارد. مطالعات نشان داده اند که هندسه و زبری شکاف ها به طور قابل توجهی الگوهای جابه جایی را تحت تأثیر قرار می دهند، که منجر به پدیده هایی مانند انگشتی شدن، انفصال و به دام افتادن فاز غیر ترشونده می شوند. در هنگام جابه جایی یک سیال با ویسکوزیته بالا توسط یک سیال با ویسکوزیته پایین، اگر عدد موئینی به یک مقدار معین برسد، رابط دو فاز ممکن است ناپایدار شود و شکل «انگشتی» کشیده ای را نشان دهد که به عنوان انگشتی شدن ویسکوزی شناخته می شود. روش های عددی مختلفی برای شبیه سازی جابه جایی غیر قابل امتزاج در مقیاس منفذی توسعه یافته اند،

از جمله روش های بولتزمن شبکه ای (LBM)، حجم محدود (FVM)، و هیدرودینامیک ذرات هموار (SPH). این روش ها امکان نمایش دقیق واسطه های سیال و هندسه های پیچیده شکاف ها را فراهم می کنند. روش LBM به ویژه به دلیل توانایی آن در مدیریت شرایط مرزی پیچیده و ثبت دینامیک واسطه های سیال به طور گسترده ای مورد استفاده قرار گرفته است [۱۰]. مشخصه سازی دقیق شکاف ها برای دستیابی به نتایج شبیه سازی معتبر حیاتی است. روش هایی مانند میکرو توموگرافی کامپیوتری (میکرو-CT) و فیزیک دیجیتالی سنگ برای ثبت هندسه دقیق شکاف ها استفاده شده اند که سپس به عنوان ورودی برای شبیه سازی های عددی مورد استفاده قرار می گیرند. این تصاویر با وضوح بالا امکان مدل سازی دقیق توزیع عرض شکاف و زبری را فراهم می کنند که برای پیش بینی رفتار جریان سیال حیاتی است. بینش های حاصل از شبیه سازی های مقیاس منفذی برای بهبود تکنیک های بازیابی نفت، بهینه سازی استراتژی های ترمیم و بهبود پیش بینی ظرفیت و امنیت ذخیره سازی CO₂ ارزشمند هستند. با این حال، چالش هایی مانند هزینه محاسباتی، قابلیت توسعه پذیری، و یکپارچه سازی پدیده های چندفیزیکی مانند واکنش های شیمیایی و اثرات حرارتی همچنان وجود دارند [۱۱ و ۱۲]. رخ فروز و همکاران به بررسی فرآیندهای پیچیده جابه جایی سیالات در محیط های متخلخل ناهمگن شکاف دار در فرآیند تزریق آب پرداخته اند. این مطالعه بر روی پدیده جذب خودبه خودی، که در آن یک سیال به طور طبیعی به داخل یک محیط متخلخل کشیده می شود، تمرکز دارد. استفاده از شبیه سازی میدان فازی به منظور مدل سازی دقیق این فرآیندها در محیط های متخلخل شکاف، امکان بررسی دقیق تر و درک بهتر رفتارهای جریان و توزیع فازها در این محیط های پیچیده را فراهم می کند. این مقاله به تبیین اصول و روش های استفاده شده در شبیه سازی

اثر مثبت شکاف شکاف ناچیز می‌شود بلکه شکاف می‌تواند نقش منفی به‌عنوان مانع را در برابر جریان سیال ایفا کند. آنالیز حساسیت‌سنجی نشان داد که برای یک شکاف بازشدگی و جهت‌گیری مهم‌ترین پارامترها هستند ولی در شبکه شکاف شدت شکاف‌دار شدن و بازشدگی شکاف‌ها اثرگذارترین پارامترها بر جریان سیالات مخزنی هستند [۱۶]. در مطالعه‌ای که توسط مسیحی و همکاران در مقیاس منفذ صورت پذیرفته است به بررسی عوامل تاثیرگذار مانند امتزاج‌پذیری و سرعت تزریق در فرآیند تزریق CO_2 در جریان دوفازی CO_2 و نفت و میزان باز یافت، پرداخته شده است. در مطالعه مذکور شبیه‌سازی فرآیند مربوطه با رویکرد میدان فازی و با بهره‌گیری از حلگر عددی کامسول در هندسه استخراج شده از یک برش دو بعدی از تصاویر میکروسیتی یک نمونه سنگ واقعی پیاده‌سازی گردیده است. نتایج نشان می‌دهد با افزایش امتزاج‌پذیری، میزان ضریب بازیافت نفت افزایش پیدا کرده و میانشکنی سیال CO_2 تزریقی با تأخیر رخ داده است. همچنین آنها نتیجه گرفته‌اند میزان تأثیر سرعت تزریق CO_2 بر ازدیاد برداشت نفت در مقادیر کشش سطحی زیاد و کم رفتار متفاوتی نشان می‌داد. این نتایج در برخی موارد با نتایج قبلی بر روی نمونه محیط‌های متخلخل مصنوعی متفاوت بوده است [۱۷].

در مطالعه‌ای دیگری که توسط مسیحی و همکاران انجام یافته است به بررسی مشخصات پل مایع ایجادشده درون شکاف بین دو ماتریکس مجاور و وابستگی شکل پل مایع و اختلاف فشار دوفاز درون شکاف به خواص شکاف مانند بازشدگی شکاف پرداخته شده است. این مطالعه نیز با در نظر گرفتن دو بلوک ماتریکس مجاور در یک مخزن شکاف‌دار تحت مکانیزم رانش ثقلی و شبیه‌سازی آن در نرم‌افزار کامسول صورت پذیرفته است. نتایج حاصل از این شبیه‌سازی نشان داد شعاع گلوگاه پل مایع با اندازه بازشدگی شکاف کاهش می‌یابد.

میدان فاز و نتایج حاصل از آن می‌پردازد که می‌تواند در بهبود روش‌های مدیریت منابع زیرزمینی و بهینه‌سازی فرآیندهای صنعتی مرتبط با جابه‌جایی سیالات نقش مؤثری ایفا کند [۱۳]. در مطالعه‌ای که توسط لیو و همکاران انجام شد، نتایج شبیه‌سازی نشان داد که مهاجرت CO_2 فوق بحرانی در محیط‌های متخلخل شکاف‌دار اشباع‌شده با آب تحت تأثیر عوامل مختلفی قرار دارد. نتایج حاکی از آن است که شیب سازند و شوری آب‌سازند تأثیر قابل توجهی بر روی توزیع و حرکت CO_2 دارند. همچنین، مهاجرت CO_2 در محیط‌های شکاف‌دار نشان‌دهنده الگوهای پیچیده جریان و رفتار توزیع فازی بود که نیازمند درک دقیق‌تری از مکانیزم‌های جریان در این محیط‌ها می‌باشد [۱۴].

در مطالعه‌ای که توسط میشر و همکاران صورت پذیرفته است، به بررسی تأثیر خصوصیات شبکه شکستگی‌ها روی جریان CO_2 در محیط‌های متخلخل پرداخته شده است. نتایج نشان داد که ویژگی‌های شبکه شکاف‌ها، از جمله توزیع و اندازه آن‌ها، نقش مهمی در رفتار جریان CO_2 ایفا می‌کنند. به‌طور خاص، افزایش تراکم و اتصال شکاف‌ها منجر به بهبود جابه‌جایی و ذخیره‌سازی CO_2 شد. همچنین، مدل‌سازی نشان داد که وجود شکاف‌ها می‌تواند به بهبود راندمان جابه‌جایی سیالات و افزایش ظرفیت ذخیره‌سازی CO_2 کمک کند [۱۵].

در مطالعه‌ای که توسط امامی و همکاران صورت پذیرفته است به مطالعه جامع پارامترهای هندسی شکاف و حساسیت‌سنجی آنها به‌وسیله مدل گسسته شکاف در دو حالت شکاف منفرد و شبکه گسسته شکاف پرداخته شده است. در این مطالعه نیز از نرم‌افزار کامسول جهت شبیه‌سازی فرآیند تزریق آب در یک محیط متخلخل سنتزی در شرایط فشار ثابت در ورودی و خروجی استفاده گردیده است. آنالیز تغییرات تراوایی دینامیک برحسب پارامترهای شکاف نشان داد که بازشدگی شکاف تنها پارامتری است که با کاهش آن نه‌تنها

کربن در نفت کم می‌باشد ($1 \times 10^{-7} \text{ m}^2/\text{s}$)، لذا نفوذ دی‌اکسید کربن در نفت طی شرایط غیرقابل امتزاج‌پذیر (بدون در نظر گرفتن اثر انتقال جرم) بسیار آهسته است و می‌توان آن را به‌طور منطقی نادیده گرفت و از اثر آن صرف‌نظر کرد. دی‌اکسید کربن و نفت را می‌توان سیالات تراکم‌ناپذیر و نیوتونی در نظر گرفت. تغییرات در زاویه تماس و ترشوندگی بین نفت و دی‌اکسید کربن اندک است و می‌توان از این تغییرات صرف‌نظر کرد. بنابراین، فرآیند جابه‌جایی نفت-دی‌اکسید کربن را می‌توان با استفاده از روابط ناویر استوکس، روابط مربوط به بقای جرم و مومنتوم شبیه‌سازی کرد.

روابط حاکم

سیستم جریان آرام در نظر گرفته می‌شود و فرض می‌شود که سیالات به‌صورت نیوتونی و تراکم‌ناپذیر می‌باشند. با صرف‌نظر کردن از گرانش، جابه‌جایی سیالات در مقیاس دو بعدی بررسی خواهند شد. به‌منظور شبیه‌سازی و تجزیه و تحلیل انتقال فاز و پدیده‌های سطحی از ماژول میدان فازی استفاده می‌شود. این ماژول از یک روش واسطه پراکنده برای مدل‌سازی رابط بین فازهای مختلف مانند تبدیل فاز جامد-مایع، مایع-گاز یا جامد-جامد استفاده می‌کند. تجزیه و تحلیل رفتار جریان‌های چند فازی، مانند اختلاط سیالات غیرقابل اختلاط، دینامیک حباب‌ها و تشکیل و ادغام قطرات از کاربردهای اصلی این ماژول می‌باشد. ماژول میدان فازی یک رویکرد چندمنظوره و قدرتمند برای درک و پیش‌بینی رفتار پیچیده مواد و سیالات تحت انتقال فاز و تغییرات سطحی ارائه می‌کند. برای تفکیک دو فاز توسط یک سطح مشترک نفوذ سیال-سیال، روش میدان فازی کان-هیلیارد با روابط ناویر استوکس و پیوستگی ترکیب شده است. در مدل میدان فازی، که مبتنی بر حداقل اصول انرژی آزاد است، انرژی ترکیبی (f_{mix}) با فرمولاسیون Ginzburg-Landau به‌صورت زیر به‌دست می‌آید

[۱۹ و ۲۰]:

این تغییر شکل پل مایع باعث می‌شود تا اختلاف فشار دوفاز درون شکاف هم با افزایش بازشدگی شکاف کاهش یافته و پس از یک آستانه بحرانی بازشدگی شکاف این اختلاف فشار دوفاز مقداری منفی شود [۱۸]. در مجموع، شبیه‌سازی‌های عددی فرآیندهای جابه‌جایی غیرقابل امتزاج‌پذیر در مقیاس منفذ در محیط شکاف ابزار قدرتمندی برای درک تعامل پیچیده نیروهای که حرکت سیال را در محیط‌های زیرزمینی کنترل می‌کنند، فراهم می‌کند. پیشرفت‌های مستمر در روش‌های محاسباتی و تکنولوژی‌های تصویربرداری انتظار می‌رود که توانایی ما را در مدل‌سازی و پیش‌بینی این فرآیندها با دقت بیشتر ارتقا دهند. در مطالعه کنونی، بررسی و شناخت مکانیسم جابه‌جایی نفت (دکان) در فرآیند سیلاب‌زنی غیرامتزاجی گاز دی‌اکسید کربن در یک مخزن غیرهمگن شکاف‌دار در مقیاس منفذ صورت می‌پذیرد. با اتخاذ این فرض، به‌منظور مدل‌سازی واقعی‌تر و درک مطلوب‌تر اثر گرادیان فشار در رفتار جریان دی‌اکسید کربن-نفت، کشش سطحی پویا به‌منظور بررسی اثرات بین سطحی و ضریب انتقال جرم پویا جهت بررسی اثر انتقال جرم مابین دوفاز لحاظ گردیده است. بحث و بررسی پیرامون نتایج حاصله از این مطالعه با ارائه نمودارهای اشباع گاز دی‌اکسید کربن بر حسب زمان و نمودار باز یافت نفت با و بدون اثر انتقال جرم صورت می‌پذیرد.

رویکرد عددی

شبیه‌سازی سیلاب‌زنی نفت-کربن دی‌اکسید در مقیاس منافذ در محیط‌های متخلخل ناهمگن دارای شکاف به‌صورت ذیل انجام می‌پذیرد:

مدل‌های سیلاب‌زنی غیرامتزاج‌پذیر بدون در نظر گرفتن اثر انتقال جرم

برای مدل‌سازی سیلاب‌زنی نفت-دی‌اکسید کربن در محیط متخلخل شکاف‌دار تحت شرایط غیرامتزاجی فرضیات مورد نیاز به‌شرح زیر می‌باشد:

۱- از آنجایی که میزان نفوذ و انتشار دی‌اکسید

فازی کان - هیلارد ترکیب می‌شوند که در ادامه نشان داده شده‌است:

$$\rho \frac{\partial \mathbf{u}}{\partial t} + \rho(\mathbf{u} \cdot \nabla) \mathbf{u} = -\nabla p + \nabla \cdot [\mu(\nabla \mathbf{u} + \nabla \mathbf{u}^T)] + G \nabla \varphi \quad (4)$$

$$\nabla \cdot \mathbf{u} = 0 \quad (5)$$

$$\psi = -\nabla \cdot \varepsilon^2 \nabla \varphi + (\varphi^2 - 1) \varphi \quad (6)$$

که در آن، p نشان‌دهنده فشار، $\mathbf{u}$ میدان سرعت سیال، و t زمان است. علاوه‌براین، Ψ یک پارامتر کمکی برای تجزیه رابطه مرتبه چهارم کان-هیلارد به دو رابطه مرتبه دوم است، ε پارامتر ضخامت محیط، γ تحرک، λ چگالی انرژی ترکیبی و G پتانسیل شیمیایی است.

$$G = \lambda \left[-\nabla^2 \varphi + \varphi(\varphi^2 - 1) / \varepsilon^2 \right] \quad (7)$$

روابط حاکم تحت شرایط مرزی استاندارد پیاده‌سازی شدند (به‌عنوان مثال، ورودی، خروجی، عدم لغزش، جداره مرطوب و تقارن). در ذرات مرطوب جامد، شرایط مرزی زیر اعمال می‌گردد:

$$\mathbf{u} = 0 \quad (8)$$

$$n \cdot \varepsilon^2 \nabla \varphi = \varepsilon^2 \cos \theta |\nabla \varphi| \quad (9)$$

$$n \cdot \left(\frac{\gamma \lambda}{\varepsilon^2} \right) \nabla \psi = 0 \quad (10)$$

که در آن n واحد نرمال با جداره و θ زاویه ثابت سطح است. اولین رابطه شرط عدم لغزش را نشان می‌دهد. رابطه دوم، برای شار انتشاری صفر در نظر گرفته شده است و آخرین رابطه نیز شرط مرزی طبیعی است که از تغییر انرژی آزاد کل سرچشمه می‌گیرد [۲۱ و ۲۴].

مدل سیلاب‌زنی غیرامتزاج‌پذیر با در نظر گرفتن

اثر انتقال جرم

با فرض زیر، کشش سطحی بین کربن دی‌اکسید و نفت، متفاوت از سیلاب غیرامتزاج‌پذیر از بین می‌رود:

۱. سیستم دی‌اکسید کربن با نفت به‌صورت حلال-حل شونده لحاظ می‌گردد، اما تورم نفت حاصل از دی‌اکسید کربن و فرآیند واکنش شیمیایی را می‌توان نادیده گرفت.
۲. دی‌اکسید کربن و نفت را می‌توان سیالات نیوتونی در نظر گرفت.

$$f_{\text{mix}}(\varphi, \nabla \varphi) = \frac{1}{2} \lambda |\nabla \varphi|^2 + \frac{\lambda}{4 \varepsilon^2} (\varphi^2 - 1)^2 \quad (1)$$

به حداقل رساندن مؤلفه گرادیان (اولین عبارت سمت چپ) ما را به سمت ترکیب فازها می‌برد و به حداقل رساندن پتانسیل دوگانه (عبارت دوم سمت راست) ما را وارد مرحله تفکیک می‌کند. کشش سطحی به‌عنوان یک ویژگی ذاتی مربوط به شدت چگالی انرژی آزاد ناحیه سطحی در نظر گرفته می‌شود. اگر $\varepsilon \rightarrow 0$ ، نسبت λ/ε کشش سطحی در حالت کلاسیک را ایجاد می‌کند [۲۱].

$$\sigma = \frac{2\sqrt{2}\lambda}{3\varepsilon} \quad (2)$$

در توضیح روش میدان فاز بیان شد که به‌جای در نظر گرفتن سطح مشترک خطی بین سیالات یک لایه نازک با ضخامت غیر صفر در نظر گرفته می‌شود، که نیروهای مرزی بر روی آن به‌طور همگن توزیع می‌شود. به این منظور پارامتر میدان فاز (φ) تعریف می‌شود که در بدنه اصلی سیال‌ها مقدار ثابتی داشته و بر روی لایه نازک مرزی تغییر می‌کند. در این تعریف، $-1 < \varphi < 1$ نمایانگر محدوده سطحی و $\varphi = \pm 1$ نشان‌دهنده فازهای خالص می‌باشد. در جریان‌های دوفازی این پارامتر نشان‌دهنده غلظت نسبی هر کدام از سیالات در نقطه مورد نظر است، به‌طوری‌که کسر حجمی فاز اول و دوم به ترتیب $\frac{1-\varphi}{2}$ و $\frac{1+\varphi}{2}$ در نظر گرفته می‌شود. همه ویژگی‌های فیزیکی سیال با استفاده از غلظت‌های نسبی فازها درون‌یابی شده‌اند [۲۲]:

$$\vartheta(\varphi) = \frac{(1+\varphi)}{2} \vartheta_1 + \frac{(1-\varphi)}{2} \vartheta_2 \quad (3)$$

که در آن ویژگی یک فاز مثل ویسکوزیته (μ) و (ρ) را نشان می‌دهد. روابط پیوستگی و ناویر استوکس به‌واسطه شامل شدن یک نیروی سطحی وابسته به میدان فازی قادر به پیش‌بینی سطح جابه‌جا شونده خواهند بود [۲۲ و ۲۳]. در این مقاله، فرض بر این است که CO_2 و نفت به‌صورت ایده‌آل با یکدیگر در طول تزریق ترکیب می‌شوند و هیچ واکنش شیمیایی رخ نمی‌دهد. روابط حاکم اصلی شامل ناویر استوکس، پیوستگی و روابط میدان

(۱۲)

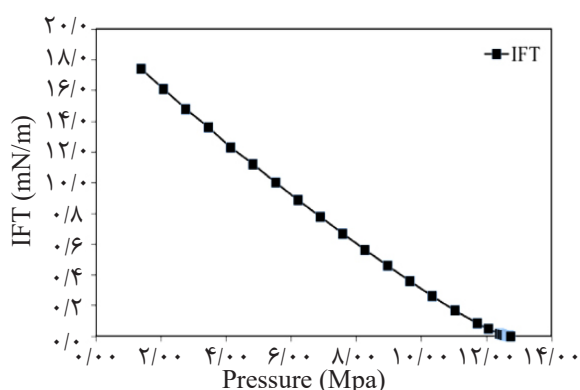
$$\mu = \mu(c) = \left[\frac{c - c_0}{c_{inj} - c_0} \mu_{CO_2}^{-0.25} + \left(1 - \frac{c - c_0}{c_{inj} - c_0} \right) \mu_{oil}^{-0.25} \right]^{-4}$$

در رابطه (۱۲)، c نشان‌دهنده غلظت دی‌اکسید کربن محلول در فاز نفت است. C_{inj} با مقدار غلظت ورودی دی‌اکسید کربن محلول در نفت تعریف می‌شود که به صورت 1 mol/m^3 مشخص می‌شود. C_0 غلظت اولیه کربن دی‌اکسید است که برابر صفر در نظر گرفته شده است. عدم تعادل نیروهای مولکولی در فصل مشترک بین دو فاز وجود دارد. این امر به دلیل جاذبه فیزیکی بین مولکول‌ها ایجاد می‌شود. عدم تعادل نیرو به عنوان کشش سطحی (IFT) شناخته می‌شود. مدل برازش منطقی برای محاسبه تغییرات دینامیکی IFT با فشار با استفاده از نقاط داده شده در شکل ۱-الف) ارائه شده است [۲۶].

$$\sigma = \sigma(c) = \frac{(a + bp)}{(a + cp + dp^2)} \quad (13)$$

در این رابطه، p فشار موجود بر حسب مگاپاسکال و a و b و c و d مقادیری ثابت برابر با جدول ۱ می‌باشد: همچنین برای محاسبه تغییرات ضریب انتشار می‌توان از شکل ۱-ب) که مدل برازش شده مقادیر نفوذ بر حسب فشار می‌باشند، استفاده کرد.

$$D = D(c) = \frac{a}{(1 + e^{(b - cp)})^{1/d}} \quad (14)$$

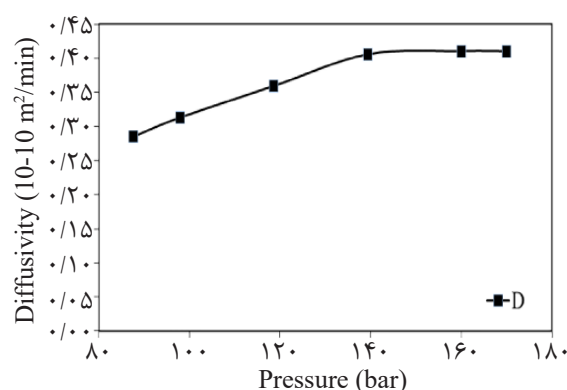


۳. تغییر در ضریب انتشار اندک است و می‌توان از تغییرات صرف‌نظر کرد.

۴. قانون کلاسیک فیک می‌تواند برای مواردی با مخلوط‌های دوتایی ایده‌آل معتبر باشد. رابط انتقال گونه‌های رقیق (TDS) برای محاسبه میدان غلظت یک حل شونده رقیق در یک حلال استفاده می‌شود. این رابط می‌تواند انتقال واکنش‌های گونه‌های حل شده در گاز، مایع یا جامد را مدیریت کند. نیروهای محرکه برای انتقال شامل انتشار طبق قانون فیک، همرفت در صورت اتصال به یک میدان جریان، و مهاجرت در صورت اتصال به یک میدان الکتریکی می‌باشد. سپس روابط پیوستگی، جریان سیال و رابطه جابه‌جایی-نفوذ با لحاظ کردن اثر انتقال جرم به منظور شبیه‌سازی (با در نظر گرفتن اثر انتقال جرم) به کار گرفته می‌شود [۲۵]: به تدریج با حل کردن یک مول دی‌اکسید کربن در فاز نفت به دلیل اثر انتقال جرم، خواص فاز نفت تغییر می‌کند. تغییرات چگالی فاز نفت را با رابطه خطی زیر می‌توان محاسبه کرد:

$$\rho = \rho(c) = \frac{c - c_0}{c_{inj} - c_0} \rho_{CO_2} + \left(1 - \frac{c - c_0}{c_{inj} - c_0} \right) \rho_{oil} \quad (11)$$

تغییرات ویسکوزیته فاز نفت را می‌توان با قانون اختلاط یک چهارم مطابق زیر محاسبه کرد:

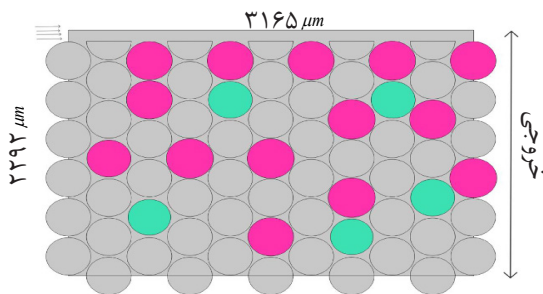


شکل ۱ الف) کشش سطحی مبتنی بر فشار و ب) ضریب نفوذ مبتنی بر فشار

جدول ۱ ضرایب مربوط به رابطه کشش سطحی

a	b	c	d
۱۹/۶۸	-۱/۵۵	۰/۰۰۵	۰/۰۰۲

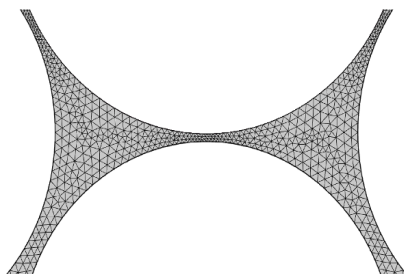
به‌طور تصادفی حدود ۲ تا ۵٪ کاهش یا افزایش یافته است. دانه‌های سبز رنگ، دانه‌هایی با قطر کاسته شده و دانه‌های قرمز رنگ دانه‌هایی با قطر افزایش یافته می‌باشند (شکل ۲).



شکل ۲ هندسه دامنه محاسباتی، دانه‌های قرمز رنگ دانه‌های بزرگ شده، دانه‌های سبز رنگ دانه‌های کوچک شده و دانه‌های خاکستری رنگ دانه‌های با سایز نرمال می‌باشند

انتخاب‌مش و شماتیک عددی

در این مطالعه از عناصر مثلثی برای حل دامنه و مش‌بندی استفاده شده است. عناصر مش ریزتر نیز برای کانال‌های باریک و گلوگاه‌های منافذ کوچک انتخاب شدند درحالی‌که از عناصر درشت برای بدنه منافذ استفاده شده است. برای افزایش دقت مدل، حداقل از سه عنصر در باریک‌ترین گلوگاه‌ها استفاده شده است (شکل ۳). لازم به ذکر است تعداد مش مورد استفاده در این پژوهش ۲۸۱۵۵ می‌باشد.



شکل ۳ عناصر مش مثلثی در بخش گسترده دامنه محاسباتی شامل گلوگاه‌های نرمال، کانال‌های باریک و بدنه‌های متخلخل

که در آن p فشار برحسب مگاپاسکال می‌باشد و a, b, c, d به‌ترتیب دارای مقادیر ثابت مطابق جدول ۲ ذیل می‌باشند:

جدول ۲ ضرایب ثابت در رابطه ضریب نفوذ

a	b	c	d
۰/۰۴۱	۵۳/۷۸	۰/۳۸	۵۸/۴۹

شرایط مرزی و ویژگی‌های سیال

برای مدل‌سازی شرایط سیلاب‌زنی دی اکسید کربن در نفت در سراسر ناحیه محاسباتی، فاز دی‌اکسیدکربن جابه‌جاکننده از سمت چپ بالا (فقط شکاف) و با فشار ثابت P_{inj} به محیطی که از قبل توسط نفت اشباع گردیده است، تزریق می‌گردد. از این‌رو، P_{inj} برابر با $4/83 + \varepsilon$ MPa و P_{out} روی مقدار $4/83$ MPa تنظیم شده است (خروجی مدل سمت راست ژئومتری است که شامل شکاف و محیط متخلخل است). همچنین فشار اولیه P_{init} در سیستم برابر با $4/8306$ MPa در نظر گرفته شده است. اختلاف فشار بین ورودی و خروجی باید آنقدر کم باشد که جابه‌جایی جریان دو فازی قابل درکی را در مقیاس منفذ پدید آورد. بدین‌منظور مقدار ε نیز معادل با 800 Pa ($\approx 0/1$ Psi) در نظر گرفته می‌شود. ویژگی‌های سیالات فازهای نفتی و دی اکسید کربن در دمای خاص را می‌توانید در جدول ۳ مشاهده کنید:

هندسه مدل

دامنه محاسباتی در این تحقیق، یک محیط متخلخل ناهمگن به ابعاد $3165 \times 2292 \mu m$ است که شامل چند ذره دایره شکل با قطر 350 است. به‌منظور اعمال ساختار ناهمگن، قطر تعدادی از دانه‌ها

جدول ۳ ویسکوزیته و چگالی دی‌اکسید کربن خالص و فازهای نفتی در سیستم در دمای ثابت

$\rho_{CO_2} (kg/m^3)$	$\mu_{CO_2} (g/m.s)$	$\rho_{oil} (kg/m^3)$	$\mu_{oil} (g/m.s)$	$T (K)$
۸۸/۶۳۵	۰/۰۱۸۱	۶۹۵/۶۶	۰/۵۱۰۹۸	۳۴۴

رقیق

تغییرات توزیع اشباع دی اکسید کربن

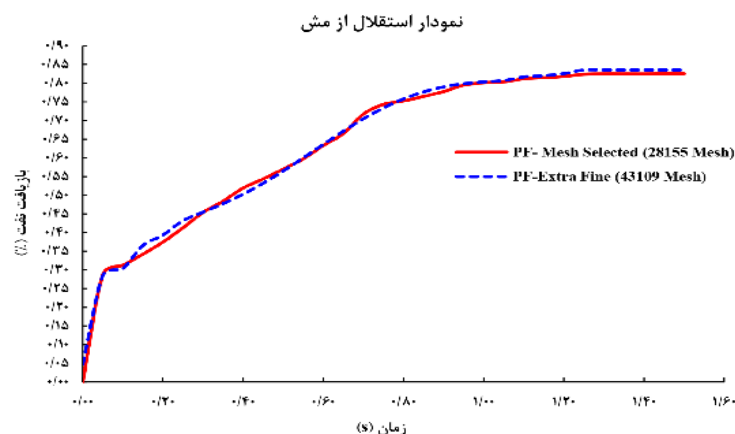
در گام نخست، در **شکل ۵** تغییر تدریجی توزیع اشباع دی اکسید کربن در زمان های مختلف (زمان های اولیه، زمان میان شکنی و زمان نهایی شبیه سازی) مربوط به حالت های ۱ و ۲ ارائه گردیده است. در نگاه نخست به خوبی مشاهده می شود که در زمان های یکسان میزان نفوذ دی اکسید کربن و در نتیجه مقدار غلظت آن در حالت ۲ نسبت به حالت دیگر به میزان قابل توجهی بیشتر است به طوری که زمان میان شکنی برای حالت ۲ نیز زودتر از حالت ۱ رخ داده است.

نمودارهای مربوط به عدم وابستگی مش براساس حالت اول (مدل سازی بدون در نظر گرفتن اثر انتقال جرم) مورد نظر در این مطالعه، مطابق شکل به منظور پیش بینی ضریب بازیافت نفت ارائه گردیده است (**شکل ۴**). لازم به ذکر است با تعداد مش برابر با ۲۱۲۰۰ (به صورت Fine) شبیه سازی همگرا نمی شود.

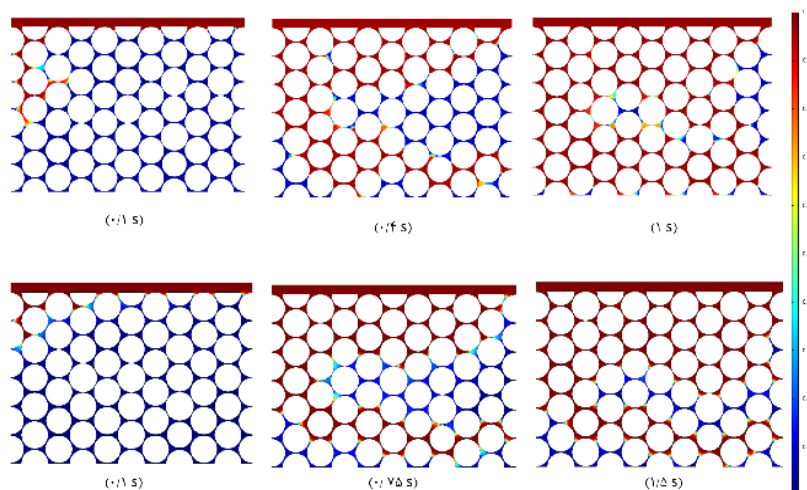
نتایج

در این بخش به ارائه نتایج حاصل از شبیه سازی براساس دو حالت اصلی ذیل پرداخته می شود:

- ۱- روش میدان فازی
- ۲- ترکیب روش میدان فازی و روش انتقال گونه های

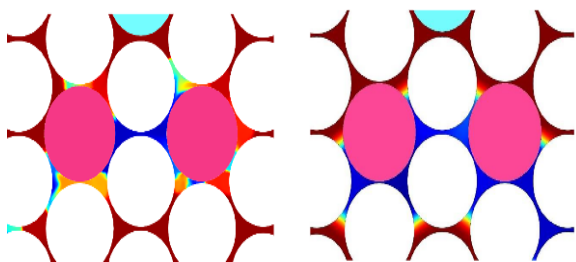


شکل ۴ نمودار بازیافت نفت به منظور استقلال از مش برای مدل سازی میدان فازی



شکل ۵ تکامل زمانی توزیع اشباع دی اکسید کربن محاسبه شده تحت الف) مدل سازی صورت گرفته با در نظر گرفتن اثر انتقال جرم و ب) بدون در نظر گرفتن اثر انتقال جرم

نرمال، زمان انتهایی اجراهای شبیه‌سازی مربوط به حالت‌های ۱ و ۲ مطابق **شکل ۶** ارائه گردیده است. با مراجعه به **شکل ۶** مشاهده می‌شود که میزان اشباع نفت باقی‌مانده مربوط به حالت ۲ در گلوگاه‌های کوچک و حتی در گلوگاه‌های نرمال در مجاورت با گلوگاه‌های کوچک نیز به‌میزان قابل توجهی به حد پایین‌تری کاهش یافته‌است.



شکل ۶ بخش مشخص شده از مدل مقیاس منافذ در گلوگاه‌های نرمال تا کوچک (الف) طی تزریق دی‌اکسید کربن با درنظر گرفتن اثر انتقال جرم و (ب) بدون درنظر گرفتن اثر انتقال جرم در زمان انتهایی مدل‌سازی

منافذ در مجاورت شکاف

در این مطالعه اغلب منافذ در مجاورت شکاف، منافذ کوچک/ گلوگاه‌های کوچک می‌باشند. با مراجعه به **شکل ۷** مربوط به اشباع گازی دی‌اکسید کربن در منافذ در مجاورت شکاف به‌خوبی مشاهده می‌شود میزان نفت به تله افتاده در این نواحی حاصل از شبیه‌سازی در حالت ۲ در حد قابل توجهی کمتر از این مقدار نسبت به حالت ۱ می‌باشد. این نتیجه بواسطه وجود شکاف به‌عنوان مسیرهای هموار برای عبور سیال و لحاظ نمودن اثر انتقال جرم بین گاز عبوری و نفت به تله افتاده در بین دانه‌ها به‌ویژه در منافذ و گلوگاه‌های در مجاورت شکاف گردیده که از این‌رو سبب افزایش باز یافت نواحی در این نواحی می‌گردد (پدیده جریان متقاطع).

منافذ نیمه بسته

همان مکانیسمی که در منافذ عادی حاکم است در منافذ نیمه-بن بست نیز غالب است که منجر به افزایش باز یابی نفت به‌دام افتاده در این منافذ می‌شود.

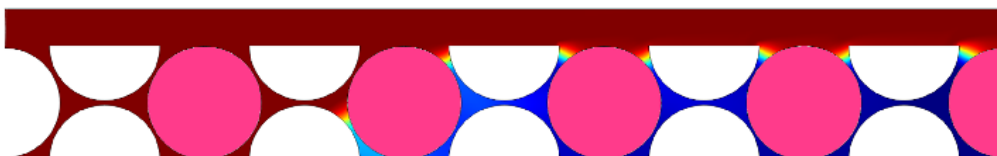
این امر نشان‌دهنده آن است که میزان جاروب شدگی در حالت ۲ نیز به مقدار قابل توجهی نسبت به حالت ۱ بیشتر است، به‌طوری‌که مقایسه نتایج در زمان انتهایی شبیه‌سازی نیز به‌وضوح مبیین این موضوع است. لازم به ذکر است که در نظر گرفتن دانه‌هایی با سه اندازه مختلف (کوچک، معمولی و بزرگ) در ساختار منفذی مدل منجر به ناهم‌گونی می‌شود، از این رو پدیده انگشتی گرانی در نتایج شبیه‌سازی در دو حالت مذکور پدیدار می‌شود.

اشباع نفت باقی‌مانده

با به‌کارگیری مدل دسته لوله در محیط متخلخل و براساس رابطه هاگن-پویزله ($\Delta P = 8\mu LQ/\pi R^4$)، مشخص می‌گردد که نرخ حجمی جریان ویسکوز در یک گرادیان فشار مشخص، متناسب با توان چهارم شعاع منفذی تغییر می‌یابد و لذا، یک تغییر نسبتاً جزئی در شعاع منافذ در مدل مقیاس- منفذ، منجر به تغییر قابل توجهی در نرخ حجمی جریان سیال عبوری از منافذ (به‌واسطه جریان ویسکوز) می‌گردد، که این امر موجب می‌شود هنگام مواجهه سیال با منافذ با شعاع‌های گوناگون (یک محیط ناهمگن) ولیکن همگی تحت شرایط یکسان (گرادیان فشار) منافذ با شعاع‌های بزرگتر جهت عبور سیال ترجیح داده‌شود. از این‌رو در این بخش از مطالعه، تمرکز بر روی قسمتی از مدل که دارای منافذ با شعاع کوچک است، قرار گرفته‌است. شایان ذکر است منافذ کوچک در مجاورت دو دانه بزرگ ایجاد می‌گردد. زمانی که اثر انتقال جرم مربوط به انتقال دی‌اکسید کربن از فاز گاز به درون فاز نفت لحاظ گردد، از این‌رو مقادیر بیشتری از نفت موجود در منافذ در تماس با گاز قرار می‌گیرد که سبب افزایش باز یابی نفت از این منافذ می‌گردد. جهت بررسی دقیق‌تر فرضیه فوق و تطبیق و تفسیر مکانیسم ارائه شده بر میزان نفت باقی‌مانده (نفت کنار-گذر) در گلوگاه‌های کوچک تا



(الف)

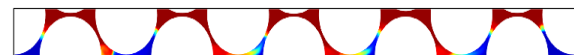


(ب)

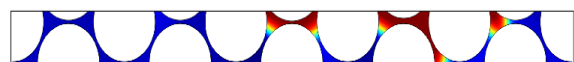
شکل ۷ اشباع گازی دی اکسید کربن در منافذ در مجاورت شکاف (الف) با در نظر گرفتن اثر انتقال جرم و (ب) بدون در نظر گرفتن اثر انتقال جرم

پس از زمان کوتاه و پدیدار شدن میان شکنی، گاز دی اکسید کربن به منافذ نرمال و در صورت امکان به منافذ کوچکتر حرکت می نماید. به طور کلی، نفت کنار گذر به واسطه نسبت تحرک پذیری نامطلوب، غلبه گرانشدر (در صورت وجود)، ساختار ناهمگن، منافذ بسته/ نیمه بسته، فاز آب (در صورت وجود) و ناپایداری ویسکوزیته (پدیده انگشتی گرانشی) در مقیاس منفذ، پدیدار میشود. بنابراین با توجه به مکانیسم ارائه شده در بخش پیشین (اشباع نفت باقی مانده) و مطابق شکل ۹ میزان بازیافت نفت در انتهای زمان اجرای شبیه سازی مربوط به حالت ۲ تقریباً برابر با ۸۹٪ بوده است، که این عدد در مقایسه با حالت ۱ به میزان تقریباً ۷٪ افزایش نشان میدهد. ساختار منافذ در نظر گرفته شده در این مطالعه متناظر با برخی از مخازن نفتی ماسه سنگی نیز است. برخلاف ارتباط نسبتاً خوب بین منافذ در این مخازن، ساختار آنها به طور اجتناب ناپذیری دارای ناهمگنی مشخصی می باشد.

مطابق تصاویر ارائه شده در شکل ۸ میزان نفت باقی مانده در این منافذ در لحظه نهایی شبیه سازی، مربوط به حالت ۱ تقریباً بیش از دو برابر این میزان در همین منافذ مربوط به حالت ۲ می باشد.



(الف)

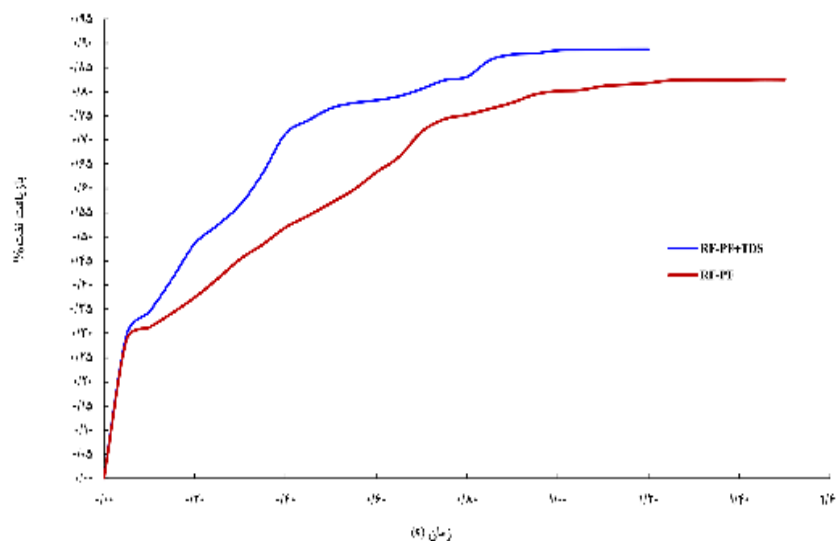


(ب)

شکل ۸ بزرگ نمایی قسمت بالایی مدل به منظور مقایسه بهتر منافذ نیمه-بسته در هر دو حالت (الف) در نظر گرفتن اثر انتقال جرم و (ب) بدون در نظر گرفتن اثر انتقال جرم

نمودار بازیافت

همان طور که بحث شد، در ابتدای تزریق به واسطه حضور ناهمگنی در مدل، دی اکسید کربن ابتدا از منافذ بزرگتر عبور می کند و به دلیل تحرک پذیری بالا به سرعت به سمت انتهای مدل حرکت می نماید. از این رو مقدار نفت قابل توجهی به صورت نفت کنار- گذر باقی می ماند.



شکل ۹ ضرایب بازیافت نفت با در نظر گرفتن اثر انتقال جرم و بدون در نظر گرفتن اثر انتقال جرم

نتیجه‌گیری

نتایج حاصل از تحلیل کمی مطالعه حاضر گواه این مدعی است که با لحاظ نمودن اثر انتقال جرم در مخازن شکاف‌دار حتی در فشارهای پایین (نواحی فشارهای دور از ناحیه نزدیک امتزاج‌پذیری) می‌توان به میزان بالایی از بازیافت نفت دست پیدا نمود.

نتایج اصلی مطالعه به شرح ذیل می‌باشد:

۱- برای نخستین بار دو ماژول مستقل میدان فازی و انتقال گونه‌های رقیق با هم کوپل شده‌اند که به بررسی هم‌زمان اثر کشش سطحی بین دو فاز و همچنین انتقال جرم می‌پردازد.

۲- با لحاظ نمودن اثر انتقال جرم در مخازن

شکاف‌دار حتی در فشارهای پایین می‌توان به میزان بالایی از بازیافت نفت در حدود ۸۹٪ (نزدیک به حالت نزدیک امتزاج‌پذیری) دست یافت که نسبت به شبیه‌سازی بدون در نظر گرفتن اثر انتقال جرم حدود ۷٪ افزایش بازیافت نفت را به همراه دارد.

۳- نتیجه فوق به واسطه وجود شکاف به عنوان مسیرهای هموار برای عبور سیال و تقویت پدیده جریان متقاطع متأثر از انتقال جرم (بین گاز عبوری و نفت به تله افتاده در بین دانه‌ها) به‌ویژه در منافذ و گلوگاه‌های در مجاورت شکاف حاصل گردیده‌است و از این رو سبب تسریع و گسترش این پدیده به نواحی دیگر محیط متخلخل دور از شکاف می‌گردد.

مراجع

- [1]. Stone, H. L., & Crump, J. S. (1956). The effect of gas composition upon oil recovery by gas drive. Transactions of the AIME, 207(01), 105-110. doi.org/10.2118/521-G.
- [2]. Koch, H. A. (1956). High pressure gas injection is a success. World Oil, 143(5), 260-264.
- [3]. Garmeh, G., & Johns, R. T. (2010). Upscaling of miscible floods in heterogeneous reservoirs considering reservoir mixing. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 13(05), 747-763. doi.org/10.2118/124000-PA.
- [4]. Jia, B., Tsau, J. S., & Barati, R. (2019). A review of the current progress of CO₂ injection EOR and carbon storage in shale oil reservoirs. Fuel, 236, 404-427. doi.org/10.1016/j.fuel.2018.08.103.
- [5]. Gozalpour, F., Ren, S. R., & Tohidi, B. (2005). CO₂ EOR and storage in oil reservoir. Oil & gas science and technology, 60(3), 537-546. doi.org/10.2516/ogst:2005036.
- [6]. Holtz, M. H., Nance, P. K., & Finley, R. J. (2001). Reduction of greenhouse gas emissions through CO₂ EOR in Texas. Environmental Geosciences, 8(3), 187-199. doi.org/10.1046/j.1526-0984.2001.008003187.x.
- [7]. Li, H., Zheng, S., & Yang, D. (2013). Enhanced swelling effect and viscosity reduction of solvent (s)/CO₂/heavy-oil systems. Spe Journal, 18(04), 695-707. doi.org/10.2118/150168-PA.

- [8]. Yongle, H. U., Mingqiang, H. A. O., Guoli, C. H. E. N., Ruiyan, S. U. N., & Shi, L. I. (2019). Technologies and practice of CO₂ flooding and sequestration in China. *Petroleum Exploration and Development*, 46(4), 753-766. doi.org/10.1016/S1876-3804(19)60233-8.
- [9]. Chen, X., & Mohanty, K. K. (2020). Pore-scale mechanisms of immiscible and miscible gas injection in fractured carbonates. *Fuel*, 275, 117909. doi.org/10.1016/j.fuel.2020.117909.
- [10]. Succi, S. (2001). *The lattice Boltzmann equation: for fluid dynamics and beyond*. Oxford university press.
- [11]. Raeini, A. Q., Bijeljic, B., & Blunt, M. J. (2015). Modelling capillary trapping using finite-volume simulation of two-phase flow directly on micro-CT images. *Advances in Water Resources*, 83, 102-110. doi.org/10.1016/j.advwatres.2015.05.008.
- [12]. Blunt, M. J. (2017). *Multiphase flow in permeable media: A pore-scale perspective*. Cambridge university press.
- [13]. Rokhforouz, M. R., & Akhlaghi Amiri, H. A. (2017). Phase-field simulation of counter-current spontaneous imbibition in a fractured heterogeneous porous medium. *Physics of Fluids*, 29(6). doi.org/10.1063/1.4985290.
- [14]. Liu, H., Zhu, Z., Patrick, W., Liu, J., Lei, H., & Zhang, L. (2020). Pore-scale numerical simulation of supercritical CO₂ migration in porous and fractured media saturated with water. *Advances in Geo-Energy Research*, 4(4), 419-434.
- [15]. Mishra, S., Raziperchikolaee, S., & Le Gallo, Y. (2020). Modeling Aspects of CO₂ Injection in a Network of Fractures. In *CO₂ Injection in the Network of Carbonate Fractures* (pp. 163-189). Cham: Springer International Publishing.
- [۱۶]. سبحانی اوغاز، ع. و امامی نیری، م. (۲۰۲۳). اثر خواص هندسی شکاف بر جریان و حساسیت سنجی دینامیک پارامترهای شکاف در مخازن شکاف دار. پژوهش نفت. ۳۲ (۱۴۰۱-۶)، ۴۹-۶۴. doi: 10.22078/pr.2022.4893.3188
- [۱۷]. مسیحی، م. و فیروزمند ه. (۲۰۲۴). بررسی اثرات امتزاج پذیری، ترشوندگی و سرعت تزریق در تزریق دی اکسید کربن در مقیاس حفره سنگ مخزن. پژوهش نفت. ۳۴ (۱۴۰۳-۱)، ۴۹-۵۱. doi: 10.22078/pr.2023.5230.3318
- [۱۸]. مسیحی، م. و فراهانی، ا. (۲۰۲۴). بررسی وابستگی پل مایع و فشار موینگی شکاف به خواص سنگ شکاف دار در مکانیزم ریزش ثقیلی. پژوهش نفت. 4-1403 (2024). doi: 10.22078/pr.2024.5330.3374.3-15
- [19]. AlMubarak, T., AlKhaldi, M., AlMubarak, M., Rafie, M., Al-Ibrahim, H., & AlBokhari, N. (2015). Investigation of acid-induced emulsion and asphaltene precipitation in low permeability carbonate reservoirs. In *SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition* (pp. SPE-178034). SPE. doi.org/10.2118/178034-MS.
- [20]. Suzuki, F. (1993, May). Precipitation of asphaltic sludge during acid stimulation treatment: cause, effect, and prevention. In *SPE Western Regional Meeting* (pp. SPE-26036). SPE. doi.org/10.2118/26036-MS.
- [21]. Yue, P., Zhou, C., Feng, J. J., Ollivier-Gooch, C. F., & Hu, H. H. (2006). Phase-field simulations of interfacial dynamics in viscoelastic fluids using finite elements with adaptive meshing. *Journal of Computational Physics*, 219(1), 47-67. doi.org/10.1016/j.jcp.2006.03.016.
- [22]. Amiri, H. A., & Hamouda, A. A. (2013). Evaluation of level set and phase field methods in modeling two phase flow with viscosity contrast through dual-permeability porous medium. *International Journal of Multiphase Flow*, 52, 22-34. doi.org/10.1016/j.ijmultiphaseflow.2012.12.006.
- [23]. Amiri, H. A., & Hamouda, A. A. (2014). Pore-scale modeling of non-isothermal two phase flow in 2D porous media: Influences of viscosity, capillarity, wettability and heterogeneity. *International Journal of Multiphase Flow*, 61, 14-27. doi.org/10.1016/j.ijmultiphaseflow.2014.01.001.
- [24]. Hoteit, H. (2013). Modeling diffusion and gas-oil mass transfer in fractured reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 105, 1-17. doi.org/10.1016/j.petrol.2013.03.007.
- [25]. Behnoud, P., Khorsand Movaghar, M. R., & Sabooniha, E. (2023). Numerical analysis of pore-scale CO₂-EOR at near-miscible flow condition to perceive the displacement mechanism. *Scientific Reports*, 13(1), 12632.
- [26]. Shaver, R. D., Robinson Jr, R. L., & Gasem, K. A. M. (2001). An automated apparatus for equilibrium phase compositions, densities, and interfacial tensions: data for carbon dioxide+ decane. *Fluid phase equilibria*, 179(1-2), 43-66. doi.org/10.1016/S0378-3812(00)00475-1.