



Petroleum Research

Petroleum Research, 2024(April-May), Vol. 34, No. 134, 16-18

DOI: 10.22078/pr.2023.5230.3318

Investigation of the Effects of Miscibility, Wettability, Injection Rate during CO₂ Injection in Pore Scale of Reservoir Rocks

Mohsen Masihi and Hasti Firoozmand

Department of Chemical and Petroleum Engineering, Sharif University of Technology, Tehran, Iran

masihi@sharif.edu

DOI: 10.22078/pr.2023.5230.3318

Received: August/29/2023

Accepted: December/31/2023

Introduction

The catalytic Nowadays hydrocarbon reservoirs become a good candidate for carbon capture and sequestration (CCS), due to the use of existing wells, facilities, and infrastructures can reduce the costs of sequestration implementation. However, to implement such a process, it is needed to study various mechanisms related to the CO₂ sequestration that may occur at different time scales. The simultaneous movement of CO₂ and oil in the reservoir rocks is a complex which controls the oil trapping. Therefore, the modeling this process, especially at the pore scale is necessary for reservoir management, optimal design, and safe CO₂ sequestration. The structural complexity of porous media at the pore scale, the heterogeneity of sedimentary rocks, the interaction between fluids and the pore walls, as well as the changes in the shape and behavior of the interface between fluids, make the simulation of these types of multi-phase flows a challenge. [1].

The modelling and simulation methods at the pore scale include direct numerical simulation (DNS) and pore network modeling (PNM). In the direct simulation approach, the pore space is first characterized based on the CT images of the pore structure, then an appropriate mesh system is considered and the governing flow equations are applied. In general, two sets of equations are necessary; one set is to describe the main flow and the other is to capture the interface of two fluids in the medium using methods such as volume of fluid, level set, or phase field method [2, 3].

Materials and Methods

Modeling two phase flow using direct numerical simulation

In the direct numerical simulation, we use two set of equations one for the main flow (e.g. Navier-Stokes equations) and another for the movement of the interface of phases [2,3]. These equations are implemented using finite elements, finite volumes, or boundary elements with simple or adaptive meshing. The numerical solution of the governing flow equations gives the distribution of velocity, pressure, and phase saturations as well as the detection of the interface. Often, methods such as level-set or phase field method are used for the detection of the interface. Although the level-set methods can find the geometrical changes of the fluid interface and the properties of the fluids in its vicinity, it is not perfectly able to maintain mass conservation compared to the other methods [2]. Furthermore, the phase field method can maintain mass conservation and capture the curvature of the interface of fluids. Coupling Navier-Stokes equations with Cahn Hilliard equations can simulate two-phase flows at the pore scale [3].

Phase Field Approach in Two-phase Flow Modeling

In the phase field approach, the interface assumed as a thin layer with a non-zero thickness on which the boundary forces are homogeneously distributed [4]. In this method, the phase field parameter (ϕ) is defined, which has a constant value within the bulk of each phase, and its magnitude changes on the phase boundary layer. Then, the volume fraction of each phase depends on the phase field parameters defined by

$$V_{f2} = \frac{1+\phi}{2}, V_{f1} = \frac{1-\phi}{2} \quad (1)$$

To investigate the dynamics of fluid flow, Navier-Stokes equations are used with an additional term related to the phase field parameter, which describes the surface tension forces,

$$\rho(\phi) \left(\frac{\partial u}{\partial t} + u \cdot \nabla u \right) = -\nabla \cdot [pI + \mu(\phi)(\nabla u + \nabla u^T)] + \xi(\phi) \nabla \phi \quad (2)$$

where ξ is the chemical potential of the system. Cahn Hillard considered the gradient of the chemical potential proportional to the rate of mass displaced in the system. The density and viscosity are a function of the phase field parameter through the volume fraction of fluid I (V_{fi}) Geometry of the Porous Medium and

Dynamic Modeling Procedure

In this research work, we used the realistic porous media from micro-CT images (square with side size of 500 μm). By setting a threshold on the micro-CT image, the porous medium is divided into the grains and pore space (called binarization). Then “image to curve function” in Comsol was used to extract the grain boundaries from the binary image and record them. To capture the complex pore structure, we used triangular mesh elements.

As the initial conditions, we assumed the medium to be initially saturated with oil phase with $T=343\text{ K}$, $P=1500\text{ Pa}$, and zero velocity on the pore walls (i.e. no slip flow). Also, no flow boundary conditions were assumed for the upper and lower boundaries of the medium. Furthermore, CO_2 was injected from the left at a rate of 0.01 m/s , and on the right boundary, a constant boundary pressure (equal to the initial pressure) was assumed.

We considered the initial time step $\Delta t=10^{-9}\text{ s}$. Also, a tolerance of 0.001 was considered for the convergence criteria. In this work, the density ρ and viscosity μ are assumed to be pressure dependence based on the appropriate correlations for the dependency of density and viscosity of CO_2 to pressure and temperature in which the parameters “c” and “A” are some functions of temperature [5].

$$\mu(T,p)=C_0+C_1p+C_2p^2+C_3p^3+C_4p^4 \quad (2)$$

$$\rho(T,p)=A_0+A_1p+A_2p^2+A_3p^3+A_4p^4 \quad (3)$$

Also, interfacial tension and wettability are assumed to be pressure and temperature dependent as supported by experiments [54]. We used regression on the interfacial tension-pressure data presented by Choudhary et al. in 2019 for the decan and CO_2 system at $T=343$ [6]. Also, correlation given by Arif et al in 2016 for the dependency of contact angle on the pressure and temperature are used [7].

For flow simulate, the phase field module of Comsol was used. For the base case model, we assumed the interfacial tension $\sigma=0.004\text{ N/m}$, the contact angle $\theta=60^\circ$,

and the injection rate $v=0.01\text{ m/s}$. Examining the effects of miscibility was performed by considering two near-miscible ($\sigma=0.00004\text{ N/m}$) and miscible ($\sigma\approx 0$) conditions. Also, the effects of wettability were evaluated by considering the contact angles $\theta=\pi/4, \pi/3, \pi/2$. To assess the effect of injection rate, two injection rates $v=0.01$ and $v=0.05\text{ m/s}$ were considered.

To calculate the oil recovery, the fluid volume (i.e. $\sum V_i \cdot S_i$ where V stands for the volume of element i and S is the oil saturation in element i) was recorded as a function of time during the simulation process.

Results and Discussion

The appropriate mesh size, permeability, total porosity and effective porosity, after a sensitivity analysis on mesh size was found to be $7.53 \times 10^{-13}\text{ m}^2$, 0.332 and 0.195 .

In the first part, the comparison of the results of the oil recovery for the case of variable density and viscosity with the case of constant density and viscosity is shown in Fig. 1.

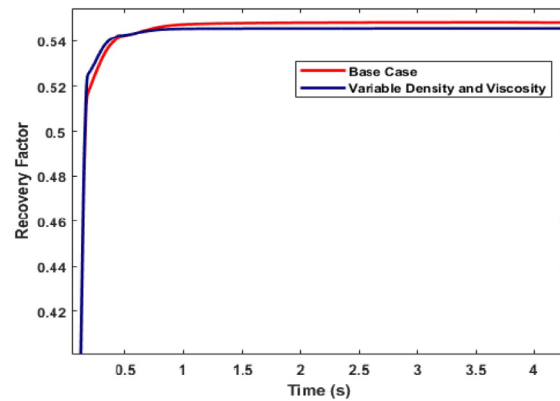


Fig. 1 Illustration of oil recovery for the case of constant and variable density and viscosity.

To consider the effects of miscibility of injected gas, simulations with three surface tension values of 0.004 , 0.00004 , and 0.0004 N/m were done. The change of miscibility conditions is directly related to the capillary forces and therefore can be effective on the oil recovery as shown in Fig. 2. Furthermore, these results show that with the increase in miscibility, oil recovery improves from about 25 and 7% for miscibility and semi-miscibility conditions.

To investigate the effect of injection rate, two injection rates of 0.01 and 0.05 m/s and in two conditions of surface tension of 0.004 and 0.04 N/m were used. The results presented in Fig. 3 show that with the increase in the injection rate, the increase in the oil recovery is not certain and depends on the surface tension values. Also, Fig. 4 shows the effect of the wettability on oil recovery. By changing the contact angle from 60° (relative to oil) to 45° and 135° , the oil recovery decreases by 1.5% and increases by 29.8%, respectively.

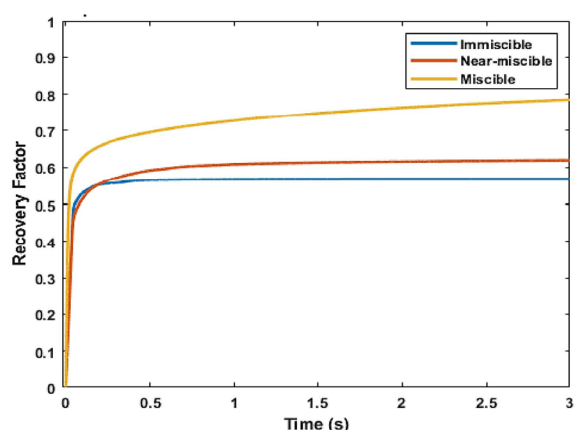


Fig. 2 Comparison of oil recovery at different miscibility conditions.

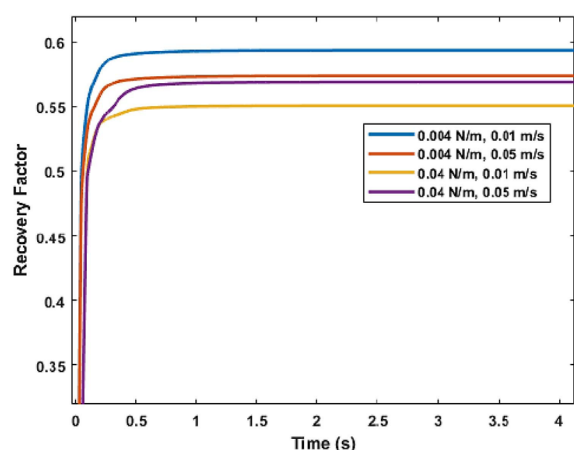


Fig. 3 Illustration of the effect of CO₂ injection rate on the oil recovery.

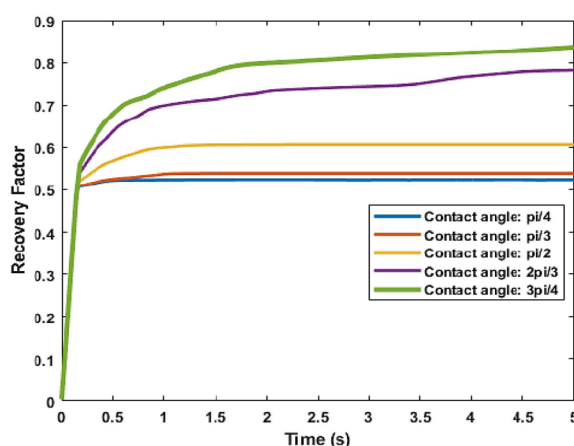


Fig. 4 Illustration of the effect of contact angle on the oil recovery.

Conclusions

Considering the pressure dependence properties like density and viscosity of CO₂ was shown to be effective on the oil recovery and so, assuming constant density and viscosity of CO₂ in the simulation can be a source of errors in the simulation results.

- As miscibility increases, the role of the capillary

force, which controls the fluid flows in the medium, results in the oil recovery improvement of 25% and 7% for the miscible and semi miscible cases.

- By increasing the rate of CO₂ injection (i.e. stronger viscous forces), the degree of the accessibility of the smaller pores changes which leads to an increase in the oil recovery at higher surface tension values. However, at lower surface tension values, the injected CO₂ passes the medium without having enough time to come into contact with the oil, and so the oil recovery decreases. Therefore, in such cases, the optimal rate for CO₂ injection can be obtained through a sensitivity analysis.

- As in the presence of a gas phase gas is a non-wet phase, changing the wettability towards the oil phase, causes a delay in the gas breakthrough time.

References

1. Saraf S. and Bera A. (2021). A review on pore-scale modeling and CT scan technique to characterize the trapped carbon dioxide in impermeable reservoir rocks during sequestration, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 144. doi.org/10.1016/j.rser.2021.110986.
2. Sethian J. A. and Smereka P. (2003). Level set methods for fluid interfaces. *Annual Review of Fluid Mechanics*. 35 doi: 10.1146/annurev.fluid.35.101101.161105.
3. Yue, P., Zhou, C., Feng, J. J., Ollivier-Gooch, C. F., and 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.
4. Jacqmin, D. (1999). Calculation of two-phase Navier–Stokes flows using phase-field modeling. *Journal of computational physics*, 155(1), 96-127, doi.org/10.1006/jcph.1999.6332.
5. Ouyang L. B. (2011). New correlations for predicting the density and viscosity of supercritical carbon dioxide under conditions expected in carbon capture and sequestration operations. *Open Petroleum Engineering Journal*. 4(1) doi: 10.2174/1874834101104010013.
6. Choudhary N., Narayanan Nair A. K., Che Ruslan M. F. A., and Sun S. (2019). Bulk and interfacial properties of decane in the presence of carbon dioxide, methane, and their mixture, *Scientific Reports*. 9(1), doi: 10.1038/s41598-019-56378-y.
7. Arif M., Barifcani A., and Iglaier S. (2016). Solid/CO₂ and solid/water interfacial tensions as a function of pressure, temperature, salinity and mineral type: Implications for CO₂-wettability and CO₂ geo-storage. *International Journal of Greenhouse Gas Control*. 53 doi: 10.1016/j.ijggc.2016.08.020.

بررسی اثرات امتزاج پذیری، ترشوندگی و سرعت تزریق در تزریق دی اکسید کربن در مقیاس حفره سنگ مخزن

محسن مسیحی* و هستی فیروزمند

دانشکده مهندسی شیمی و نفت، دانشگاه صنعتی شریف، تهران، ایران

تاریخ دریافت: ۱۴۰۲/۰۶/۰۷ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۲/۱۰/۱۰

چکیده

بررسی فرآیند تزریق CO_2 در سنگ مخزن با هدف ذخیره سازی و کاهش اثرات زیست محیطی یا به منظور ازدیاد برداشت نفت می تواند به دو صورت مطالعات آزمایشگاهی یا شبیه سازی و در مقیاس های از حفره تا مخزن انجام شود. به هر حال، یکی از رویکردهای تحقیقاتی مؤثر برای بررسی عوامل مؤثر و سازوکارهای حاکم بر جریان سیالات استفاده از مدل سازی و شبیه سازی عددی مقیاس حفره است. اکثر مطالعات قبلی در این زمینه با به کارگیری محیط های متخلخل مصنوعی بوده که به درستی نمی تواند برهم کنش فضای حفرات واقعی و سیالات موجود را نشان دهد. در این کار پژوهشی برای بررسی عوامل مؤثر اثرگذار بر جریان دوفازی CO_2 و نفت، از هندسه استخراج شده از یک برش دو بعدی از تصاویر میکرو سی تی یک نمونه سنگ واقعی استفاده شده و شبیه سازی با رویکرد میدان فازی و با حلگر عددی کامسول برروی آن پیاده سازی می شود. به طور خاص اثر امتزاج پذیری، ترشوندگی و سرعت تزریق در فرآیند تزریق CO_2 بررسی و نتایج ضریب بازیافت نفت، میزان CO_2 در جریان خروجی، و وابستگی آنها به ترشوندگی محیط سنگ، کشش سطحی و نرخ تزریق ارزیابی می گردد. نتایج نشان داد که کشش سطحی و ترشوندگی اثر قابل توجهی در روند جابه جایی دوفازی دارد، به طوری که به عنوان مثال، ترشوندگی بیشتر نمونه نسبت به سیال تزریقی باعث بهبود بازدهی فرآیند جابه جایی تا حدود ۲۵٪ گردید. البته میزان تاثیر سرعت تزریق CO_2 همراه با افزایش نیرو ویسکوز بر ازدیاد برداشت نفت در مقادیر مقادیر کشش سطحی زیاد و کم رفتار متفاوتی نشان می داد. این نتایج در برخی موارد با نتایج قبلی برروی نمونه محیط های متخلخل مصنوعی متفاوت بوده و لذا نتایج این تحقیق می تواند در انتخاب شرایط ترشوندگی مناسب و سرعت بهینه تزریق در فرآیندهای واقعی تزریق CO_2 کمک کننده باشد.

کلمات کلیدی: تزریق CO_2 ، امتزاج پذیری، ترشوندگی، نرخ تزریق، شبیه سازی مقیاس حفره

مقدمه

دهه اخیر استفاده از سوخت های فسیلی مانند زغال سنگ، نفت و گاز طبیعی برای کاربردهایی مانند تولید برق، انرژی گرمایشی و حمل و نقل، منجر به افزایش انتشار این گاز شده است [۱]. به دام اندازی و ذخیره سازی کربن مانند جمع آوری از

گاز دی اکسید کربن از گازهای گلخانه ای اثرگذار بر تغییرات زیست محیطی است [۱]. در یکی دو

منابع مختلف منتشرکننده کربن مانند نیروگاه‌ها، یک روش صنعتی مؤثر برای کاهش مقدار گاز دی‌اکسیدکربن در جو زمین است. ذخیره‌سازی گاز می‌تواند در بسترهای رسوبی عمیق زمین‌شناسی که دارای ویژگی‌های ساختاری و خواص سنگی مناسبی مانند ظرفیت ذخیره‌سازی کافی، وجود پوش سنگ ناتراوا و یکپارچگی محیط صورت پذیرد [۲ و ۳]. ساختارهای مناسب برای ذخیره‌سازی گاز عبارت است از: سفره‌های آب زیرزمینی عمیق، میادین نفت و گاز تخلیه شده، لایه‌های عمیق زغال‌سنگ غیرقابل استخراج، غارهای نمکی، بازالت‌ها، وحفرات و شیل‌های نفتی [۴]. در این میان، مخازن هیدروکربوری تخلیه‌شده انتخاب مناسبی برای ذخیره‌سازی بوده، به‌ویژه هنگامی که این ذخیره‌سازی با برنامه‌های ازدیاد برداشت از مخازن همراه باشد [۵]. با این کار، زیرساخت‌های به‌کارگرفته شده در توسعه مخازن، از جمله چاه‌ها و تأسیسات سطحی به‌کارگرفته شده که منجر به کاهش هزینه‌های عملیاتی در اجرای ذخیره‌سازی می‌گردد. مهم‌ترین مزیت مخازن هیدروکربوری نسبت به سایر محیط‌های رسوبی امکان انجام هم‌زمان دو فرآیند ذخیره‌سازی گاز و فرآیند ازدیاد برداشت از مخزن با تزریق این گاز درون محیط سنگ است. با این روش علاوه بر حذف این گاز آلاینده از جو مقداری از نفت به‌جای مانده در مخازن هم قابل برداشت می‌شوند. تخلیه شده بررسی این فرآیند هم‌زمان تزریق گاز با هدف ذخیره‌سازی و ازدیاد برداشت نیازمند شناخت سازوکارهای اثرگذار این فرآیند است. سازوکارهای متعددی در فرآیند ذخیره‌سازی گاز دی‌اکسیدکربن وجود دارد که بسته به مقیاس زمانی مورد مطالعه می‌تواند تأثیرگذار باشند. برهم‌کنش این سازوکارها بسیار پیچیده است، چرا که با زمان تکامل پیدا کرده و به‌شدت به شرایط محیط رسوبی و نوع فرآیند تزریق بستگی دارد [۳]. از طرفی هرگاه هدف از تزریق علاوه بر ذخیره‌سازی، ازدیاد برداشت نفت

هم باشد، روش‌های مختلف اجرای ازدیاد برداشت نفت مانند تزریق گاز به صورت امتزاج‌پذیر (مانند تک‌تماسی و چندتماسی (غیر امتزاج‌پذیر، تزریق متناوب گاز و آب می‌تواند همراه با سازوکارهای دیگری باشد [۶-۸]. با اجرای روش‌های ازدیاد برداشت به‌کمک کاهش گرانیروی نفت، افزایش حجم سیال (تورم)، تغییر چگالی سیالات مخزنی، تغییر ترشوندگی سنگ و تغییر کشش سطحی مقدار بازیافت نفت می‌تواند افزایش یابد [۱۰-۹]. این موارد باعث کاهش نیروهای مؤینگی یا افزایش قدرت نیروهای ویسکوزشده و بازیافت نفت را بهبود می‌بخشد [۱۱]. بررسی توزیع فاز به دام افتاده در محیط‌های متخلخل با جریان چندفازی، در بهینه‌سازی هر دو فرآیند ازدیاد برداشت و ذخیره‌سازی CO₂ و حتی حفظ یکپارچگی ساختار مخزن نقش مؤثری دارد [۱۲]. حرکت هم‌زمان CO₂ و نفت در بسترهای رسوبی، یک جریان چندفازی پیچیده است. نیروهای مؤثر حرکت و برهم‌کنش بین سیالات موجود در محیط سنگ مخزن شامل نیروهای مؤینگی، ویسکوز و گرانشی می‌باشند. ترکیب یا رقابت این نیروها که می‌تواند منجر به دام انداختن یک فاز یا به حرکت درآوردن فازهای دیگر شود، حائز اهمیت است. بنابراین برای مدیریت مناسب مخزن، مدل‌سازی چنین فرآیندی به‌ویژه در مقیاس حفره که بتواند نقش نیروهای حاکم را در برداشته و باعث اطمینان از ذخیره‌سازی ایمن CO₂ گردد ضرورت دارد [۱۳]. پیچیدگی ساختاری محیط‌های متخلخل در مقیاس حفره، ناهمگنی‌های محیط‌های رسوبی، برهم‌کنش بین سیالات و دیواره حفرات به‌علاوه تغییرات شکل و رفتار مرز بین سیالات در جریان‌های چندفازی، شبیه‌سازی این نوع جریان‌ها را با چالش روبرو می‌کند [۱۴ و ۱۵]. گام اول در مدل‌سازی جریان در مقیاس حفره شناخت درست از ساختار خلل و فرج محیط سنگ شامل چگونگی ارتباط حفرات سنگ، توزیع شعاع حفرات و گلوگاه‌ها، میزان زبری سطح دیواره سنگ، خواص

ضروری است [۲۲-۲۴]. رویکرد دیگر شبیه‌سازی جریان این است که براساس تصاویر سی‌تی اسکن از ساختار درونی حفرات سنگ، شبکه‌ای از گلوگاه و حفره انتخاب و جایگزین ساختار پیچیده محیط اصلی گردیده و محاسبات عددی بر روی این شبکه پیاده‌سازی شود. اگرچه از لحاظ محاسباتی این روش سریع‌تر است و زمان محاسبه کوتاه‌تری لازم دارد، ولی باید در نظر گرفت که فرض‌های ساده‌کننده آن بر دقت و اعتبار نتایج نهایی اثرگذار خواهد بود [۲۱ و ۲۵].

در بخش بعدی سوابق مطالعات قبلی و جزییات مدل‌سازی جریان دوفازی در مقیاس حفره با رویکرد مستقیم و با تمرکز بر روش میدان‌فاز در مدل‌سازی جریان دوفازی که در این تحقیق به‌کارگرفته شده است بررسی شده است. مشخصات و جزییات مدل سنگ واقعی به‌کار رفته در این تحقیق که براساس تصاویر سی‌تی اسکن یکی از مخازن ماسه‌سنگی می‌باشد در ادامه توصیف شده است.

مدل‌سازی جریان دوفازی در مقیاس حفره با رویکرد مستقیم

در روش مستقیم برای شبیه‌سازی جریان‌های دوفازی در محیط متخلخل، روابطی برای توصیف حرکت بدنه اصلی جریان و پایش حرکت سطح تماس بین سیالات و تغییرات آن با یکدیگر ترکیب شده تا جزییات حرکت سیالات را به‌درستی شبیه‌سازی گردد [۱۴ و ۲۱]. معمولاً روابط نویراستوکس پیاده‌شده بر روی شبکه‌بندی محیط از طریق روش‌های المان محدود، حجم محدود یا المان مرزی برای حرکت بدنه اصلی جریان استفاده می‌شود و با حل عددی مسئله، پارامترهایی مانند سرعت، فشار و اشباع فازها در هر نقطه تعیین می‌گردد [۲۲].

شکاف‌ها مانند بازشدگی هر شکاف یا پراکندگی شکاف‌ها در محیط و حضور نواحی با تراوایی بالا در محیط متخلخل بوده که در ساخت یک مدل استاتیک قابل اعتماد برای مخزن لازم است. امروزه تصویربرداری در مقیاس حفره (تصویربرداری میکرو سی‌تی دو بعدی و سه بعدی) و پردازش تصاویر (که به آنالیز دیجیتالی مغزه مشهور است)، امکان دستیابی به ساختار درون سنگ مخزن را با جزییات لازم جهت پیاده‌سازی درست دینامیک جریان در مقیاس حفره فراهم می‌کند [۱۶-۱۸]. البته چالش‌های مختلفی هم در پیاده‌سازی مدل‌سازی جریان دوفازی وجود دارد که از آن جمله می‌توان به افزایش مقیاس نتایج از مقیاس حفره به مقیاس مخزن [۱۳]، شناخت درست هندسه درونی محیط سنگ به‌کمک تصاویر سی‌تی اسکن [۱۹]، یکپارچه‌سازی داده‌ها از داده‌های مقیاس حفره، مغزه، تولیدات میدانی گرفته تا داده‌های چاه‌آزمایی، نگاره‌های چاه و اطلاعات لرزه‌نگاری [۱۳ و ۲۰] اشاره نمود. مدل‌سازی جریان در مقیاس حفره نیازمند در نظر گرفتن روابط متناسب با فیزیک جابه‌جایی دو یا چندفازی در محیط متخلخل است. روش‌های شبیه‌سازی جریان دوفازی در مقیاس حفره به دو دسته شبیه‌سازی مستقیم و مدل‌سازی و شبیه‌سازی شبکه حفرات طبقه‌بندی می‌شوند. در روش شبیه‌سازی مستقیم، ابتدا فضای متخلخل بر مبنای تصاویر سی‌تی اسکن مشخص شده، سپس محیط شبیه‌سازی با رویکرد مناسبی شبکه‌بندی و گسسته‌سازی می‌شود. در ادامه روابط حاکم بر فیزیک جریان به‌طور مستقیم روی این شبکه اعمال می‌شوند [۲۱]. روابط حاکم بر این روش‌ها ترکیبی از روابط لازم جهت توصیف حرکت اصلی جریان و یک‌دسته روابط لازم برای توصیف تغییرات سطح تماس بین دو سیال می‌باشند. در این میان، انتخاب روابط مناسب برای شبیه‌سازی حرکت مرز تماس سیالات با روش‌هایی از جمله روش حجم سیال، سطح تنظیم‌شده^۱ و میدان‌فاز^۲

1. Level Set
2. Phase Field

به علاوه در نظر گرفتن الگوریتم‌های مناسبی برای تشخیص رفتار سطح مشترک سیالات و حرکت و تغییرات آن طی جریان دوفازی (مدیریت سطح مشترک سیالات) ضروری است [۲۶]. یک رویکرد برای تشخیص فصل مشترک فازها، شبکه متحرک^۱ است که بر پایه الگوریتم‌های لاگرانژی‌ن می‌باشد. در این حالت شبکه‌بندی همراه جریان حرکت بوده که با سرعت و جهت حرکت مش‌بندی تغییر می‌کند [۲۷ و ۲۸] از روش‌های پایش سطح مشترک^۲ روش ردیابی جبهه سیال و روش نشانگر [۲۹ و ۳۰] می‌باشند. این رویکرد برای شبیه‌سازی جریان در سنگ با ساختار پیچیده منجر به گره خوردگی مش‌بندی شده و در تشخیص سطح مشترک منطقی برای جریان دوفازی دچار چالش می‌شود [۲۳ و ۳۱]. رویکرد دیگر براساس ثبت سطح مشترک و بر مبنای الگوریتم‌های اوپلرین است که خود شامل روش‌های حجم سیال، تنظیم سطح و میدان فاز است [۲۱ و ۳۱]. اگرچه قانون پایستگی جرم در روش حجم سیال رعایت می‌شود [۳۲ و ۳۳] ولی در مواردی قادر به توصیف دقیق از انحناهای سطح مشترک سیالات نیست. در این روش، خواص فیزیکی سیالات در دو طرف و نزدیک به سطح مشترک می‌تواند ناپیوسته بوده و موجب بهم‌ریختگی ساختار سطح مشترک دوفاز گردد. به علاوه شرط مرزی مربوط به ترشوندگی دیواره حفرات به طور مستقیم در روابط ظاهر نمی‌شود [۳۴ و ۳۵]. روش‌های تنظیم سطح هم اگرچه توانایی درک تغییرات هندسی سطح مشترک سیالات و خواص سیالات در مجاورت آن را دارد، اما به خوبی سایر روش‌ها قادر به حفظ پایداری جرم نیست [۲۳ و ۲۴]. تلاش‌هایی برای بهبود در پایداری جرم مانند روش تنظیم سطح دو مرحله‌ای صورت گرفته ولی پیاده‌سازی آنها از لحاظ زمانی بهینه نیست [۲۷-۲۵]. روش میدان فاز هم از لحاظ حفظ پایداری جرم و هم از لحاظ درک درست انحناهای سطح مشترک سیالات در جریان دوفازی، مخصوصاً در هندسه‌های

پیچیده‌تر موفق است. مجموعه روابط کان‌هیلاارد^۳، در این خصوص، توانایی حفظ پایداری جرم را داشته و در ساختارهای دو و سه بعدی قابل پیاده‌سازی بوده و با ترکیب روابط نویراستوکس قادر به شبیه‌سازی جریان‌های دوفازی در مقیاس حفره است [۳۷-۳۳]. روش میدان فاز یک روش فیزیکی محسوب شده که مفهوم تابع انرژی آزاد را در پیش‌بینی رفتار سطح مشترک سیالات در نظر گرفته و اطمینان حاصل می‌کند که انرژی کل سیستم در کمترین حالت خود قرار بگیرد تا پایداریترین شکل سطح مشترک ایجاد شود [۳۸-۴۴]. روش میدان فاز ترشوندگی سنگ را مستقیماً در فرمولاسیون به عنوان یک شرط مرزی روی دیواره حفرات در نظر گرفته و قادر به بررسی شرایط پیچیده تری مثل شرایط نزدیک به امتزاج‌پذیری می‌باشد [۲۶]. با توجه به مزایای روش میدان فاز در این کار برای بررسی جریان دوفازی از این رویکرد بهره گرفته می‌شود.

قبل از توصیف جزئی تر روش میدان فاز، ابتدا به مرور کارهای چند سال اخیر در این خصوص پرداخته می‌شود. ژو و همکاران مطالعه‌ای در خصوص بررسی فرآیند ازدیاد برداشت نفت با استفاده از تزریق CO₂ در مقیاس حفره با استفاده از یک محیط مصنوعی ناهمگنی براساس چگالی دانه‌بندی محیط ارائه دادند [۴۵]. در آن مطالعه اثرات ثقلی، نرخ تزریق، و اثرات دمایی و وابستگی پارامترهایی مانند گرانیروی و چگالی سیالات به فشار بررسی گردید و قابلیت روش میدان فاز برای شبیه‌سازی چنین شرایطی تاکید شد. بصیرت و همکارانش نیز مطالعه‌ای را برای بررسی اثر ترشوندگی بر جریان CO₂ و آب در فرآیند ذخیره‌سازی در آبده‌های آب‌شور ارائه کردند [۲۱]. فرضیات استفاده شده در این مطالعه شامل تراکم‌ناپذیری آب و گاز، عدم تبادل جرم در مرز دوفاز، عدم تابعیت چگالی، گرانیروی و کشش

1. Moving Mesh
2. Interface Tracking Method
3. Cahn Hilliard

دایره‌های با اندازه‌های مختلف را انجام داده و تاثیر عواملی مانند عدد موینگی، و نسبت گرانروی دوفاز را بررسی نمود. نتایج آنها در بررسی پدیده‌های انگشتی شده و تغییرات تراوایی نسبی وابستگی به دو عامل فوق‌الذکر را بیان می‌نمود. همان‌طور که دیده شد اکثر مطالعاتی قبلی در زمینه بررسی برهم‌کنش سنگ و سیال در فرآیند تزریق CO_2 متمرکز بر بررسی جریان در مدل‌های مصنوعی محیط متخلخل و با فرضیات ساده شونده‌ای برای خواص سیالات به‌کار رفته مانند ثابت بودن چگالی و گرانروی بوده است. این درحالی است که ساختار بسیار پیچیده فضای حفرات در محیط متخلخل واقعی و تابعیت خواص سیال می‌تواند در توزیع نیروهای موجود و رقابت آنها در محیط متخلخل واقعی تعیین کننده است. در این مطالعه با در نظر گرفتن هر سه عامل به‌طور هم‌زمان شامل ساختار واقعی حفرات سنگ مخزن (براساس تصاویر میکرو سی‌تی)، در نظر گرفتن وابستگی پارامترهای سیال مانند چگالی و گرانروی و ترشوندگی محیط به فشار و دما در طول فرآیند و با به‌کاربردن رویکرد میدان‌فازی که در کارهای قبلی کمتر به‌کار گرفته شده بود به بررسی برهم‌کنش سنگ و سیال در فرآیند تزریق CO_2 پرداخته می‌شود. به‌طور خاص اثرات امتزاج‌پذیری، ترشوندگی و سرعت تزریق که می‌تواند کنترل‌کننده نیروهای درگیر در جابه‌جایی CO_2 در محیط متخلخل واقعی باشد مورد ارزیابی قرار می‌گیرد.

روش میدان‌فاز در مدل‌سازی جریان دوفازی

در روش میدان‌فاز که در این کار پژوهشی استفاده شده، به‌جای در نظر گرفتن سطح مشترک خطی بین سیالات، یک لایه نازک با ضخامت غیر صفر در نظر گرفته می‌شود، که نیروهای مرزی برروی آن به‌طور همگن توزیع می‌شوند. به این منظور یک عامل جدید به نام پارامتر میدان‌فاز (ϕ) تعریف می‌شود که در توده اصلی هر فاز مقدار ثابتی داشته و برروی لایه نازک مرزی آن فاز تغییر می‌کند.

سطحی بین سیالات به فشار، هم دما بودن مسئله و صرف‌نظر کردن از از نیروهای گرانشی بود. نتیجه حل عددی روابط میدان‌فاز در این مطالعه توسط روش المان محدود در نرم‌افزار کامسول اثر قابل‌توجه ترشوندگی محیط بر نحوه عملکرد و بهینه بودن ذخیره‌سازی گاز را نشان داد. رخ فروز و اخلاقی امیری نیز با شبیه‌سازی جریان دوفازی در مقیاس حفره و با مقایسه دو محیط مصنوعی و واقعی اثر هندسه محیط را در شرایط ترشوندگی و اعداد موینگی مختلف مورد بررسی قرار دادند [۴۶]. آنها با استفاده از روش مدل‌سازی میدان‌فاز نشان دادند که با تغییر در ساختار حفرات و نیروهای موینگی پروفایل حرکت جریان و مکان به دام افتادن نفت مخصوصاً در شرایط ترشوندگی خنثی و نفت‌دوست با حالت پایه تفاوت می‌کند گوا و همکارانش با روش مدل‌سازی میدان‌فاز به بررسی جریان برای ازدیاد برداشت نفت در مقیاس حفره در یک محیط متخلخل مصنوعی پرداختند [۴۷]. بررسی عددی آنها نشان داد که ترشوندگی، کشش سطحی، نحوه توزیع حفرات و گرانروی سیالات موجود در جریان دوفازی همگی بر نتایج نهایی فرآیندهای ازدیاد برداشت مؤثر بودند. در مطالعه دیگری شبیه‌سازی در مقیاس حفره برای تزریق CO_2 به مخازن نفتی توسط ما و همکارانش با تعریف یک هندسه محیط متخلخل دوبعدی ناهمگن براساس تغییر در شعاع تعدادی از دایره‌های تشکیل‌دهنده محیط که صورت تصادفی انتخاب شده بودند ارائه شد [۴۸]. آنها برای شبیه‌سازی جریان دوفازی در حالت غیر امتزاج‌پذیر و نیمه امتزاج‌پذیر از روابط میدان‌فاز استفاده نموده و نشان دادند که افزایش سرعت تزریق گاز در شرایط غیر امتزاج‌پذیر باعث افزایش ضریب بازیافت نفت شده اما در شرایط نیمه امتزاج‌پذیر با افزایش سرعت از حدی بالاتر ضریب بازیافت نفت به‌شدت کاهش پیدا می‌کند. به‌علاوه سونگ و همکاران [۴۹]. شبیه‌سازی جریان دوفازی تزریق CO_2 به نمونه محیط متشکل از دانه‌های

برای بررسی دینامیک حرکت سیالات در جریان دوفازی از رابطه نویراستوکس با یک جمله اضافی مربوط به نیروهای کشش سطحی که تابع پارامتر میدان فاز است استفاده می‌شود [۲۶].

$$\rho(\varphi)\left(\frac{\partial u}{\partial t} + u \cdot \nabla u\right) = -\nabla \cdot [pI + \mu(\varphi)(\nabla u + \nabla u^T)] + \xi(\varphi)\nabla \varphi \quad (5)$$

دو کمیت چگالی و گرانشی تابعی از پارامتر میدان از طریق V_{fi} کسر حجمی سیال i است. زمانی که پارامتر میدان فاز برابر یک یا منفی یک باشد مشخص است که موقعیت مورد بررسی بر روی لایه مرزی سیالات نبوده و به ترتیب درون توده اصلی جریان سیال اول و دوم قرار گرفته است [۴۴].

$$V_{f1} = \frac{1-\varphi}{2}, V_{f2} = \frac{1+\varphi}{2} \quad (6)$$

ساخت هندسه محیط متخلخل و مراحل مدل‌سازی دینامیک در این مطالعه

در این کار تحقیقاتی به‌جای به‌کارگیری هندسه مصنوعی برای محیط متخلخل (با استفاده از اشکال هندسی مثل دایره یا بیضی به‌عنوان دانه‌های سنگ) از یک برش دو بعدی از تصاویر میکروسی‌تی به‌عنوان هندسه پایه در شبیه‌سازی‌ها برای واقعی‌تر نمودن نتایج استفاده شده است. تصاویر میکروسی‌تی اطلاعاتی از جمله نحوه پیوستگی حفرات به‌هم، ناهمگنی‌های ساختاری و زبری‌های سطحی که از ویژگی‌های ساختار درونی سنگ‌های رسوبی است را فراهم می‌کند. مرحله اول مدل‌سازی استاتیک محیط با ایجاد ساختار دودویی تصویر میکروسی‌تی (ابعاد تصویر اولیه مربعی به‌ضلع $500 \mu m$ و متمایزسازی دانه‌های سنگ و فضای اشباع از سیال (معرف تخلخل) از طریق اختلاف رنگ این دو محیط انجام می‌شود. در مرحله بعد تصویر به‌دست آمده باید آماده‌ش‌بندی شود. بدین منظور، ابتدا از تابع "تصویر به منحنی" نرم‌افزار کامسول استفاده گردید. این تابع مرزهای دانه‌ها را از روی تصویر دودویی شده استخراج می‌کند و به‌صورت منحنی ثبت می‌کند.

در جریان‌های دوفازی این پارامتر نشان‌دهنده غلظت نسبی هر کدام از سیالات در نقطه مورد نظر است، به‌طوری‌که کسر حجمی فاز اول و دوم به‌ترتیب $\frac{1-\varphi}{2}$ و $\frac{1+\varphi}{2}$ در نظر گرفته می‌شود. در این روش مرز بین دو سیال با استفاده از یک مدل چگالی انرژی آزاد (رابطه ۱) برای جریان دوفازی استفاده می‌شود [۴۴].

$$F(\varphi) = \int_{\Omega} \left\{ \frac{1}{2} \lambda |\nabla \varphi|^2 + f_o(\varphi) \right\} dx \quad (1)$$

در این رابطه، Ω فضایی است که به‌طور کلی توسط دو سیال اشغال می‌شود. عبارت اول در این انتگرال بیانگر انرژی‌های سطحی (در مرز سیالات) است و عبارت دوم مربوط به انرژی دو بخش اصلی سیالات موجود در محیط است.

عبارت $f_o(\varphi)$ براساس دو پارامتر λ (که نشان‌دهنده اندازه انرژی اختلاط) و ε (بیان‌کننده ضخامت مؤینگی و شاخصی از ضخامت لایه مرزی که به کشش سطحی سیال مرتبط می‌شود) از رابطه زیر به‌دست می‌آید [۴۴].

$$f_o(\varphi) = \frac{\lambda}{4\varepsilon^2} (\varphi^2 - 1)^2 \quad (2)$$

در نهایت پتانسیل شیمیایی سیستم از رابطه زیر ارزیابی می‌شود [۲۶].

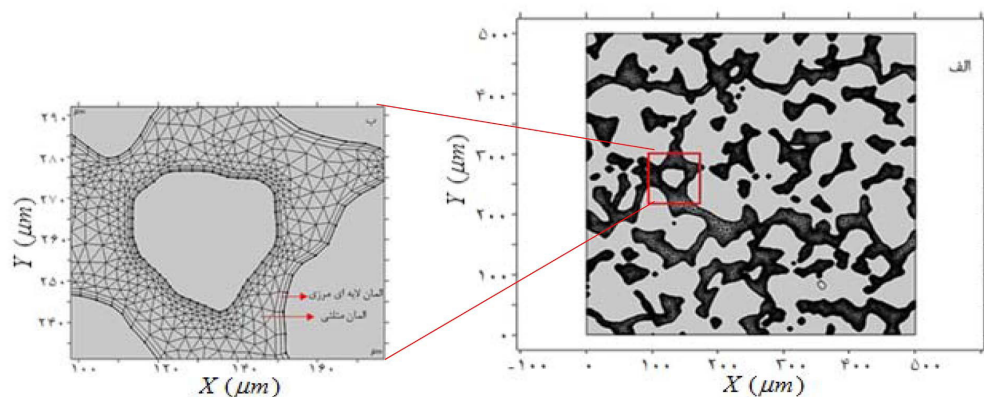
$$\xi(\varphi) = \frac{\delta F(\varphi)}{\delta \varphi(x)} = -\lambda \nabla^2 \varphi(x) + f_o'(\varphi(x)) \quad (3)$$

لذا سطح مشترکی پایدار است که در آن انتگرال تابع کمینه شده و منجر به صفر شدن تابع پتانسیل شیمیایی سیستم $\xi(\varphi)$ شود. به این ترتیب، کان‌هیلارد گرادیان پتانسیل شیمیایی را متناسب با نرخ جرم جابه‌جا شده در سیستم در نظر گرفت و از رابطه ۴ که در آن عبارت u بردار سرعت (براساس رابطه موازنه $\nabla u = 0$ و γ پارامتر تحرک‌پذیری است تغییرات پارامتر میدان فاز در لایه مرزی بین سیالات را ارزیابی نمود [۲۶].

$$\frac{\partial \varphi}{\partial t} + u \cdot \nabla \varphi = \nabla \cdot [\gamma \nabla (\xi)] = \gamma \lambda \nabla^2 \left[-\nabla^2 \varphi + \frac{\varphi(\varphi^2 - 1)}{\varepsilon^2} \right] \quad (4)$$

عدم تبادل جرم از طریق دیواره حفرات و ترشوندگی سطح دیده می شود. به علاوه در مرزهای بالایی و پایینی فرض می شود که تبادل جرمی رخ نمی دهد. تزریق سیال CO_2 از سمت چپ نمونه و با سرعت ثابت 0.01 متر بر ثانیه انجام می شود و در مرز سمت راست شرایط فشار ثابت و برابر فشار اولیه مخزن فرض می شود. برای انجام محاسبات عددی در شبیه سازی فرآیند از بخش میدان فاز نرم افزار کامسول که براساس روش عددی المان محدود است استفاده گردید. گام زمانی حل اولیه 10^{-6} ثانیه فرض شد که در ادامه گام زمانی برای حل روابط اصلاح می شود. برای همگرایی مسئله شرط خطای 0.001 در حل روابط فشار در نظر گرفته شد. پارامتر تنظیم تحرک پذیری $\alpha = 0.5 \text{ ms/kg}$ و ضخامت لایه مرزی بین دو سیال به اندازه یک چهارم بزرگترین المان مش بندی انتخابی، در نظر گرفته شد. در اکثر مطالعات قبلی شبیه سازی جریان دوفازی در حضور CO_2 ، چگالی (ρ) و گرانیوی (μ) سیالات ثابت فرض می گردید، در حالی که این فرض برای سیال CO_2 مناسب نیست. در این مطالعه ابتدا به عنوان مدل شبیه سازی پایه گرانیوی نفت و گاز به ترتیب 0.006 و 0.0003 و چگالی 46 kg/m^3 و 900 فرض گردید و در ادامه تابعیت فشار و دما برای پارامترهای چگالی و گرانیوی سیال CO_2 در نظر گرفته شد و از روابط ۷ استفاده گردید که در آن پارامترهای A و C تابع دما هستند [۵۰]

از آنجایی که روش میدان فاز برروی یک مش بندی ثابت اعمال می شود و با توجه به ساختار پیچیده حفرات در محیط متخلخل ضروری است برای پوشش آن از شبکه بندی های بدون ساختار استفاده شود. در این مطالعه از مش بندی با المان های مثلثی با هدف بررسی نمودن اثرات زبری ها و پیچیدگی های ساختاری فضای متخلخل استفاده گردید (شکل ۱). به علاوه برای لحاظ درست فیزیک مسئله، المان های مش بندی واقع در گلوگاه های حفرات یا زبری های سطحی با اندازه های کوچک تر طراحی می شوند. از آنجایی که قرار است اثرات ترشوندگی در این مطالعه نیز بررسی شود، اندازه المان های واقع بر لایه روی دیواره های حفرات و در محل تماس سیالات متناسب انتخاب گردید. با توجه به اهمیت اندازه المان ها در مش بندی که بر زمان انجام محاسبات و کیفیت نتایج شبیه سازی مؤثر است، آنالیزی جهت بررسی حساسیت نتایج شبیه سازی به اندازه مش بندی انجام گردید. در این مطالعه برای شبیه سازی دینامیکی از روش میدان فاز، که با ترکیبی از روابط نویراستوکس و کان هیلارد اجرا می شود، جهت شبیه سازی فرآیندهای تزریق CO_2 به مخزن نفتی استفاده گردید. شرایط اولیه شبیه سازی در دمای 343 K ، فشار 1500 psi ، سرعت اولیه صفر و اشباع نفت اولیه ۱ می باشد. به علاوه شرط مرزی برروی هندسه طراحی شده با فرض عدم لغزش سیالات روی دیواره (سرعت صفر) و



شکل ۱ نمایش الف) مش بندی تصویر سی تی اسکن مغزه به کار رفته در این تحقیق، ب) تصویر بزرگ نمایی شده مربع نشان داده شده برای نمایش مش بندی مثلثی با اندازه های مختلف توسط کامسول

۲ با بخش جریان آرام کامسول اجرا گردید. با فرض شرط مرزی فشار ثابت برای ورودی و اعمال یک اختلاف فشار یک پاسکال در دو سمت محیط و با اعمال شرایط پایدار، سرعت خروجی سیال بر روی مرز سیستم از طریق انتگرال گیری بر روی مرزهای سمت راست اندازه گیری گردید. سپس با استفاده از قانون دارسی برای جریان پایدار تراوایی مطلق سیستم محاسبه گردید. تخلخل محیط از تقسیم مجموع اندازه سطح المان های مش بندی شده (شکل ۲- الف) به مساحت کل هندسه محیط محاسبه گردید. به علاوه تخلخل مؤثر نیز از طریق تقسیم مساحت المان های مش بندی موجود در بخش بهم پیوسته جریانی محیط (شکل ۲- ب) به مساحت کل محیط به دست آمد. برای انجام شبیه سازی جریان دوفازی از بخش میدان فاز نرم افزار کامسول استفاده گردید. از آنجایی که فقط بخش بهم پیوسته جریانی محیط در عبور جریان دوفازی مشارکت می کند، فقط مش بندی این بخش به عنوان هندسه شبیه سازی در نظر گرفته شد. به علاوه، در حالت پایه کشش سطحی بین سیالات 0.04 N/m ، زاویه تماس سطح نسبت به فاز نفت 60° و سرعت تزریق 0.1 m/s فرض شد. بررسی اثرات امتزاج پذیری با در نظر گرفتن دو حالت نیمه امتزاج پذیر ($\sigma=0.0004$) و امتزاج پذیر ($\sigma=0$) لحاظ گردید. در بررسی اثرات ترشوندگی زاویه های تماس $\theta = \frac{\pi}{4}, \frac{\pi}{3}, \frac{\pi}{2}$ در نظر گرفته شد. برای بررسی اثر نرخ تزریق هم دو سرعت 0.1 m/s و 0.5 m/s در نظر گرفته شد.

$$\rho(T, p) = A_0 + A_1 p + A_2 p^2 + A_3 p^3 + A_4 p^4 \quad (1-7)$$

$$\mu(T, p) = C_0 + C_1 p + C_2 p^2 + C_3 p^3 + C_4 p^4 \quad (2-7)$$

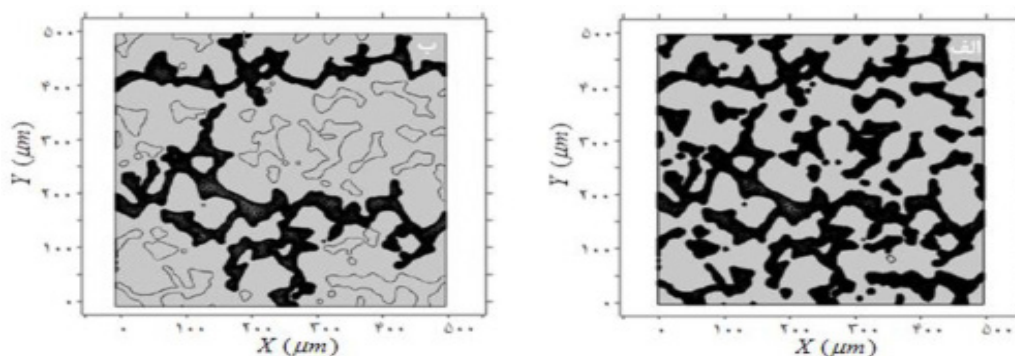
به علاوه، در مطالعات قبلی در زمینه شبیه سازی دوفازی تزریق دی اکسید کربن، دو پارامتر کشش سطحی و ترشوندگی ثابت فرض می گردید. این درحالی است که براساس بررسی های آزمایشگاهی منتشر شده در مقالات، پارامترهای کشش سطحی و ترشوندگی وابسته به فشار و دما هستند [۵۱]. در کار حاضر، تغییرات این پارامترها براساس نتایج آزمایشگاهی منتشر شده در مرجع [۵۲] برای سیستم دکان و CO_2 در دمای 343 K به شکل رابطه درجه سه استخراج شد و با روابط مدل سازی میدان فاز کوپل گردید.

$$\sigma = 14/43 - 0/1128p + 4.446 \times 10^{-5} p^2 + 7/967 \times 10^{-7} p^3 \quad (8)$$

به علاوه برای ترشوندگی وابسته به فشار و دما، از رابطه ۹ برای تغییرات زاویه تماس با فشار و دما برای نوع سنگ های مختلف استفاده شد [۵۲].

$$\cos \theta(p, T) = 2 - 2 \sqrt{\frac{\gamma_{sw}(T)}{\gamma_{cw}(p, T)}} \left[1 - \beta (\gamma_{cw}(p, T) - \gamma_{sw}(T))^2 \right] \quad (9)$$

در این رابطه θ ، γ_{cw} ، γ_{sw} به ترتیب زاویه تماس نسبت به نفت، کشش سطحی بین نفت و کربن دی اکسید و کشش سطحی بین نفت و دیواره حفرات است. مقادیر پارامترهای β و γ_{sw} که برای دما و نوع سنگ های مختلف ثابت هستند از همان مرجع [۵۳] استخراج شد. برای انجام شبیه سازی جریان دوفازی ابتدا یک شبیه سازی تک فازی برای بررسی مقادیر تخلخل و تراوایی محیط و دستیابی به بخش بهم پیوسته جریانی محیط متخلخل شکل

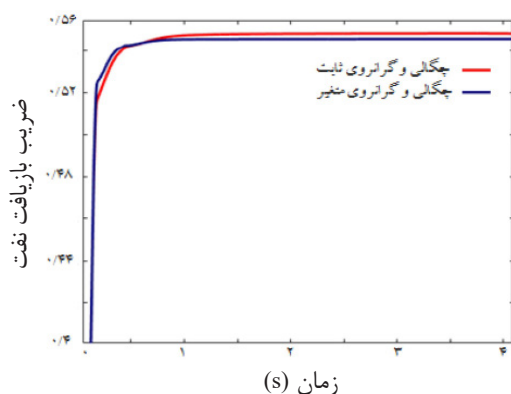


شکل ۲ نمایش الف) ساختار محیط متخلخل ب) فضای بهم پیوسته جریانی

با بررسی اندازه‌های مختلف مش، اندازه مناسب مش‌بندی با المان‌های کوچک مقدار صحیح تراوایی، تخلخل کل و تخلخل مؤثر به ترتیب m^{-2} 53×10^{-7} ، $0/332$ و $0/195$ به دست آمد.

بررسی اثر در نظر گرفتن تابعیت فشار برای چگالی و گرانشی دی اکسید کربن

در این بخش به جای ثابت فرض نمودن چگالی و گرانشی، و با در نظر گرفتن رابطه ۷ وابستگی به فشار برای چگالی و گرانشی CO_2 در شبیه‌سازی‌ها در نظر گرفته شد مقایسه نتایج ضریب بازیافت نفت از دو شبیه‌سازی انجام شده با فرض ثابت بودن چگالی و گرانشی و در حالت متغیر بودن آنها در شکل ۴ نشان داده شده است. علاوه بر این نتایج درصد CO_2 در جریان خروجی از دو شبیه‌سازی انجام شده برای حالت با چگالی و گرانشی ثابت و متغیر در شکل ۵ نشان داده شده است. مقایسه جهش‌های هینز (اختلاف فشار فاز ترکننده و غیرترکننده) برای دو شبیه‌سازی انجام شده در حالت چگالی و گرانشی ثابت و متغیر برحسب اشباع متوسط CO_2 در شکل ۶ نشان داده شده است. به علاوه، تغییرات اختلاف فشار دو سر نمونه برای دو شبیه‌سازی انجام شده در حالت چگالی و گرانشی ثابت و متغیر برحسب اشباع متوسط CO_2 در شکل ۷ نشان داده شده است.



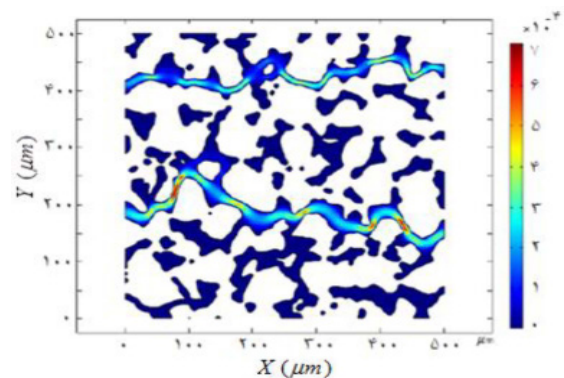
شکل ۴ نمایش تغییرات ضریب بازیافت نفت نسبت به زمان برای حالت چگالی و گرانشی ثابت و متغیر

برای محاسبه ضریب بازیافت نفت، حجم سیال (مجموع حاصل ضرب حجم المان و اشباع نفت در هر المان $\sum V_i \cdot S_i$) در طول فرآیند تزریق به صورت تابع زمانی باید ثبت شود. به علاوه برای محاسبه زمان میان‌شکنی سیال نیاز به بررسی میزان متوسط اشباع گاز در سیال خروجی از محیط متخلخل است. برای تحلیل فضای حفرات، نمودار جهش هینز^۱ که نشان‌دهنده جهش‌های اختلاف فشار دوفاز موجود در محیط و تابعی از اشباع سیال تزریقی است، بررسی می‌شود. این جهش‌ها زمانی ایجاد می‌شوند که فاز غیرترکننده برای ورود به برخی حفرات یا گلوگاه‌های محیط متخلخل باید آنقدر افزایش فشار پیدا کند تا بر فشار مؤینگی ورودی حفره غلبه پیدا کند [۵۴]. برای به دست آوردن این اطلاعات در هر گام زمانی، اشباع فازها در سیستم و اختلاف فشار فاز ترکننده و غیرترکننده ثبت می‌شوند.

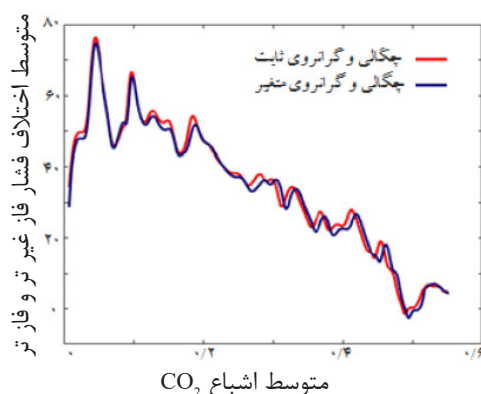
نتایج شبیه‌سازی و تحلیل

نتایج تخلخل و تراوایی محیط سنگ

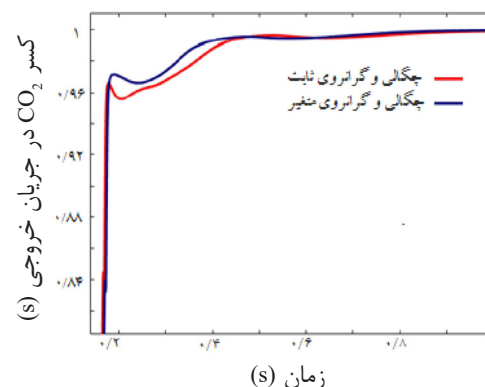
برای به دست آوردن پارامترهای تخلخل و تراوایی، شبیه‌سازی تک فازی در حالت پایا با بخش جریان آرام کامسول در دو حالت جریان نفت و جریان CO_2 انجام شد. نتیجه توزیع سرعت پس از اتمام این شبیه‌سازی جریان نفت در شکل ۳ آورده شده است.



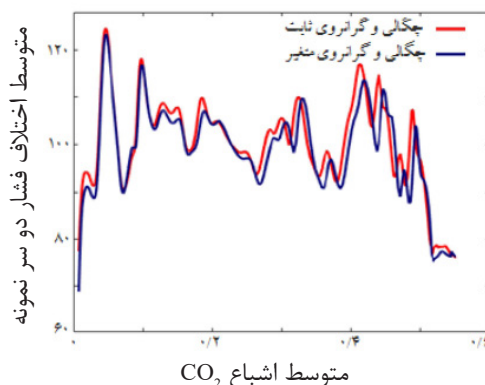
شکل ۳ نمایش توزیع سرعت در شبیه‌سازی تک فازی در حالت پایا برای محاسبه تراوایی با نفت



شکل ۶ مقایسه جهش‌های هینز برای شبیه‌سازی‌های حالت چگالی و گرانیروی ثابت و متغیر



شکل ۵ نمایش تغییرات درصد CO2 در جریان خروجی نسبت به زمان برای حالت چگالی و گرانیروی ثابت و متغیر



شکل ۷ مقایسه اختلاف فشار دو سر نمونه برای حالت چگالی و گرانیروی ثابت و متغیر

مخازن (مانند انتخاب روش مناسب افزایش مقیاس در شبیه‌سازی مخزن) و تحلیل نتایج شبیه‌سازی‌ها در مقیاس مخزن حایز اهمیت باشد [۱۳]. نتایج این مطالعه نشان می‌دهد که امکان کوپل کردن روابط در برگیرنده وابستگی فشاری پارامترهای چگالی و گرانیروی با روابط میدان‌فاز همان‌گونه که قبلاً هم اشاره شده بود وجود دارد [۴۵ و ۴۸]. در بخش‌های بعدی، فرض تابعیت فشار برای پارامترهای چگالی و گرانیروی در شبیه‌سازی‌ها در نظر گرفته شده است.

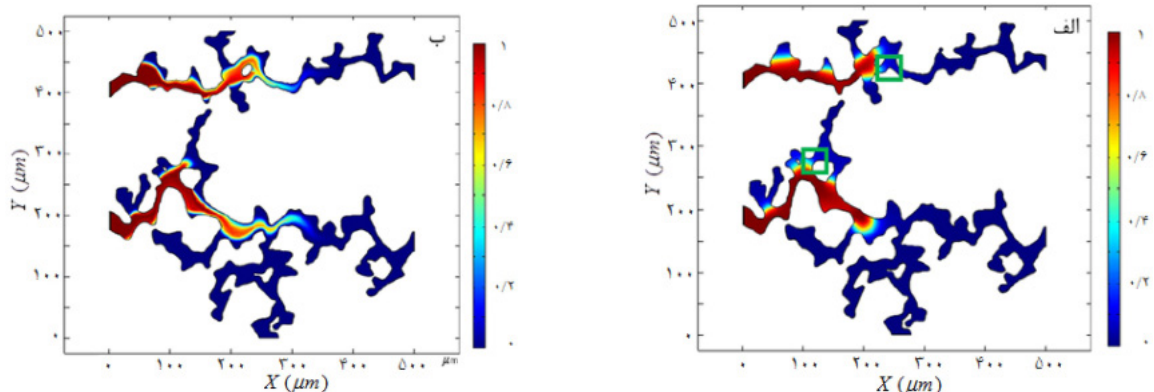
بررسی اثر شرایط امتزاج‌پذیری

شرایط امتزاج‌پذیری گاز تزریقی و سیال مخزن نقش تعیین‌کننده‌ای در فرآیند ازدیاد برداشت و ذخیره‌سازی گاز دارد. به منظور شناخت این اثرات، شبیه‌سازی‌هایی با سه مقدار کشش سطحی N/m 0.004 و 0.00004 $\sigma =$ برای لحاظ

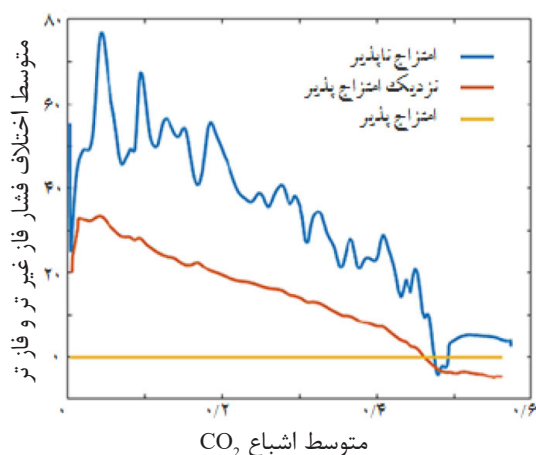
این نتایج نشان می‌دهند که تغییرات نسبت به‌زمان برای ضریب بازیافت نفت، درصد CO2 در مرز خروجی، جهش‌های هینز و اختلاف فشار دوسر نمونه تحت دو حالت گرانیروی و چگالی ثابت یا وابسته به فشار کمی متفاوت است. البته این اختلاف در ابتدا شبیه‌سازی کمتر بوده و به‌تدریج با پخش شدن سیال تزریقی در محیط، تفاوت در نتایج این دو حالت بیشتر می‌شود. دلیل افزایش اختلاف هم این است که با پیشرفت جریان و عبور جریان از حفرات متعدد، تغییرات بیشتری در فشار ایجاد شده و در نتیجه اثرات فشاری بر پارامترهای چگالی و گرانیروی بیشتر می‌شود. به‌طور کلی، میانگین درصد اختلاف مقادیر این پارامترها برای دو حالت (الف) گرانیروی و چگالی ثابت (ب) گرانیروی و چگالی تابع فشار از ۵٪ تا ۹٪ به‌دست آمد. این مقدار اختلاف می‌تواند در مراحل بعدی مطالعات

تغییرات از شرایط امتزاج‌ناپذیر، به امتزاج‌پذیری در نظر گرفته شد. برای مقایسه کیفی توزیع اشباع فاز تزریقی در دو حالت شرایط امتزاج‌ناپذیر، و امتزاج‌پذیر 0.02 s پس از شروع تزریق (۲۶٪ حجم حفره تزریقی) در شکل ۸ نشان داده شده است. همان‌گونه که دیده می‌شود با افزایش امتزاج‌پذیری سیال تزریقی با سیال موجود در محیط مرز بین دو سیال از حالت تیز بودن خود فاصله می‌گیرد و ضخامت لایه گذار بین دوفاز افزایش پیدا کرده و سیال تزریقی راحت‌تر وارد حفرات با شعاع کمتر (علامت‌گذاری شده با مربع در شکل ۸) می‌شود. تغییر شرایط امتزاج‌پذیری مستقیماً با نیروهای موئینگی در ارتباط است و لذا می‌تواند بر روی ضریب بازیافت نفت مؤثر باشد. مقایسه مقادیر ضریب بازیافت نفت در شرایط امتزاج‌پذیری مختلف شکل ۹ نشان می‌دهد با افزایش امتزاج‌پذیری بین فازها به‌طور قابل توجهی ضریب بازیافت نفت بهبود پیدا می‌کند (در حدود ۲۵ و ۷٪ برای حالت‌های امتزاج‌پذیری و نیمه‌امتزاجی). این عامل می‌تواند ناشی از رقابت نیروهای ویسکوز و موئینگی در حرکت سیالات در جریان دوفازی باشد. از آنجایی که گرانش و سرعت تزریق در این شبیه‌سازی‌ها ثابت نگه داشته شده، عامل اصلی این تغییرات در ضریب بازیافت نفت، قدرت نیروهای بازدازننده موئینگی است. به عبارتی،

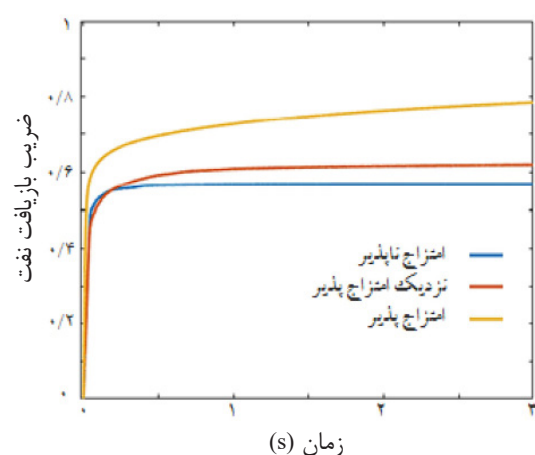
حفرات ریزی که در حالت امتزاج‌ناپذیر به دلیل مقاومت بالای نیروهای موئینگی غیر قابل نفوذ بودند در حالت‌های نیمه امتزاج‌پذیر یا امتزاج‌پذیر به راحتی توسط سیال تزریقی قابل اشغال می‌شوند [۴۷]. به علاوه همان‌گونه که توسط ما و همکاران تاکید شده [۴۸]، نتایج کار این تحقیق بر روی محیط متخلخل واقعی هم نشان می‌دهد که در حالت غیر امتزاج‌پذیر ضریب بازیافت نفت سریع‌تر به ثبات رسیده درحالی‌که در شرایط امتزاج‌پذیر روند افزایشی ضریب بازیافت نفت ادامه دارد. تاثیر دیگر شرایط امتزاج‌پذیری می‌تواند در نمودار جهش‌های هینز در فرآیند جابه‌جایی دوفازی دیده شود (شکل ۱۰). از آنجایی که CO_2 که جهش‌های هینز (اختلاف فشار میانگین فاز ترکنده و غیرترکنده در اشباع‌های مختلفی از سیال تزریقی) به فشار موئینگی وابسته است، تغییرات فاز غیرترکنده برای ورود به گلوگاه‌ها و در ادامه حفره‌ها را منجر می‌شود [۵۵]. شایان ذکر است هر قله در شکل ۱۰ نشان‌دهنده افزایش فشار فاز تزریقی برای ورود به یک حفره مشخص بوده که پس از رسیدن و غلبه کردن بر فشار موئینگی مربوط به گلوگاه حفره مورد نظر سیال تزریقی به سرعت حفره را اشغال کرده و فشار این فاز ناگهان افت می‌کند. لذا با افزایش امتزاج‌پذیری، به وضوح شدت جهش‌های هینز کاهش پیدا می‌کند.



شکل ۸ مقایسه توزیع CO_2 تزریقی پس از 0.02 s تزریق (معادل ۲۶٪ حجم حفره تزریقی) برای حالت الف) غیر امتزاج‌پذیر (ب) امتزاج‌پذیر



شکل ۱۰ مقایسه جهش‌های هینز برای حالت‌های امتزاج‌پذیری مختلف در طی فرآیند تزریق CO_2



شکل ۹ مقایسه ضریب بازیافت نفت در شرایط امتزاج‌پذیری مختلف در طی فرآیند تزریق CO_2

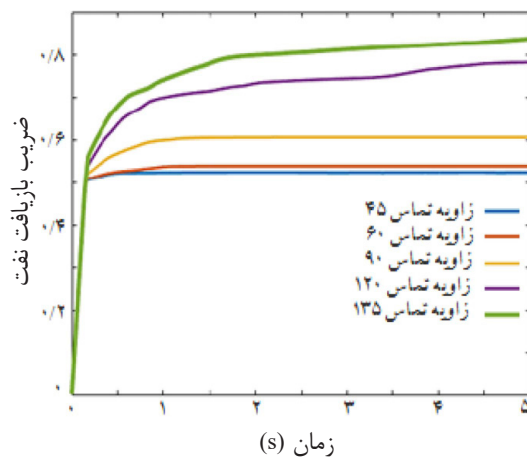
بررسی اثر سرعت تزریق دی کسید کربن

سرعت تزریق سیال تزریقی هم نقش برجسته‌ای بر تغییر نیروهای ویسکوز در محیط داشته به‌طوری‌که با افزایش سرعت تزریق نیروهای ویسکوز قوی‌تر گشته و غلبه آنها بر نیروهای بازدارنده موئینگی پیش‌بینی می‌گردد. در این قسمت برای بررسی این مورد از دو نرخ تزریق سیال 0.01 m/s و 0.05 m/s و در دو شرایط کشش سطحی 0.04 N/m و 0.04 N/m در شبیه‌سازی‌ها استفاده شد. نتایج ارائه شده در شکل ۱۱ نشان می‌دهد با افزایش سرعت تزریق، بالاتر رفتن ضریب بازیافت نفت قطعی نیست و بستگی به میزان کشش سطحی فازها دارد. به‌طور کلی ضریب بازیافت نفت نهایی نتیجه برآیند دو پدیده افزایش نیرو ویسکوز و کاهش زمان حضور سیال تزریقی در محیط است. لذا در چنین شرایطی یک سرعت بهینه تزریق می‌تواند برای این‌گونه فرآیندها ارزیابی گردد.

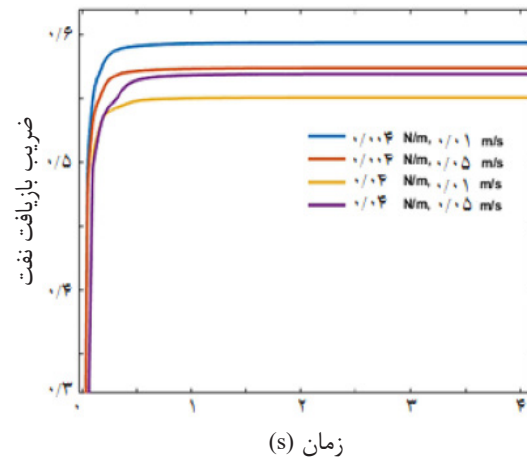
بررسی اثر ترشوندگی محیط متخلخل

اگرچه در جریان دوفازی در محیط متخلخل با حضور CO_2 فاز مایع فازتر است، می‌توان با اعمال شرایط مناسب نوع ترشوندگی را به سمت گاز دوستی متمایل نمود. لذا در این بخش، شبیه‌سازی تزریق گاز در زاویه تماس‌های مختلف (بیان‌کننده ترشوندگی محیط) بررسی می‌شود. شکل ۱۲ تاثیر ترشوندگی سطح سنگ بر میزان

ضریب بازیافت نفت حاصل شده در فرآیند تزریق CO_2 را نشان می‌دهد. همان‌گونه که در شکل ۱۲ دیده می‌شود با تغییر زاویه تماس از حالت پایه 60° (نسبت به نفت) به مقادیر 45° و 135° ضریب بازیافت نفت به ترتیب $5/1\%$ کاهش و $29/8\%$ افزایش پیدا می‌کند. دلیل این مشاهده این است که در نمونه‌های نفت‌دوست (با زاویه تماس کمتر از 90°) سنگ تمایل بیشتری به حفظ فاز نفت بر روی سطح حفرات خود دارد. در نتیجه سیال تزریق شده به راحتی نمی‌تواند نفت را جابه‌جا و جایگزین آن شود. در این حالت CO_2 از حفرات بزرگ عبور کرده و با فاصله از دیواره حفرات حرکت می‌کند و به همین دلیل توانایی کمتری در متحرک سازی فاز نفت و ازدیاد برداشت دارد. این مشاهده با گزارشات قبلی که هر چقدر زاویه تماس کوچک‌تر باشد نیروهای سطحی با قدرت بیشتر نفت را بر روی سطح سنگ نگه داشته و مانع از جابه‌جایی آن می‌شود مطابقت دارد [۴۵]. به‌علاوه منحنی ضریب بازیافت نفت در محیط‌های نفت‌دوست زودتر به ثبات می‌رسد. به‌عنوان مثال، در حالت زاویه تماس 60° پس از $2/1 \text{ s}$ دیگر تغییری در این پارامتر دیده نمی‌شود. این درحالی است که در نمونه با زاویه تماس 135° حتی پس از 5 s هم‌چنان روند افزایشی در ضریب بازیافت نفت دیده می‌شود.



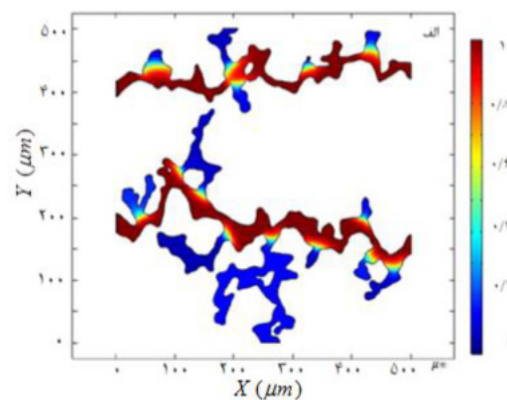
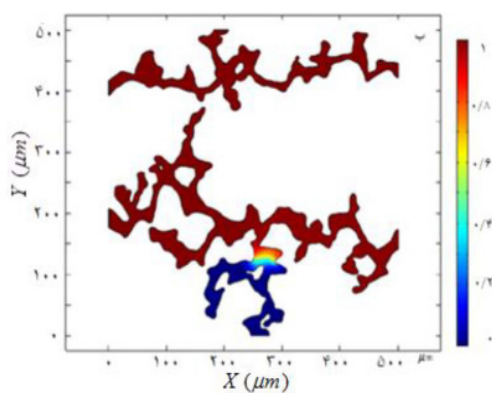
شکل ۱۲ نمودار ضریب بازیافت نفت در زاویه تماس (ترشوندگی‌های) مختلف طی فرآیند تزریق CO_2



شکل ۱۱ نمایش تاثیر سرعت تزریق CO_2 بر ضریب بازیافت نفت در دو نرخ تزریق و دو مقدار کشش سطحی متفاوت

دو زاویه تماس مختلف مقایسه می‌کند. همان‌گونه که از شکل ۱۳ دیده می‌شود در نمونه نفت‌دوست سریع‌ترین و کم مقاومت‌ترین مسیر توسط سیال تزریقی طی شده است. این موضوع با بررسی نمودار جهش‌های هینز طی فرآیند جابه‌جایی دوفاز و روند کلی منحنی‌های مشابه هم دیده شد، درحالی که در نمونه‌های نفت‌دوست (یا به‌طور کلی با کاهش زاویه تماس نسبت به نفت) جهش‌ها شدیدتر شده که نشان می‌دهد مقاومت در برابر ورود سیال تزریقی به حفرات بیشتر است.

در نمونه‌های نفت‌دوست، CO_2 تزریق شده فقط از بخش‌هایی از محیط متخلخل با گلوگاه‌های با شعاع بزرگ حرکت کرده و لذا بدون این که نفت موجود در سایر حفرات و گلوگاه‌های کوچک را بتواند به‌طور مؤثر تخلیه کند، زودتر از طریق گلوگاه‌هایی بزرگتر (با مقاومت کم‌تر) عبور کرده و به انتهای نمونه رسیده و از آن زمان ضریب بازیافت نفت به ثبات رسیده و با ادامه تزریق تنها مقدار کمی نفت از سیستم خارج می‌شود. شکل ۱۳ توزیع فازهای نفت و CO_2 تزریقی را در زمان میان‌شکنی و به ثبات رسیدن ضریب بازیافت نفت برای نمونه با



شکل ۱۳ مقایسه توزیع فازهای نفت و CO_2 تزریقی را در زمان میان‌شکنی و به ثبات رسیدن ضریب بازیافت نفت برای نمونه با زاویه تماس الف) 45° و ب) 135°

نتیجه گیری

باز یافت نفت در کشش سطحی های بالاتر می گردد. در حالی که در کشش سطحی های پایین تر، سیال تزریقی قبل از این که فرصت کافی برای در تماس قرار گرفتن با سیال محیط داشته باشد از سیستم خارج شده و ضریب باز یافت نفت کاهش پیدا می کند. لذا در چنین شرایطی می توان سرعت بهینه برای تزریق CO_2 در شبیه سازی به دست آورد. اگرچه ترشوندگی برای جابه جایی دوفازی غیرامتزاجی در حضور CO_2 ، ترشوندگی گاز دوست است، اما با افزایش زاویه تماس نسبت به نفت، زمان میان شکنی به تاخیر افتاده و شدت و مقدار جهش های هینز نیز کاهش پیدا کرد.

پیشنهادهات

در ادامه این کار تحقیقاتی و برای تکمیل و توسعه تحقیق موارد زیر پیشنهاد داده می شوند:

- تعمیم نتایج بررسی های صورت گرفته در محیط متخلخل دوبعدی به ساختارهای واقعی سه بعدی (براساس تصاویر میکرو سی تی).
- بررسی رفتار مرز بین سیالات و مسیر حرکت آنها در محیط در ساختار سه بعدی در مقیاس مخزنی.
- بررسی شرایط محیطی همراه با واکنش شیمیایی و حرکت ذرات ریز جامد مانند شبیه سازی تزریق CO_2 در آبدۀ آب شور که همراه با خاصیت اسیدی در تماس با دیواره حفرات است.

• در نظر گرفتن وابستگی به فشار برای پارامترهای چگالی و گرانیروی CO_2 می تواند برضریب باز یافت نفت، و درصد گاز در جریان خروجی، مؤثر باشد و لذا فرض ثابت بودن چگالی و گرانیروی CO_2 در شبیه سازی ها باعث ایجاد خطا در نتایج می شود. مقدار خطا در طول شبیه سازی ثابت نبوده و با پخش شدن سیال تزریقی در محیط به مقادیری در حدود ۰/۵ تا ۰/۹ می رسد.

• با افزایش امتزاج پذیری، نیروهای موئینگی که عامل اصلی بازدارنده در برابر حرکت نفت در نمونه واقعی سنگ مخزن بود تضعیف شده و بنابراین، میزان ضریب باز یافت نفت افزایش پیدا کرده، میان شکنی سیال CO_2 تزریقی با تأخیر رخ داده و نمودار های جهش هینز مسطح تر دیده شد. به علاوه از لحاظ شکل ظاهری سطح مشترک بین نفت و CO_2 از حالت تیز بودن خارج می شود و لایه گذار بین دوفاز ضخامت بیشتری پیدا می کند. این عوامل در شبیه سازی نمونه محیط متخلخل واقعی در این مطالعه منجر به افزایش برداشت نفت در حدود ۲۵ و ۰/۷٪ برای حالت های امتزاج پذیری و نیمه امتزاجی گردید.

• با افزایش سرعت تزریق CO_2 که همراه با افزایش قدرت نیروهای ویسکوز است توانایی ورود گاز به حفرات کوچک تر افزوده شده و با جابه جایی بیشتر نفت نزدیک دیواره حفرات موجبات افزایش ضریب

مراجع

- [1]. PCC, (2018). IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5 °C. Ipcc - Sr15.
- [2]. IPCC (2005). Special Report on CO_2 Capture and Storage, 49.
- [3]. Ajayi T., Gomes J. S., and Bera A. (2019). A review of CO_2 storage in geological formations emphasizing modeling, monitoring and capacity estimation approaches. Petroleum Science. 16(5) 1028-1063 doi: 10.1007/s12182-019-0340-8.
- [4]. Kaldi J. G., Gibson-Poole C. M., and Payenberg T. H. D. (2009). Geological Input to Selection and Evaluation of CO_2 geosequestration sites و AAPG Studies in Geology. 59 5-16 doi: 10.1306/13171230St59227.
- [5]. Lokhorst A. and Wildenborg T. (2005). Introduction on CO_2 geological storage. Classification of storage options. Oil and Gas Science and Technology. 60(3) 513-515 doi: 10.2516/ogst:2005033.
- [6]. Alvarado V. and Manrique E. (2010). Enhanced oil recovery: An update review. Energies. 3(9) 1529-1575 doi: 10.3390/en3091529.
- [7]. Manrique E. J., Muci V. E., and Gurfinkel M. E. (2007). EOR field experiences in carbonate reservoirs in the United States. SPE Reservoir Evaluation and Engineering. 10(6) doi: 10.2118/100063-pa.
- [8]. Christensen J. R., Stenby E. H., and Skauge A. (2001). Review of WAG field experience. SPE Reservoir Evaluation and Engineering, 4(2) doi: 10.2118/71203-pa.

- [9]. Srivastava R. K., Huang S. S., and Dong M. (2000). Laboratory investigation of Weyburn CO₂ miscible flooding. *Journal of Canadian Petroleum Technology*. 39(2) doi: 10.2118/00-02-04.
- [10]. Ghedan S. (2009). Global Laboratory Experience of CO₂-EOR Flooding. SPE/EAGE Reservoir Characterization and Simulation Conference. doi: 10.3997/2214-4609-pdb.170.spe125581.
- [11]. Teklu T. W., Alameri W., Graves R. M., Kazemi H., and Al-Sumaiti A. M. (2016). Low-salinity water-alternating-CO₂ EOR. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 142 101-118 doi: 10.1016/j.petrol.2016.01.031.
- [12]. Herring A. L., Harper E. J., Andersson L., Sheppard A., Bay B. K., and Wildenschild D. (2013). Effect of fluid topology on residual nonwetting phase trapping: Implications for geologic CO₂ sequestration. *Advances in Water Resources*. 62 47-58 doi: 10.1016/j.advwatres.2013.09.015.
- [13]. Blunt et al. M. J. (2012). Pore-scale imaging and modelling. *Advances in Water Resources*. 51 197-216 doi: 10.1016/j.advwatres.2012.03.003.
- [14]. Ferrari A., Jimenez-Martinez J., Borgne T. le, Méheust Y., and Lunati I. (2015). Challenges in modeling unstable two-phase flow experiments in porous micromodels. *Water Resources Research*. 51(3) doi: 10.1002/2014WR016384.
- [15]. Saraf S. and Bera A. (2021). A review on pore-scale modeling and CT scan technique to characterize the trapped carbon dioxide in impermeable reservoir rocks during sequestration. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 144 doi: 10.1016/j.rser.2021.110986.
- [16]. Piri M. and Blunt M. J. (2005). Three-dimensional mixed-wet random pore-scale network modeling of two-And three-phase flow in porous media. I. Model description. *Physical Review E - Statistical, Nonlinear, and Soft Matter Physics*. 71(2) doi: 10.1103/PhysRevE.71.026301.
- [17]. Wildenschild D., Vaz C. M. P., Rivers M. L., Rikard D., and Christensen B. S. B. (2002). Using X-ray computed tomography in hydrology: Systems, resolutions, and limitations. *Journal of Hydrology*. 267(3) doi: 10.1016/S0022-1694(02)00157-9.
- [18]. Flannery B. P., Deckman H. W., Roberge W. G., and Amico K. L. D. (1987). Three-dimensional x-ray microtomography. *Science*. 237(4821) doi: 10.1126/science.237.4821.1439.
- [19]. Kumar M. and Fogden A. (2010). Patterned wettability of oil and water in porous media. *Langmuir*. 26(6) doi: 10.1021/la903478q.
- [20]. Blunt M. J., Jackson M. D., Piri M., and Valvatne P. H. (2002). Detailed physics, predictive capabilities and macroscopic consequences for pore-network models of multiphase flow. *Advances in Water Resources*. 25(8) doi: 10.1016/S0309-1708(02)00049-0
- [21]. Basirat F., Yang Z., and Niemi A. (2017). Pore-scale modeling of wettability effects on CO₂-brine displacement during geological storage. *Advances in Water Resources*. 109 doi: 10.1016/j.advwatres.2017.09.004.
- [22]. Raeini A. Q., Blunt M. J., and Bijeljic B. (2012). Modelling two-phase flow in porous media at the pore scale using the volume-of-fluid method. *Journal of Computational Physics*. 231(17) doi: 10.1016/j.jcp.2012.04.011.
- [23]. Sethian J. A. and Smereka P. (2003). Level set methods for fluid interfaces. *Annual Review of Fluid Mechanics*. 35 doi: 10.1146/annurev.fluid.35.101101.161105.
- [24]. Akhlaghi Amiri H. A. and 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 doi: 10.1016/j.ijmultiphaseflow.2014.01.001.
- [25]. Joekear-Niasar V., Hassanizadeh S. M., and Dahle H. K. (2010). Non-equilibrium effects in capillarity and interfacial area in two-phase flow: Dynamic pore-network modelling. *Journal of Fluid Mechanics*. 655 doi: 10.1017/S0022112010000704.
- [26]. Yue P., Zhou C., Feng J. J., Ollivier-Gooch C. F., and 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) doi: 10.1016/j.jcp.2006.03.016.
- [27]. Hu H. H., Patankar N. A., and Zhu M. Y. (2001). Direct numerical simulations of fluid-solid systems using the arbitrary lagrangian-eulerian technique. *Journal of Computational Physics*. 169(2)doi: 10.1006/jcph.2000.6592.
- [28]. Huang W. (1994). Moving mesh methods based on moving mesh partial differential equations. *Journal of Computational Physics*. 113(2) doi: 10.1006/jcph.1994.1135.
- [29]. Tryggvason G., Bunner B., Esmaeeli A. et al. (2001). A Front-Tracking Method for the Computations of Multiphase Flow. *Journal of Computational Physics*. 169(2) doi: 10.1006/jcph.2001.6726.
- [30]. Popinet S. and Zaleski S. (1999). A front-tracking algorithm for accurate representation of surface tension. *International Journal for Numerical Methods in Fluids*. 30(6) doi: 10.1002/(sici)1097-0363(19990730)30:6<775::aid-fld864>3.0.co;2-%23.
- [31]. Meakin P. and Tartakovsky A. M. (2009). Modeling and simulation of pore-scale multiphase fluid flow and reactive transport in fractured and porous media. *Reviews of Geophysics*. 47(3) doi: 10.1029/2008RG000263.
- [32]. Hirt C. W. and Nichols B. D. (1981). Volume of fluid (VOF) method for the dynamics of free boundaries.

- Journal of Computational Physics. 39(1) doi: 10.1016/0021-9991(81)90145-5.
- [33]. Sussman M. (1994). A level set approach for computing solutions to incompressible two-phase flow. Journal of Computational Physics. 114(1) doi: 10.1006/jcph.1994.1155.
- [34]. Sun D. L. and Tao W. Q. (2010). A coupled volume-of-fluid and level set (VOSET) method for computing incompressible two-phase flows. International Journal of Heat and Mass Transfer. 53(4) doi: 10.1016/j.ijheatmasstransfer.2009.10.030.
- [35]. Alpak F. O., Riviere B., and Frank F. (2016). A phase-field method for the direct simulation of two-phase flows in pore-scale media using a non-equilibrium wetting boundary condition. Computational Geosciences. 20(5) doi: 10.1007/s10596-015-9551-2.
- [36]. Sussman M. and Puckett E. G. (2000). A Coupled Level Set and Volume-of-Fluid Method for Computing 3D and Axisymmetric Incompressible Two-Phase Flows. Journal of Computational Physics. 162(2) doi: 10.1006/jcph.2000.6537.
- [37]. Olsson E. and Kreiss G. (2005). A conservative level set method for two phase flow. Journal of Computational Physics. 210(1) 225–246 doi: 10.1016/j.jcp.2005.04.007.
- [38]. Olsson E., Kreiss G., and Zahedi S. (2007). A conservative level set method for two phase flow II. Journal of Computational Physics. 225(1) doi: 10.1016/j.jcp.2006.12.027.
- [39]. van der Waals J. D. (1979). The thermodynamic theory of capillarity under the hypothesis of a continuous variation of density. Journal of Statistical Physics. 20(2) doi: 10.1007/BF01011514.
- [40]. Cahn J. W. and Hilliard J. E. (1958). Free energy of a nonuniform system. I. Interfacial free energy. The Journal of Chemical Physics. 28(2) doi: 10.1063/1.1744102.
- [41]. Jacqmin D. (1999). Calculation of two-phase navier-stokes flows using phase-field modeling, Journal of Computational Physics, 155(1), doi: 10.1006/jcph.1999.6332.
- [42]. Chiu P. H. and Lin Y. T. (2011). A conservative phase field method for solving incompressible two-phase flows, Journal of Computational Physics, 230(1) doi: 10.1016/j.jcp.2010.09.021.
- [43]. Bogdanov I., Jardel S., Turki A., and Kamp A. (2010). Pore-Scale Phase Field Model of Two-Phase Flow in Porous Medium.
- [44]. Badalassi V. E., Cenicerio H. D., and Banerjee S. (2003). Computation of multiphase systems with phase field models. Journal of Computational Physics. 190(2) doi: 10.1016/S0021-9991(03)00280-8.
- [45]. Zhu G., Yao J., Li A., Sun H., and Zhang L. (2017). Pore-scale investigation of carbon dioxide-enhanced oil recovery, Energy and Fuels, 31(5) doi: 10.1021/acs.energyfuels.7b00058.
- [46]. Rokhforouz M. R. and Akhlaghi Amiri H. A. (2019). Effects of grain size and shape distribution on pore-scale numerical simulation of two-phase flow in a heterogeneous porous medium. Advances in Water Resources. 124 doi: 10.1016/j.advwatres.2018.12.008.
- [47]. Guo et al Y. (2019). A pore-scale investigation of residual oil distributions and enhanced oil recovery methods,” Energies. 12(19) doi: 10.3390/en12193732.
- [48]. Ma, Q., Zheng, Z., Fan, J., Jia, J., Bi, J., Hu, P., Wang Q., Li M., Wei W. and Wang, D. (2021). Pore-scale simulations of CO₂/oil flow behavior in heterogeneous porous media under various conditions, Energies, 14(3), 533. doi: 10.3390/en14030533.
- [49]. Song R., Tang Y. Yao Wang Xie R. and Liu J. (2022). Pore-scale numerical simulation of CO₂-oil two-phase flow: a multiple-parameter analysis based on phase-field method, Energies 2023, 16(1): 82, doi.org/10.3390/en16010082.
- [50]. Ouyang L. B. (2011). New correlations for predicting the density and viscosity of supercritical carbon dioxide under conditions expected in carbon capture and sequestration operations. Open Petroleum Engineering Journal. 4(1) doi: 10.2174/1874834101104010013.
- [51]. Pereira L. M. C., Chapoy A., Burgass R., and Tohidi B. (2016). Measurement and modelling of high pressure density and interfacial tension of (gas + n-alkane) binary mixtures. Journal of Chemical Thermodynamics. 97 doi: 10.1016/j.jct.2015.12.036.
- [52]. Choudhary N., Narayanan Nair A. K., Che Ruslan M. F. A., and Sun S. (2019). Bulk and interfacial properties of decane in the presence of carbon dioxide, methane, and their mixture, Scientific Reports. 9(1) doi: 10.1038/s41598-019-56378-y.
- [53]. Arif M., Barifcani A., and Iglauer S. (2016). Solid/CO₂ and solid/water interfacial tensions as a function of pressure, temperature, salinity and mineral type: Implications for CO₂-wettability and CO₂ geo-storage. International Journal of Greenhouse Gas Control. 53 doi: 10.1016/j.ijggc.2016.08.020.
- [54]. Idowu N. A. and Blunt M. J. (2010). Pore-scale modelling of rate effects in waterflooding. Transport in Porous Media. 83(1) doi: 10.1007/s11242-009-9468-0.
- [55]. Zacharoudiou I., Boek E. S., and Crawshaw J. (2018). The impact of drainage displacement patterns and Haines jumps on CO₂ storage efficiency. Scientific Reports. 8(1), doi: 10.1038/s41598-018-33502-y.