



Research Article



DOI: 10.22034/farayandno.2024.2038025.1970



This journal is an open access journal licensed under an Attribution-Non Commercial 4.0 International Licenses (CC BY-NC 4.0).

Investigating the Effect of Parameters of Wettability, Fracture Aperture and Interfacial Tension During Counter-Current Spontaneous Imbibition at Pore-Scale

Iman Jafari^{1*}

¹ Assistant Professor, Department of Chemical Engineering, Jask Branch, Islamic Azad University, Jask, Iran

Received: 30 May 2024 Accepted: 9 Aug 2024

Abstract

Counter-current spontaneous imbibition (SI), in which water and oil flow through the same face in opposite directions, is known as one of the most significant oil recovery mechanisms in naturally fractured reservoirs; however, this mechanism has not received much attention. Understanding the dynamic of water-oil displacement during counter-current SI is very challenging because of simultaneous impacts of multiple factors including geometry complexity and heterogeneity of naturally fractured reservoir materials, This study investigates the effects of wettability, fracture aperture and interfacial tension during counter-current SI at pore-scale, the obtained results showed that the wettability of the porous medium changed from a neutral state to a highly hydrophilic state, and it was observed that for contact angles higher than 60 degrees, It was observed that the water mass imbibed into the matrix block varies linearly with time before the water front meets the outlet, which is captured for the first time in a numerical study. Also, It is revealed that increasing the fracture aperture reduces water breakthrough time and oil recovery, known as “filling fracture” regime, The developed model can be used as a basis for phase-field counter-current simulations and would be useful to study the qualitative and quantitative nature of this phenomenon.

Keyword: Simulation, Counter-Current Spontaneous Imbibition, Wettability, Fracture Aperture, Interfacial Tension

* jafari3760@gmail.com

Please Cite This Article Using:

Jafari, I., “Investigating the Effect of Parameters of Wettability, Fracture Aperture and Interfacial Tension During Counter-Current Spontaneous Imbibition at Pore-Scale”, Journal of Farayandno – Vol. 19 – No. 86, pp. 53-66, In Persian, (2024).



DOI: 10.22034/farayandno.2024.2038025.1970



This journal is an open access journal licensed under an Attribution-Non Commercial 4.0 International Licenses (CC BY-NC 4.0).

بررسی تاثیر پارامترهای ترشوندگی، کشش سطحی و عرض شکاف در فرآیند آشام ناهمسو با استفاده از نرم افزار کامسول

ایمان جعفری^{1*}

¹ گروه مهندسی شیمی، واحد بندر جاسک، دانشگاه آزاد اسلامی، بندر جاسک، ایران

دریافت: 1403/03/10 پذیرش: 1403/05/19

چکیده

آشام خودبخودی ناهمسو که در آن فازهای تر و غیر تر در خلاف جهت همدیگر و از میان یکدیگر حرکت می‌کنند، به عنوان یکی از مهم‌ترین مکانیسم‌های بازیافت طبیعی نفت در مخازن شکافدار شناخته می‌شود، با این حال، این مکانیسم مورد توجه زیادی قرار نگرفته است و درک کردن دینامیک جابجایی فاز تر و غیر تر در طول جریان متقابل آشام ناهمسو بدلیل پیچیدگی هندسه مخزن و ناهمگنی بسیار چالش برانگیز است. در این مقاله با استفاده از نرم‌افزار کامسول برای شبیه‌سازی جریان دو فاز از طریق یک محیط متخلخل شکافدار ناهمگن استفاده شده است و به بررسی تاثیر پارامترهای موثر از جمله ترشوندگی، ضخامت شکاف و کشش سطحی پرداخته شد، نتایج نشان می‌دهد که با تغییر ترشوندگی محیط متخلخل از حالت خنثی به حالت شدیداً آبدوست مشاهده شد که برای زاویه تماس‌های بالاتر از 60 درجه، آب تقریباً فقط شکاف را پر می‌کند و قادر به نفوذ به درون ماتریکس نمی‌باشد و با تغییر ترشوندگی به سمت آبدوست، نرخ آشام و مقدار نهایی بازیافت افزایش یافت. تغییرات عرض شکاف اثر اندکی بر روی نرخ آشام و مقدار بازیافت نهایی دارد و افزایش کشش سطحی بر طبق معادله یانگ لاپلاس سبب افزایش فشار موینگی و بازیافت نفت می‌شود، همچنین برای اولین بار الگو جریانی شکاف پر شونده در ابعاد حفره مشاهده شد و روش میدان فازی می‌تواند به دقت سطح تماس سیالات را با زمان محاسباتی مناسب ردیابی نماید.

کلمات کلیدی: شبیه‌سازی، آشام ناهمسو، ترشوندگی، عرض شکاف، کشش سطحی

* jafari3760@gmail.com

1- مقدمه

مخازن شکافدار طبیعی¹ درصد قابل توجهی از ذخایر نفت و گاز جهان را تشکیل می‌دهند [1]. آشام خود به خودی (SI)² که در آن فاز ترکنده توسط نیروهای موئینگی جابجا می‌شود، فرایند تعیین کننده در تولید نفت از مخازن شکافدار است [2]. جریان در این نوع مخازن معمولاً در دو محیط مختلف شامل ماتریس و شکاف رخ می‌دهد [3] اگر شکافها با آب اشباع شوند، آب جذب بلوکهای ماتریس می‌شود و به علت نیروهای سطح، فاز نفت (فاز غیرتر) خارج می‌شود. پیش بینی صحیح فرآیند آشام خود به خودی (SI) در شبیه‌سازی مخازن شکافدار طبیعی ضروری است. علاوه بر این، آشام خود به خودی (SI) در جداسازی و ذخیره کربن (CCS)³ و همچنین مدیریت منابع آب مهم است [4]. اندازه‌گیری پارامترهای فرآیند SI در آزمایشگاه در مقیاس مغزه و شرایط مرزی مختلف مانند یک سمت باز (OEO)⁴، دو سمت باز (TEO)⁵ و کل اطراف باز (AEO)⁶ انجام می‌شود [5]. براساس شرایط مرزی اعمال شده، آشام خود به خودی (SI) ممکن است در حالت همسو یا ناهمسو رخ دهد. در حالت دوم، جریان فاز تر و غیر تر در جهت‌های برعکس و جوانب ورودی و خروجی فازها یکسان هستند [6].

رنجل جرمن و همکاران⁷ [7] به بررسی تعامل بین سیال‌های تر و غیر تر در ماتریکس و شکاف با استفاده از برش نگاری رایانه‌ای⁸ پرداخته‌اند. نرخ تزریق‌ها و بازشدگی مختلف شکاف در طول آزمایش‌ها مورد بررسی قرار گرفت و دو رژیم جریان شکاف پرشونده⁹ و پر شده لحظه‌ای¹⁰ در شکاف مشاهده شد. رژیم شکاف پرشونده هنگامی که آهسته بودن جریان در شکاف، بازشدگی بزرگ شکاف و یا تزریق آهسته فاز تر حاکم باشد اتفاق می‌افتد. در این رژیم، مقدار آب در ماتریکس با زمان به صورت خطی افزایش می‌یابد. برعکس، بازشدگی‌های کم شکاف و یا سرعت تزریق بالا باعث کاهش نرخ انتقال از شکاف به ماتریکس می‌شود که باعث ایجاد رژیم پر شده لحظه‌ای می‌شود. رنجل جرمن و همکاران محیط متخلخل میکرومدل را برای بررسی بیشتر تعامل بین سیالات فاز تر و غیر تر ماتریکس و شکاف انتخاب کردند [8]. آنها نشان دادند در مواقعی که بلوک‌های ماتریکس شکافدار به سرعت توسط فاز تر محصور می‌شوند، فاز غیر تر از میان فاز تر، کانال ایجاد می‌کند و توزیع نفوذ فاز تر، شکل چنین کانال‌هایی را تعیین می‌کند. حقیقی و همکاران¹¹ جهت فهم بیشتر مکانیزم آشام و بررسی دقیق تر آن در سیستم‌های شکافدار، آزمایش‌هایی را طراحی کردند [9]. در این کار با استفاده از میکرومدل‌های شیشه‌ای ساخته شده با الگوهای ماتریکسی مختلف مثلثی، مربعی و خطوط تصادفی و قرار دادن یک شکاف در وسط مدل آزمایش‌های آشام خودبخودی، آشام اجباری اولیه و آشام اجباری ثانویه انجام دادند. هتیبگلو و همکاران¹² پدیده آشام خودبخودی را در مقیاس حفره از طریق انجام

¹ Naturally Fractured Reservoirs

² Spontaneous Imbibition

³ Carbon Capture and Storage

⁴ One-End-Open

⁵ One-End-OPEN

⁶ All-Ends-Open

⁷ Rangel-German

⁸ Computerized Tomography scanning

⁹ Filling fracture regime

¹⁰ Filled fracture regime

¹¹ Haghghi, M

¹² Hatiboglu, C.U

مطالعات آزمایشگاهی و شبیه‌سازی عددی بررسی کردند [10]. آن‌ها نشان دادند که اندازه منافذ، ناهمگنی و هندسه کلی ماتریکس تاثیر قابل توجهی بر این پدیده دارند. روش شبکه بولتزمن^{۱۳} برای شبیه‌سازی فیزیک فرآیند در مقیاس حفره برای مقادیر پایین گرانشی فاز نفتی مورد مطالعه قرار گرفت و مشاهده شد که با افزایش گرانشی فاز نفت (غیر تر)، آب به کناره‌ها پیشروی می‌کند. گوندی و همکاران^{۱۴} روش شبکه بولتزمن را برای شبیه‌سازی جابه‌جایی آشام موئینه غیرهمسو در یک محیط متخلخل شکافدار انتخاب کردند [11]. آن‌ها نشان دادند که فاز تر از طریق منافذ کوچکتر و فاز غیر تر از منافذ نسبتاً بزرگتر حرکت می‌کند.

با توجه به محدودیت‌های تست‌های آزمایشگاهی مانند زمانبر بودن، نیاز به هزینه و تکرارپذیری، تکنیک‌های مختلف عددی به عنوان راه حل جایگزین به کار گرفته شده‌اند. در مواقعی که معادلات حاکم بر مساله دارای عبارات غیرخطی پیچیده می‌باشد، استفاده از روش‌های عددی به روش‌های تحلیلی برتری دارد [12]. بنابراین، چندین روش عددی مانند مدل‌سازی شبکه حفره^{۱۵} [13-15]، میدان فازی^{۱۶} [16, 17]، مجموعه سطح^{۱۷} [18-20] و بولتزمن [21-23] برای جابجایی‌های میکروسکوپی در محیط متخلخل استفاده شده‌اند. مانکی و تارتاکوفسک^{۱۸} [24] بررسی دقیق در مورد نقاط قوت و محدودیت‌های این روش‌ها را ارائه کردند.

اخیراً، روش‌های ردیابی سطح مشترک^{۱۹} مانند میدان فازی و تنظیم سطح برای پیش‌بینی اینکه چگونه فیزیک در مقیاس کوچک بر خواص ماکروسکوپی تاثیر می‌گذارد، مورد استفاده قرار گرفته شده‌اند. برای پیدا کردن یک روش دقیق برای مدل‌سازی جریان دو فاز در محیط متخلخل، اخلاقی امیری و هامودا [25] روش‌های میدان فازی و تنظیم-سطح را با در نظر گرفتن جنبه‌های مختلف مانند زمان اجرا و تشخیص رویدادها در مقیاس حفره مقایسه کردند. آن‌ها دریافتند که روش میدان فازی، زمانی که محیط متخلخل پیچیده‌تر باشد بهتر از روش تنظیم-سطح می‌باشد. علاوه بر این آن‌ها تأثیرات گرانشی، موئینگی، ترشوندگی و ناهمگنی را در جریان دو فازی در محیط متخلخل بررسی کردند. معارف و همکاران روش میدان فازی را برای بررسی بی‌ثباتی جریان در جابجایی‌ها در محیط متخلخل در مقیاس میکرومدل مورد بررسی قرار دادند [12].

تکنولوژی نانو در بسیاری از علوم از اهمیت و جایگاه ویژه‌ای برخوردار است. در علم مهندسی به دلیل نگاه کاربردی به مسائل، نانومواد کاربرد بسیار وسیعی پیدا کرده است، احمدی و همکاران با استفاده از انرژی سطحی نانوذره عملکرد الکتریکی، رئولوژی، حرارتی و کشش سطحی با استفاده از ZnO/SiO₂/Xanthan برای کاهش ترشوندگی و کشش سطحی در شوری‌های مختلف مورد بررسی قرار دادند [26-27]. احمدی و همکاران، ابتدا نانوذره اکسید آهن سنتز شد، سپس این نانوذره جهت جذب آسفالتین از محلول تهیه شده آسفالتین-تولون مورد استفاده قرار گرفت [28]. به کمک داده‌های آزمایشگاهی رفتار سینتیکی جذب آسفالتین بر روی نانوذرات مدل‌سازی شد. برای سنتز نانوذرات مگمایت، روش هم‌رسوبی فریک و فروس که یک روش آسان و کم هزینه است انتخاب گردید. ساختار کریستالی و

¹³ Lattice Boltzman method

¹⁴ Gunde. Akshay

¹⁵ Pore network modeling

¹⁶ Phase-field

¹⁷ Level set

¹⁸ Meakin, P

¹⁹ Interface tracking methods

مورفولوژی نانوذرات سنتز شده به کمک الگوی پراش اشعه X (XRD) تصویر میکروسکوپ الکترونی (SEM) و طیف FT-IR مورد بررسی و تحلیل قرار گرفت. آسفالتین یکی از ترکیبات موجود در نفت خام با سنگین ترین کسر می باشد که این ویژگی سبب ته نشین شدن و رسوب آن بر روی سنگ مخزن یا لوله های استخراج و انتقال می شود، تاکنون روش های مختلفی برای جدا کردن و یا حذف آن پیشنهاد شده است که جذب آسفالتین با استفاده از نانوذرات یکی از کارآمدترین آنها است. به منظور بهینه سازی فرآیند جذب سطحی آسفالتین، اثر پارامترهایی همچون غلظت آسفالتین، پارامتر دما و میزان جاذب بارگذاری شده مورد بررسی قرار گرفت [29].

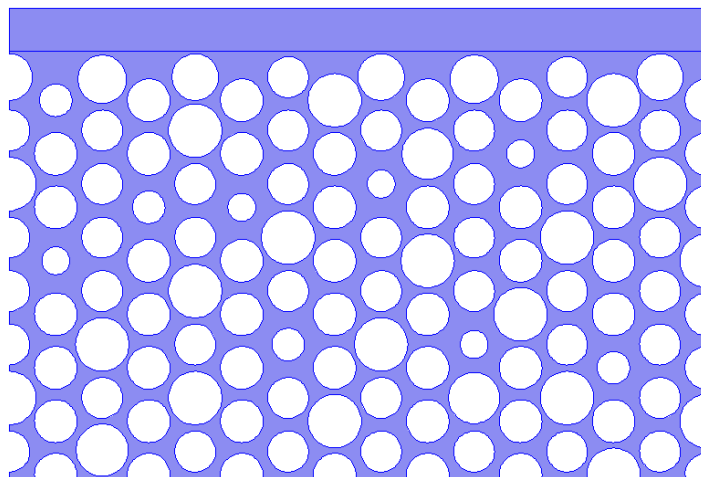
نرم افزار کامسول مجموعه کامل شبیه ساز چند فیزیکی است که قادر به حل معادلات دیفرانسیل جزئی و کامل برای تحلیل و بررسی رفتار سیستم های خطی و غیرخطی به روش المان محدود در فضاهای یک، دو و سه بعدی است. زمینه کاربردی این نرم افزار در حل انواع معادلات دیفرانسیل جفت شده، طراحی و شبیه سازی سامانه های فیزیکی، نانو فیزیکی، مهندسی برق، مهندسی مکانیک، علوم زمین، مهندسی نفت و... است. ساختار این نرم افزار به گونه ای است که می تواند شبیه سازی به شکل تک فیزیکی یا چند فیزیکی (با کوپل شدن دو یا چند فیزیک) برای شبیه سازی فرایندهای مختلف و بررسی همزمان آثار آنها، انجام گردد. در این مقاله با استفاده از نرم افزار کامسول به شبیه سازی جریان سیال در محیط متخلخل دو بعدی تحت فرآیند آشام پرداخته شده و تغییر سطح تماس آب-نفت و حرکت سیال تحت شرایط مختلف و در زمان های مختلف مورد بررسی قرار گرفته شده است و تاثیر پارامتر کلیدی شامل ترشوندگی، ضخامت شکاف و کشش سطحی بر روی جابجایی آب-نفت در فرآیند آشام و در محیط متخلخل شکافدار ناهمگن مورد مطالعه قرار گرفته شده است.

2- بیان مدل و شبیه سازی

هندسه مدل، معادلات حاکم و روش عددی استفاده شده در حل عددی فرآیند آشام ناهمسو به شرح ذیل بیان شده است.

2-1- بیان هندسه مدل

سیستم در نظر گرفته در این مطالعه، یک هندسه دو بعدی، ناهمگن و متخلخل با ابعاد 9×8 میلی متر مربع می باشد که بلوک ماتریس را شبیه سازی می کند. این ماتریس با استفاده از آرایه ای از دایره هایی با قطرهای مختلف ایجاد شده است. از تابع تصادفی برای تعیین قطر دانه های سنگ در بازه $0/6$ تا $1/15$ میلی متر استفاده شد تا محیط متخلخل ناهمگنی وجود داشته باشد. ماتریس ایجاد شده دارای تراوایی 90 میلی داری و تخلخل $0/35$ می باشد. یک مستطیل با ابعاد $0/9 \times 15$ میلی متر مربع در بالای ماتریس قرار داده شد تا شکاف را شبیه سازی کند. در این شبیه سازی سیالات را غیر امتزاجی در نظر گرفته و از تغییرات فازی نیز صرف نظر شده است. همچنین با ساختن هندسه دو بعدی افقی، از سهم نیروی های گرانشی نیز چشم پوشی شده است. ماتریس متخلخل در ابتدا اشباع از نفت و شکاف اشباع از آب در نظر گرفته شد. شکل 1، شماتیک هندسه بکار رفته در مدلسازی شامل ماتریس و شکاف را نشان می دهد.



شکل 1- شماتیک هندسه بکار رفته در مدل سازی شامل بلوک ماتریس و شکاف

2-2- معادلات حاکم

معادلات مورد استفاده برای توسعه مدل جریان دو فازی درون محیط متخلخل در این بخش ارائه می شود. معادله پیوستگی، بقای جرم در حین انتقال سیالات را بیان می کند. برای سیالات تراکم ناپذیر معادله پیوستگی به صورت ذیل بیان می شود:

$$\nabla \cdot \mathbf{u} = 0 \quad (1)$$

که در اینجا u نشان دهنده سرعت سیال می باشد. معادله ناویر استوکس²⁰ بقای مومنتوم در حین انتقال سیالات را بیان می کند. این معادله سرعت سیالات را در مقیاس حفره محاسبه می کند. که به شرح ذیل می باشد:

$$\rho \frac{\partial \mathbf{u}}{\partial t} + \rho \mathbf{u} \cdot \nabla \cdot \mathbf{u} = -\nabla p + \nabla \cdot [\mu(\nabla \mathbf{u} + \nabla \mathbf{u}^T)] + G \nabla \phi \quad (2)$$

که در این رابطه ρ دانسیته سیالات، μ ویسکوزیته سیالات، p فشار، t زمان ϕ پارامتر میدان فازی و G پتانسیل شیمیایی می باشد. سیالات تراکم ناپذیر و غیر امتزاجی در نظر گرفته شدند. روش میدان فازی برای دنبال کردن سطح تماس سیالات می باشد و از معادلات کاهن هیلارد²¹ که شامل عبارت پتانسیل شیمیایی جهت نشان دادن سطح پراکنده که دو فاز را جدا می کند، استفاده می شود. سطح پراکنده شده، ناحیه ای تعریف می شود که در آن متغیر بدون بعد پارامتر میدان فازی (ϕ) از 1 به -1 تغییر کند. این معادله زمانی که در کامسول حل می شود به دو معادله مرتبه دوم به شرح زیر شکسته می شود.

$$\frac{\partial \phi}{\partial t} + \mathbf{u} \cdot \nabla \phi = \nabla \cdot \left(\frac{\gamma \lambda}{\varepsilon^2} \right) \nabla \psi \quad (3)$$

$$\psi = -\nabla \varepsilon^2 \nabla \phi + (\phi^2 - 1) \phi \quad (4)$$

که در این رابطه پارامترهای u سرعت سیال، γ تحرک پذیری، λ دانسیته انرژی مخلوط شدن و ε ضخامت سطح تماس است. متغیر ψ متغیر کمکی میدان فازی است. رابطه ی زیر دانسیته ی انرژی مخلوط و ضخامت سطح تماس را به کشش سطحی نسبت می دهد.

²⁰ Navier-Stokes

²¹ Cahn Hilliard

$$\sigma = \frac{2\sqrt{2}\lambda}{3\varepsilon} \quad (5)$$

ضخامت سطح تماس برابر با $\varepsilon = \frac{h_c}{2}$ می‌باشد که h_c سایز مشخصه‌ی مش در ناحیه‌ای که توسط سطح تماس عبور کرده است، می‌باشد. پارامتر تحرک پذیری، مقیاس زمانی پراکندگی کاهن هیلارد را مشخص می‌کند و باید به صورت منطقی انتخاب گردد. این پارامتر باید به اندازه‌ی کافی بزرگ باشد تا بتواند یک ضخامت ثابت سطح تماس را نگه دارد و به اندازه‌ی کافی کوچک باشد تا مقدار جابجایی به طور کامل از بین نرود. مقدار قراردادی این پارامتر برابر $\gamma = \varepsilon^2$ که عموماً حدس اولیه‌ی مناسبی است. در این مدل از مقدار تحرک پذیری بالاتری استفاده شده تا به تغییرات فشاری صحیحی در طول سطح تماس برسد. در این روش کسر حجمی هر سیال به صورت زیر تعریف می‌گردد.

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

$$V_{f2} = \frac{1+\varphi}{2} \quad (7)$$

در این مدل دانسیته و ویسکوزیته‌ی مخلوط به صورت زیر تعریف شده تا به صورت آرام در طول سطح تماس تغییر کند.

$$\rho = \rho_1 + (\rho_2 - \rho_1)V_{f2} \quad (8)$$

$$\mu = \mu_1 + (\mu_2 - \mu_1)V_{f2} \quad (9)$$

3-2- شرایط مرزی و اولیه

شرایط مرزی استاندارد برای این مدل مثل ورودی²²، خروجی²³، دیواره ترشونده²⁴ و عدم لغزش²⁵ در نظر گرفته شد تا معادلات حاکم را تکمیل کند. آب با سرعت ثابت و پایین از ورودی شکاف تزریق شد (u_{inj}) و فشار در خروجی شکاف صفر می‌باشد. این تزریق با سرعت پایین به منظور تامین آب برای خروج نفت از شکاف در نظر گرفته شده است و مرزهای دیگر ایزوله در نظر گرفته شده است ($u=0$) تا ناهمسو بودن آشام اتفاق بیفتد و شرط مرزی سطوح دانه‌های²⁶ دیواره ترشونده با زاویه تماس $\theta_c = \pi/8$ انتخاب شد که و به نوعی آب دوست بودن سیستم در نظر گرفته شده است. خواص فیزیکی مورد استفاده ثابت و مستقل از دما در نظر گرفته شدند که در جدول 1 بیان شده است.

جدول 1- خواص سیالات به کار رفته در مدلسازی

| نماد | مقدار | پارامترها |
|----------|-------|---------------------------------|
| ρ_o | 800 | دانسیته نفت (kg/m^3) |
| μ_o | 0/001 | ویسکوزیته نفت (Pa.s) |
| ρ_w | 1000 | دانسیته آب (kg/m^3) |
| μ_w | 0/01 | ویسکوزیته آب (Pa.s) |
| σ | 25 | کشش سطحی (mN/m) |

²² inlet

²³ outlet

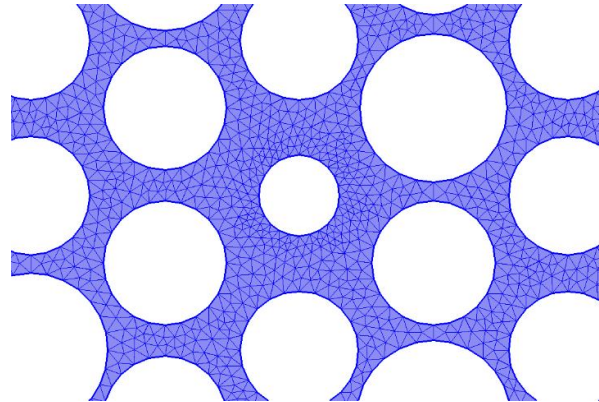
²⁴ Wetted wall

²⁵ No slip

²⁶ Grain

4-2- مش بندی هندسه

آنالیزهای المان محدود با استفاده از نرم افزار کامسول انجام شد. از مدل وابسته به زمان دو فاز می‌دانی که در ماژول "جریان چند فاز" وجود دارد برای شبیه سازی آشام ناهمسو استفاده شد. هندسه محاسباتی دو بعدی به کار گرفته با المان‌های مثلثی گسسته سازی گردید. برای این منظور از قابلیت از پیش تعریف شده *normal mesh* density استفاده گردید. شکل 2 هندسه مش خورده محیط متخلخل در یک نمای بزرگ شده را نشان می‌دهد. اطلاعات آماری برای مش‌های تولید شده در محیط شبیه سازی در جدول 2 ارائه شده است.



شکل 2- هندسه مش خورده محیط متخلخل در یک نمای بزرگ شده

جدول 2- اطلاعات آماری مش‌های تولید شده برای هندسه محاسباتی

| مشخصه | تعداد |
|-------------------|----------|
| المان‌های مثلثی | 168780 |
| المان‌های گوشه‌ای | 3221 |
| المان‌های راس | 508 |
| سطح مش (m^2) | 7/206e-5 |
| کیفیت کمینه المان | 0/5687 |
| کیفیت متوسط المان | 0/9108 |
| نسبت سطح المان | 0/01799 |

3- بیان نتایج و بحث پیرامون آن

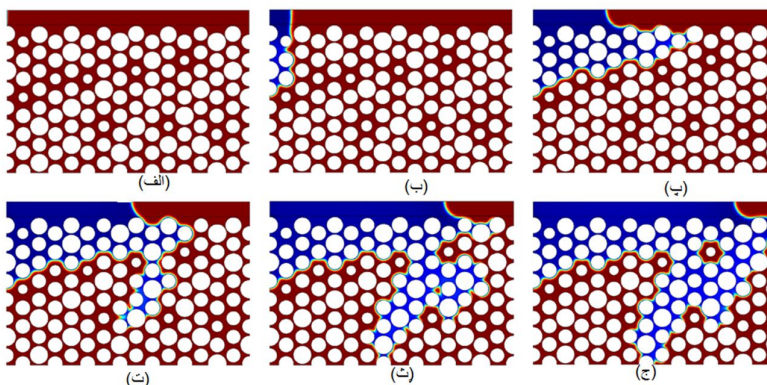
در این مطالعه، شبیه سازی میدان فاز برای هندسه محاسباتی صورت پذیرفت و میزان تغییر سطح تماس آب-نفت در زمان‌های مختلف بررسی شد. اثرات سه پارامتر کلیدی شامل ترشوندگی، تاثیر ضخامت شکاف و کشش سطحی بر روی جابه جایی فاز غیر تر توسط فاز تر در محیط متخلخل شکافدار ناهمگن مورد مطالعه قرار گرفت.

3-1- اثر ترشوندگی

شرط اولیه شکاف به نحوی تغییر کرد که در ابتدا حاوی نفت می‌باشد و تزریق آب مشابه قبل از مقطع ورودی شکاف صورت می‌پذیرد. به طور کلی، ترشوندگی تمایل سطح سنگ برای تماس با یک سیال در سیستم چند فاز می‌باشد [30]. درجه ترشوندگی با زاویه تماس θ هنگامی که سطح تماس مایع/بخار با سطح جامد می‌رسد، تعیین می‌شود.

[31]. بسته به مقدار زاویه تماس، سنگ مخزن می‌تواند آب دوست $\theta < \pi/2$ یا نفت دوست $\theta > \pi/2$ یا خنثی $\theta = \pi/2$ باشد. ترشوندگی محیط متخلخل یک فاکتور مهم می‌باشد که بر روی مکانیزم‌های انتقال سیال و خواص محیط متخلخل در ابعاد میکرو تا ماکرو تاثیر می‌گذارد [32]. در این بخش، مدل‌هایی با ترشوندگی‌های مختلف شبیه‌سازی گردید تا اثر ترشوندگی بر روی انتقال سیالات دو فازی در محیط متخلخل در حین فرآیند آشام غیرهمسو بررسی گردد.

شکل 3 توزیع آب و نفت را در محیط متخلخل شدیداً آبدوست ($\theta = \pi/10$) در زمان‌های مختلف فرآیند آشام نشان می‌دهد. در ابتدا، ماتریکس و شکاف مجاور اشباع از فاز نفت بودند و سپس تزریق آب صورت می‌پذیرد شکل (3-الف). با تزریق آب به شکاف، آب به درون محیط متخلخل کشیده می‌شود و همچنین در شکاف نیز پیشروی می‌نماید شکل 3-ب. همانطور که در شکل 3-پ نشان داده شده است، آب، نفت شکاف را جابجا نموده است و ضخامت آن کاهش یافته است. همچنین مشاهده می‌شود که فاز ترشونده در ابتدا حفرات و گلوگاه‌ها با اندازه‌های کوچکتر را اشغال می‌کند که با مشاهدات آزمایشگاهی صورت گرفته با میکرومدل همخوانی دارد [10]. شکل 3-ت نشان می‌دهد که آب با تشکیل یک انگشت²⁷ با ضخامت 1-3 برابر اندازه حفرات به درون ماتریکس رخنه نموده است. این نتیجه با مشاهدات آزمایشگاهی لنورماند و همکاران مطابقت دارد [33]. سپس، یک انگشت دیگر در سمت راست محیط متخلخل شکل گرفته است و از انگشت قبلی ضخیم‌تر شده است و حفرات بیشتری را احاطه نموده است. همچنین مشاهده می‌شود که یک حباب کوچک نفت بین سه دانه سنگ به تله افتاده است که علت آن پل زدن فاز آبی بین دانه‌های مجاور سنگ می‌باشد. این فرآیند بعد از حدود 65 ثانیه پایدار شد و حدود 40 درصد نفت ماتریکس بازیافت گردید (شکل 3-ج). در نواحی مختلف محیط متخلخل، سطح تماس آب و نفت بعد از رسیدن به حفرات بزرگتر از پیشروی بیشتر باز می‌ماند.

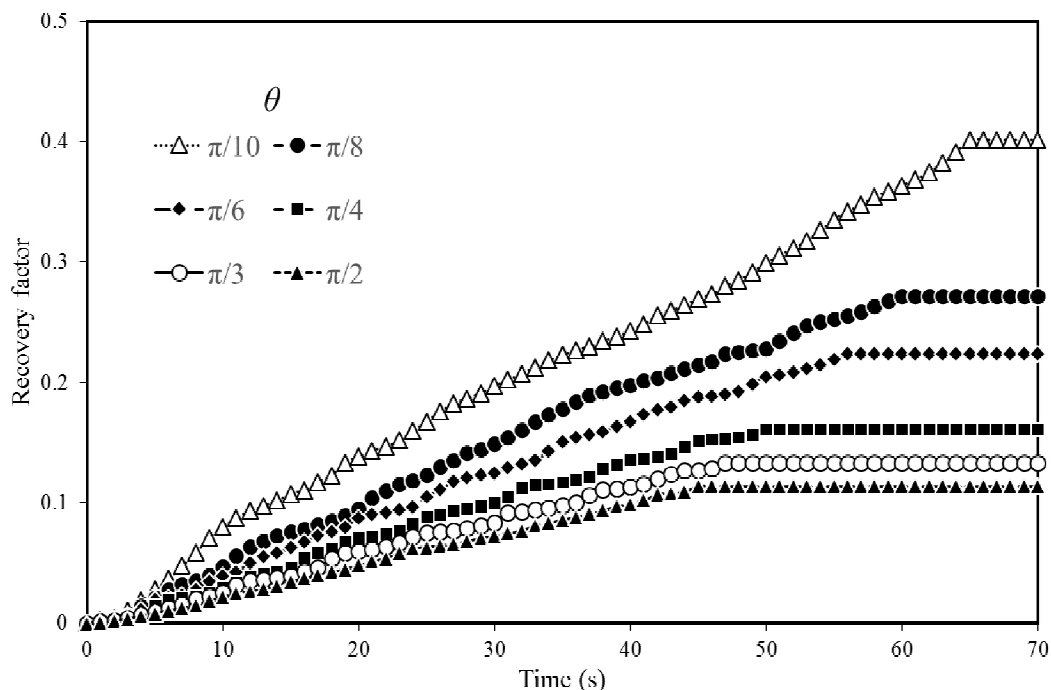


شکل 3- توزیع سیالات در 6 زمان مختلف در حین آشام خودبخودی ناهمسو در مدل شبیه‌سازی شده با $\theta = \pi/10$
 (الف) $t=0$ s (ب) $t=6$ s (پ) $t=25$ s (ت) $t=40$ s (ث) $t=55$ s (ج) $t=65$ s

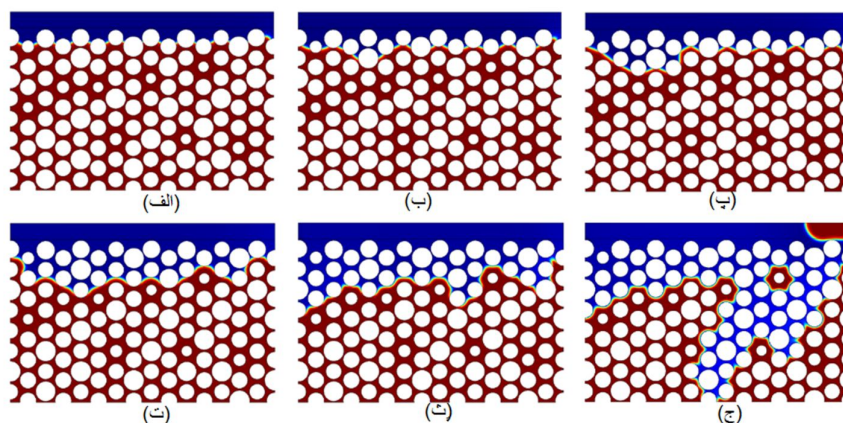
شکل 4 نتایج بدست آمده از مدل با ترشوندگی‌های مختلف را در حین فرآیند آشام نشان می‌دهد. همانطور که مشاهده می‌شود، مقدار آب جذب شده به درون ماتریکس قبل از رسیدن به انتهای ماتریکس به صورت خطی با زمان ارتباط دارد. این نمودار مبین رژیم جریان شکاف پرشونده در ابعاد حفرات می‌باشد که توسط رنجل جرمن و همکاران

²⁷ finger

تعیین شد [7]. تغییر ترشوندگی از خنثی به شدیداً آبدوست منجر به نرخ آشام بیشتر و افزایش بازیافت نهایی شد که با نتایج آزمایشگاهی مطابقت دارد [34].



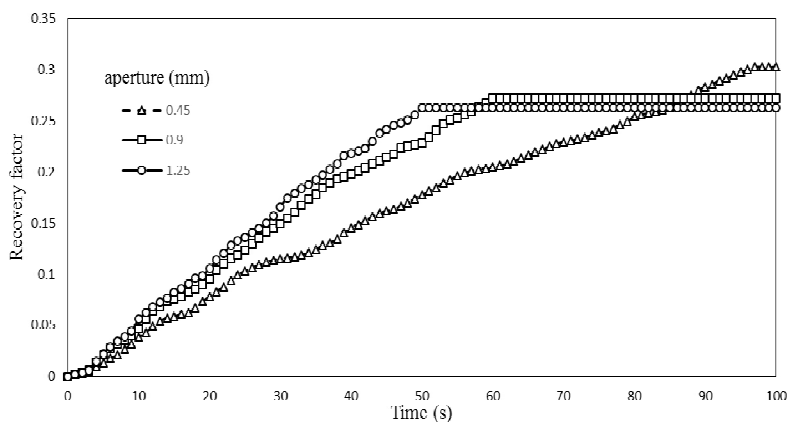
شکل 4- نمودار بازیافت نفت ماتریکس بر حسب زمان برای مدل‌های مختلف برای ترشوندگی‌های مختلف از $\pi/10$ تا $\pi/2$ شکل 5 توزیع پایدار شده سیالات آب و نفت را در مدل با ترشوندگی‌های مختلف نشان می‌دهد. در حالت $\pi/2$ معادله یانگ لاپلاس ($p_c = 2\sigma \cos\theta/r$) بیان می‌کند که فشار موینگی برابر صفر می‌باشد لذا هیچ انگشتی تشکیل نمی‌شود. نیروهای ویسکوز عامل حرکت سیالات در شکاف می‌باشند و در نتیجه نفت ماتریکس استخراج نمی‌شود. مدل با $\theta = \pi/3$ و $\theta = \pi/4$ ، نرخ آشام بیشتری را به واسطه نیروهای موینه بیشتر نشان می‌دهد. آب فقط حفرات و دانه‌های نزدیک شکاف را اشغال می‌کند. وقتی ترشوندگی کمتر از $\pi/4$ شود، آب می‌تواند نواحی بیشتری را اشغال نماید. در مدل‌های دیگر میزان پیشروی قابل توجهی از آب مشاهده می‌شود.



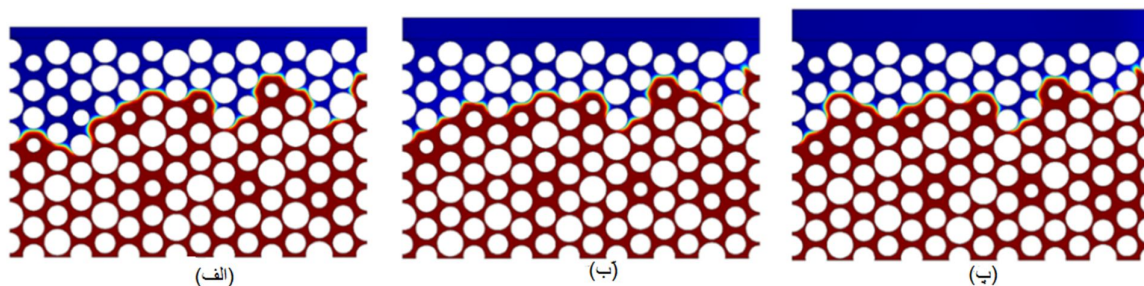
شکل 5- تصاویر پایدار شده توزیع سیالات برای مدل‌های مختلف با الف) $\pi/2$ ب) $\pi/3$ پ) $\pi/4$ ت) $\pi/6$ ث) $\pi/8$ و ج) $\pi/10$

3-2- اثر ضخامت شکاف

مدلهایی با سه عرض شکاف مختلف شبیه سازی گردید تا اثر آن بر توزیع سیالات مشاهده شود. شکل 6 بازیافت نفت ماتریکس را بر حسب زمان برای سه شکاف با عرض های 0/45، 0/90 و 1/25 میلی متر نشان می دهد. مطابق این شکل، با افزایش عرض شکاف نرخ آشام در زمان های ابتدایی افزایش می یابد. مدلی با بیشترین ضخامت شکاف، زودتر به مقدار نهایی بازیافت خود رسید (بعد از حدود 50 ثانیه). در حالیکه برای مدلی با کمترین عرض شکاف، فرآیند آشام به مدت 97 ثانیه به طول انجامید و بازیافت نهایی آن حدود 0/3 بود. شکل 7 تصاویر پایدار شده توزیع سیالات را برای مدل های مختلف نشان می دهد. مدل با کمترین ضخامت شکاف توانست حفرات بیشتری واقع در سمت چپ محیط متخلخل را اشباع نماید و در مابقی نواحی توزیع تقریباً یکسانی مشاهده می شود.



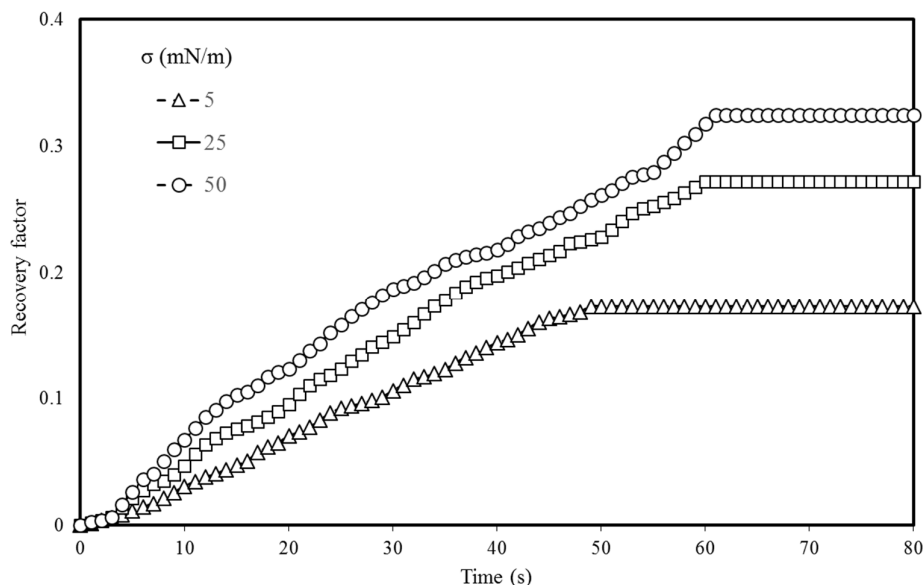
شکل 6- نمودار بازیافت نفت ماتریکس بر حسب زمان برای مدل های مختلف با عرض شکاف 0/45، 0/90 و 1/25 میلی متر



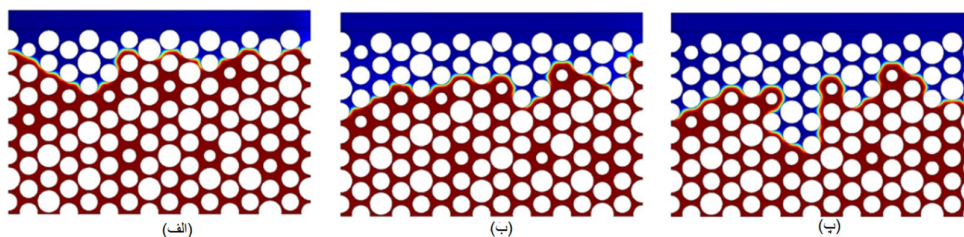
شکل 7- تصاویر پایدار شده توزیع سیالات برای مدل های مختلف با عرض شکاف (الف) 0/45 (ب) 0/90 (پ) 1/25 میلی متر

3-3- اثر کشش سطحی

اثر کشش سطحی مابین آب و نفت بر روی توزیع سیالات در محیط متخلخل ناهمگن مورد مطالعه قرار گرفت. شکل 8 بازیافت نفت ماتریکس را بر حسب زمان برای مدل با کشش های سطحی 5 و 25 و 50 میلی نیوتن بر متر نشان می دهد. مشاهده می شود که افزایش کشش سطحی سبب نرخ آشام و بازیافت نهایی بیشتری می شود. این مشاهدات با معادله یانگ-لاپلاس هماهنگ می باشد که طبق آن افزایش کشش سطحی منجر به فشار موئینگی بیشتر و در نتیجه نرخ آشام بیشتر می شود.



شکل 8- بازیافت نفت ماتریس بر حسب زمان برای مدل‌های مختلف با کشش سطحی 5 و 25 و 50 میلی‌نیوتن بر متر شکل 9 تصاویر پایدار شده توزیع سیالات برای مدل‌های مختلف با کشش سطحی مختلف را نشان می‌دهد. در مدلی با کشش سطحی 5 میلی‌نیوتن بر متر فاز آبی در نواحی واقع در سمت چپ محیط متخلخل با اندازه 2-3 حفره نفوذ کرده است. در حالیکه در سایر نواحی آب فقط توانست دانه‌های بالایی را با اندازه 1-2 حفره اشغال نماید (شکل 9-الف). همانطور که در شکل 9-پ مشاهده می‌شود، در مدلی با بیشترین کشش سطحی، یک انگشت موئینه در میانه محیط متخلخل توانسته به درون ماتریکس پیشروی کند.



شکل 9- تصاویر پایدار شده توزیع سیالات برای مدل‌های مختلف با کشش سطحی (الف) 5، (ب) 25 و (پ) 50 میلی‌نیوتن بر متر

4- نتیجه گیری

در این مطالعه برهمکنش میان سیالات درون ماتریس و شکاف در حین فرآیند آشام ناهمسو در مقیاس حفره مورد بررسی قرار گرفت و یک محیط متخلخل دو بعدی که شامل یک مستطیل در بالای ماتریس می‌باشد و نقش شکاف را دارد انتخاب شد و برای شبیه سازی این فرآیند، معادلات پیوستگی، ناویر استوکس و میدان فازی کاهن هیلارد به صورت همزمان با روش المان محدود حل گردید و برای انجام آنالیز حساسیت سنجی با استفاده از نرم افزار کامسول پارامترهای ترشوندگی، کشش سطحی و عرض شکاف مورد مطالعه قرار گرفت. نتایج نشان می‌دهد که با تغییر ترشوندگی محیط متخلخل از حالت خنثی به حالت شدیداً آبدوست مشاهده شد که برای زاویه تماس‌های بالاتر از 60 درجه، آب تقریباً فقط شکاف را پر می‌کند و قادر به نفوذ به درون ماتریکس نمی‌باشد و با تغییر ترشوندگی به

سمت آبدوست، نرخ آشام و مقدار نهایی بازیافت افزایش یافت. تغییرات عرض شکاف اثر اندکی بر روی نرخ آشام و مقدار بازیافت نهایی دارد و افزایش کشش سطحی بر طبق معادله یانگ لاپلاس سبب افزایش فشار موینگی و بازیافت نفت می‌شود، همچنین برای اولین بار الگو جریانی شکاف پرشونده در ابعاد حفره مشاهده شد و روش میدان فازی می‌تواند به دقت سطح تماس سیالات را با زمان محاسباتی مناسب ردیابی نماید.

5- منابع

- [1] Behbahani, H.S., Di Donato, G., Blunt, M.J., "Simulation of counter-current imbibition in water-wet fractured reservoirs". *J. Pet. Sci. Eng.* 50, pp. 21–39, 2006.
- [2] Morrow, N.R., Mason, G., "Recovery of oil by spontaneous imbibition. Curr. Opin". *Colloid Interface Sci.* 6, pp. 321–337, 2001.
- [3] Mirzaei-Paiaman, A., Masihi, M., "Scaling equations for oil/gas recovery from fractured porous media by counter-current spontaneous imbibition: From development to application", *Energy and Fuels* 27, pp. 4662–4676, 2013.
- [4] Schmid, K.S., Alyafei, N., Geiger, S., Blunt, M.J., "Analytical Solutions for Spontaneous Imbibition: Fractional-Flow Theory and Experimental Analysis", *SPE J*, 2016.
- [5] Yildiz, H.O., Gokmen, M., Cesur, Y., "Effect of shape factor, characteristic length, and boundary conditions on spontaneous imbibition". *J. Pet. Sci. Eng.* 53, pp. 158–170, 2006.
- [6] Unsal, E., Mason, G., Morrow, N.R., Ruth, D.W., "Co-current and counter-current imbibition in independent tubes of non-axisymmetric geometry". *J. Colloid Interface Sci.* 306, pp. 105–117, 2007.
- [7] Rangel-German, E. and A.R. Kovscek, "Experimental and analytical study of multidimensional imbibition in fractured porous media", *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 36(1): pp. 45-60, 2002.
- [8] Rangel-German, E. and A. Kovscek, "A micromodel investigation of two-phase matrix-fracture transfer mechanisms", *Water resources research*, 2006. 42(3).
- [9] Shariatpanahi, F., M. Haghighi, and Y. Yortsos. Visualization and Simulation of Imbibition in Matrix-Fracture Systems. in Canadian International Petroleum Conference, Petroleum Society of Canada, 2005.
- [10] Hatiboglu, C.U. and T. Babadagli, "Pore-scale studies of spontaneous imbibition into oil-saturated porous media", *Physical Review E*, 77(6): pp. 066311, 2008.
- [11] Gunde. Akshay, Babadagli. Tayfun, Roy. Susanta Sinha, Mitra.Sushanta Kumar, "Pore-scale interfacial dynamics and oil-water relative permeabilities of capillary driven counter-current flow in fractured porous media", *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 103: pp. 106-114, 2013.
- [12] Maaref, S., M.R. Rokhforouz, and S. Ayatollahi, "Numerical investigation of two-phase flow in micromodel porous media: Effects of wettability, heterogeneity, and viscosity", *The Canadian Journal of Chemical Engineering*, 95(6): pp. 1213-1223, 2017.
- [13] Blunt, M.J., "Flow in porous media—pore-network models and multiphase flow", *Current opinion in colloid & interface science*, 6(3): pp. 197-207, 2001.
- [14] Raeini, A.Q., B. Bijeljic, and M.J. Blunt, "Generalized network modelling: capillary-dominated two-phase flow-model description. arXiv preprint arXiv:1707.02788, 2017.
- [15] Raeini, A.Q., B. Bijeljic, and M.J. Blunt, Generalized network modeling: Network extraction as a coarse-scale discretization of the void space of porous media. *Physical Review E*, 96(1): pp. 013312, 2017.
- [16] Luo. Li, Zhang.Qian, Wang.Xiao-Ping, Cai.Xiao-Chuan, "A Parallel Finite Element Method for 3D Two-Phase Moving Contact Line Problems in Complex Domains", *Journal of Scientific Computing*, pp. 1-27, 2017.

- [17] Fakhari, A., M. Geier, and D. Bolster, "A simple phase-field model for interface tracking in three dimensions", *Computers & Mathematics with Applications*, 2016.
- [18] Luo.Kun, Shao.Changxiao, Yang. Yue, Fan.Jianren, "A mass conserving level set method for detailed numerical simulation of liquid atomization", *Journal of Computational Physics*, 298: pp. 495-519, 2015.
- [19] Amiri, M., G. Zahedi, and M.H. Yunan, "Water saturation estimation in tight shaly gas sandstones by application of Progressive Quasi-Static (PQS) algorithm—A case study", *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 22: pp. 468-47, 2015.
- [20] Prodanović, M. and S.L. Bryant, "A level set method for determining critical curvatures for drainage and imbibition", *Journal of Colloid and Interface Science*, 304(2): pp. 442-458, 2006.
- [21] Ahrenhol. B, Tölke. J, Lehmann. P, Peters. A, Kaestner. A, Krafczyk. M, Durner. W, "Prediction of capillary hysteresis in a porous material using lattice-Boltzmann methods and comparison to experimental data and a morphological pore network model", *Advances in Water Resources*, 31(9): pp. 1151-1173, 2008.
- [22] Porter, M.L., M.G. Schaap, and D., "Wildenschild, Lattice-Boltzmann simulations of the capillary pressure–saturation–interfacial area relationship for porous media", *Advances in Water Resources*, 32(11): pp. 1632-164, 2009.
- [23] Liu, Z. and H. Wu, "Pore-scale modeling of immiscible two-phase flow in complex porous media", *Applied Thermal Engineering*, 93: pp. 1394-1402, 2016.
- [24] Meakin, P. and A.M. Tartakovsky, "Modeling and simulation of pore-scale multiphase fluid flow and reactive transport in fractured and porous media", *Reviews of Geophysics*, 47(3), 2009.
- [25] Amiri, H.A. and A.A. Hamouda, "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: pp. 22-34, 2013.
- [26] Ahmadi, Y., Malekpour, M., Kikhavani, T., & Bayati, B., "The study of the spontaneous oil imbibition in the presence of new polymer-coated nanocomposites compatible with reservoir conditions", *Petroleum Science and Technology*, 42(8), pp. 974–992, 2022.
- [27] Ahmadi, Y., Javadi, F., & Kikhavandi, T., "Effect of different salinity on low permeability carbonate reservoir recovery using a new green polymeric nanocomposites", *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, 45(1), pp. 1091–1103, 2023.
- [28] Ahmadi, Y., Mansouri, M. & Pourafshary, P., "Enhanced oil recovery by using modified ZnO nanocomposites in sandstone oil reservoirs", *Sci Rep 14*, 2766, 2024.
- [29] Mansouri, M., Ahmadi, Y., "Applications of zeolite-zirconia-copper nanocomposites as a new asphaltene inhibitor for improving permeability reduction during CO₂ flooding", *Sci Rep 12*, 6209 2022.
- [30] Babadagli, T., "Dynamics of capillary imbibition when surfactant, polymer, and hot water are used as aqueous phase for oil recovery", *Journal of colloid and interface science*, 246(1): pp. 203-213, 2002.
- [31] Brown, C. and E. Neustadter, "The wettability of oil/water/silica systems with reference to oil recovery", *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 19(03), 1980.
- [32] Maghzi. Ali, Mohebbi. Ali, Kharrat. Riyaz, Ghazanfari., Mohammad Hossein, "Pore-scale monitoring of wettability alteration by silica nanoparticles during polymer flooding to heavy oil in a five-spot glass micromodel", *Transport in porous media*, 87(3): pp. 653-664, 2011.
- [33] Lenormand, R., E. Touboul, and C. Zarcone, "Numerical models and experiments on immiscible displacements in porous media", *Journal of fluid mechanics*, 189: pp. 165-187, 1988.
- [34] Rezaveisi, M., S. Ayatollahi, and B. Rostami, "Experimental investigation of matrix wettability effects on water imbibition in fractured artificial porous media", *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 86: pp. 165-171, 2012.