

شبه‌سازی عددی جریان دوفازی نفت- دی اکسید کربن در مقیاس منفذ ناحیه نزدیک-امتزاج‌پذیری با استفاده از روش دینامیک سیالات محاسباتی

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

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

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

تاریخ دریافت: ۱۴۰۱/۰۸/۲۸ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۱/۰۹/۱۹

چکیده

سیلاب‌زنی از طریق تزریق گاز دی‌اکسیدکربن مدت‌های مدیدی است که به‌عنوان یک روش رایج به‌منظور بهبود بازیابی نفت، کاهش اثر گلخانه‌ای گاز دی‌اکسیدکربن، ذخیره‌سازی دی‌اکسیدکربن بکار می‌رود. تزریق گاز به‌صورت امتزاج‌پذیر همواره به‌عنوان کارآمدترین روش جهت افزایش ضریب بازیافت مطرح بوده است. ولیکن شرایط مخازن همواره به گونه‌ای نیست که فشار مخزن بالاتر از فشار امتزاج‌پذیری باشد؛ بلکه به‌دلیل مشکلات ناشی از حفظ و نگهداری فشار مخزن در محدوده موردنظر، اغلب مخازن که تحت عملیات تزریق گاز امتزاج‌پذیر بوده‌اند، مقادیر فشاری کمتر از فشار کمینه امتزاجی را تجربه می‌نمایند. لذا در این موقعیت، فرآیند تزریق تحت شرایط نزدیک-امتزاج‌پذیر از لحاظ عملیاتی امکان‌پذیرتر است. هدف از این مطالعه بررسی رفتار جریانی نفت-دی‌اکسیدکربن در مقیاس-منفذ در فرآیند تزریق گاز نزدیک-امتزاج‌پذیر در یک محیط متخلخل ناهمگن است. از این‌رو ابتدا ناحیه فشاری نزدیک-امتزاج‌پذیری مؤثر براساس معیارهای موجود محاسبه و تعیین می‌گردد. سپس شبه‌سازی عددی در مقیاس-منفذ در حد پایینی ناحیه فشاری مورد نظر (کمینه فشار ناحیه برابر با ۰/۸۷ حداقل فشار امتزاج‌پذیری)، با بهره‌گیری از ماژول میدان فازی در ترکیب با روابط ناویراستوکس با اتخاذ خواص سطحی نفوذی و خواص هیدرودینامیک سیالات در نرم‌افزار کامسول صورت می‌پذیرد. بررسی کمی نتایج حاصل از این مطالعه به‌منظور درک بهتر از مکانیسم بازیافت نفت در مقیاس-منفذ نشان می‌دهد چنانچه شرایط فشاری در سرتاسر مدل‌سازی در ناحیه فشاری نزدیک-امتزاج‌پذیری مؤثر حفظ گردد، ضریب بازیافت نفت از حدود ۵۰٪ به بیش از ۹۰٪ ارتقاء می‌یابد که این میزان بازیافت به مقادیر مربوط به فرآیند تزریق گاز امتزاجی نزدیک است.

کلمات کلیدی: ذخیره‌سازی دی‌اکسید کربن، مدل مقیاس-منفذ، ناحیه نزدیک-امتزاج‌پذیری، ازدیاد برداشت نفت، میدان فازی

*مسئول مکاتبات

m.khorsand@aut.ac.ir

آدرس الکترونیکی

شناسه دیجیتال: (DOI:10.22078/PR.2022.4973.3217)

مقدمه

دید می‌شود [۱۹-۲۱]. به تازگی، چن و همکارانش برخی از روابط تجربی را برای پیش‌بینی حداقل فشار امتزاج‌پذیری و محدوده فشاری نزدیک-امتزاج‌پذیر مؤثر برای پروژه‌های تزریق دی اکسید کربن خالص و ناخالص پیش‌بینی کردند که در هر مخزن و با توجه به شرایط خاص آن قابل استفاده است. براین اساس ناحیه فشاری نزدیک-امتزاج‌پذیری مؤثر مابین ۰/۸۷ تا ۱/۰۷ حداقل فشار امتزاج‌پذیری است. لذا این تحقیق یک ابزار کاربردی برای مشخصه‌سازی ناحیه نزدیک-امتزاج‌پذیر و طراحی فرآیندهای آتی سیلاب‌زنی نزدیک-امتزاج‌پذیری دی اکسید کربن فراهم کرده است [۲۲]. تا همین اواخر، بیشتر تحقیقات ارائه شده معمولاً بر روی جابه‌جایی نفت-دی اکسید کربن در مقیاس مغزه و میدان تمرکز یافته‌اند هرچند که مطالعاتی محدود نیز در زمینه بررسی رفتار پیچیده جابه‌جایی نفت-دی اکسید کربن در مقیاس منفذ صورت پذیرفته است. مطالعات در مقیاس منفذ رویکردهای مستحکمی برای تجسم مکانیزم‌های جابه‌جایی سیالات، مشخص کردن برهم‌کنش‌های سیال-سیال و سیال-سنگ و تجزیه و تحلیل پروفایل‌های توزیع سیالات با توجه به تاثیر نیرو در مقیاس میکرو در نظر گرفته می‌شوند [۲۳-۲۷]. سیدی و همکارانش، جریان چند فاز سیستمت نفت-آب-دی اکسید کربن در مدل میکرو سیال با فشار زیاد در حالت نزدیک-امتزاج‌پذیری بررسی کردند. آنها نشان دادند که با وجود راندمان کم جابه‌جایی دی اکسید کربن-نفت در مراحل اولیه تزریق به‌واسطه تحرک‌پذیری بالای گاز تزریقی، نفوذ دی اکسید کربن در فاز نفت می‌تواند باعث بروز جریان موئینگی متقاطع^۳ در سراسر نفت به دام افتاده/نفت کنارگذر^۴ شود و ضریب بازیابی پس از زمان میان‌شکنی را بهبود بخشد.

سیلاب‌زنی گاز دی اکسید کربن مدت‌هاست که به‌عنوان روش مطلوبی برای بهبود بازیافت نفت در قالب روش ازدیاد برداشت^۱ مطرح است و به‌منظور بهینه‌سازی سیستم‌های تزریق گاز در نظر گرفته می‌شود [۱-۷]. درحالی‌که ازدیاد برداشت مبتنی بر گاز دی اکسید کربن با کاهش ویسکوزیته نفت و تحرک‌پذیری دی اکسید کربن می‌تواند بازیابی نفت را بهبود بخشد، برای کاهش انتشار گاز و ذخیره‌سازی کربن^۲ و کارهای مربوط به جداسازی گاز دی اکسید کربن نیز از اهمیت بالایی برخوردار است [۸-۱۰]. برای بهینه‌سازی و ارزیابی فرآیند تزریق گاز کربن دی اکسید، درک رفتار جریان نفت-کربن دی اکسید در محیط متخلخل بسیار ضروری است. در مقالات مختلف، بحث‌های زیادی پیرامون تاثیر امیدوارکننده میزان حلالیت و شرایط نزدیک به امتزاج‌پذیری در طول سیلاب‌زنی گاز دی اکسید کربن دیده می‌شود [۱۱-۱۳]. با این حال، سیلاب کاملاً امتزاج‌پذیر از نظر شرایط اقتصادی و عملیاتی به‌عنوان یک رویکرد پرهزینه و دشوار در نظر گرفته می‌شود که ناشی از هزینه بالای تزریق گاز غنی و رسیدن به شرایط تزریق فشار بالا است. به این ترتیب، روش سیلاب نزدیک-امتزاج‌پذیری کربن دی اکسید به‌عنوان یک روش جایگزین و امکان‌پذیرتر در نظر گرفته می‌شود [۱۴-۱۶]. تزریق گاز نزدیک-امتزاج‌پذیری شامل تزریق گازهایی است که امتزاج‌پذیری کاملی با نفت ندارند ولی تقریباً به آن نزدیک هستند [۱۷]. بیهو و همکارانش نشان دادند که هنگام استخراج نفت در شرایط نزدیک به امتزاج‌پذیری، تنها مکانیزم موجود، انتقال جرم بین اجزای نفت و دی اکسید کربن نمی‌باشد بلکه که کاهش ویسکوزیته در فاز نفتی به‌دلیل انحلال گاز در این فاز نیز نقش قابل توجهی برای عامل بازیابی مکانیزم استخراج دارد [۱۸]. چندین پژوهش نیز در این مقالات برای پیش‌بینی یک ناحیه فشاری معقول به‌منظور احراز شرایط نزدیک-امتزاج‌پذیری

1. Enhanced Oil Recovery
2. Carbon Sequestration
3. Capillary Cross Flow
4. By-passed Oil/ Trapped Oil

عملیاتی امکان‌پذیرتر است. لذا پس از تعیین محدوده فشاری موثر نزدیک-امتزاج‌پذیر، فشار تزریق گاز متناظر با حد پایینی محدوده فشاری موثر نزدیک-امتزاج‌پذیر تنظیم می‌گردد. با اتخاذ این فرض، کشش سطحی بین نفت و دی اکسید کربن به مقادیر بسیار پایین ولیکن مخالف با صفر میل می‌نماید. از این رو کشش سطحی پویا به‌منظور مدل‌سازی واقعی‌تر و درک مطلوب‌تر اثر گرادیان فشار در رفتار جریان دی اکسید کربن-نفت لحاظ گردیده است. در این مطالعه، یک معیار کاربردی برای طراحی سیلاب‌زنی نزدیک به فشار امتزاج‌پذیری پیشنهاد شده است که در بسیاری از برنامه‌های کاربردی ذخیره‌سازی دی اکسید کربن و ازدیاد برداشت از طریق فرآیندهای تزریق گاز دی اکسید کربن مفید است.

رویکرد عددی و نظریه

اخلاقی امیری و همکاران [۳۱]، عملکرد روش تنظیم سطح و میدان فاز را برای مدل‌سازی یک جریان دوفازی در یک محیط متخلخل مصنوعی با تراوایی دوگانه مقایسه کردند. نتایج این مقایسه نشان داد که هر دو روش پدیده‌هایی مثل انگشتی شدن جریان، نفوذ فاز آبی پس از سیلاب‌زنی و تفاوت رفتار جریان در محیط‌هایی با تراوایی متفاوت را می‌توانند پیش‌بینی کنند. اما، پس از شبیه‌سازی یک فرآیند سیلاب‌زنی با هر دو این روش‌ها نتیجه‌گیری شد که جزئیات نتایج حاصل از شبیه‌سازی‌ها با روش میدان فاز در مواردی همچون: گرادیان فشاری در حین فرآیند تزریق، ساختار شکل جبهه‌های انگشتی ایجاد شده توسط فاز آبی و تغییرات پروفایل آبی بعد از زمان رسیدن آب انتهایی نمونه، نتایج بسیار منطقی‌تر و منطبق‌تر با نتایج آزمایشگاهی به‌دست می‌دهد.

نتایجی که به‌دست آوردند میزان اهمیت نفوذ دی اکسید کربن در سیلاب‌های نزدیک-امتزاج‌پذیری را نشان می‌دهد [۲۸]. ژو و همکارانش درباره روند تخلیه سیستم نفت-دی اکسید کربن در یک محیط متخلخل نفت دوست مطالعه کردند که در مطالعه خود از روش ارتباط بین سطحی میدان فازی^۱ استفاده کردند. با اجرای یک آنالیز حساسیت گسترده روی عدد گرانش، عدد موئینگی و نسبت‌های ویسکوزیته، آنها نشان دادند که نیروی ویسکوز در طول فرآیند ازدیاد برداشت از طریق تزریق دی اکسید کربن مکانیزم غالب بوده است و اگر نیروی ویسکوز اندک باشد، زبانه‌های گرانش^۲ میزان بهره‌وری جابه‌جایی کربن دی اکسید-نفت را بهبود می‌بخشند. علاوه‌براین، آنها نشان دادند که بعد از میان‌شکنی دی اکسید کربن، فشار مسیر اصلی جریان گاز به‌طور قابل توجهی کاهش می‌یابد و فاز نفت دوباره در حفره‌های بزرگی که از قبل توسط دی اکسید کربن اشغال شده بود، جریان می‌یابد [۲۹].

ما و همکارانش با استفاده از رویکردهای مختلف، یک مطالعه عددی بر روی سیلاب‌زنی امتزاج‌پذیر، غیرقابل امتزاج‌پذیر و نزدیک-امتزاج‌پذیر اجرا کردند. نتایج آنها نشان می‌دهد درحالی‌که سیلاب‌زنی نزدیک-امتزاج‌پذیر از نظر بهره‌وری جاروبی نسبت به سیلاب‌زنی غیرقابل امتزاج‌پذیر محبوبیت بیشتری دارد، اما قادر به جابه‌جایی نفت در گلوگاه‌های منافذ کوچک‌تر نیست. همچنین آنها اظهار داشتند که میزان تاثیر ضریب نفوذ دی اکسید کربن حین سیلاب‌زنی امتزاج‌پذیر قابل اغماض است و فرض بر این بوده که کشش سطحی در کل شبیه‌سازی‌ها ثابت بوده است [۳۰]. در مطالعه کنونی، بررسی و شناخت مکانیسم جابه‌جایی نفت (دکان) در فرآیند سیلاب‌زنی گاز دی اکسید کربن در مقیاس منفذ با تمرکز بر ناحیه فشاری موثر نزدیک-امتزاج‌پذیر صورت می‌پذیرد، ناحیه‌ای که از نظر اقتصادی به‌صرفه‌تر و از نظر

1. Phase Field Interfacing Capturing Method
2. Gravity Fingers

بر حداقل اصول انرژی آزاد است، انرژی ترکیبی (f_{mix}) با فرمولاسیون Ginzburg-Landau به صورت زیر به دست می آید [۳۳ و ۳۴]:

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

به حداقل رساندن مولفه گرادیان (اولین عبارت سمت چپ) ما را به سمت ترکیب فازها می برد و به حداقل رساندن پتانسیل دوگانه (عبارت دوم سمت راست) ما را وارد مرحله تفکیک می کند. کشش سطحی به عنوان یک ویژگی ذاتی مربوط به شدت چگالی انرژی آزاد ناحیه سطحی در نظر گرفته می شود. اگر $\epsilon \rightarrow 0$ ، نسبت λ/ϵ کشش سطحی در حالت کلاسیک را ایجاد می کند [۳۵].

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

در توضیح روش میدان فاز بیان شد که به جای در نظر گرفتن سطح مشترک خطی بین سیالات یک لایه نازک با ضخامت غیر صفر در نظر گرفته می شود، که نیروهای مرزی بر روی آن به طور همگن توزیع می شود. به این منظور پارامتر میدان فاز (ϕ) تعریف می شود که در بدنه اصلی سیالها مقدار ثابتی داشته و بر روی لایه نازک مرزی تغییر می کند. در این تعریف، $-1 < \phi < 1$ نمایانگر محدوده سطحی و $\phi = \pm 1$ نشان دهنده فازهای خالص می باشد. در جریانهای دوفازی این پارامتر نشان دهنده غلظت نسبی هر کدام از سیالات در نقطه مورد نظر است، به طوری که کسر حجمی

فاز اول و دوم به ترتیب $\frac{1+\phi}{2}$ و $\frac{1-\phi}{2}$ در نظر گرفته می شود. همه ویژگی های فیزیکی سیال با استفاده از غلظت های نسبی فازها درون یابی شده اند [۳۱ و

۳۶]:

$$g(\phi) = \frac{(1+\phi)}{2} g_1 + \frac{(1-\phi)}{2} g_2 \quad (3)$$

که در آن g ویژگی یک فاز مثل ویسکوزیته (μ) و (ρ) را نشان می دهد. روابط پیوستگی و ناویر استوکس به واسطه شامل شدن یک نیروی سطحی

همچنین، نتیجه گیری شد که روش میدان فاز نسبت به روش تنظیم سطح طی تعداد گام های کمتری به همگرایی میرسد. بنابراین، از لحاظ زمان محاسبات مطلوب تر است. به علاوه، نتایج نشان داد که روش تنظیم سطح به خوبی روش میدان فاز توانایی درک اثرگذاری پارامتر کشش سطحی بین سیالات را ندارد و در نتیجه در مواردی سطح مشترک های ایجاد شده توسط روش تنظیم سطح دچار ناپایداری می شود. همچنین، مشخص شد که روش میدان فاز سرعت سیالات را در طیف وسیع تری از اعداد موئینگی نسبت به روش تنظیم سطح به درستی پیش بینی می کند. جریان مورد بررسی در این مطالعه، جریان دوفازی غیر امتزاج پذیر از نفت و گاز دی اکسید کربن فوق بحرانی است. با توجه به مباحث فوق الذکر پیرامون قابلیت های روش های مختلف شبیه سازی جریان دو فازی در مقیاس، نتیجه گیری می شود که روش میدان فاز از لحاظ حفظ پایداری جرم، به دست آوردن سطح مشترک های منطقی و پایدار بین سیالات، درک اثرگذاری پارامتر ترشوندگی روی دیواره ها و زمان حل نسبت به سایر روش های شبیه سازی مستقیم عددی ارجحیت دارد. در این مطالعه نیز از روش میدان فازی، که ترکیبی از روابط ناویر استوکس و کان هیلارد است، جهت شبیه سازی فرآیندهای تزریق گاز دی اکسید کربن فوق بحرانی به مخزن نفتی استفاده شده است. در ادامه خلاصه ای از این روابط آورده شده است.

روابط حاکم

سیستم جریان آرام در نظر گرفته می شود و فرض می شود که سیالات به صورت نیوتونی و تراکم ناپذیر می باشند. با صرف نظر کردن از گرانش، جابه جایی سیالات در مقیاس دو بعدی بررسی خواهند شد. برای تفکیک دو فاز توسط یک سطح مشترک نفوذ سیال-سیال، روش میدان فازی کان-هیلارد [۳۲] با روابط ناویر استوکس و پیوستگی ترکیب شده است. در مدل میدان فازی، که مبتنی

امتزاج‌پذیری موثر در سراسر ناحیه محاسباتی، فاز دی‌اکسیدکربن جابه‌جاکننده از سمت چپ و با فشار ثابت P_{inj} به محیطی که از قبل توسط نفت اشباع گردیده است، تزریق می‌گردد. در همین حال، فشار خروجی در طرف راست محیط متخلخل روی P_{out} تنظیم می‌گردد. در این مطالعه حداقل فشار امتزاج‌پذیری برابر با $12/7 \text{ MPa}$ و حد پایینی مربوط به ناحیه فشاری نزدیک-امتزاج‌پذیر مؤثر برابر با $11/05 \text{ MPa}$ براساس روابط تجربی برآورد می‌گردد [۲۲]. از این‌رو P_{inj} برابر با $11/05 \text{ MPa}$ و P_{out} روی مقدار $11/05 \text{ MPa}$ تنظیم شده است. همچنین فشار اولیه P_{init} در سیستم برابر با $11/05 \text{ MPa}$ (حد پایینی مینیم فشار امتزاجی براساس معیار موجود) در نظر گرفته شده است. اختلاف فشار بین ورودی و خروجی باید آنقدر کم باشد که جابه‌جایی جریان دو فاز قابل درکی را در مقیاس منفذ پدید آورد. بدین منظور مقدار ε نیز معادل با 600 Pa ($\cong 0.1 \text{ Psi}$) در نظر گرفته می‌شود که این مقدار با توجه به ابعاد مدل در مطالعه حاضر با میزان افت فشار برابر با 1 Psi مطابق با مطالعه دانش و همکاران در تزریق نزدیک-امتزاج‌پذیر گاز متان در نفت دکان در یک میکروسیال آزمایشگاهی تطابق و هم‌خوانی دارد. بدین‌وسیله می‌توان نتایج حاصله را با نتایج مربوط به برنامه‌های کاربردی سیلاب بهبود و ازدیاد برداشت نفت واقعی نیز مقایسه کرد. حالت مرزی جداره مرطوب بر روی سطوح ذرات با یک زاویه تماس معین (θ) انتخاب شده است.

انواع ویژگی‌های سیال

ویژگی‌های سیالات فازهای نفتی و دی‌اکسید کربن در دمای خاص را می‌توانید در **جدول ۱** مشاهده کنید. در حین تزریق دی‌اکسید کربن، هر دو پارامتر دانسیته و ویسکوزیته مربوط به سیالات تحت شرایط نزدیک-امتزاج‌پذیر با توجه به رابطه ۲ از طریق روابط ذیل محاسبه می‌گردد

$$\rho = \rho(\varphi) = \frac{1-\varphi}{2} \rho_{CO_2} + \frac{1+\varphi}{2} \rho_{Oil} \quad (11)$$

وابسته به میدان فازی قادر به پیش‌بینی سطح جابه‌جا شونده خواهند بود [۳۱ و ۳۶]. در این پروژه، فرض بر این است که CO_2 و نفت به‌صورت ایده‌آل با یکدیگر در طول تزریق ترکیب می‌شوند و هیچ واکنش شیمیایی رخ نمی‌دهد. روابط حاکم اصلی شامل ناویسر استوکس، پیوستگی و روابط میدان فازی کان-هیلیارد ترکیب می‌شوند که در ادامه نشان داده شده است:

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

$$\nabla \cdot u = 0 \quad (5)$$

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

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

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

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

$$u=0 \quad (8)$$

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

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

که در آن n واحد نرمال با جداره و θ زاویه ثابت سطح است. اولین رابطه شرط عدم لغزش را نشان می‌دهد. رابطه دوم، برای شار انتشاری صفر در نظر گرفته شده است و آخرین رابطه نیز شرط مرزی طبیعی است که از تغییر انرژی آزاد کل سرچشمه می‌گیرد. جزئیات مربوط به تئوری فاز-میدان، فرمولاسیون و سایر روابط مرزی را می‌توانید در جای دیگری ببینید [۳۵ و ۳۷].

شرایط مرزی و مقادیر اولیه

برای مدل‌سازی شرایط سیلاب نزدیک به

جدول ۱ ویسکوزیته و چگالی دی اکسید کربن خالص و فازهای نفتی در سیستم در دمای ثابت.

$\rho_{CO_2} (kg/m^3)$	$\mu_{CO_2} (cP)$	$\rho_{oil} (kg/m^3)$	$\mu_{oil} (cP)$	$T(K)$
۳۱۹/۹	۰/۰۲	۷۰۲/۸	۰/۵۵	۳۴۴

میانگین قطر منفذ در محیط متخلخل به عنوان طول مشخصه (lc) و عدد کان نیز به صورت $Cn = \varepsilon/lc$ تعریف گردد، هم‌گرایی مش در این مدل با فرض $Cn = ۰/۰۳$ و اندازه مش $h = ۰/۸۴ \varepsilon$ برآورده می‌گردد. بعد از لحاظ نمودن عدد کان معین و محاسبه سایز مش متوسط براساس اهداف این مطالعه، میانگین تعداد عناصر مش مورد استفاده در این مدل‌های شبیه‌سازی شده برابر با ۲۰۶۷۳۶ شد. پارامتر تحرک‌پذیری میدان فاز (γ) باید آنقدر بزرگ باشد که بتواند ضخامت سطحی ثابت را کم و بیش حفظ کند و آنقدر کوچک باشد که حرکت هم‌رفتی را نیز حفظ نماید [۳۵]. اخلاقی امیری و حمودا [۳۶] نشان دادند که شبیه‌سازی با $۱ > \gamma > ۰/۱$ باعث افت انقباض حجمی سیالات در شبیه‌سازی مساله جریان دو فازی می‌شود، بنابراین، از $\gamma = ۱$ در این مطالعه برای رابطه میدان فازی استفاده شده است. پیش از این در این فعالیت، مدل عددی پیاده‌سازی شده با روش تحلیلی جریان Poiseuille دو فازی راستی آزمایی گردید [۳۶ و ۳۷] و دقت کاملی نیز به دست آمد.

نتایج و بحث

در این بخش به ارائه نتایج حاصل از شبیه‌سازی براساس دو حالت اصلی ذیل پرداخته می‌شود:

- ۱ - روش میدان فازی^۱ در محدوده پایینی ناحیه فشاری نزدیک-امتزاج‌پذیر مؤثر^۲
- ۲- مطالعه ما و همکاران (با بهره‌گیری از روش میدان فازی در محدوده پایینی ناحیه فشاری نزدیک- امتزاج‌پذیر مؤثر)

$$\mu = \mu(\varphi) = \frac{1-\varphi}{2} \mu_{CO_2} + \frac{1+\varphi}{2} \mu_{oil} \quad (۱۲)$$

از مدل برازش منطقی برای محاسبه کشش سطحی دینامیک با فشار استفاده می‌شود که در آن از نقاط داده شکل ۱ موجود در فعالیت شاور و همکاران استفاده می‌شود [۴۵]:

$$\sigma = \sigma(c) = \frac{a+bp}{1+cp+dp^2} \quad (۱۳)$$

در این رابطه، p فشار موجود در (MPa) و a و b و c و d مقادیری ثابت برابر با ۱۹/۶۸، ۱/۵۵، ۰/۰۰۵ و ۰/۰۰۲ هستند.

هندسه مدل

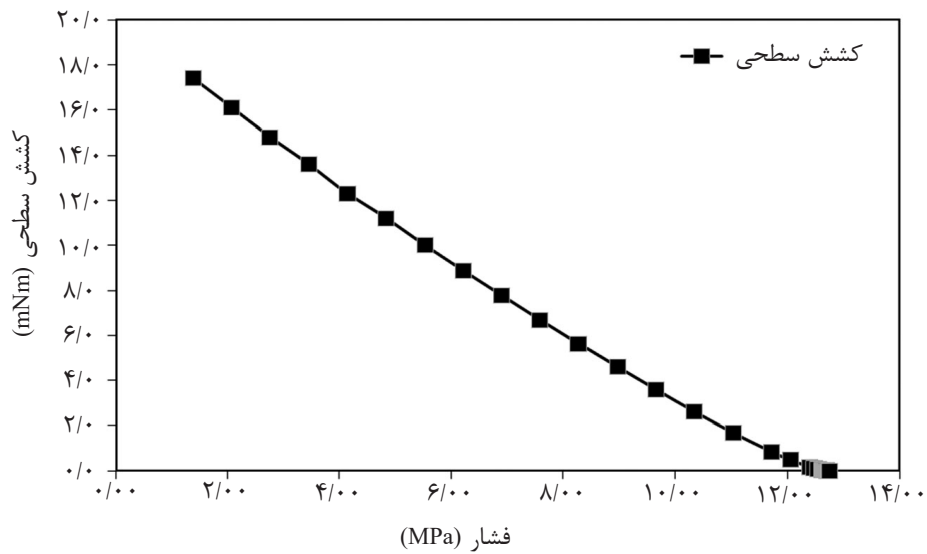
دامنه محاسباتی در این تحقیق، یک محیط متخلخل ناهمگن به ابعاد $۶۳۳۰ \times ۴۳۷۹ \mu m$ است که شامل چند ذره دایره شکل با قطر $۳۵۰ \mu m$ است [۳۰]. به‌منظور اعمال ساختار ناهمگن، قطر بیست دانه به‌طور تصادفی حدود ۰/۵ کاهش یا افزایش یافته است. دانه‌های سبز رنگ، دانه‌هایی با قطر کاسته شده و دانه‌های قرمز رنگ دانه‌هایی با قطر افزایش یافته می‌باشند (شکل ۲). توزیع اندازه منافذ محیط متخلخل منتخب در شکل ۳ نشان داده شده است. مشخصات دقیق دامنه شبیه‌سازی شده نیز در جدول ۲ بیشتر توضیح داده شده است.

انتخاب مش و شماتیک عددی

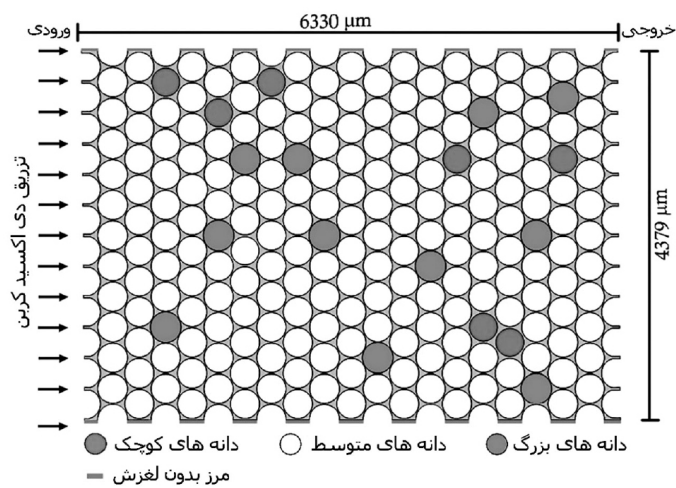
در این مطالعه از عناصر مثلثی برای حل دامنه و مش‌بندی استفاده شده است. عناصر مش ریزتر نیز برای کانال‌های باریک و گلوگاه‌های منافذ کوچک انتخاب شدند درحالی‌که از عناصر درشت برای بدنه منافذ استفاده شده است. برای افزایش دقت مدل، حداقل از سه عنصر در باریک‌ترین گلوگاه‌ها استفاده شده است (شکل ۴). اخلاقی امیری و حمودا [۳۶] نشان دادند که چنانچه

1. Phase Field

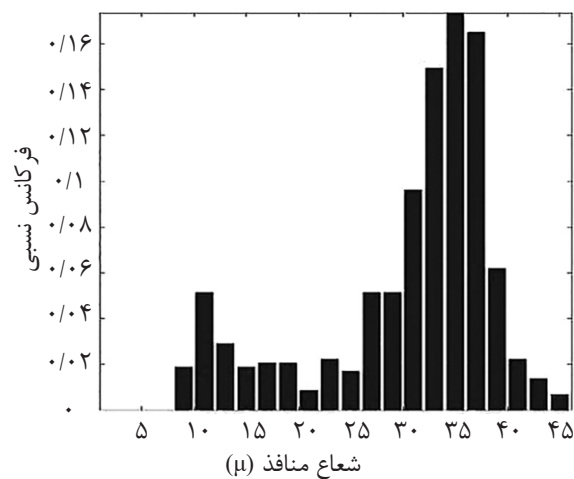
2. Lower Boundaries of Effective Near-Miscible Pressure Region



شکل ۱ کشش سطحی مبتنی بر فشار



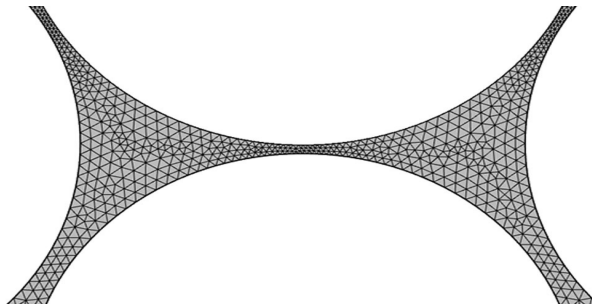
شکل ۲ هندسه دامنه محاسباتی. ورودی و خروجی با فلش سیاه مشخص شده است. ناحیه تیره و خاکستری به ترتیب عبارت‌اند از منافذ/گلوگاه و ماتریس سنگی



شکل ۳ توزیع اندازه منافذ مدل ناهمگن

جدول ۲ ویژگی‌های دامنه محاسباتی

نفوذپذیری مطلق (Darcy)	تخلخل	میانگین اندازه ذره (μm)	میانگین قطر منافذ (μm)	عرض (μm)	طول (μm)
۲	۰/۳۵	۳۵۰	۳۰/۴۷	۴۳۷۹	۶۳۳۰



شکل ۴ عناصر مش مثلثی در بخش گسترده دامنه محاسباتی شامل گلوگاه‌های نرمال، کانال‌های باریک و بدنه‌های متخلخل

قابل توجهی بیشتر از نتایج حاصله از مطالعه ما و همکاران است به طوری که مقایسه نتایج در زمان انتهایی شبیه‌سازی به وضوح مبین این موضوع است.

لازم به ذکر است که در نظر گرفتن دانه‌هایی^۲ با سه اندازه مختلف (کوچک، معمولی و بزرگ) در ساختار منفذی مدل منجر به ناهم‌گونی می‌شود، از این رو پدیده انگشتی گرانرو^۴ در نتایج شبیه‌سازی دو حالت مذکور پدیدار می‌شود.

بحث و تحلیل پیرامون مشاهدات حاصله از تغییرات توزیع اشباع دی اکسید کربن را می‌توان با مکانیزم شناختی در دو موضوع دنبال و پیگیری نمود.

موضوع نخست: بررسی پیرامون کانتورهای فشار در سرتاسر مدل مقیاس- منفذ و برای کلیه زمان‌ها از زمان ابتدایی تا زمان انتهایی شبیه‌سازی و با در نظر گرفتن مقدار فشار در مرز ورودی و خروجی مدل.

موضوع دوم: بررسی میزان نفت به دام افتاده/ نفت کنار-گذر^۵ پیرامون دانه‌های کوچک تا بزرگ.

بررسی کانتور فشار

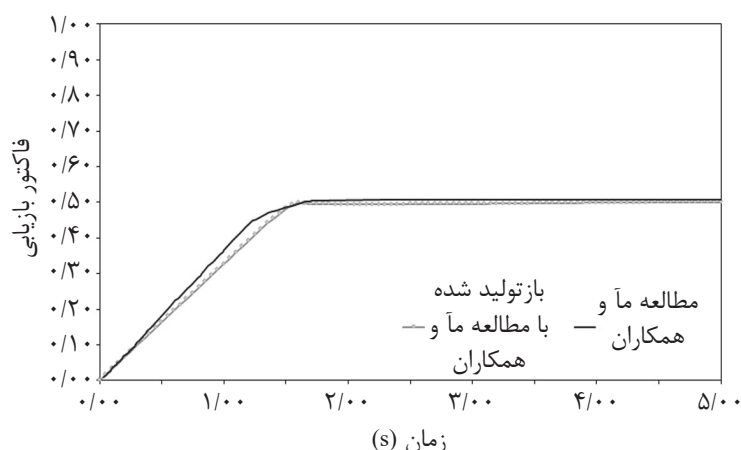
شبیه‌سازی موارد مربوط به مطالعه حاضر با فرض مرز فشار ثابت در ورودی و خروجی انجام یافته است.

در ادامه به بررسی و تحلیل نتایج حاصل از شبیه‌سازی حالت ۱ و مقایسه آن با نتایج حاصل از مطالعه ما و همکاران [۳۰] (حالت ۲). که آن نیز با به‌کارگیری روش میدان فازی صورت پذیرفته است، پرداخته می‌شود. شایان ذکر است در مطالعه حاضر شبیه‌سازی مربوط به مطالعه ما و همکاران با فرضیات ارائه شده در مقاله مربوطه مجدداً بازتولید گشته و نتایج حاصله مورد صحت‌سنجی قرار گرفته است به طوری که مهم‌ترین آنها یعنی نمودار باز یافت نهایی نفت حاصل از شبیه‌سازی کنونی، کاملاً با نمودار ارائه شده توسط ما و همکاران در مقاله مربوطه، مطابق شکل ۵، منطبق است:

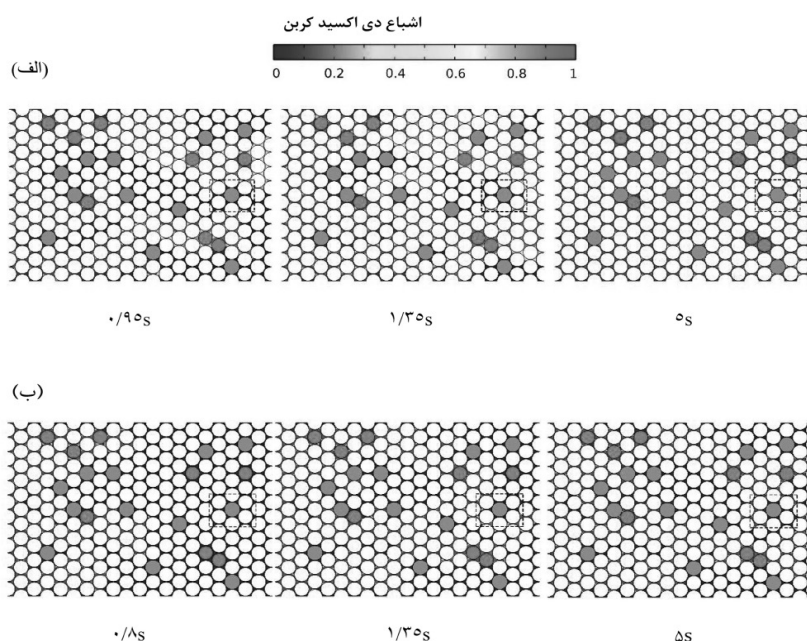
تغییرات توزیع اشباع دی اکسید کربن

در گام نخست، تغییر تدریجی توزیع اشباع دی اکسید کربن در زمان‌های مختلف (زمان‌های اولیه، زمان میان‌شکنی و زمان نهایی شبیه‌سازی) در شکل ۶ مربوط به حالت‌های ۱ و ۲ ارائه گردیده است. در نگاه نخست به خوبی مشاهده می‌شود که در زمان‌های یکسان میزان نفوذ دی اکسید کربن و در نتیجه مقدار غلظت آن در حالت ۱ نسبت به حالت دیگر به میزان قابل توجهی بیشتر است به طوری که زمان میان‌شکنی^۱ برای حالت ۱ نیز زودتر از حالت دیگر رخ داده است. این امر نشان‌دهنده آن است که میزان جاروب شدگی^۲ مربوط به حالت ۱ به مقدار

1. Breakthrough Time
2. Sweep Efficiency
3. Grains
4. Fingering
5. By-passed Oil/ Trapped Oil



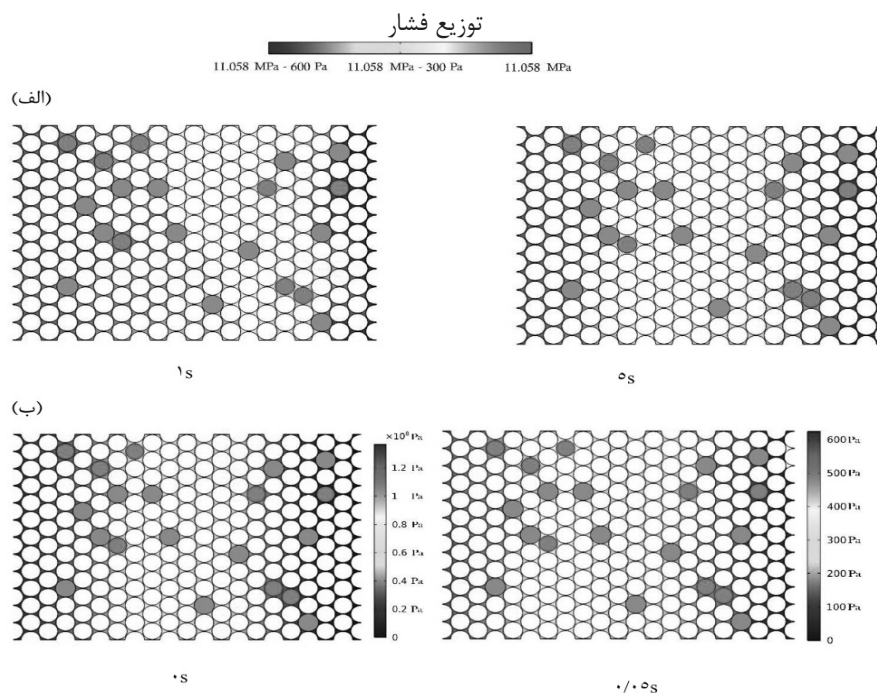
شکل ۵ صحت‌سنجی مدل بازتولید شده با مطالعه ما و همکاران



شکل ۶ تکامل زمانی توزیع اشباع دی‌اکسید کربن محاسبه شده تحت (الف) مدل‌سازی صورت گرفته و (ب) مطالعه ما و همکاران

این‌طور که در تمام زمان شبیه‌سازی (از زمان ابتدائی تا زمان انتهایی) اختلاف فشار در سرتاسر مدل مطابق شکل ۷-الف ثابت بوده به‌طوری‌که هم فشار ورودی و هم فشار خروجی هر دو در محدوده پایینی فشار مؤثر نزدیک امتزاج‌پذیری قرار می‌گیرد. همان‌طور که پیش‌تر نیز در بخش "تئوری و مدل" اشاره گردید مقدار افت فشار در این مطالعه برابر با ۶۰۰ Pas (تقریباً برابر با ۰/۱ Psi) قرار داده شده است که این مقدار با توجه به ابعاد مدل در مطالعه حاضر در مقایسه با ابعاد به‌کار رفته در مطالعه دانش و همکاران و در نظر گرفتن میزان افت فشار برابر با ۱ Pas (در تزریق نزدیک-امتزاج‌پذیر گاز متان در نفت دکان در یک میکرو سیال آزمایشگاهی) تطابق و هم‌خوانی دارد. در حالی‌که در ارتباط با حالت دوم، مطالعه‌ای که توسط ما و همکاران صورت پذیرفته است، صرفاً فشار اولیه در محدوده پایینی فشار مؤثر نزدیک امتزاج‌پذیری در نظر گرفته شده است و با اعمال فشار خروجی برابر با صفر؛ با گذشت زمان بسیار اندکی از شبیه‌سازی، مطابق شکل ۷-ب کل کانتور فشار در سرتاسر مدل در ناحیه فشار غیرامتزاج‌پذیر قرار می‌گیرد.

این‌طور که در تمام زمان شبیه‌سازی (از زمان ابتدائی تا زمان انتهایی) اختلاف فشار در سرتاسر مدل مطابق شکل ۷-الف ثابت بوده به‌طوری‌که هم فشار ورودی و هم فشار خروجی هر دو در محدوده پایینی فشار مؤثر نزدیک امتزاج‌پذیری قرار می‌گیرد. همان‌طور که پیش‌تر نیز در بخش "تئوری و مدل" اشاره گردید مقدار افت فشار در این مطالعه برابر با ۶۰۰ Pas (تقریباً برابر با ۰/۱ Psi) قرار داده شده است که این مقدار با توجه به ابعاد مدل در مطالعه حاضر در مقایسه با ابعاد به‌کار رفته در مطالعه دانش و همکاران و در نظر گرفتن میزان افت



شکل ۷ مقایسه کانتور فشار الف) مدل میدان فازی و ب) مطالعه ما و همکاران

بسیار کم کشش سطحی در این ناحیه فشاری، نیروهای موینگی دیگر نیروهای غالب نخواهند بود و رفتار جریان سیال در منافذ (محیط متخلخل)، به جهت پیروی از قوانین حاکم بر جریان ویسکوز، به مراتب تابع قوی تری از شعاع منافذ نسبت به نیروهای موینگی و یا کشش سطحی خواهند بود. برای هر منفذی، یک فشار موینگی آستانه^۴ جهت ورود سیال براساس شعاع منفذ وجود دارد. ولیکن همان طور که اشاره شد، به واسطه تزریق گاز در ناحیه نزدیک-امتزاج پذیر (و به تبع آن مقادیر کم کشش سطحی)، مقاومت این فشار در مقابل ورود گاز به منافذی که توسط نفت کنار گذر اشغال شده، بسیار کوچک است. لذا فشار گاز ورودی به راحتی بر مقاومت فشار موینگی آستانه غلبه نموده و سطح مشترک را به داخل فاز نفت می کند. از اینرو مقادیر بیشتری از نفت موجود در منافذ در تماس با گاز قرار می گیرد که سبب افزایش بازیابی نفت از این منافذ می گردد [۱۶، ۴۱ و ۴۲].

از اینرو شبیه سازی مذکور از مزایای فشار بالای فرآیند تزریق نزدیک امتزاج پذیری برخوردار نمی باشد.

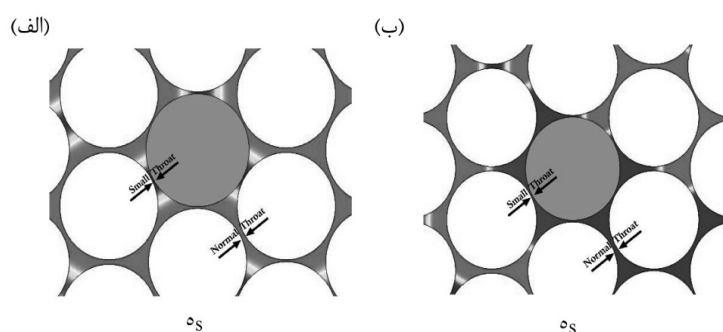
اشباع نفت باقی مانده

با به کارگیری مدل دسته لوله^۱ در محیط متخلخل و براساس رابطه هاگن-پویزله^۲، مشخص می گردد که نرخ حجمی جریان ویسکوز در یک گرادیان فشار مشخص، متناسب با توان چهارم شعاع منفذی تغییر می یابد [۳۸ و ۳۹]. لذا، یک تغییر نسبتاً جزئی در شعاع منافذ در مدل مقیاس-منفذ، منجر به تغییر قابل توجهی در نرخ حجمی جریان سیال عبوری از منافذ (به واسطه جریان ویسکوز) می گردد، که این امر موجب می شود هنگام مواجهه سیال با منافذ با شعاعهای گوناگون (یک محیط ناهمگن) ولیکن همگی تحت شرایط یکسان (گرادیان فشار)، منافذ با شعاعهای بزرگتر جهت عبور سیال ترجیح داده شود [۴۰]. از اینرو در این بخش از مطالعه، تمرکز بر روی قسمتی از مدل که دارای منافذ با شعاع کوچک است، قرار گرفته است. لازم به ذکر است هر چند که در ناحیه نزدیک-امتزاج پذیری مقدار کشش سطحی^۳ صفر نیست ولیکن به واسطه مقادیر

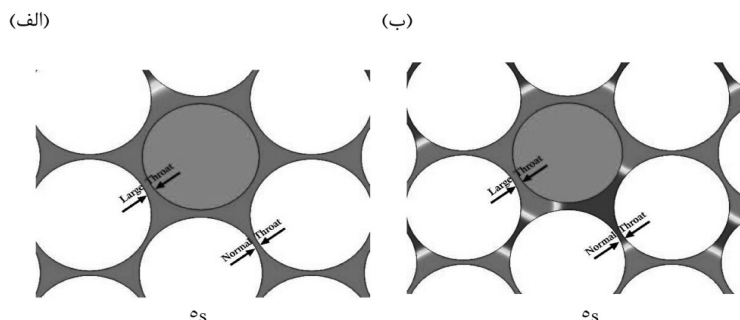
1. Bundle of Tube
2. Hagen-Poiseuille
3. Interfacial Tension
4. Threshold Capillary Pressure

در گلوگاه‌های بزرگ به‌میزان بسیار قابل توجهی (اشباع صفر) کاهش یافته است که این رفتار در گلوگاه‌های نرمال در مجاورت با گلوگاه‌های بزرگ نیز تکرار شده است. همان مکانیسمی که در منافذ حاکم است در منافذ نیمه-بن بست^۱ نیز غالب است که منجر به افزایش بازیابی نفت به دام افتاده در این منافذ می‌شود. مطابق تصاویر ارائه شده در **شکل ۱۰** میزان نفت باقی‌مانده در این منافذ در لحظه‌هایی شبیه‌سازی، مربوط به حالت ۱ (مطالعه حاضر) تقریباً برابر با نیمی از میزان نفت باقی‌مانده در همین منافذ مربوط به حالت ۲ (یعنی مطالعه ما و همکاران) می‌باشد. نتایج حاصل از این مطالعه با نتایج حاصل از تحقیق سهرابی [۱۶] و سیدی [۲۸] مربوط به تحت شرایط نزدیک-امتزاج‌پذیری به‌ترتیب از طریق تزریق گاز متان و گاز دی‌اکسید کربن در یک چپ میکروفلوئید که با نرمال دکان اشباع شده است، مطابقت می‌نماید.

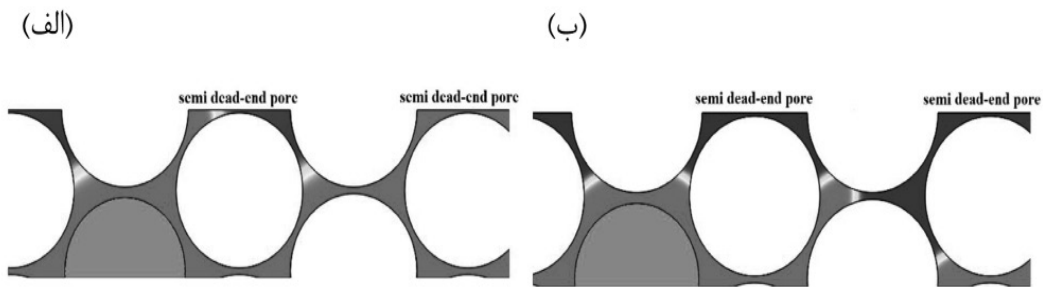
جهت بررسی دقیق‌تر، تطبیق و تفسیر مکانیسم ارائه شده بر میزان نفت باقی‌مانده (نفت کنار-گذر) در گلوگاه‌های کوچک تا نرمال، زمان انتهایی ران‌های شبیه‌سازی مربوط به حالت‌های ۱ و ۲ مطابق **شکل ۸** ارائه گردیده است. همان‌طور که مشاهده می‌شود به‌دلیل گرادیان فشاری بالاتر در حالت ۱ (مطالعه حاضر) نسبت به حالت ۲ (مطالعه ما و همکاران)، میزان اشباع نفت باقی‌مانده مربوط به حالت ۱ در گلوگاه‌های نرمال در مجاورت با گلوگاه‌های کوچک به میزان قابل توجه (در برخی موارد حتی نزدیک به اشباع صفر) و در گلوگاه‌های کوچک نیز به حد پایین‌تری کاهش یافته است. هرچند که در این مطالعه تمرکز بر روی گلوگاه با شعاع کوچک می‌باشد ولیکن با مراجعه و بررسی پیرامون نفت به دام افتاده در پیرامون گلوگاه‌های با شعاع بزرگتر که در **شکل ۹** ارائه شده مشاهده می‌شود که میزان اشباع نفت باقی‌مانده مربوط به حالت ۱



شکل ۸ بخش مشخص شده از مدل مقیاس منافذ در گلوگاه‌های نرمال تا کوچک طی تزریق دی‌اکسید کربن در شرایط نزدیک-امتزاج‌پذیری در زمان انتهایی مدل‌سازی تحت الف) مطالعه حاضر و ب) مطالعه ما و همکاران



شکل ۹ بخش مشخص شده از مدل مقیاس منافذ در گلوگاه‌های نرمال تا بزرگ طی تزریق دی‌اکسید کربن در شرایط نزدیک-امتزاج‌پذیری در زمان انتهایی مدل‌سازی تحت الف) مطالعه حاضر و ب) مطالعه ما و همکاران



شکل ۱۰ بزرگ نمایی قسمت بالایی مدل به منظور مقایسه بهتر منافذ نیمه-بن بست در هر دو حالت (الف) مطالعه حاضر و (ب) مطالعه ما و همکاران

شکل ۱۱، میزان بازیافت مربوط به حالت ۱ (یعنی مطالعه حاضر) تقریباً برابر با ۹۲٪ بوده است، که این عدد در مقایسه با حالت ۲ (مطالعه ما و همکاران) به میزان بیش از ۴۰٪ افزایش یافته است. ذکر این نکته ضروری است که با مراجعه مجدد به نتایج حاصل از شبیه‌سازی حالت ۲ یعنی مطالعه ما و همکاران و با یادآوری این نکته که فشار در سرتاسر مدل به سرعت و در زمان بسیار کوتاهی به فشارهای خیلی پایین (یعنی نواحی به شدت غیر امتزاج‌پذیر) تنزل یافته است، مطابق شکل ۱۱ ضریب بازیافت مربوط به حالت ۲ به دلیل همین عدم احراز شرایط نزدیک-امتزاج‌پذیری مؤثر سبب کاهش چشم‌گیر میزان بازیابی نفت نسبت به مطالعه حاضر گردیده است.

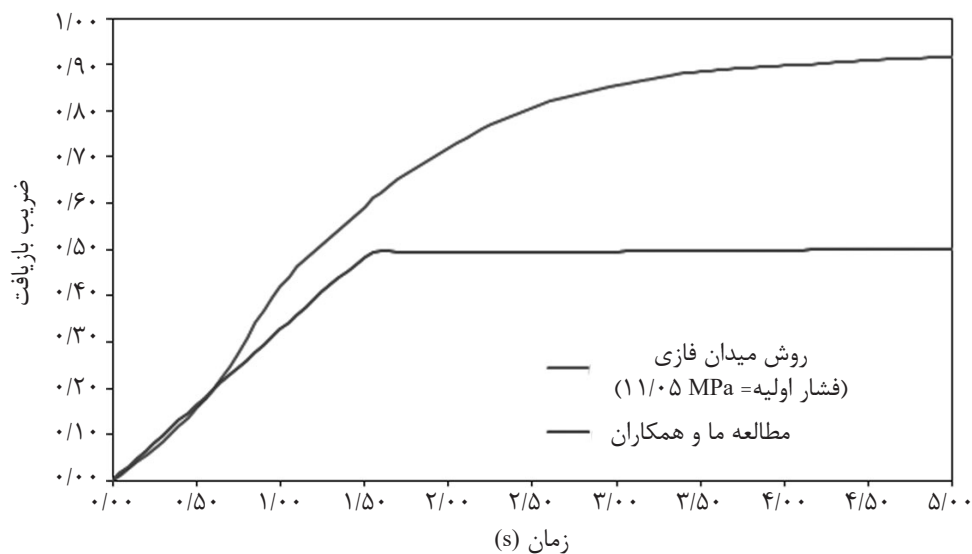
به عبارت دیگر حفظ فشار مدل در شرایط فشاری نزدیک-امتزاج‌پذیری مؤثر، در طول زمان شبیه‌سازی و در سرتاسر مدل از ورودی تا خروجی به منظور غلبه بر فشار موینگی آستانه منافذ سبب می‌شود که فرآیند تزریق گاز نزدیک-امتزاج‌پذیری به عنوان یک فرآیند مؤثر پیشنهاد و به کار گرفته شود. ساختار منافذ در نظر گرفته شده در این مطالعه متناظر با برخی از مخازن نفتی ماسه‌سنگی^۷ نیز است.

بدین صورت همگی بر حصول میزان افزایش بازیابی نفت تا مقادیر بالا یعنی مقادیر نزدیک به امتزاج‌پذیری کامل دلالت می‌نماید. مکانیسم مربوط به بازیابی نفت کنار-گذر که در تزریق گاز نزدیک-امتزاج‌پذیر پدیدار می‌شود، در فرآیند تزریق گاز غیرامتزاجی رخ نمی‌دهد. بدین صورت که در فرآیند غیرامتزاج‌پذیر، به دلیل بالا بودن میزان کشش سطحی، فشار موینگی آستانه نسبتاً قوی‌تری در سطح تماس نفت و گاز ایجاد می‌شود که در مقابل ورود گاز به منافذی که توسط نفت کنار-گذر اشغال شده است، مقاومت می‌نماید [۲۹].

ضریب بازیافت نفت

همان‌طور که بحث شد، در ابتدای تزریق به واسطه حضور ناهمگنی در مدل، دی‌اکسیدکربن ابتدا از منافذ بزرگتر عبور می‌کند و به دلیل تحرک‌پذیری^۱ بالا به سرعت به سمت انتهای مدل حرکت می‌نماید. از اینرو مقدار نفت قابل توجهی به صورت نفت کنار-گذر باقی می‌ماند. پس از زمان کوتاه و پدیدار شدن میان‌شکنی، گاز دی‌اکسیدکربن به منافذ نرمال و در صورت امکان به منافذ کوچکتر حرکت می‌نماید. به‌طور کلی، نفت کنار-گذر به واسطه نسبت تحرک‌پذیری نامطلوب^۲، غلبه گرانش^۳ (در صورت وجود)، ساختار ناهمگن^۴، منافذ بسته/نیمه بسته، فاز آب (در صورت وجود) و ناپایداری ویسکوزیته^۵ (پدیده انگشتی گرانش) در مقیاس-منفذ^۶، پدیدار می‌شود. بنابراین با توجه به مکانیسم ارائه شده در بخش پیشین (اشباع نفت باقی‌مانده) و مطابق

1. Mobility
2. Undesirable Mobility Ratio
3. Gravity Override
4. Heterogeneities
5. Viscous Instability
6. Pore-Scale
7. Sandstone



شکل ۱۱ ضریب بازیافت نفت مطالعه حاضر (میدان فازی) در مقایسه با مطالعه ما و همکاران

امتزاج‌پذیر نزدیک می‌شوند جایی که میزان اشباع نفت باقی‌مانده و فشار موینگی تا مقادیر بسیار کوچک (نزدیک به صفر) را نیز در بر می‌گیرد.

نتیجه‌گیری

معمولاً به‌هنگام فرآیند تزریق گاز، در مواجهه با ساختار منافذ ناهمگن، تزریق گاز به‌صورت امتزاج‌پذیر به‌منظور حصول ماکزیمم بازیافت، پیشنهاد می‌شود که به‌موجب آن تأمین و نگهداشت فشار امتزاجی با مشکلات عملیاتی مربوطه و در نتیجه افزایش هزینه‌ها همراه خواهد بود. در این مطالعه شبیه‌سازی عددی در مقیاس - منفذ جهت بررسی رفتار جریان‌های نفت-دی‌اکسیدکربن، بازدهی بازیافت نفت و شناخت مکانیسم جابه‌جایی در فرآیند تزریق گاز نزدیک-امتزاج‌پذیر در یک محیط متخلخل ناهمگن صورت پذیرفته است. نتایج حاصل از تحلیل کمی مطالعه حاضر گواهی این مدعی است که با احراز شرایط فشاری نزدیک-امتزاج‌پذیری مؤثر در طول زمان شبیه‌سازی و در سرتاسر محیط متخلخل از ورودی تا خروجی مدل به‌منظور غلبه بر فشار موینگی آستانه در منافذ، می‌توان به مقادیر بازیافت‌های بسیار بالاتری دست پیدا نمود.

برخلاف ارتباط^۱ نسبتاً خوب بین منافذ، این ساختار به‌طور اجتناب‌ناپذیری دارای ناهمگنی مشخصی می‌باشد [۴۳]. به‌هنگام اجرای شبیه‌سازی عددی در مقیاس میدان مشخص نمودن نمودارهای تراوایی نسبی و فشار موینگی برحسب اشباع نفت بمنظور کنترل و بررسی رفتار جریان‌های نفت-گاز از پارامترهای کلیدی به‌شمار می‌رود. لازم به ذکر است تابعیت فشار موینگی برحسب کشش سطحی کاملاً مشخص و معین می‌باشد و همچنین تحقیقات فراوانی به‌منظور ارائه بهتر و دقیق‌تر تابعیت نمودارهای تراوایی نسبی برحسب کشش سطحی صورت پذیرفته است که این تابعیت‌ها به‌هنگام فرآیندهای تزریق گاز نزدیک-امتزاج‌پذیر و یا امتزاج‌پذیر از اهمیت ویژه‌ای برخوردار می‌گردد [۴۴ و ۴۵]. نتایج حاصل از شبیه‌سازی در مقیاس منفذ حاصل از مطالعه حاضر بیانگر این موضوع می‌باشد که در شرایط نزدیک-امتزاج‌پذیری به‌هنگام تعیین پارامترهای کلیدی مربوط به مقیاس میدان، میزان اشباع نفت باقی‌مانده در نمودارهای تراوایی نسبی و مقدار فشار موینگی می‌بایستی به مقدار قابل‌توجهی کمتر از مقادیری باشند که تحت شرایط تزریق غیر امتزاجی به‌کار برده می‌شوند و این مقادیر در حالت حدی به‌حالت تزریق

از این رو، تزریق گاز نزدیک- فشار امتزاجی به عنوان یک فرآیند مؤثر و یک راه کار جایگزین از لحاظ اقتصادی و عملیاتی نسبت به تزریق گاز در فشار امتزاج پذیر پیشنهاد می گردد.

مراجع

- [1]. Koch Jr H (1956) High pressure gas injection is a success, *World Oil*, 143: 260.
- [2]. Stone H, Crump J (1956) The effect of gas composition upon oil recovery by gas drive, *Transactions of the AIME*, 207, 01: 105-110.
- [3]. Chen S M, Allard D, Anli J (1984) Factors affecting solvent slug size requirements in hydrocarbon miscible flooding, in *SPE Enhanced Oil Recovery Symposium*, OnePetro.
- [4]. Garmeh G, Johns R T (2010) Upscaling of miscible floods in heterogeneous reservoirs considering reservoir mixing, *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*, 13, 05: 747-763.
- [5]. Han J, Han S, Sung W, Lee Y (2018) Effects of CO₂ miscible flooding on oil recovery and the alteration of rock properties in a carbonate reservoir, *Journal of CO₂ Utilization*, 28: 26-40.
- [6]. Gozalpour F, Ren S R, Tohidi B (2005) CO₂ EOR and storage in oil reservoir, *Oil and Gas Science and Technology*, 60, 3: 537-546.
- [7]. Jia B, Tsau J S, Barati R (2019) A review of the current progress of CO₂ injection EOR and carbon storage in shale oil reservoirs, *Fuel*, 236: 404-427.
- [8]. Li H, Zheng S, Yang D (2013) Enhanced swelling effect and viscosity reduction of solvent (s)/CO₂/heavy-oil systems, *SPE Journal*, 18, 04: 695-707.
- [9]. Yongle H U, Mingqiang H A O, Guoli C H. E N, Ruiyan S U N, Shi L I (2019) Technologies and practice of CO₂ flooding and sequestration in China, *Petroleum Exploration and Development*, 46, 4: 753-766.
- [10]. Holtz M H, Nance P K, Finley R J (2001) Reduction of greenhouse gas emissions through CO₂ EOR in Texas, *Environmental Geosciences*, 8, 3: 187-199.
- [11]. Ding M, Gao M, Wang Y, Qu Z, Chen X (2019) Experimental study on CO₂-EOR in fractured reservoirs: Influence of fracture density, miscibility and production scheme, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 174: 476-485.
- [12]. Al-Bayati D, Saeedi A, Myers M, White C, Xie Q (2019) Insights into immiscible supercritical CO₂ EOR: An XCT scanner assisted flow behaviour in layered sandstone porous media, *Journal of CO₂ Utilization*, 32: 187-195.
- [13]. Chen H, Liu X, Zhang C, Tan X, Yang R, Yang S, Yang J (2022) Effects of miscible degree and pore scale on seepage characteristics of unconventional reservoirs fluids due to supercritical CO₂ injection, *Energy*, 239: 122287.
- [14]. Shyeh-Yung J (1991) Mechanisms of miscible oil recovery: effects of pressure on miscible and near-miscible displacements of oil by carbon dioxide, in *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, OnePetro.
- [15]. Song C, Yang D (2017) Experimental and numerical evaluation of CO₂ huff-n-puff processes in Bakken formation, *Fuel*, 190: 145-162.
- [16]. Sohrabi M, Danesh A, Tehrani D H, Jamiolahmady M (2008) Microscopic mechanisms of oil recovery by near-miscible gas injection, *Transport in Porous Media*, 72, 3: 351-367.
- [17]. Fatemi S M, Sohrabi M (2013) Experimental investigation of near-miscible water-alternating-gas injection performance in water-wet and mixed-wet systems, *SPE Journal*, 18, 01: 114-123.
- [18]. Bui L H, Tsau J S, Willhite G P (2010) Laboratory investigations of CO₂ near-miscible application in Arbuckle reservoir, in *SPE Improved Oil Recovery Symposium*, OnePetro.
- [19]. Zhang X, Chen H, Li B, Yang G, Shen X (2018) Determination of minimum near-miscible pressure during CO₂ flooding in an offshore oilfield. in *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, IOP Publishing.
- [20]. Yu H, Lu X, Fu W, Wang Y, Xu H, Xie Q, Lu J (2020) Determination of minimum near miscible pressure region during CO₂ and associated gas injection for tight oil reservoir in Ordos Basin, China, *Fuel*, 263: 116737.
- [21]. Chen H, Li B, Zhang X, Wang Q, Wang X, Yang S (2019) Effect of gas contamination and well depth on pressure interval of CO₂ near-miscible flooding, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 176: 43-50.
- [22]. Chen H, Li B, Duncan I, Elkhider M, Liu X (2020) Empirical correlations for prediction of minimum miscible pressure and near-miscible pressure interval for oil and CO₂ systems, *Fuel*, 278: 118272.
- [23]. Er V, Babadagli T, Xu Z (2010) Pore-scale investigation of the matrix- fracture interaction during CO₂ injection in naturally fractured oil reservoirs, *Energy and Fuels*, 24, 2: 1421-1430.
- [24]. Sabooniha E, Rokhforouz M R, Kazemi A, Ayatollahi S (2021) Numerical analysis of two-phase flow in heterogeneous porous media during pre-flush stage of matrix acidizing: Optimization by response surface meth-

- odology, *Physics of Fluids*, 33, 5: 053605.
- [25]. Sabooniha E, Rokhforouz M R, Ayatollahi S (2019) Pore-scale investigation of selective plugging mechanism in immiscible two-phase flow using phase-field method, *Oil and Gas Science and Technology—Revue d'IFP Energies Nouvelles*, 74: 78.
- [26]. Jafari, I. and M.-R. Rokhforouz (2020) Numerical modeling of water oil two-phase flow during counter-current spontaneous imbibition in porous media at pore-scale. *Petroleum Science and Technology*, 38, 24: 1040-1053.
- [27]. Huang F, Xu R, Jiang P, Wang C, Wang H, Lun Z (2020) Pore-scale investigation of CO₂/oil exsolution in CO₂ huff-n-puff for enhanced oil recovery, *Physics of Fluids*, 32, 9: 092011.
- [28]. Seyyedi M, Sohrabi M (2020) Oil Reservoir on a chip: Pore-scale study of multiphase flow during near-miscible CO₂ EOR and storage, *Transport in Porous Media*, 134, 2: 331-349.
- [29]. Zhu G, Yao J, Li A, Sun H, Zhang L (2017) Pore-scale investigation of carbon dioxide-enhanced oil recovery, *Energy and Fuels*, 31, 5: 5324-5332.
- [30]. Ma Q, Zheng Z, Fan J, Jia J, Bi J, Hu P, Wang D (2021) Pore-scale simulations of CO₂/oil flow behavior in heterogeneous porous media under various conditions, *Energies*, 14, 3: 533.
- [31]. Amiri H A, Hamouda A A (2013) Evaluation of level set and phase field methods in modeling two phase flow with viscosity contrast through dual-permeability porous medium, *International Journal of Multiphase Flow*, 52: 22-34.
- [32]. Cahn J W, Hilliard J E (1958) Free energy of a nonuniform system, I. Interfacial free energy, *The Journal of Chemical Physics*, 28, 2: 258-267.
- [33]. AlMubarak T, AlKhaldi M, AlMubarak M, Rafie M, Al-Ibrahim H, AlBokhari N (2015) Investigation of acid-induced emulsion and asphaltene precipitation in low permeability carbonate reservoirs, in *SPE Saudi Arabia Section Annual Technical Symposium and Exhibition, OnePetro*.
- [34]. Suzuki F (1993) Precipitation of asphaltic sludge during acid stimulation treatment: cause, effect, and prevention, in *SPE Western Regional Meeting, OnePetro*.
- [35]. Yue P, Zhou C, Feng J J, Ollivier-Gooch C F, Hu H H (2006) Phase-field simulations of interfacial dynamics in viscoelastic fluids using finite elements with adaptive meshing, *Journal of Computational Physics*, 219, 1: 47-67.
- [36]. Amiri H A, Hamouda A A (2014) Pore-scale modeling of non-isothermal two phase flow in 2D porous media: Influences of viscosity, capillarity, wettability and heterogeneity, *International Journal of Multiphase Flow*, 61: 14-27.
- [37]. Hoteit H (2013) Modeling diffusion and gas-oil mass transfer in fractured reservoirs, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 105: 1-17.
- [38]. Carman P C (1937) Fluid flow through granular beds, *Transactions of the Institution of Chemical Engineers*, 15: 150-166.
- [39]. Kozeny J (1927) *Über kapillare leitung der wasser in boden*, Royal Academy of Science, Vienna, *Proceedings Class I*, 136: 271-306.
- [40]. Chen, X. and K.K. Mohanty (2020) Pore-scale mechanisms of immiscible and miscible gas injection in fractured carbonates. *Fuel*. 275: 17909.
- [41]. Williams J K, Dawe R A (1988) Photographic observations of unusual flow phenomena in porous media at interfacial tensions below 0.1 mN m⁻¹, *Journal of Colloid and Interface Science*, 124, 2: 691-696.
- [42]. Jamiolahmady M, Danesh A, Tehrani D H, Duncan D B (2000) A mechanistic model of gas-condensate flow in pores, *Transport in Porous Media*, 41, 1: 17-46.
- [43]. Chen T, Yang Z, Luo Y, Lin W, Xu J, Ding Y, Niu J (2018) Evaluation of displacement effects of different injection media in tight oil sandstone by online nuclear magnetic resonance, *Energies*, 11, 10: 2836.
- [44]. Khazam M M, Danesh A, Tehrani D H, Todd A C, Burgass R (1994) Dynamic validation of phase behaviour models for reservoir studies of gas injection schemes, in *SPE Annual Technical Conference and Exhibition, OnePetro*.
- [45]. Li F F, Yang S L, Chen H, Zhang X, Yin D D, He L P, Wang Z (2015) An improved method to study CO₂-oil relative permeability under miscible conditions, *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 5, 1: 45-53.



Numerical Simulation of Two-Phase Flow of CO₂-Oil in Pore-Scale at Near-Miscible Condition Using Computational Fluid Dynamic Technique

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

1. Department of Petroleum Engineering, Amir Kabir University of Technology, Tehran, Iran

2. Department of Chemical Engineering, Amir Kabir University of Technology, Tehran, Iran

m.khorsand@aut.ac.ir

DOI:10.22078/PR.2022.4973.3217

Received: November/19/2022

Accepted: December/10/2022

Introduction

For a long time, carbon dioxide gas flooding has been proposed as a desirable method to enhance oil recovery, and it is considered to optimize gas injection systems [1-7]. While carbon dioxide-based enhanced oil recovery can improve oil recovery by reducing oil viscosity and carbon dioxide mobility, it is also essential for reducing carbon gas emissions and sequestration and separation of carbon dioxide gas [8-10]. To optimize and evaluate carbon dioxide gas injection, it is necessary to understand the behavior of oil-carbon dioxide flow in porous media. Recently, Chen et al prepared certain empirical relationships to predict the minimum miscibility pressure and effective near-miscibility pressure range for pure and impure carbon dioxide injection projects, which it can be used in every reservoir depending on their specific conditions. Thus, the effective near-miscibility pressure region is within 0.87-1.07 of minimum miscibility pressure. Therefore, this study has provided a practical tool for characterizing the near-miscible region and designing future processes of near-miscible carbon dioxide flooding. Although research on the complex behavior of pore-scale oil-carbon dioxide displacement has been limited; until recently, most studies had focused on core-scale and field-scale oil-carbon dioxide displacement.

Ma et al.'s numerical study investigated miscible, immiscible, and near-miscible flooding with different approaches. Their results suggest that despite the popularity of near-miscible flooding compared to

immiscible flooding in terms of sweep efficiency, it cannot move oil in smaller pore throats. They also stated that carbon dioxide diffusion coefficient has a negligible effect during miscible flooding and assumed interfacial tension to be constant in all simulations [11].

This study aims to investigate and understand the oil displacement mechanism (decane) in pore-scale carbon dioxide gas flooding while focusing on the effective near-miscible pressure region, which is more economical and feasible.

After determining the effective near-miscible pressure range, gas injection pressure is adjusted according to the lower limit of effective near-miscible pressure region. With this assumption, the oil-carbon dioxide interfacial tension leans toward extremely-low non-zero values.

Therefore, dynamic interfacial tension has been included for more realistic modeling and better understanding of the effect of pressure gradient in flow behavior of carbon dioxide-oil.

This study proposed a practical criterion for designing near-miscible pressure flooding, which is useful in many carbon dioxide sequestration and enhanced oil recovery applications through carbon dioxide gas injection processes.

Materials and Methods

Numerical Approach and Theory

This study investigates an immiscible two-phase flow of oil and supercritical carbon dioxide gas.

As mentioned regarding the capabilities of different scaled two-phase flow simulations, the phase field method is preferable to other direct numerical simulations for maintaining mass stability, obtaining logical and stable interfaces between fluids, understanding the effect of the wettability parameter on walls, and solution time.

This study employed the phase-field method, a combination of Navier-Stokes and Cahn-Hilliard equations, to simulate the processes of supercritical carbon dioxide gas injection into a petroleum reservoir. These equations are summarized in the following.

Governing Equations

The main governing equations, including Navier-Stokes, continuity, and Cahn-Hilliard phase field equations are combined as follows:

$$\rho \frac{\partial u}{\partial t} + \rho(u \cdot \nabla)u = -\nabla p + \nabla \cdot \left[\mu(\nabla u + \nabla u^T) \right] + G \nabla \phi \quad (1)$$

$$\nabla \cdot u = 0 \quad (2)$$

$$\psi = -\nabla \cdot \varepsilon^2 \nabla \phi + (\phi^2 - 1)\phi \quad (3)$$

where p denotes pressure, u indicates fluid velocity field, and t represents time. Moreover, ψ is an auxiliary parameter for decomposing the fourth-order Cahn-Hilliard equation into two second-order equations, ε is the medium thickness parameter, γ is mobility, λ is combined energy density, and G is chemical potential.

$$G = \lambda \left[-\nabla^2 \phi + \phi(\phi^2 - 1)/\varepsilon^2 \right] \quad (4)$$

To this end, the phase-field parameter (ϕ) is defined as a constant in the main body of fluids and a variable on the thin boundary layer. In this definition, $-1 < \phi < 1$ is the surface area and $\phi = \pm 1$ represents pure phases. In two-phase flows, this parameter indicates the relative concentration of each fluid at the point in question, such that the volume fraction of the first and second phases are respectively $\frac{1+\phi}{2}$ and $\frac{1-\phi}{2}$.

The governing equations² were implemented under standard boundary conditions (e.g., inlet, outlet, no-slip, wetted wall, and symmetry). The following boundary conditions are applied in solid wet particles:

$$u = 0 \quad (5)$$

$$n \cdot \varepsilon^2 \nabla \phi = \varepsilon^2 \cos \theta |\nabla \phi| \quad (6)$$

$$n \cdot \left(\frac{\gamma \lambda}{\varepsilon^2} \right) \nabla \psi = 0 \quad (7)$$

where n is the normal unit with the wall and θ is constant surface angle. The first equation shows the no-slip condition, the second equation is considered for zero diffusion flux, and the final equation is the natural

boundary condition arising from the total free energy change. Details on phase-field theory, formulation, and other boundary equations can be found elsewhere [12, 13].

Boundary Conditions and Initial Values

In an attempt of modelling near-miscible flooding condition throughout the whole computational space, the displacing phase will be injected into the medium, which had previously been saturated with oil, with constant pressure of P_{inj} , from the left-hand side.

The pressure on the right-hand side of the porous medium will be set on P_{out} , as well. In this study, the minimum miscibility pressure (MMP) and the lower boundary of effective near-miscibility pressure zone are assessed from empirical equation to be equal to 12.7 MPa and 11.05 MPa, respectively [14]. Accordingly, the P_{inj} and P_{out} were set on the values of $11.05 + \varepsilon$ MPa and 11.05 MPa, respectively. It is noteworthy to mention, the initial pressure of the system P_{inj} was set to the value of 11.05 MPa (lower limit of effective near-miscible region). The pressure difference between the inlet and outlet should be small enough to provide a sensible two-phase flow/displacement in the pore scale. The parameter ε is set to 600 Pa \cong (0.1 psi), accordingly. The opted value for ε is consistent with the dimensions of the system, with pressure drop of 1 Psi, as well as Danesh et al. study on near-miscible injection of methane gas in decane model oil in a lab micromodel [15]. As a result, one can compare the results of the aforementioned system with commercial EOR/IOR flooding program designs. The wetted wall boundary condition is selected on the particle grain surfaces with a constant contact angle (θ).

Various Fluid Properties

The fluids properties of the CO_2 and Oil phases at specific temperature is represented in the following Table 1:

Model Geometry

The computational domain in this study is a heterogenous porous media with dimension of $6330 \times 4379 \mu m$ which consists of several circular-shape grains with a diameter of 350 [11]. In this model, the diameters of twenty random grains are either reduced or enlarged by 5 % to include heterogeneity effect. The green color grains are the grains with reduced diameter and the red grains represent the enlarged ones (Figure 1). The detailed characteristics of the simulated domain are further elaborated in Table 2.

Table 1 Viscosity and density of pure CO_2 and oil phases in the system at constant temperature.

$\rho_{CO_2} (kg/m^3)$	$\mu_{CO_2} (kg/m^3)$	$\rho_{oil} (kg/m^3)$	$\mu_{oil} (kg/m^3)$	$T (K)$
319.9	0.02	702.8	0.55	344

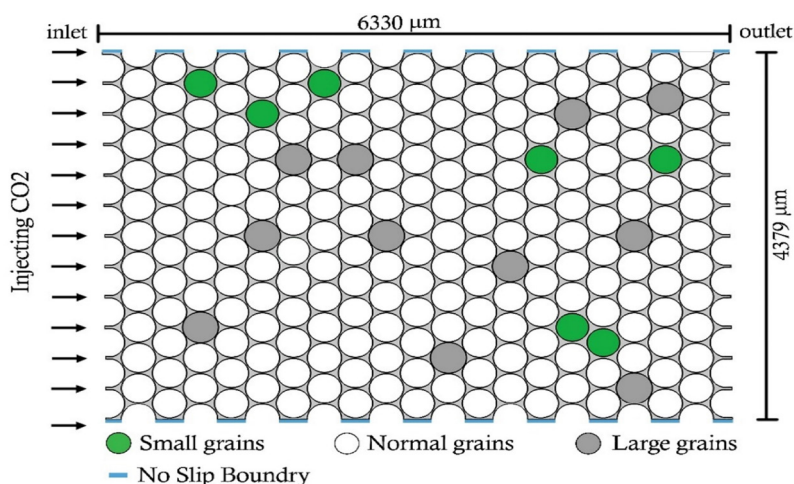


Fig. 1 Computational domain geometry. CO₂ enters the medium from the left side and exits from the right side. The black area represents the porous media and the matrix grains are shown with gray color.

Table 2 Properties of the computational domain.

Length (μm)	Width (μm)	Avg. pore diameter (μm)	Avg. Grain Size (μm)	Porosity	Absolute Permeability (Darcy)
6330	4379	30.47	350	0.35	2

Results and Discussion

This section will present simulation results based on the following two main modes:

1. Phase-field method in the lower limit of effective near-miscible pressure region
2. Ma et al.’s study (Employing the phase-field method in the lower limit of effective near-miscible pressure region)

Residual Oil Saturation

This section will focus on the part of the model with small-radius pores.

Although non-zero, the interfacial tension in the near-miscibility region is very low in the pressure region and the capillary forces will no longer be dominant. Hence, to observe the rules governing viscous flow, fluid flow behavior in the pores (porous medium) will

be a far greater function of pore radius than of capillary forces or interfacial tension.

Based on radius, each pore has a threshold capillary pressure for fluid entry. As mentioned earlier, however, gas injection in the near-miscible region (and consequently low interfacial tension) results in the very slight resistance of this pressure against gas entry into pores occupied by bypassed oil. The entry gas pressure easily overcomes the resistance of threshold capillary pressure and pushes the interface into the oil phase. Therefore, a larger amount of oil in pores coming into contact with gas enhances oil recovery from these pores [15-17].

For a closer examination, adaptation, and interpretation of the proposed mechanism on residual oil (bypassed oil) in small to medium-sized pore throats, Figure 2 shows the final time of simulation runs in modes 1 and 2.

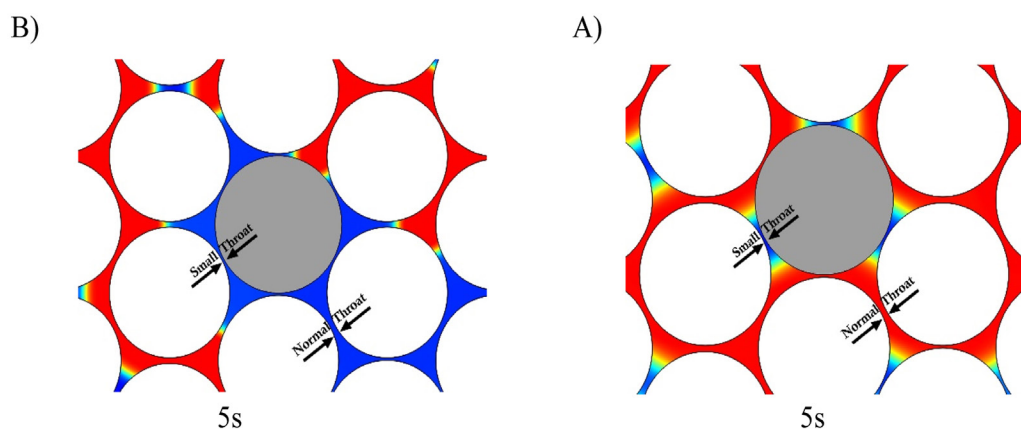


Fig. 2 The Specific Part of the Pore-Scale Model in Small to Medium-Sized Throats During Carbon Dioxide Injection in Near-Miscibility Conditions at the End of Modeling in a) This Study, and b) Ma et al.’s Study.

Oil Recovery Factor

As discussed earlier, due to the heterogeneity of the model at the beginning of injection, carbon dioxide first passes through the larger pores and rapidly moves towards the end of the model due to its high mobility. Therefore, a significant amount of oil remains as bypassed oil. Shortly afterwards with the breakthrough, carbon dioxide gas moves to normal pores and, if possible, to smaller pores.

Generally, bypassed oil is characterized by undesirable mobility ratio, gravity override (if present), heterogeneities, closed/semi-closed pores, water phase (if present), and pore-scale viscous instability (viscous fingering phenomenon).

According to the proposed mechanism (saturation of residual oil) and Figure 3, oil recovery was almost 92% in case 1 (i.e. this study), representing an over 40% increase compared to case 2 (Ma et al.'s study).

In other words, due to maintaining the model's pressure in the effective near-miscibility region during simulation and throughout the model from inlet to outlet to overcome the capillary pressure of the pore threshold, near-miscibility gas injection is recommended as an effective process.

The pore structure of this study corresponds to some Sandstone petroleum reservoirs. Unlike the relatively good inter-pore connectivity, this structure has a certain inevitable heterogeneity [18].

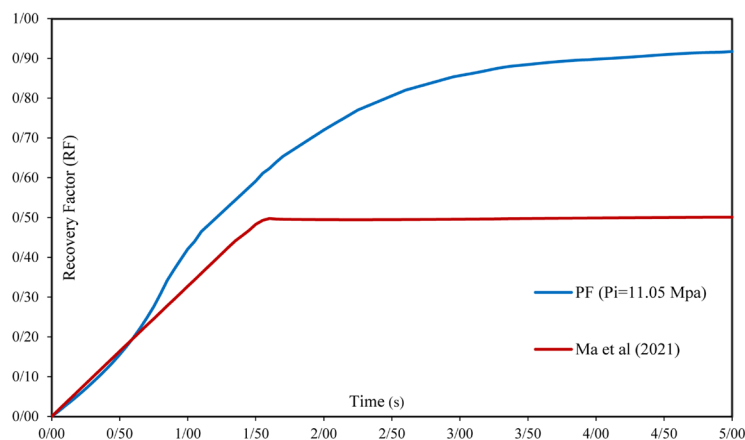


Fig. 3 Oil Recovery Factor in the Present Study (Phase-Field) and Ma et al.'s Study.

Conclusions

In this study, a numerical simulation approach has been carried out in order to perceive the flow behavior and the displacement mechanism of -Oil at the pore scale, under the near-miscible condition in a heterogeneous porous medium.

The following conclusions can be found out:

The results obtained from the quantitative analysis of the present study prove this claim that by achieving effective near-miscibility pressure conditions during the simulation time and throughout the porous medium from the inlet to the outlet of the model, in order to overcome the threshold capillary pressure in the pores, it is possible to reach much higher recovery values.

Therefore, near-miscible pressure gas injection is suggested as an effective process and an alternative solution in terms of economy and operation compared to gas injection in miscible pressure.

References

- Koch Jr, H (1956) High pressure gas injection is a success, *World Oil*, 143: 260.
- Stone H, Crump J (1956) The effect of gas composition upon oil recovery by gas drive, *Transactions of the AIME*, 207, 01: 105-110.
- Chen S M, Allard D, Anli J (1984) Factors affect-
- ing solvent slug size requirements in hydrocarbon miscible flooding, in SPE Enhanced Oil Recovery Symposium, OnePetro.
- Garmeh G, Johns R T (2010) Upscaling of miscible floods in heterogeneous reservoirs considering reservoir mixing, *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*, 13, 05: 747-763.
- Han J, Han S, Sung W, Lee Y (2018) Effects of CO₂ miscible flooding on oil recovery and the alteration of rock properties in a carbonate reservoir, *Journal of CO₂ Utilization*, 28: 26-40.
- Gozalpour F, Ren S R, Tohidi B (2005) CO₂ EOR and storage in oil reservoir. *Oil and gas science and technology*, 60, 3: 537-546.
- Jia B, Tsau J S, Barati R (2019) A review of the current progress of CO₂ injection EOR and carbon storage in shale oil reservoirs, *Fuel*, 236: 404-427.
- Li H, Zheng S, Yang D (2013) Enhanced swelling effect and viscosity reduction of solvent (s)/CO₂/heavy-oil systems, *Spe Journal*, 18, 04: 695-707.
- Yongle H U, Mingqiang H A O, Guoli C H. E N, Ruiyan S U N, Shi L I (2019) Technologies and practice of CO₂ flooding and sequestration in China, *Petroleum Exploration and Development*, 46, 4: 753-766.

10. Holtz M H, Nance P K, Finley R J (2001) Reduction of greenhouse gas emissions through CO₂ EOR in Texas, *Environmental Geosciences*, 8, 3: 187-199.
11. Ma Q, Zheng Z, Fan J, Jia J, Bi J, Hu P, Wang D (2021) Pore-scale simulations of CO₂/oil flow behavior in heterogeneous porous media under various conditions, *Energies*, 14, 3: 533
12. Yue P, Zhou C, Feng J J, Ollivier-Gooch C F, Hu H H (2006) Phase-field simulations of interfacial dynamics in viscoelastic fluids using finite elements with adaptive meshing, *Journal of Computational Physics*, 219, 1: 47-67.
13. Hoteit H (2013) Modeling diffusion and gas-oil mass transfer in fractured reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 105: 1-17.
14. Chen, X. and K.K. Mohanty (2020) Pore-scale mechanisms of immiscible and miscible gas injection in fractured carbonates. *Fuel*. 275: 117909
15. Sohrabi M, Danesh A, Tehrani D H, Jamiolahmady M (2008) Microscopic mechanisms of oil recovery by near-miscible gas injection, *Transport in Porous Media*, 72, 3: 351-367
16. Williams J K, Dawe R A (1988) Photographic observations of unusual flow phenomena in porous media at interfacial tensions below 0.1 mN m⁻¹, *Journal of Colloid and Interface Science*, 124, 2: 691-696.
17. Jamiolahmady M, Danesh A, Tehrani D H, Duncan D B (2000) A mechanistic model of gas-condensate flow in pores, *Transport in porous media*, 41, 1: 17-46.
18. Chen T, Yang Z, Luo Y, Lin W, Xu J, Ding Y, Niu J (2018) Evaluation of displacement effects of different injection media in tight oil sandstone by online nuclear magnetic resonance, *Energies*, 11, 10: 2836.