

مشخصه‌سازی تأثیرگذاری برهمکنش‌های سنگ/سیال و سیال/سیال در موفقیت تزریق آب کم‌شور: شبیه‌سازی دینامیک سیالات محاسباتی در مقیاس حفره

مهدی ابراهیمی‌نژاد، حامد فرهادی و سید مبین فاطمی*

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

تاریخ دریافت: ۱۴۰۳/۱۱/۰۲ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۳/۱۲/۲۶

چکیده

تزریق آب کم‌شور یکی از روش‌های نوین ازدیاد برداشت می‌باشد که سازگار با محیط زیست و از لحاظ اقتصادی به صرفه است. با وجود مطالعات فراوان در این زمینه در دو دهه اخیر، میزان تأثیرگذاری ساز و کارهای سیال/سیال و سنگ/سیال در مقدار بازیافت نفت در سیلاب‌زنی با آب کم‌شور به خوبی مشخص نشده است. همچنین، شرایط مخزنی و میدانی همچون ترشوندگی اولیه مخزن، هیستریسیس و تأثیر توالی تزریق به ندرت و به صورت موردی مورد بررسی قرار گرفته‌اند. بنابراین، مطالعه حال حاضر با استفاده روش دینامیک سیالات محاسباتی در ابتدا تأثیر ترشوندگی اولیه و هیستریسیس را بر حرکت شورآب در یک شبکه متخلخل بررسی می‌کند. سپس، سهم‌ساز و کارهای تغییر ترشوندگی و کاهش کشش بین سطحی را بر بازیافت نهایی نفت در تزریق ثالثیه آب تحلیل می‌کند. طبق نتایج، هرچه میزان ترشوندگی اولیه به سمت آب‌دوستی برود (با مقدار بهینه 30°)، آب کم‌شور قادر است ناحیه بیشتری از فضای متخلخل را جاروب کند. لذا، افزایش نفت‌دوستی سیستم منجر به کاهش بازدهی تزریق آب کم‌شور خواهد شد. همچنین، وجود هیستریسیس منجر می‌شود در سیستمهای مورد مطالعه، در همه حالات نهایی ترشوندگی تزریق ثانویه نسبت به تزریق ثالثیه دارای برتری باشد. تفاوت تزریق ثانویه و ثالثیه در زاویه تماس نهایی حدود 60° به بیشترین مقدار خود رسیده است. به منظور بررسی سهم ساز و کار کاهش کشش بین سطحی آب/نفت و تغییر ترشوندگی، تزریق ثالثیه آب کم‌شور پس از تزریق ثانویه آب پرشور در سه شوری نرمالیزه (نسبت به آب پرشور) $0/7$ ، $0/1$ و $0/1$ انجام شد. در نبود ساز و کارهای سیال/سیال، کاهش شوری منجر به بهبود تولید نفت خواهد شد. در غیاب ساز و کارهای سنگ/سیال، بهترین حالت برای روند تغییرات کشش بین سطحی با شوری، روند سهموی (نه کاهش کشش بین سطحی با کاهش شوری) می‌باشد. در نهایت، این مطالعه نشان می‌دهد که ساز و کارهای سنگ/سیال و سیال/سیال فارغ از روند تغییرات کشش بین سطحی، دارای هم‌افزایی می‌باشند. تأثیر کشش بین سطحی به تنهایی بر بهبود بازیافت نفت یک مرتبه (ده برابر) کمتر از تأثیر تغییر ترشوندگی می‌باشد. با این حال، بر اساس اثر هم‌افزایی، فعل و انفعالات هم‌زمان این دو ساز و کار به صورت معنی‌داری بیشتر از هر ساز و کار به صورت جداگانه است.

کلمات کلیدی: دینامیک سیالات محاسباتی، شبیه‌سازی در ابعاد حفره، سیلاب‌زنی آب کم‌شور، هیستریسیس

*مسئول مکاتبات

آدرس الکترونیکی: fatemi@sharif.edu

شناسه دیجیتال: (DOI: 10.22078/pr.2025.5610.3489)

مقدمه

امروزه برای افزایش استحصال نفت باقی‌مانده در مخازن از روش‌های نوینی استفاده می‌شود که هر یک از آن‌ها معایب و مزایا خاص خودش را دارد. در این بین، تزریق آب کم‌شور به دلیل دسترسی آسان به منابع آبی برای مخازن نزدیک به دریا، ارزان بودن نسبی سیال تزریقی و عدم آسیب به محیط زیست مورد توجه بسیاری از شرکت‌های بزرگ نفتی جهان و ناحیه خلیج فارس قرار گرفته است [۱]. بر این اساس، مطالعات گسترده‌ای در دو دهه اخیر بر روی موفقیت تزریق آب کم‌شور انجام گرفته است [۲-۴]. به طور کلی مکانیسم‌های پیشنهادی در تزریق آب کم‌شور را می‌توان به دو دسته مکانیسم‌های سیال/سیال و سیال/سنگ تقسیم بندی کرد. در دسته اول تغییرات در خواصی همچون کشش بین سطحی نفت/آب [۵ و ۶] و الاستیسیته سطح تماس نفت و آب [۷ و ۸] از جمله تغییرات مهم می‌باشد. انحلال میکروسکوپی سنگ [۹ و ۱۰]، تغییر pH فاز آبی [۱۱ و ۴]، تبادل یونی چندگانه [۱۲]، تشکیل مجتمع‌های سطحی [۱۳-۱۵] و کاهش پتانسیل‌های زتا سنگ/آب [۱۶ و ۱۷] و نفت/آب [۱۸-۲۰] (و در نتیجه انبساط لایه دوگانه الکتریکی) از جمله تعاملات موجود در دسته دوم می‌باشند. عمده این برهمکنش‌ها منجر به تغییر ترشوندگی سیستم سنگ/نفت/آب از حالت نفت دوست به سمت آب‌دوستی بیشتر می‌شود [۲۱]. مطالعات متعددی به اهمیت هر یک از برهمکنش‌های سیال/سیال و سنگ/سیال به صورت جداگانه پرداخته‌اند. مختاری و همکاران آشکار کردند که در محیط آب‌دوست کاهش کشش بین سطحی و انحلال مولکول‌های قطبی نفت در آب عوامل اصلی بهبود بازیافت نفت می‌باشند [۲۲]. مزینانی و همکاران در مطالعه‌ای نوآورانه توانستند تأثیر کشش بین سطحی بر تغییر ترشوندگی را در شوری‌های متفاوت در مخازن کربناته مشخصه سازی کنند [۲۳]. با این حال، تاکنون مطالعه

جامعی که به صورت همزمان سهم ساز و کارهای کشش بین سطحی و تغییر ترشوندگی را در موفقیت آب کم‌شور بیان کند ارائه نشده است. بنابراین هدف اصلی این مطالعه بررسی سهم ساز و کارهای سیال/سیال و سنگ سیال هم به صورت جداگانه و هم به صورت ترکیبی می‌باشد. به منظور بررسی این هدف، در مطالعه کنونی روش دینامیک سیالات محاسباتی انتخاب شده است. اگرچه شبیه‌سازی جریان سیال در مقیاس حفره در سال‌های اخیر به طور گسترده مورد توجه و مطالعه قرار گرفته است، ولی تنها مطالعات محدودی به بررسی تغییرات ترشوندگی در حین جریان سیالات پرداخته اند [۲۴ و ۲۵]. به خصوص که اکثر مطالعات گذشته نیز به کمک مدل‌سازی شبکه حفرات صورت گرفته است و این روش قادر به نشان دادن توزیع سیالات و مکانیسم‌های جابه‌جایی سیالات در داخل هر حفره نیست. لذا در این پژوهش از روش شبیه‌سازی مستقیم با دینامیک سیالات محاسباتی در مقیاس حفره استفاده شده است. در ادامه به برخی از شبیه‌سازی‌های مقیاس حفره انجام شده در سال‌های اخیر در ارتباط با تزریق آب کم‌شور اشاره شده است.

ماینس و دیگر به شبیه‌سازی تغییرات ترشوندگی با استفاده از مدل کردن مجتمع‌های سطحی در ابعاد حفره پرداختند [۲۶]. هدف آن‌ها بررسی کردن تأثیر مجتمع‌های سطحی بر روی پتانسیل سطح و ترشوندگی سنگ‌های کربناته بود. آن‌ها با آنالیز حساسیت‌سنجی نشان دادند که مهم‌ترین عامل برای کنترل نفت باقیمانده، سرعت آب تزریقی و نفوذ سطحی می‌باشند. علی‌زاده و همکاران به بررسی تأثیرات تغییرات ترشوندگی و کشش بین سطحی سیالات در اثر تزریق آب کم‌شور در ابعاد حفره پرداختند [۲۷]. هدف آن‌ها بررسی تأثیر تعاملات سیال/سنگ و تعاملات سیال/سیال بر توزیع اشباع نفت و امکان جابه‌جایی و یا توزیع مجدد آن

آب کم‌شور مورد بررسی قرار گرفت. سپس، سهم برهمکنش‌های سیال/سیال ابتدا به تنهایی و همچنین به صورت ترکیبی مشخصه‌سازی شد. این مطالعه با بررسی جامع ساز و کارهای کاهش کشش بین سطحی و تغییر ترشوندگی به سمت آب‌دوستی و با در نظر گرفتن عوامل تأثیرگذاری نظیر هیتسرسیس و ترشوندگی اولیه دید نوآورانه‌ای جهت درک بهتر عملکرد تزریق آب کم‌شور در حالات مختلف ایجاد می‌کند. شایان ذکر است که شبیه‌سازی‌های انجام شده در این پژوهش در محیط‌های متخلخل دوبعدی صورت گرفته است. مطالعات آتی در این زمینه تحقیقاتی می‌تواند در محیط‌های متخلخل سه بعدی انجام شود.

روش کار

نرم‌افزار کامسول نرم‌افزاری قوی جهت شبیه‌سازی پدیده‌های مختلف است که به کمک روش المان محدود و حجم محدود مسائل را حل می‌کند. با استفاده از این نرم‌افزار می‌توان طراحی و شبیه‌سازی بسیاری از مسائل با فیزیک‌های مختلف (الکتریکی، مکانیکی، سیالاتی و ...) را انجام داد. برای شبیه‌سازی تزریق آب کم‌شور بایستی معادلات جریان دو فازی غیرامتزاج‌پذیر آب و نفت حل شوند. هدف از انجام پژوهش حاضر، بررسی تأثیر تعاملات سیال/سیال و سنگ/سیال در حین تزریق آب کم‌شور می‌باشد. از آنجایی که زاویه ترشوندگی و کشش بین سطحی دو فاز آب و نفت وابسته به غلظت آب هستند، لذا باید معادلات انتقال اجزای رقیق را به صورت همزمان حل نمود تا این دو پارامتر تأثیرگذار به صورت بروز رسانی شده با گذر زمان (بر اساس میزان شوری آب) مشخص شوند.

به منظور شبیه‌سازی تزریق آب کم‌شور، از دو ماژول جریان آرام دوفازی با روش حل میدان فازی^۱ و انتقال اجزای رقیق استفاده شده است که در ادامه

که تزریق آب کم‌شور می‌تواند باعث توزیع مجدد نفت درون حفرات شود (علی‌رغم اینکه ممکن است این نفت از محیط متخلخل تولید نشود). همچنین آن‌ها بر این باور بودند که تأثیر تعاملات سیال/سیال سریع‌تر از تعاملات سنگ/سیال رخ می‌دهد. با این وجود، تأثیر نهایی فرایند تعاملات سنگ/سیال در استحصال نفت بیشتر است. از جمله موارد دیگری که آن‌ها مورد بررسی قرار دادند تأثیر توالی تزریقی بر اثربخشی تزریق آب کم‌شور بود. آن‌ها نشان دادند که بازیافت نفت ثانویه عملکرد بهتری نسبت به بازیافت نفت ثالثیه از خود نشان می‌دهد. عزیز و همکاران به نتایج مشابهی دست یافتند و بیان کردند که توزیع پیچیده نفت در محیط متخلخل پس از تزریق ثانویه منجر به کاهش انتشار آب کم‌شور به نواحی جاروب نشده می‌شود [۲۸]. در مطالعات آزمایشگاهی توسط آلوارادو و همکاران نشان داده شد که تزریق آب کم‌شور به خصوص در ترشوندگی‌های اولیه آبدوست می‌تواند منجر به کاهش اثر هیسترسیس مربوط به توالی تزریق شود و بنابراین بهبود بازیافت نفت شود [۳۰ و ۲۹]. قابل ذکر است که فرهادی و همکاران نیز با اندازه‌گیری زاویه تماس در دو حالت همرفتی و انتشاری نشان دادند که ترشوندگی اولیه نیز از دیگر عوامل مؤثر بر این هیتسرسیس است [۳۱]. بر اساس تاریخچه ارائه شده، فقدان مطالعه جامع بر سهم برهمکنش‌های سیال/سیال و سنگ/سیال منجر به مبهم ماندن عوامل مؤثر بر موفقیت تزریق آب کم‌شور شده است. همچنین، تأثیر ترشوندگی اولیه، هیسترسیس و توالی تزریق بر سهم این دو برهمکنش نیز بایستی مورد بررسی قرار گیرد. به این منظور، در پژوهش حاضر با بهره‌گیری از دینامیک سیالات محاسباتی (با استفاده از نرم‌افزار کامسول) به شبیه‌سازی حرکت سیالات غیرامتزاج‌پذیر در یک محیط متخلخل پرداخته شده است. در ابتدا تأثیر ترشوندگی اولیه و سپس هیسترسیس مربوط به توالی تزریق ثانویه و ثالثیه بر عملکرد

1. Field Phase

$$\mu = \mu_1 + (\mu_2 - \mu_1)V_f \quad (6)$$

در شبکه فضای متخلخل یکی از نیروهای حاکم بر سیستم، فشار مؤینگی می‌باشد که به منظور لحاظ کردن اثر آن عبارت کشش بین سطحی در مدل وارد شده است. بنابراین، معادلات نویر-استوکس به صورت زیر خواهد بود:

$$\rho \frac{\partial u}{\partial t} + \rho(u \cdot \nabla)u = \nabla \cdot [-PI + \mu(\nabla u + (\nabla u)^T)] + F_{st} + \rho gh \quad (7)$$

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

در معادله ۷، ρ (kg/m³) چگالی، μ (Ns/m²) ویسکوزیته، u (m/s) سرعت، P (Pa) فشار و g (m/s²) شتاب ثقلی می‌باشند. در معادله نویر-استوکس برای این سیستم، نیروی کشش بین سطحی سیالات بدین صورت تعریف می‌شود:

$$F_{st} = (G \frac{\partial f}{\partial \phi}) \nabla \phi \quad (9)$$

در معادله کشش بین سطحی سیالات ترم G بیانگر پتانسیل شیمیایی می‌باشد که به صورت زیر تعریف می‌شود:

$$G = \lambda(-\nabla^2 \phi + \frac{\phi(\phi^2 - 1)}{\epsilon^2}) + \frac{\partial f}{\partial X} \quad (10)$$

طرح کلی مدل و بلوک‌بندی سیستم

کلر و همکاران مطالعاتی آزمایشگاهی در مقیاس حفره با استفاده از میکرو مدل‌های فیزیکی انجام دادند [۳۲]. هدف آن‌ها مشاهده انتقال ذرات کلئیدی در یک میکرومدل فیزیکی^۲ بود که حاوی یک الگوی واقع بینانه^۳ از شبکه حفره‌ها باشد. لذا آن‌ها یک برش نازک^۴ از محیط متخلخل از جنس ماسه سنگی آماده و از آن با استفاده از میکروسکوپ نوری تصویری میکروسکوپی در ابعاد ۶۰۰ در ۶۰۰ μm تهیه کردند و سپس آن را دیجیتالی^۵ کردند. سپس تصویر دیجیتالی شده از حفرات را بدون بزرگنمایی بر روی یک صفحه شیشه‌ای کرومی منتقل کردند.

1. Level Set
2. Physical Micromodel
3. Realistic
4. Thin Section
5. Digitized

این مبحث به تفصیل هر یک از معادلات پیش فرض به کار رفته توسط نرم‌افزار کامسول ارائه شده است. این نرم‌افزار با ماژول‌هایی که در اختیار می‌گذارد، این امکان را فراهم می‌سازد تا سطح مشترک بین سیالات با حالت‌های مختلف را بتوان مدل‌سازی کرد. قابل ذکر است می‌توان از روش تنظیم سطح^۱ نیز جهت شبیه‌سازی با جریان آرام دو فاز و جریان آرام دو فاز به بهره برد؛ با این حال، استفاده از این روش منجر به تطبیق کمتر در مقایسه با نتایج آزمایشگاهی می‌شود.

روش میدان فاز

در این روش از معادلات کان هیلارد [۳۷] برای شبیه‌سازی سطح متحرک بین فاز آب و نفت استفاده می‌شود به طوری که فاز نفوذ کننده در سطح تماس دو سیال غیر قابل امتزاج ردیابی می‌شود. در این ناحیه، پارامتر فاز میدانی (ϕ) در محدوده بین ۱ تا -۱ تغییر می‌کند.

$$\frac{\partial \phi}{\partial t} + u \cdot \nabla \phi = \nabla \cdot \frac{\gamma \lambda}{\epsilon^2} \nabla \psi \quad (1)$$

$$\psi = -\nabla \epsilon^2 \phi + (\phi^2 - 1)\phi + \left(\frac{\epsilon^2}{\lambda}\right) \frac{\partial f_{ext}}{\partial \phi} \quad (2)$$

در معادله ۱ پارامترهای ϵ (m) نشان‌دهنده ضخامت سطح تماس، u (m/s) سرعت سیال، γ (m³/kg) تحرک‌پذیری، λ (N) دانسیته انرژی مخلوط شدن و ψ متغیر کمکی میدان فاز است. همچنین، ϕ پارامتر میدان فاز می‌باشد. وابستگی این پارامترها با کشش بین سطحی به صورت زیر می‌باشد:

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

در این روش کسر حجمی هر سیال به صورت معادله زیر تعریف می‌شود:

$$V_{f1} = \frac{1-\phi}{2} \quad V_{f2} = \frac{1+\phi}{2} \quad (4)$$

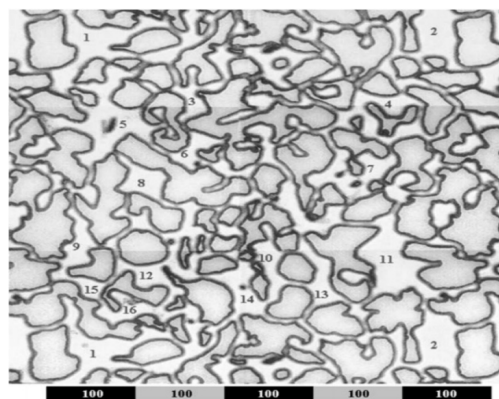
در روش حل با استفاده از میدان فاز ویسکوزیته و دانسیته مخلوط به صورت زیر محاسبه می‌شود:

$$\rho = \rho_1 + (\rho_2 - \rho_1)V_f \quad (5)$$

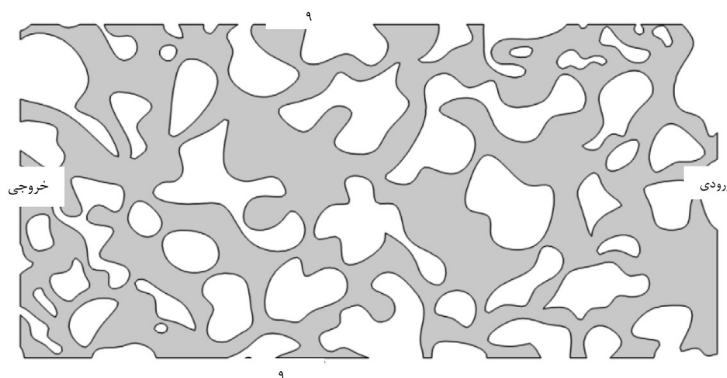
طرح‌واره هندسه مورد استفاده برای انجام شبیه‌سازی‌ها در این مطالعه (که بر اساس تصویر دیجیتالی شده ارائه شده در شکل ۲ ایجاد شده است) در شکل نشان داده شده است. آب تزریقی از سمت راست هندسه وارد می‌شود و از جمله فرضیات مهم برای این مدل، هم‌دما بودن، چگالی ثابت سیالات و در نظر گرفتن اثر گرانش می‌باشد. همچنین با استفاده از شرط مرزی تقارن، فرض عدم جریان در مرزهای بالایی و پایینی اعمال شده است.

از آنجایی که عرض بیشتر کانال‌ها حدود ۰/۱ mm می‌باشد، با توجه به سرعت سیال تزریقی، عدد رینولدز به‌دست آمده در محدوده آرام قرار می‌گیرد. لذا از ماژول جریان آرام دو فازی با روش حل میدان فازی، استفاده شده است. در ادامه برای انجام شبیه‌سازی، خواص فیزیکی مورد نیاز برای آب و نفت مطابق جدول ۱ در نظر گرفته شده‌اند. قابل ذکر است که سایر فرضیات و شرایط مرزی مطابق جدول ۲ می‌باشند.

تصویر به صورت فتوشیمیایی بر روی یک فیبر سیلکونی با ضخامت مشخصی برش داده شد. آخرین برش حاصل بر روی یک فیبر سیلکونی در شکل ۱ نشان داده شده است. قطر حفرات بین ۲/۴ تا ۳۰ μm می‌باشد. شکل با استفاده از اسکن الکترون میکروگرافی^۱ به‌دست آمده است که نشان‌دهنده شکل دیواره‌های دانه‌ها می‌باشد که عمق برش داده شده حدودا ۱۵ μm و همچنین قطر گلوله‌ها حدودا بین ۳ تا ۲۰ μm می‌باشد. تخلخل این میکرو مدل حدود ۳۷٪ ذکر شده است.



شکل ۱ تصویر میکرومدل ساخته شده بر اساس تصاویر میکروسکوپ نوری از برش نازک یک نمونه ماسه سنگ [۳۲].



شکل ۲ طرح کلی هندسه مورد استفاده در شبیه‌سازی به روش حل میدان فاز.

جدول ۱ پارامترهای در نظر گرفته شده در شبیه‌سازی‌ها.

متغیر	مقدار	متغیر	مقدار
چگالی فاز آبی	۱۰۰۰	سرعت تزریق	۰/۰۰۱
چگالی فاز نفتی	۸۰۰	زاویه تماس	محدوده ۳۰° تا ۱۵۰°
گرانروی فاز آبی	۰/۰۰۱	کشش بین سطحی	محدوده ۵ تا ۴۰ mN/m
گرانروی فاز نفتی	۰/۰۶۵		

جدول ۲ فرضیات و شرایط مرزی مورد استفاده در شبیه‌سازی‌ها.

نوع مرز	شرایط مرزی	مقدار
ورودی	فشار، بدون تنش ویسکوزی	فشار اولیه
خروجی	فشار، بدون تنش ویسکوزی	فشار = ۰
دانه‌های دیواره‌ای	دیوار	بدون لغزش
کناره‌ها	متقارن	-

مش‌بندی و استقلال از سائز مش‌ها

پس از ساخت هندسه شبکه متخلخل، نیاز است که هندسه مورد نظر مش‌بندی شود. مش‌بندی هندسه مورد نظر را در نرم‌افزار می‌توان به دو روش خودکار و یا دستی انجام داد. نرم‌افزار کامسول در مش‌بندی خودکار، بسته به فیزیک انتخابی و بسیار دقیق، اقدام به گسسته‌سازی بهینه هندسه بر اساس مش‌هایی با اندازه‌های مختلف می‌کند. در شبیه‌سازی‌های این مطالعه با استفاده از مش‌بندی

خودکار اقدام به حل مسئله شده است. جزییات مربوط به پارامترهای اصلی در هر یک از مش‌بندی‌ها در **جدول ۳** آمده است. حل معادلات با مش‌بندی در حالات بزرگ^۱ و بزرگتر^۲ منجر به عدم همگرایی و در نتیجه عدم شبیه‌سازی مناسب شد. نتایج حاصل از شبیه‌سازی برای تزریق آب پرشور تحت زاویه ترشوندگی 130° و کشش بین سطحی سیالات 45 mN.m^{-1} پس از تزریق حدوداً ۵۰ برابر حجم حفرات تزریق در **جدول ۴** خلاصه شده است.

جدول ۳ مشخصات مش‌بندی هندسه برای اندازه‌های مختلف.

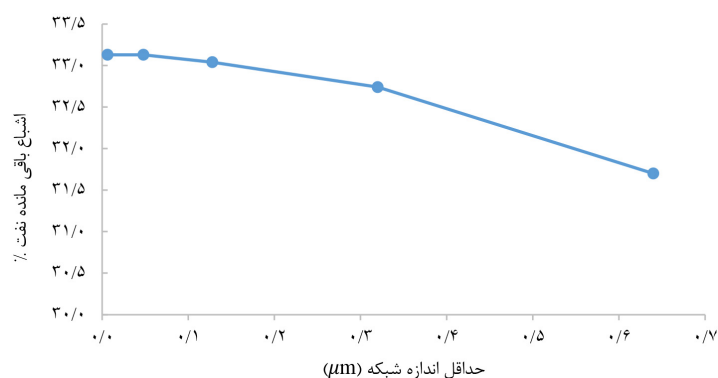
اندازه المان	تعداد المان‌ها	مساحت شبکه (μm^2)	تعداد المان‌های لبه
خیلی درشت	۱۸۵۳۶	۱۱۶۶۰۰	۲۶۲۷
درشت	۲۱۰۱۶	۱۱۶۶۰۰	۲۷۱۸
معمولی	۲۲۶۹۲	۱۱۶۶۰۰	۲۷۷۹
ریز	۲۶۹۰۹	۱۱۶۶۰۰	۲۹۳۲
ریزتر	۳۳۰۵۵	۱۱۶۶۰۰	۳۱۰۷
خیلی ریز	۸۲۵۹۳	۱۱۶۶۰۰	۵۱۶۳
فوق‌العاده ریز	۸۳۹۵۹	۱۱۶۶۰۰	۵۳۴۳

جدول ۴ نتایج میزان بازیافت نهایی نفت و زمان لازم برای انجام محاسبات در اندازه‌های مختلف.

اندازه مش	زمان محاسبه	ضریب بازیافت (%)
معمولی	۴۸ دقیقه	۳۱/۷۰
ریز	۱ ساعت و ۱۱ دقیقه	۳۲/۷۴
ریزتر	۲ ساعت و ۳۱ دقیقه	۳۳/۰۴
بسیار ریز	۱۵ ساعت و ۵۷ دقیقه	۳۳/۴۰
شدیداً ریز	۱۶ ساعت و ۳۱ دقیقه	۳۳/۴۶

ریز^۲ و شدیداً ریز^۳، و البته با در نظر گرفتن هزینه و زمان محاسباتی بسیار بالا در اندازه المان بسیار ریز و شدیداً ریز، سایر شبیه‌سازی‌ها با استفاده از مش‌بندی ریزتر انجام شد.

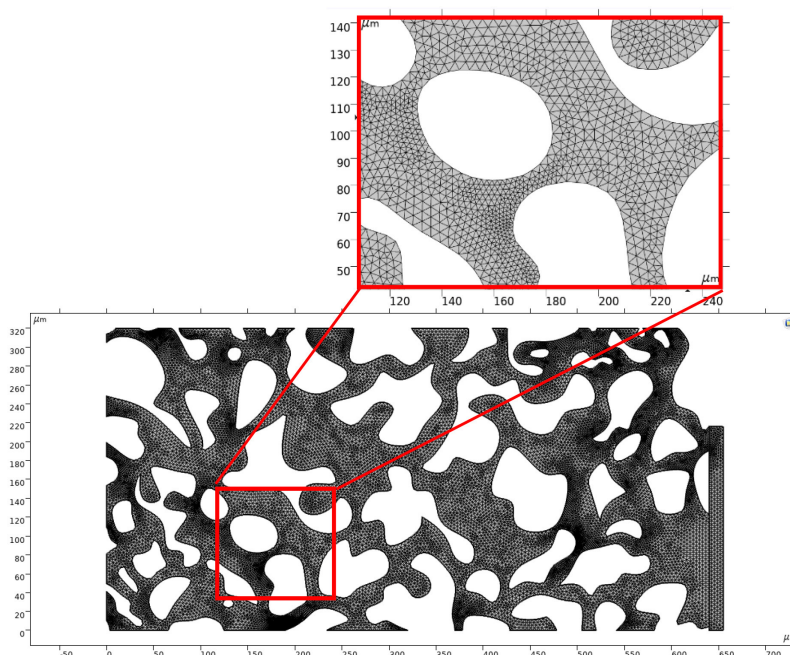
شکل ۳ نشان‌دهنده نتایج ضریب بازیافت نفت بر حسب اندازه کوچک‌ترین اندازه المان به کار رفته در مش‌بندی‌های خودکار مختلف گزارش شده در جدول ۴ است. با توجه به عدم تفاوت قابل ملاحظه میان مش‌بندی در حالات ریزتر^۱، بسیار



شکل ۳ حساسیت‌سنجی تأثیر سایز مش‌های به کار رفته در میزان نفت بازیافت شده در تزریق آب پرشور.

همان‌طور که اشاره شد، کشش بین سطحی سیالات و زاویه تماس تابع شوری آب هستند. در این شبیه‌سازی از روند کاهش مطابقی شکل ۵ برای زاویه تماس و همچنین سه روند کاهش، افزایشی و سهموی مطابق شکل ۵ برای تغییرات کشش بین سطحی سیالات استفاده شده است.

در شکل ۴ گسسته‌سازی هندسه محیط متخلخل با استفاده از مش‌بندی با اندازه ریزتر نشان داده شده است. برای بهتر دیده شدن کیفیت مش‌بندی، بخشی از هندسه مش‌زده در حالت بزرگنمایی شده نیز در شکل ۴ نشان داده شده است.



شکل ۴ هندسه مش‌بندی شده در اندازه المان‌های ریزتر.

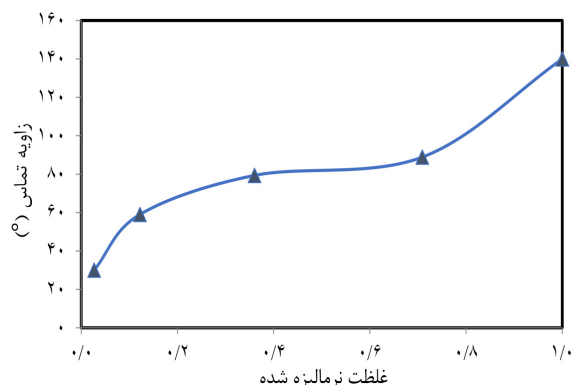
1. Finer
2. Extra Fine
3. Extreme Fine

شوری نرمالیزه شده به صورت کسر حاصل از میزان غلظت آب تزریقی مدنظر بر غلظت آب پرشور پایه (که در آن تغییرات ترشوندگی و کشش بین سطحی صفر است) تعریف شده است.

نتایج

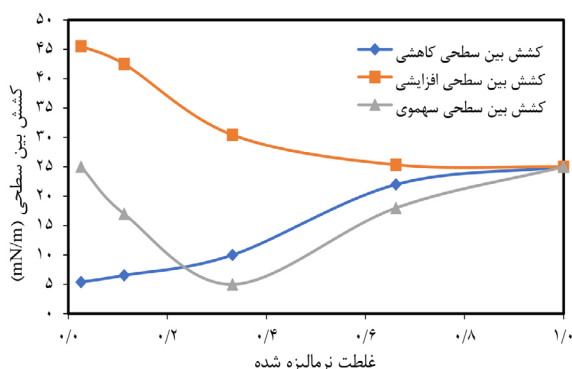
اثر ترشوندگی اولیه محیط متخلخل (بدون ساز و کارهای آب کم شور)

در این قسمت از پژوهش، به بررسی توزیع اشباع نفت باقی‌مانده، ضریب بازیافت نهایی و مسیر عبوری سیال در حالت‌های مختلف "ترشوندگی اولیه سیستم" پس از تزریق آب به اندازه ۳۰ برابر حجم خالی منفذ پرداخته شده است. **شکل ۷** توزیع نهایی سیالات شور آب (رنگ آبی) و نفت (رنگ قرمز) را در شرایط ترشوندگی اولیه ۳۰، ۶۰، ۹۰، ۱۲۰ و ۱۵۰ را نشان می‌دهد. همانطور که مشاهده می‌شود میزان نفت باقی مانده با میزان زاویه تماس اولیه محیط متخلخل رابطه مسقیمی دارد. می‌توان نتیجه گرفت اثر همرفتی از میزان تأثیر انتشار به مراتب بالاتر است، به گونه‌ای که در زاویه تماس اولیه ۱۵۰ (محیط متخلخل به شدت نفت دوست)، که آب نفت را کنارگذر می‌کند، نفت به دام افتاده حتی پس از تزریق ۳۰ برابر حجم حفره نیز چندان تولید نخواهد شد.

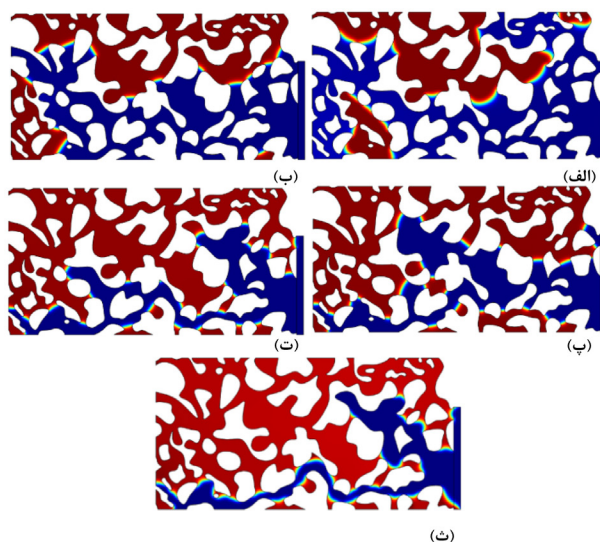


شکل ۵ روند تغییرات ترشوندگی بر حسب شوری نرمالیزه شده [۳۳].

وابستگی ترشوندگی و کشش بین سطحی نفت/آب به میزان شوری نرمالیزه با استفاده از معادلات مشخص (به دست آمده از برازش داده‌های نشان داده شده در **شکل ۵** و **شکل ۶**) در نرم‌افزار وارد شدند.

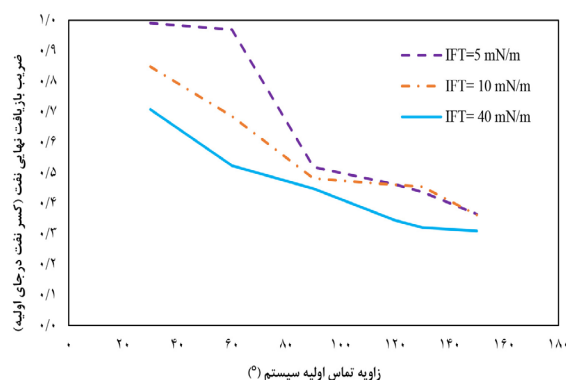


شکل ۶ روندهای متفاوت در نظر گرفته شده برای تغییرات کشش بین سطحی سیالات بر حسب شوری نرمالیزه شده [۳۳].



شکل ۷ توزیع اشباع نفت باقیمانده در حالت‌های مختلف ترشوندگی الف- $\theta = 30^\circ$ ب- $\theta = 60^\circ$ پ- $\theta = 90^\circ$ ت- $\theta = 120^\circ$ ث- $\theta = 150^\circ$ (رنگ آبی: فاز آب و رنگ قرمز: فاز نفت).

کاهش مقدار بازیافت نفت با افزایش زاویه تماس اولیه سیستم را تغییر نداده است. با این حال، تأثیر کشش بین سطحی در سنگ‌های آب‌دوست نسبت به نفت‌دوست شدیدتر و قابل مشاهده می‌باشد. به گونه‌ای که، در حالت قویا آب‌دوست (30°)، تغییر کشش بین سطحی از ۵ به 40 mN/m منجر به کاهش ۳۶٪ در بازیافت نفت شده است. در حالی که همین مقدار افزایش کشش بین سطحی، تنها منجر به افت ۵٪ در بازیافت نفت در حالت به شدت نفت دوست (150°) شده است.



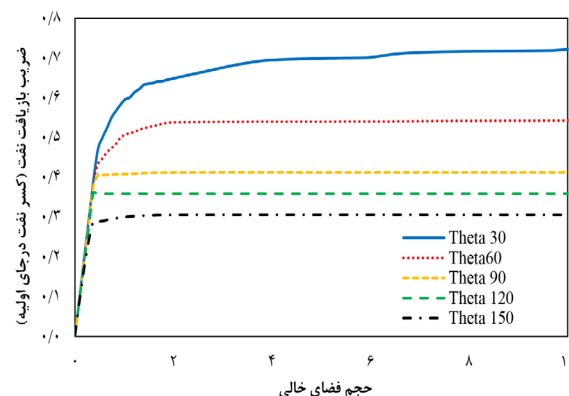
شکل ۹ تأثیر کشش بین سطحی سیالات بر روی میزان نفت تولیدی در شرایط مختلف ترشوندگی.

نیروهای مویینه عامل اصلی در برابر تولید نفت از محیط‌های متخلخل هستند. این نیروها در سنگ قویا نفت دوست، با توجه به ترشوندگی بالای سنگ نسبت به نفت و تمایل شدید آن برای نگهداشت نفت، به طور ذاتی بالا هستند و بنابراین کاهش کشش بین سطحی در بازه مذکور تأثیر قابل ملاحظه‌ای بر غالب بودن این نیروها و در نتیجه بهبود ازدیاد برداشت نخواهد داشت. در مقابل، با کاهش میزان نفت دوستی سنگ (به سمت خنثی و یا آب‌دوستی)، اهمیت نیروهای مویینه نگهدار نفت در محیط متخلخل کاهش یافته (به علت کاهش تمایل سنگ نسبت به نفت)، و در نتیجه کاهش کشش بین سطحی در بازه مورد مطالعه، می‌تواند نقش مؤثری در بهبود تولید نفت ایفا کند.

1. Fingering

2. Breakthrough

به منظور کمیت بخشیدن به این مطلب، ضرایب بازیافت نفت بر حسب حجم آب تزریقی برای همه شرایط ترشوندگی اولیه در شکل ۸ رسم شده اند. همان‌طور که مشاهده می‌شود با کاهش زاویه تماس اولیه سیستم، درصد اشباع نفت باقی مانده به طور چشم‌گیری کاهش می‌یابد. از مقایسه شکل ۷ و شکل ۸ می‌توان متوجه شد که با افزایش میزان نفت‌دوستی، سیال تزریقی ناحیه کمتری را جاروب می‌کند. دلیل این پدیده آن است که سیال نفتی همچنان بر روی دیواره حفرات حضور دارد و سیال تزریقی از میان آن تحت پدیده انگشتی شدن^۱ عبور می‌کند. زمان وقوع رخنه^۲ نیز تحت تأثیر ترشوندگی اولیه تغییر می‌یابد به گونه‌ای که با افزایش زاویه تماس زمان وقوع رخنه کوتاه‌تر می‌شود.



شکل ۸ بازیافت نفت در حالات مختلف ترشوندگی اولیه.

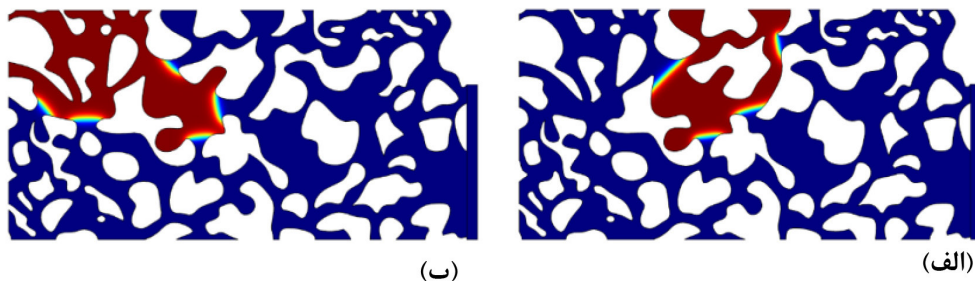
اثر مقدار کشش بین سطحی سیالات (بدون ساز و کارهای آب کم‌شور)

برای بررسی تأثیر احتمالی کشش بین سطحی در مدل، شبیه‌سازی‌های مختلفی با کشش بین سطحی 5 mN/m ، 10 mN/m ، 40 mN/m برای بازه وسیعی از ترشوندگی اولیه از 30° تا 150° انجام شدند. به منظور حذف کردن تأثیر برهمکنش‌های سنگ/سیال در این بخش از مطالعه، میزان زاویه تماس در حین تزریق برابر با مقدار اولیه و ثابت در نظر گرفته شد. شکل ۹ میزان ضریب بازیافت نهایی نفت را بر حسب زاویه تماس اولیه سیستم در سه مقدار کشش سطحی متفاوت نمایش می‌دهد. بر اساس شکل ۹، افزایش کشش بین سطحی، روند

تأثیر توالی تزریق در فرایند تزریق آب کم شور

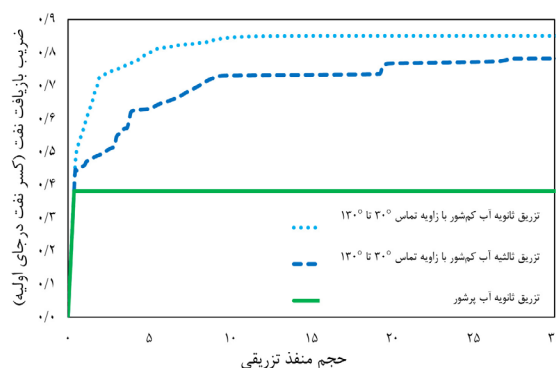
در این قسمت به بررسی اثر توالی تزریق در طی سیلابزنی با آب کم شور پرداخته شده است. شکل ۱۰ نتایج شبیه‌سازی برای آب تزریقی با شوری نرمالیزه ۰/۰۱ را نشان می‌دهد. در شکل ۱۰-الف نتایج تزریق ثانویه آب کم‌شور و در شکل ۱۰-ب نتایج تزریق ثالثیه آب کم‌شور آورده شده است. قابل ذکر است، به منظور شبیه‌سازی تزریق در مرحله ثانویه و ثالثیه، تنها اثر فعل و انفعالات سنگ/سیال در نظر گرفته شده است و برای حداقل کردن اثر فعل و انفعالات سیال/سیال، مقدار کشش بین

سطحی سیالات عدد ثابت 5 mN/m در نظر گرفته شده است. ترشوندگی اولیه برای این سیستم مشابه مخزن کربناته که عمدتاً نفت دوست می‌باشند، برابر با 130° انتخاب شد. در تزریق آب کم شور در مرحله ثانویه، از همان ابتدا آب با شوری نرمالیزه ۰/۰۱ با سنگ تماس پیدا می‌کند ولی در مرحله ثالثیه ابتدا آب پرشور تزریق می‌شود و تا زمانی که تولید نفت در اثر تزریق بیشتر حاصل می‌شود، این فرایند ادامه دارد و پس از مشاهده عدم تغییر بازیافت نفت، اقدام به سیلابزنی با آب کم‌شور شده است.



شکل ۱۰ توزیع اشباع سیالات در زمان بازیافت نهایی پس از تزریق آب کم‌شور در مرحله تزریق الف-ثانویه ب-ثالثیه (رنگ آبی: فاز آب و رنگ قرمز: فاز نفت)

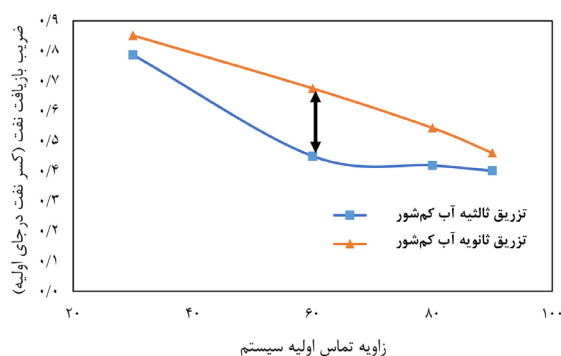
جریان همرفت جابه‌جا می‌کند. این مسیر عمدتاً در تزریق ثانویه جاروب شده است و افزایش بازیافت چندانی تحت تأثیر جریان ثالثیه آب کم شور در این مسیر اتفاق نخواهد افتاد.



شکل ۱۱ تأثیر توالی تزریق بر میزان بازیافت نفت در تزریق آب کم شور با شوری نرمالیزه ۰/۰۱.

به منظور بررسی کمی تفاوت تزریق ثانویه و ثالثیه، شکل ۱۱ رفتار بازیافت نفت تزریق ثانویه و ثالثیه آب با شوری نرمالیزه ۰/۰۱ بر حسب حجم فضای خالی تزریقی را نشان می‌دهد. بر اساس شکل ۱۱، باوجود یکسان بودن میزان ترشوندگی و کشش بین سطحی سیالات در شرایط پایانی تزریق (چه در حالت تزریق ثانویه و چه در مورد تزریق ثالثیه)، نفت بیشتری در تزریق آب کم‌شور در حالت ثانویه بازیافت خواهد شد. این امر نشان می‌دهد که توالی تزریق بر عملکرد آب کم‌شور تأثیری مستقیم دارد. شایان ذکر است با توجه به عدم تولید نفت پس از رخنه در تزریق ثانویه، تزریق ثالثیه بلافاصله پس از رخنه در تزریق ثانویه شروع شده است. در سناریوی تزریق ثالثیه، آب تزریقی کم شور ابتدا در مسیر اصلی جریان تشکیل شده در تزریق ثانویه جریان خواهد یافت و آب با شوری بالا را بر اساس

با آب کم‌شور آغاز می‌شود. در این بخش از مطالعه، به منظور حداقل کردن تأثیر تعاملات سیال/سیال، کشش بین سطحی آب/نفت فارغ از شوری آب در مقدار $10/4 \text{ mN/m}$ ثابت نگه داشته شده است. سه شوری نرمالیزه شده $0/7$ ، $0/1$ و $0/01$ برای تزریق ثالثیه انتخاب شدند و ترشوندگی اولیه برای این سیستم نفت دوست و برابر با 130° انتخاب شد.



شکل ۱۲ تأثیر قدرت تعاملات سنگ/سیال بر تفاوت عملکرد تزریق ثانویه و ثالثیه آب کم‌شور.

تزریق آب با شوری نرمالیزه $0/7$ به صورت ثالثیه

با کاهش 30% شوری، زاویه تماس به تدریج از میزان اولیه 130° به میزان تعادلی 90° کاهش پیدا خواهد کرد. شکل ۱۳-الف باز یافت نهایی نفت در نتیجه تزریق آب پرشور و شکل ۱۳-ب نیز باز یافت نهایی در حالت تزریق ثالثیه آب کم‌شور را به نمایش می‌گذارند. از مقایسه کیفی این دو شکل می‌توان متوجه این موضوع شد که تزریق ثالثیه آب با شوری نرمالیزه $0/7$ تغییرات چندانی در ازدیاد برداشت نفت حاصل نخواهد کرد. قابل ذکر است که در حالت تزریق ثانویه عمدتاً زاویه تماس خنثی به عنوان بهترین شرایط ترشوندگی جهت کاهش نفت باقی مانده شناخته می‌شود [۳۴ و ۳۳].

تزریق آب با شوری نرمالیزه $0/1$ به صورت ثالثیه

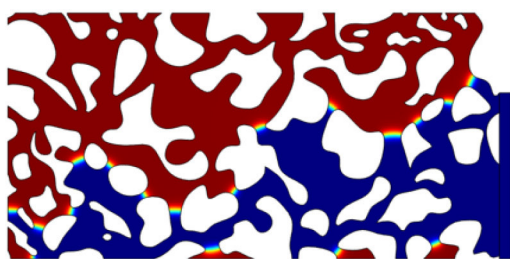
با کاهش 90% شوری، زاویه تماس به تدریج از میزان اولیه 130° به میزان تعادلی 60° کاهش پیدا خواهد کرد. شکل ۱۴-الف باز یافت نهایی نفت در تزریق آب پرشور و شکل ۱۴-ب نیز باز یافت نهایی در حالت تزریق ثالثیه آب کم‌شور را به نمایش

افزایش تولید اصلی در تزریق ثالثیه، ناشی از نفوذ آب کم‌شور به حفراتی ست که در مجاورت این مسیر قرار دارند، جایی که آب کم‌شور با آب پرشور تحت مکانیسم انتشار مخلوط می‌شوند و ترشوندگی دیواره حفرات تغییر یافته و بنابراین آب کم‌شور به درون این حفرات رسوخ می‌کند. این پدیده باعث گسترش ناحیه جاروب شده در فرایند تزریق آب و در نتیجه بهبود عملکرد تزریق آب کم‌شور ثالثیه در مقایسه با آب با شوری بالای ثانویه خواهد شد. در تزریق ثانویه آب کم‌شور، تخلیه مسیر اصلی جریان عمدتاً توسط نیروهای گرانیرو انجام می‌شود. با این حال، پدیده تغییر ترشوندگی حفرات نفت دوست در مجاورت این مسیر اصلی تشکیل شده، نیز توسط مکانیسم نفوذ به صورت همزمان عمل می‌کنند. همانطور که توضیح داده شد در تزریق ثالثیه این چنین نیست و این دو مکانیسم به صورت همزمان بلکه به صورت مجزا و در دو زمان متفاوت عمل می‌کنند. هم‌افزایی بین دو مکانیسم اصلی جابه جایی در تزریق آب کم‌شور به صورت ثانویه، باعث بهبود بازده جاروب ماکروسکوپی و در نتیجه افزایش میزان ازدیاد برداشت نفت در مقایسه با سناریوی ثالثیه می‌شود.

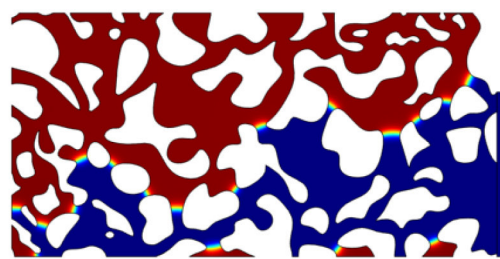
شکل ۱۲ اثر توالی تزریق را در حالات مختلف ترشوندگی نهایی (پس از تزریق آب کم‌شور) نشان می‌دهد. همان‌طور که مشاهده می‌شود تفاوت تزریق ثانویه و ثالثیه در زاویه تماس نهایی حدود 60° به بیشترین مقدار خود رسیده است. در شرایط ترشوندگی نهایی قویا آب دوست (30°) و نسبتاً نفت دوست (90°) این تأثیر به مقدار حداقلی خود می‌رسد.

تأثیر تغییر ترشوندگی در تزریق ثالثیه آب کم‌شور

به منظور بررسی سهم تغییر ترشوندگی در تزریق ثالثیه آب کم‌شور، ابتدا مدل تحت سیلابزنی با آب پرشور قرار داده می‌شود. این تزریق ثانویه مادامی که نفت تولید می‌شود ادامه خواهد یافت. پس از رسیدن به نفت باقی مانده، فرایند سیلابزنی ثالثیه

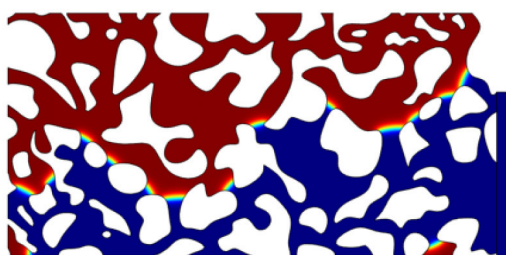


(ب)

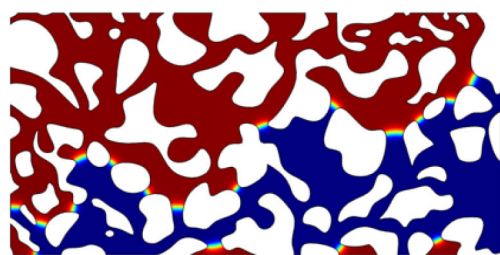


(الف)

شکل ۱۳ توزیع اشباع سیالات در زمان بازیافت نهایی پس از تزریق آب، الف-پرشور ب-کم‌شور (شوری نرمالیزه ۰/۷). رنگ آبی: فاز آب و رنگ قرمز: فاز نفت می‌باشد.



(ب)



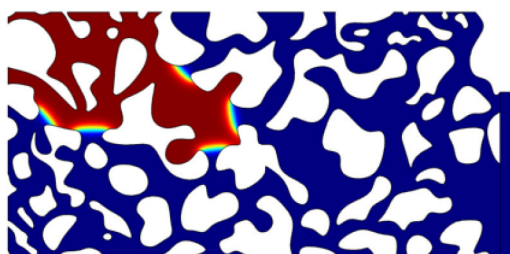
(الف)

شکل ۱۴ توزیع اشباع سیالات در زمان بازیافت نهایی پس از تزریق آب، الف-پرشور ب-کم‌شور (شوری نرمالیزه ۰/۱). رنگ آبی: فاز آب و رنگ قرمز: فاز نفت می‌باشد.

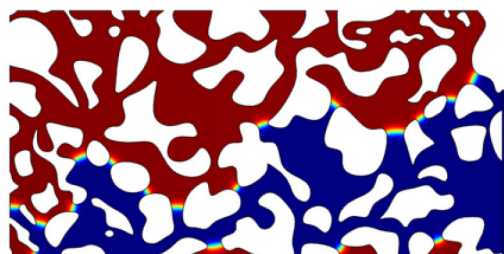
تدریج از میزان اولیه 130° به میزان تعادلی 30° کاهش پیدا خواهد کرد. شکل ۱۵-ب بازیافت نهایی نفت در تزریق آب پرشور و شکل ۱۵-الف نیز بازیافت نهایی در حالت تزریق ثالثیه آب کم‌شور را به نمایش می‌گذارند. از مقایسه کیفی این دو شکل می‌توان متوجه این موضوع شد که با تزریق ثالثیه آب با شوری نرمالیزه ۰/۱ نفت باقی‌مانده پس از تزریق ثانویه به شدت کاهش می‌یابد.

از مقایسه کیفی این دو شکل با یکدیگر و همچنین با شکل ۱۳ می‌توان متوجه این موضوع شد که عملکرد تزریق ثالثیه آب با شوری نرمالیزه ۰/۱ کمی بهتر از تزریق ثالثیه آب با شوری نرمالیزه ۰/۷ بوده است، با این حال میزان بهبود تولید قابل ملاحظه نیست.

تزریق آب با شوری نرمالیزه ۰/۰۱ به صورت ثالثیه با کاهش ۹۹٪ شوری آب تزریقی، زاویه تماس به



(ب)



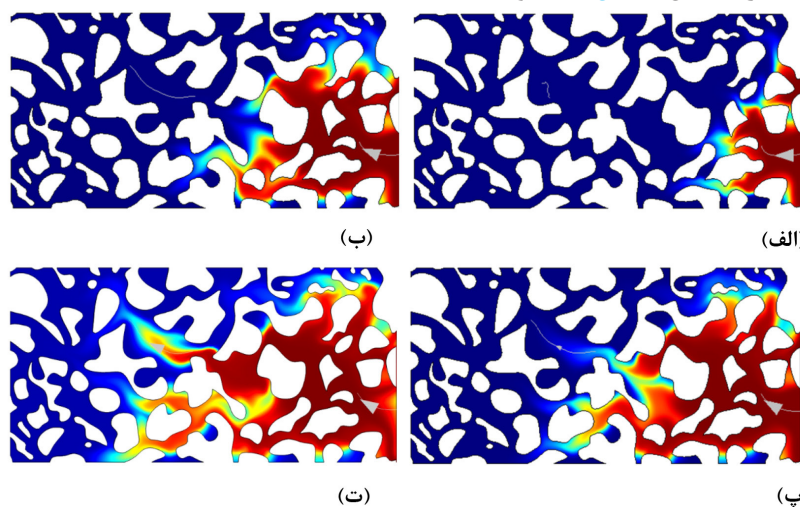
(الف)

شکل ۱۵ توزیع اشباع سیالات در زمان بازیافت نهایی پس از تزریق آب، الف-پرشور ب-کم‌شور (شوری نرمالیزه ۰/۰۱). رنگ آبی: فاز آب و رنگ قرمز: فاز نفت می‌باشد.

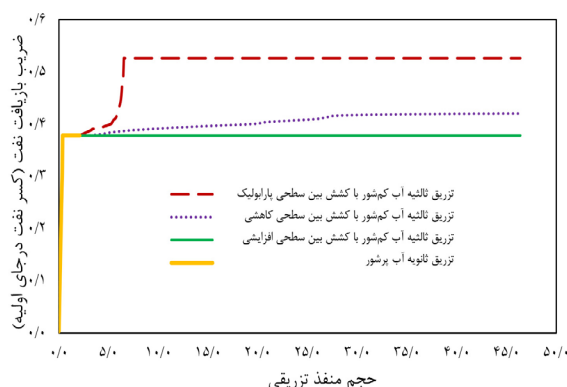
شدن بیشتر سنگ منجر به افزایش بازیافت نفت خواهد شد. بدیهی هست که ضریب نفوذ تأثیر بسزایی در مکانیسم نفوذ دارد و هرچه این ضریب نفوذ بزرگتر باشد، بازیافت نفت بیشتر و در زمان کوتاه‌تری رخ خواهد داد. همچنین، نحوه قرارگیری نفت به دام افتاده در حفرات متاثر از ترشوندگی سطح سنگ (زاویه تماس آب/نفت) می‌باشد و با تغییر ترشوندگی سطح سنگ و آب‌دوست شدن آن، نفت باقی‌مانده بر روی دیواره کاهش می‌یابد.

مقایسه عملکرد تزریق ثالثیه آب کم‌شور در شوری‌های مختلف در شکل ۱۷، بازیافت نفت بر حسب حجم سیال تزریقی در تزریق ثالثیه آب با شوری‌های متفاوت رسم شده است. همچنین جهت مقایسه، عملکرد آب پرشور ثانویه نیز آورده شده است. همانطور که مشخص است پس از زمان رخنه در تزریق آب پرشور، با ادامه فرایند تزریق، تغییری در بازیافت نفت ایجاد نمی‌شود و نهایتاً بازیافت نهایی حدود ۳۷٪ است. با کاهش شوری آب به مقدار ۰/۷، زاویه ترشوندگی به مقدار به ۹۰° می‌رسد و تنها باعث افزایش ۳٪ در تولید می‌شود. تزریق با آب کم‌شور با غلظت ۰/۱ باعث افزایش ۸٪ از نفت درجا شد و در حالت کاهش شوری آب به مقدار ۰/۰۱ غلظت اولیه، تولید نفت افزایش چشم‌گیری برابر ۴۰٪ داشت.

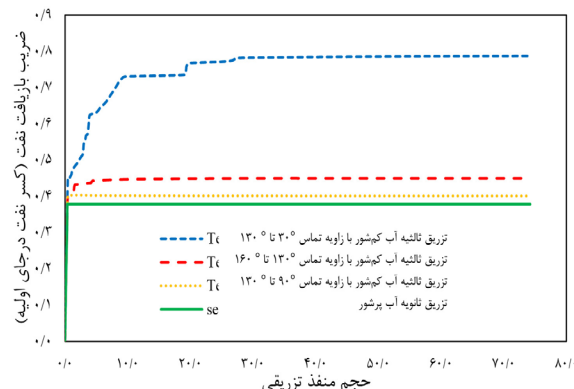
شکل ۱۶ نحوه تغییرات شوری آب درون محیط متخلخل در اثر تزریق آب کم‌شور ثالثیه را نشان می‌دهد. با شروع تزریق آب کم‌شور، سیال تزریقی جدید سیال پرشور قبلی را از مرکز حفره تحت مکانیسم همرفت جابه‌جا می‌کند. در لبه حفرات که محل عبور سیال تزریقی جدید نمی‌باشد، آب کم‌شور با آب پرشور تحت مکانیسم انتشار مخلوط می‌شود. در نتیجه در تزریق آب کم‌شور دو مکانیسم مؤثر برای تغییر ترشوندگی حضور دارند که هریک از آنها زمان‌بندی^۱ متفاوتی دارند. بدیهی هست که تأثیرگذاری مکانیسم همرفت بسیار سریع‌تر قابل مشاهده خواهد بود. با توجه به تخلیه شدن نفت در مسیر اصلی عبور جریان در تزریق ثانویه آب پرشور، در مراحل ابتدایی تزریق ثالثیه آب کم‌شور، هیچ‌گونه بازیافت نفت بیشتری تحت مکانیسم همرفت رخ نخواهد داد تا زمانی که نفت‌های باقی‌مانده در روی دیواره‌های حفرات جاروب شده و یا درون حفرات انتها-بسته تحت مکانیسم نفوذ آزاد شوند. این اتفاق زمانی رخ می‌دهد که آب کم‌شور با آب پرشور مخلوط شود. در اثر ساز و کار انتشار، با گذشت زمان و نفوذ آب کم‌شور به فیلم آبی پرشور روی دیواره، شوری آب این فیلم کاهش می‌یابد و در نتیجه زاویه تماس سنگ/آب/نفت کاهش می‌یابد. بنظر می‌رسد بر اساس **شکل ۶،** آبدوست



شکل ۱۶ توزیع شوری آب در زمان‌های مختلف در فرایند تزریق آب کم‌شور با شوری نرمالیزه ۰/۰۱. (رنگ آبی: شوری نرمالیزه ۱ و یا فاز نفت و رنگ قرمز: شوری نرمالیزه ۰/۰۱).



شکل ۱۸ باز یافت نفت در تزریق آب ثالثیه برای روندهای مختلف تغییرات IFT با شوری.



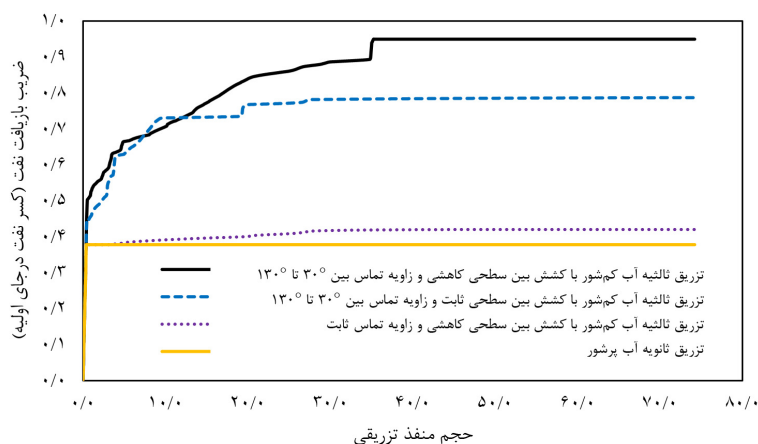
شکل ۱۷ ضریب باز یافت نفت بر حسب حجم فضای خالی تزریقی، در تزریق ثالثیه با شوری‌های مختلف نرمالیزه ۱ (خط سبز)، ۰/۷ (نقطه چین نارنجی)، ۰/۱ (خط چین درشت قرمز) و ۰/۰۱ (خط چین ریز آبی).

تأثیر همزمان فعل و انفعالات سنگ/سیال با سیال/سیال در تزریق ثالثیه آب کم‌شور

در این قسمت از پژوهش با ترکیب کردن هر دو مکانیسم سنگ/سیال و سیال/سیال به بررسی عملکرد باز یافت نفت تحت تزریق آب کم‌شور پرداخته می‌شود. آب تزریقی در حالت ثالثیه دارای شوری نرمالیزه ۰/۰۱ می‌باشد که تغییر ترشوندگی آن از میزان اولیه ۱۳۰° به میزان تعادلی ۳۰° در نظر گرفته شده است. شکل ۱۹ باز یافت نفت بر حسب حجم منفذی تزریقی را برای حالاتی که کشش بین سطحی روندی کاهشی با کاهش شوری آب را دارد نشان می‌دهد. بر اساس شکل ۱۹، در غیاب ساز و کار تغییر ترشوندگی، کشش بین سطحی تنها توان ازدیاد برداشت ۴٪ از نفت در جای اولیه را داشته است. همین‌طور تغییر ترشوندگی به طور مستقل حدود ۴۰٪ به باز یافت نفت نهایی افزوده است که نشانگر غالب بودن برهمکنش‌های سنگ/سیال حین تزریق آب کم‌شور می‌باشد. نتیجه حیرت انگیز، اثر هم‌افزایی کاهش کشش بین سطحی و تغییر ترشوندگی به سمت آب‌دوستی بر عملکرد تزریق ثالثیه آب کم‌شور می‌باشد. طبق شکل ۱۹، فعل و انفعالات همزمان سنگ/سیال و سیال/سیال در تزریق ثالثیه منجر به بهبود ۱۶٪ نسبت به حالتی می‌شود که تنها ساز و کار مؤثر تغییر ترشوندگی است.

تأثیر تغییرات کشش بین سطحی در عملکرد تزریق ثالثیه آب کم‌شور

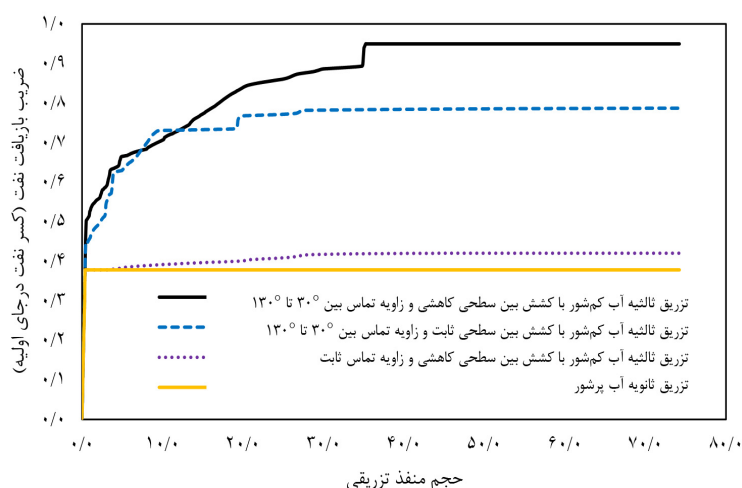
در این بخش، اثر احتمالی برهمکنش سیال/سیال بر مکانیسم جابه‌جایی و توزیع مجدد سیالات در غیاب هرگونه فعل و انفعالات سنگ/سیال بررسی شده است. از آنجا که در تزریق ثالثیه، شوری آب موجود در حفرات به مرور زمان از آب پرشور به سمت شوری آب تزریقی تغییر می‌کند؛ بنابراین جهت بررسی برهمکنش سیال/سیال، سه روند مختلف IFT با شوری در نظر گرفته شده است. این روندهای مختلف IFT با تغییرات شوری در قسمت روش کار توضیح داده شده‌اند. همچنین، به منظور حذف تأثیر برهمکنش‌های سنگ/سیال، میزان ترشوندگی اولیه در حین تزریق ثابت می‌ماند. آب تزریقی در مرحله ثالثیه، آب کم‌شور با شوری نرمالیزه ۰/۰۱ در نظر گرفته شد. بر اساس شکل ۱۸، «روند سهوی کشش بین سطحی» دارای ازدیاد برداشت نفت بیشتری در مقایسه با دیگر روندها می‌باشد (۱۴٪). در رتبه بعد، «روند نزولی کشش بین سطحی با کاهش شوری آب» قرار دارد که میزان باز یافت ثالثیه را ۴٪ افزایش داد. افزایش کشش بین سطحی با کاهش شوری (به تنهایی) هیچگونه تأثیر مثبتی بر باز یافت نهایی نفت نداشت.



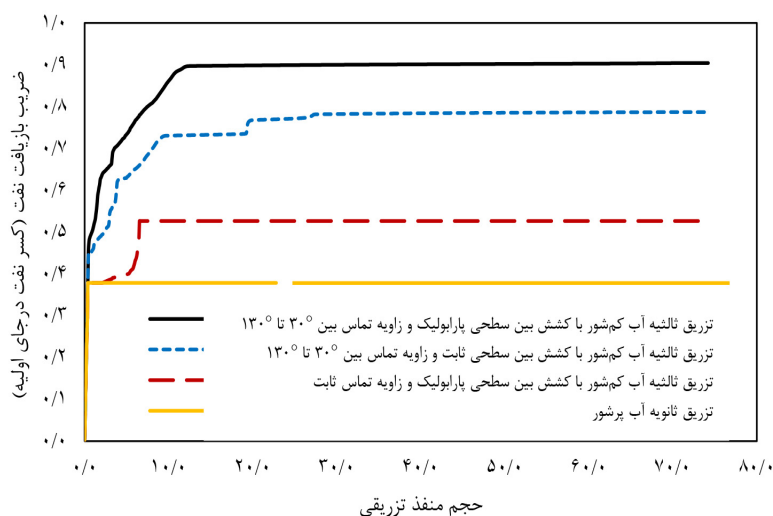
شکل ۱۹ تأثیر هم‌افزایی وجود همزمان مکانیسم‌های سنگ/سیال و سیال/سیال بر بازیافت نفت در تزریق ثالثیه الف) آب پرشور (خط نارنجی)، ب) آب کم‌شور با شوری نرمالیزه ۰/۰۱ با لحاظ کردن اثر کشش بین سطحی کاهشی و حذف اثر تغییر ترشوندگی (نقطه چین بنفش)، پ) آب کم‌شور با شوری نرمالیزه ۰/۰۱ با حذف اثر کشش بین سطحی و لحاظ کردن اثر تغییر ترشوندگی (خط چین آبی)، ت) آب کم‌شور با شوری نرمالیزه ۰/۰۱ با لحاظ کردن هر دو ساز و کار سیال/سیال و سنگ/سیال (خط سیاه).

بیشتر بر روی روش هیبرید تزریق سورفکتانت و آب کم‌شور باشد [۳۵ و ۳۶]. شکل ۲۰ و شکل ۲۱ نیز به ترتیب برای حالات کشش بین سطحی افزایشی و سهموی می‌باشد. نتایج حاصل از این دو حالت نیز مشابه شکل ۱۹، نشان‌دهنده هم‌افزایی اثرات برهمکنش‌های سنگ/سیال و سیال/سنگ بر ازدیاد برداشت در مقایسه با اثرات مستقل آنها می‌باشد.

به عبارت دیگر، هرچند ساز و کار کشش بین سطحی به تنهایی منجر به افزایش ۰/۴ در بازیافت نهایی نفت می‌شود، با این حال افزودن این ساز و کار به ساز و کار تغییر ترشوندگی منجر به بهبود ۱۶٪ بازیافت نهایی (در مقایسه با تأثیر تنهای تغییر ترشوندگی) خواهد شد. اثر هم‌افزایی کشش بین سطحی و ترشوندگی می‌تواند انگیزه‌ای برای تحقیقات



شکل ۲۰ تأثیر هم‌افزایی وجود همزمان مکانیسم‌های سنگ/سیال و سیال/سیال بر بازیافت نفت در تزریق ثالثیه الف) آب پرشور (خط نارنجی)، ب) آب کم‌شور با شوری نرمالیزه ۰/۰۱ با لحاظ کردن اثر کشش بین سطحی افزایشی و حذف اثر تغییر ترشوندگی (خط سبز)، پ) آب کم‌شور با شوری نرمالیزه ۰/۰۱ با حذف اثر کشش بین سطحی و لحاظ کردن اثر تغییر ترشوندگی (خط چین آبی)، ت) آب کم‌شور با شوری نرمالیزه ۰/۰۱ با لحاظ کردن هر دو ساز و کار سیال/سیال و سنگ/سیال (خط سیاه).



شکل ۲۱ تأثیر وجود همزمان مکانیسم‌های سنگ/سیال و سیال/سیال بر بازیافت نفت در تزریق ثالثیه الف) آب پرشور (خط نارنجی)، ب) آب کم‌شور با شوری نرمالیزه ۰/۰۱ با لحاظ کردن اثر کشش بین سطحی سهموی و حذف اثر تغییر ترشوندگی (خط چین درشت جگری)، پ) آب کم‌شور با شوری نرمالیزه ۰/۰۱ با حذف اثر کشش بین سطحی و لحاظ کردن اثر تغییر ترشوندگی (خط چین آبی)، ت) آب کم‌شور با شوری نرمالیزه ۰/۰۱ با لحاظ کردن هر دو ساز و کار سیال/سیال و سنگ/سیال (خط سیاه).

نتیجه‌گیری

در حالت ثانویه بازیافت شد. این امر نشان می‌دهد که توالی تزریق بر عملکرد آب کم‌شور تأثیری مستقیم دارد. همچنین، تفاوت تزریق ثانویه و ثالثیه در زاویه تماس نهایی حدود ۶۰° به بیشترین مقدار خود رسیده است. در شرایط ترشوندگی نهایی قویا آب‌دوست (۳۰°) و نسبتاً نفت دوست (۹۰°) این تأثیر به مقدار حداقلی خود رسید.

• در غیاب ساز و کار سیال/سیال، پس از زمان رخنه در تزریق آب پرشور با ادامه فرایند تزریق، تغییری در بازیافت نفت ایجاد نمی‌شود و نهایتاً بازیافت نهایی حدوداً ۳۷٪ است. با کاهش شوری آب تزریقی در تزریق ثالثیه به مقدار ۰/۷، زاویه ترشوندگی به مقدار ۹۰° می‌رسد که تنها باعث افزایش ۳٪ در تولید می‌شود. تزریق ثالثیه با آب کم‌شور با غلظت ۰/۱ برابر آب پرشور، باعث افزایش ۸٪ در تولید نفت شد. با کاهش شوری آب به مقدار ۰/۰۱ غلظت اولیه (زاویه تماس نهایی ۳۰°)، شاهد افزایش چشم‌گیر ۴۰٪ در تولید ثالثیه نفت بودیم.

• در غیاب ساز و کارهای سنگ/سیال، بهترین عملکرد در بازیافت ثالثیه نفت، در حالت روند تغییرات سهموی IFT با شوری (نه کاهش IFT با کاهش شوری) می‌باشد.

این مطالعه با استفاده از روش دینامیک سیالات محاسباتی در ابتدا تأثیر ترشوندگی اولیه و کشش بین سطحی را بر تزریق ثانویه آب کم‌شور در یک شبکه متخلخل بررسی می‌کند. بررسی اثر هیسترسیس از طریق مقایسه توالی تزریق (تزریق ثانویه و ثالثیه آب کم‌شور) با یکدیگر انجام شده است. در نهایت، سهم ساز و کارهای تغییر ترشوندگی و کاهش کشش بین سطحی بر بازیافت نهایی نفت در تزریق ثالثیه آب تحلیل شد. در این تحلیل به منظور بررسی هر ساز و کار (به عنوان مثال تغییر ترشوندگی)، تأثیر ساز و کار دیگر (به عنوان مثال تغییرات کشش بین سطحی) صفر در نظر گرفته شد. اهم نتایج این پژوهش به صورت زیر است.

• به منظور بررسی کمی هیسترسیس در توالی تزریق، رفتار بازیافت نفت در تزریق ثانویه و ثالثیه آب با شوری نرمالیزه ۰/۰۱ مورد مقایسه قرار گرفت. بر این اساس، باوجود یکسان بودن میزان ترشوندگی و کشش بین سطحی سیالات در شرایط پایانی تزریق، نفت بیشتری در تزریق آب کم‌شور

• این مطالعه نشان می‌دهد که ساز و کارهای سنگ/سیال و سیال/سیال فارغ از روند تغییرات کشش بین سطحی، دارای هم‌افزایی می‌باشند. تأثیر IFT به تنهایی بر بهبود بازیافت نفت یک مرتبه (ده برابر) کمتر از تأثیر تغییر ترشوندگی می‌باشد. با این حال، بر اساس اثر هم‌افزایی، عملکرد ازدباده برداشت ناشی از فعل و انفعالات همزمان این دوساز و کار به صورت معنی داری بیشتر از هرساز و کار به صورت جداگانه است.

مراجع

- [1]. Mezher, T., Fath, H., Abbas, Z., & Khaled, A. (2011). Techno-economic assessment and environmental impacts of desalination technologies. *Desalination*, 266(1-3), 263-273. doi.org/10.1016/j.desal.2010.08.035.
- [2]. Austad, T., RezaeiDoust, A., & Puntervold, T. (2010, April). Chemical mechanism of low salinity water flooding in sandstone reservoirs. In *SPE Improved Oil Recovery Conference?* (pp. SPE-129767). Spe.
- [3]. Mahani, H., Keya, A. L., Berg, S., & Nasralla, R. (2017). Electrokinetics of carbonate/brine interface in low-salinity waterflooding: Effect of brine salinity, composition, rock type, and pH on γ -potential and a surface-complexation model. *Spe Journal*, 22(01), 53-68.
- [4]. Farhadi H, Fatemi M, Ayatollahi S. Experimental Investigation on the Dominating Fluid-Fluid and Rock-Fluid Interactions during Low Salinity Water Flooding in Water-Wet and Oil-Wet Calcites. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2021;108697.
- [5]. Farhadi, H., Ayatollahi, S., & Fatemi, M. (2021). The effect of brine salinity and oil components on dynamic IFT behavior of oil-brine during low salinity water flooding: Diffusion coefficient, EDL establishment time, and IFT reduction rate. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 196, 107862. doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107862.
- [6]. Okasha, T. M., & Al-Shiwaish, A. J. A. (2009, March). Effect of brine salinity on interfacial tension in Arab-D carbonate reservoir, Saudi Arabia. In *SPE Middle East oil and gas show and conference* (pp. SPE-119600). SPE..
- [7]. Chávez-Miyauchi, T. E., Firoozabadi, A., & Fuller, G. G. (2016). Nonmonotonic elasticity of the crude oil-brine interface in relation to improved oil recovery. *Langmuir*, 32(9), 2192-2198. doi.org/10.1021/acs.langmuir.5b04354.
- [8]. Kar, T., Cho, H., & Firoozabadi, A. (2022). Assessment of low salinity waterflooding in carbonate cores: Interfacial viscoelasticity and tuning process efficiency by use of non-ionic surfactant. *Journal of Colloid and Interface Science*, 607, 125-133. doi.org/10.1016/j.jcis.2021.08.028.
- [9]. Hiorth, A., Cathles, L. M., & Madland, M. V. (2010). The impact of pore water chemistry on carbonate surface charge and oil wettability. *Transport in Porous Media*, 85(1), 1-21.
- [10]. Yousef, A. A., Al-Saleh, S., Al-Kaabi, A., & Al-Jawfi, M. (2010, October). Laboratory investigation of novel oil recovery method for carbonate reservoirs. In *SPE Canada Unconventional Resources Conference* (pp. SPE-137634). SPE.
- [11]. Xie, Q., Sari, A., Pu, W., Chen, Y., Brady, P. V., Al Maskari, N., & Saeedi, A. (2018). pH effect on wettability of oil/brine/carbonate system: Implications for low salinity water flooding. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 168, 419-425. doi.org/10.1016/j.petrol.2018.05.015.
- [12]. Zhang, Y., Xie, X., & Morrow, N. R. (2007, November). Waterflood performance by injection of brine with different salinity for reservoir cores. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition?* (pp. SPE-109849). SPE.
- [13]. Van Cappellen, P., Charlet, L., Stumm, W., & Wersin, P. (1993). A surface complexation model of the carbonate mineral-aqueous solution interface. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 57(15), 3505-3518. doi.org/10.1016/0016-7037(93)90135-J.
- [14]. Brady, P. V., & Thyne, G. (2016). Functional wettability in carbonate reservoirs. *Energy & Fuels*, 30(11), 9217-9225. doi.org/10.1021/acs.energyfuels.6b01895.
- [15]. Mahani, H., Menezes, R., Berg, S., Fadili, A., Nasralla, R., Voskov, D., & Joekar-Niasar, V. (2017). Insights into the impact of temperature on the wettability alteration by low salinity in carbonate rocks. *Energy & Fuels*, 31(8), 7839-7853. doi.org/10.1021/acs.energyfuels.7b00776.
- [16]. Mahani, H., Keya, A. L., Berg, S., & Nasralla, R. (2015, September). The effect of salinity, rock type and pH on the electrokinetics of carbonate-brine interface and surface complexation modeling. In *SPE Reservoir Characterisation and Simulation Conference and Exhibition* (p. D031S020R001). SPE.
- [17]. Amiri, M., Fatemi, M., & Delijani, E. B. (2022). Effect of brine salinity and hydrolyzed polyacrylamide concentration on the Oil/Brine and Brine/Rock Interactions: Implications on enhanced oil recovery by hybrid low salinity polymer flooding in sandstones. *Fuel*, 324, 124630. doi.org/10.1016/j.fuel.2022.124630.

- [18]. Bonto, M., Eftekhari, A. A., & Nick, H. M. (2019). An overview of the oil-brine interfacial behavior and a new surface complexation model. *Scientific reports*, 9(1), 6072.
- [19]. Farhadi, H., Mahmoodpour, S., Ayatollahi, S., & Fatemi, M. (2022). Novel experimental evidence on the impact of surface carboxylic acid site density on the role of individual ions in the electrical behavior of crude oil/water. *Journal of Molecular Liquids*, 362, 119730. doi.org/10.1016/j.molliq.2022.119730.
- [20]. Farhadi, H., Mahmoodpour, S., Ayatollahi, S., & Fatemi, M. (2023). A novel oil/brine surface complexation model: Capturing the dynamic nature of the interface using IFT. *Journal of Molecular Liquids*, 391, 123359. doi.org/10.1016/j.molliq.2023.123359.
- [21]. Sanaei, A., Tavassoli, S., & Sepehrnoori, K. (2019). Investigation of modified Water chemistry for improved oil recovery: Application of DLVO theory and surface complexation model. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 574, 131-145. doi.org/10.1016/j.colsurfa.2019.04.075.
- [22]. Mokhtari, R., Ayatollahi, S., & Fatemi, M. (2019). Experimental investigation of the influence of fluid-fluid interactions on oil recovery during low salinity water flooding. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 182, 106194. doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106194.
- [23]. Mazinani, S., Farhadi, H., & Fatemi, M. (2023). Experimental and theoretical investigation of the impact of crude-oil on the wettability behavior of calcite and silicate due to low salinity effect. *Fuel*, 349, 128608. doi.org/10.1016/j.fuel.2023.128608.
- [24]. Namaee-Ghasemi, A., Ayatollahi, S., & Mahani, H. (2023). Insights into the Effects of pore structure, time scale, and injection scenarios on pore-filling sequence and oil recovery by low-salinity waterflooding using a mechanistic DLVO-based pore-scale model. *SPE Journal*, 28(04), 1760-1776.
- [25]. Namaee-Ghasemi A, Behbahani HS zadeh, Kord S, Sharifi A. Geochemical simulation of wettability alteration and effluent ionic analysis during smart water flooding in carbonate rocks: Insights into the mechanisms and their contributions. *Journal of Molecular Liquids*. 2021;326:114854.
- [26]. Maes, J., & Geiger, S. (2018). Direct pore-scale reactive transport modelling of dynamic wettability changes induced by surface complexation. *Advances in Water Resources*, 111, 6-19. doi.org/10.1016/j.advwatres.2017.10.032.
- [27]. Alizadeh, M., & Fatemi, M. (2021). Pore-doublet computational fluid dynamic simulation of the effects of dynamic contact angle and interfacial tension alterations on the displacement mechanisms of oil by low salinity water. *International Journal of Multiphase Flow*, 143, 103771. doi.org/10.1016/j.ijmultiphaseflow.2021.103771.
- [28]. Aziz, R., Joekar-Niasar, V., Martínez-Ferrer, P. J., Godinez-Brizuela, O. E., Theodoropoulos, C., & Mahani, H. (2019). Novel insights into pore-scale dynamics of wettability alteration during low salinity waterflooding. *Scientific Reports*, 9(1), 9257.
- [29]. Wang, X., & Alvarado, V. (2016, April). Effects of low-salinity waterflooding on capillary pressure hysteresis. In *SPE Improved Oil Recovery Conference?* (pp. SPE-179562). SPE.
- [30]. Wang, X., & Alvarado, V. (2016). Analysis of capillary pressure and relative permeability hysteresis under low-salinity waterflooding conditions. *Fuel*, 180, 228-243. doi.org/10.1016/j.fuel.2016.04.039.
- [31]. Farhadi, H., Ayatollahi, S., & Fatemi, M. (2022). Impact of rock morphology on the dominating enhanced oil recovery mechanisms by low salinity water flooding in carbonate rocks. *Fuel*, 324, 124769. doi.org/10.1016/j.fuel.2022.124769.
- [32]. Sirivithayapakorn, S., & Keller, A. (2003). Transport of colloids in saturated porous media: A pore-scale observation of the size exclusion effect and colloid acceleration. *Water Resources Research*, 39(4).
- [33]. Anderson, W. (1986). Wettability literature survey-part 2: Wettability measurement. *Journal of petroleum technology*, 38(11), 1246-1262.
- [34]. Anderson, W. (1986). Wettability literature survey-part 2: Wettability measurement. *Journal of Petroleum Technology*, 38(11), 1246-1262.
- [35]. Javadi, A. H., & Fatemi, M. (2022). Impact of salinity on fluid/fluid and rock/fluid interactions in enhanced oil recovery by hybrid low salinity water and surfactant flooding from fractured porous media. *Fuel*, 329, 125426. doi.org/10.1016/j.fuel.2022.125426.
- [36]. Ghosihujaghan, S., Younesi, G., Edalatian, A., & Kurdi, D. (2024, June). Role of Salinity in the Adsorption of Cationic Surfactants on Carbonates during Combined Engineered Water/Surfactant Injection. In *85th EAGE Annual Conference & Exhibition* (Vol. 2024, No. 1, pp. 1-5). European Association of Geoscientists & Engineers. doi.org/10.3997/2214-4609.202410694.

Characterization of the Effectiveness of Fluid/Fluid and Rock/Fluid Interactions in the Success of Low Salinity Water Flooding: Pore Scale CFD Simulation

Mahdi Ebrahimi Nezhad, Hamed Farhadi and Mobeen Fatemi*

Department of Chemical and Petroleum Engineering, Sharif University of Technology, Tehran, Iran
fatemi@sharif.edu

DOI: 10.22078/pr.2025.5610.3489

Received: January 21, 2025

Accepted: March 16, 2025

Introduction

Low salinity water injection (LSWI) has emerged as a cost-effective and environmentally sustainable enhanced oil recovery (EOR) method, particularly attractive for reservoirs near seawater resources in the Middle East and offshore regions [1]. Over the past two decades, numerous studies have examined its mechanisms, which are broadly categorized into fluid/fluid and rock/fluid interactions [2,3].

Fluid/fluid mechanisms mainly involve changes in interfacial tension (IFT) and interfacial viscoelasticity [5,6]. Rock/fluid mechanisms include mineral dissolution, pH variation, multicomponent ion exchange, and changes in zeta potential at oil/brine and rock/brine interfaces, all of which contribute to wettability alteration toward more water-wet conditions [7,8].

Although many studies have investigated these mechanisms separately [9], few have explored their combined effects. It is generally agreed that wettability alteration exerts a stronger impact on oil recovery than IFT reduction, but the degree of synergy between them remains uncertain [4]. Furthermore, reservoir parameters such as initial wettability, hysteresis, and injection sequence have rarely been systematically studied, despite their importance in determining the success of LSWI [10, 11].

To fill these gaps, the present study employs pore-scale computational fluid dynamics (CFD) simulations. Unlike pore-network modeling, CFD enables direct simulation of immiscible fluid displacement within

porous media, providing new insights into the coupled roles of wettability alteration and IFT reduction during LSWI [12].

Materials and Methods

Pore-scale CFD simulations were performed in COMSOL Multiphysics to study low salinity water injection (LSWI). A phase-field model was used to capture oil–water displacement, coupled with dilute species transport to account for salinity effects on wettability and interfacial tension.

Digitized porous media geometries (Fig. 1) were meshed, and grid sensitivity tests ensured accuracy with reasonable computational cost. Brine was injected at constant velocity, with pressure outlet and no-slip wall conditions. Furthermore, different normalized salinity levels (0.7, 0.1, 0.01), wettability states, and injection sequences (secondary vs. tertiary) were considered in simulations.

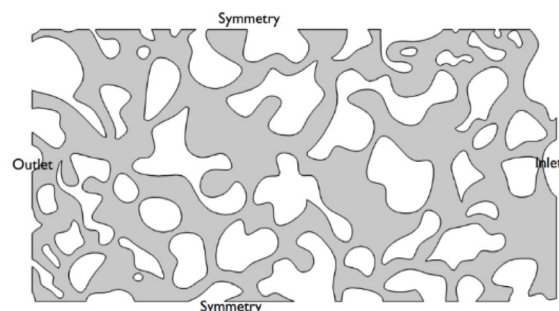


Fig. 1 Schematic of the porous media used in the simulations.

This framework enabled isolating and comparing the roles of wettability alteration and IFT reduction, both separately and in combination, on oil recovery efficiency.

Results and Discussion

The simulations demonstrated that initial wettability strongly influences oil recovery. More water-wet conditions ($\approx 30^\circ$ contact angle) provided the highest sweep efficiency, while strongly oil-wet systems retained significant residual oil. Hysteresis also played a critical role: secondary LSWI consistently outperformed tertiary injection, with the largest difference observed at a final contact angle of $\sim 60^\circ$.

When mechanisms were separated, wettability alteration contributed an order of magnitude more to recovery than interfacial tension (IFT) reduction alone. However, combining both mechanisms revealed a clear synergistic effect, where recovery was significantly higher than the sum of their individual impacts.

Among salinity levels, tertiary injection at normalized salinity of 0.01 produced the largest recovery gains ($\sim 40\%$ improvement compared to high salinity brine).

Conclusions

This study initially examines the impact of initial wettability and interfacial tension on secondary injection of low-salinity water into a porous medium using computational fluid dynamics. The effect of hysteresis is investigated by comparing the injection sequences (secondary and tertiary low-salinity water injection) with each other. Finally, the contribution of wettability alteration mechanisms and reduced interfacial tension to the final oil recovery during tertiary water injection is analyzed. In this analysis, to evaluate each mechanism (for instance, wettability alteration), the value of the other mechanism (for instance, interfacial tension changes) is set to zero. The main results of this research are as follows:

- To quantitatively analyze hysteresis in the injection sequence, oil recovery behavior during secondary and tertiary water injections, at a normalized salinity of 0.01, was compared. Accordingly, despite the wettability and interfacial tension of fluids being identical at the final injection conditions, more oil was recovered during low-salinity water injection in the secondary injection mode. This indicates that the injection sequence directly affects the performance of low-salinity water. Furthermore, the difference between secondary and tertiary injections in terms of final contact angle reached a maximum of about 60° . Under the conditions of strong water-wetting (30°) and relatively oil-wetting (90°), this effect diminished to a minimum.
- In the absence of fluid/fluid mechanisms, after a breakthrough time during high-salinity water injection, no change is observed in oil recovery with

continued injection, and the final recovery settles at around 37%. By reducing the normalized salinity of injected water during tertiary injection to 0.7, the contact angle reaches 90° , resulting in only a 3% increase in production. Tertiary injection with low-salinity water at a concentration of 0.1 of the high-salinity water, increased oil production by 8%. With a reduction in salinity to 0.01 of the initial concentration (final contact angle of 30°), a significant 40% increase in tertiary oil production was observed.

- In the absence of rock/fluid mechanisms, the best performance in tertiary oil recovery occurs in the low salinity injection case with the parabolic IFT changes (not the usually expected case which is the reduction of IFT with decreasing salinity).
- This study demonstrates that rock/fluid and fluid/fluid mechanisms exhibit synergy regardless of the trends in interfacial tension changes. Moreover, the sole effect of IFT on improving oil recovery is an order of magnitude (ten times) lower than the sole effect of wettability alteration. However, based on the synergistic effect, the combined performance resulting from the simultaneous interactions of these two mechanisms is significantly greater than that of each mechanism individually.

Nomenclatures

CFD: Computational fluid dynamics
EOR: Enhanced oil recovery
IFT: Interfacial tension
LSWI: Low salinity water injection

References

1. Mezher, T., Fath, H., Abbas, Z., & Khaled, A. (2011). Techno-economic assessment and environmental impacts of desalination technologies. *Desalination*, 266(1-3), 263–273. <https://doi.org/10.1016/j.desal.2010.08.035>
2. Siadatifar S.E., Fatemi, M., & Masihi M. (2021). Pore scale visualization of fluid-fluid and rock-fluid interactions during low-salinity waterflooding in carbonate and sandstone representing micromodels. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 198, 108156–108156. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.108156>
3. Alizadeh, M., Fatemi, M., & Mousavi, M. (2021). Direct numerical simulation of the effects of fluid/fluid and fluid/rock interactions on the oil displacement by low salinity and high salinity water: Pore-scale occupancy and displacement mechanisms. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 196, 107765. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107765>
4. Farhadi, H., Fatemi, M., & Ayatollahi, S. (2021). Experimental investigation on the dominating fluid-fluid and rock-fluid interactions during low salinity water flooding in water-wet and

- oil-wet calcites. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 204, 108697. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108697>
5. Farhadi, H., Ayatollahi, S., & Fatemi, M. (2021). The effect of brine salinity and oil components on dynamic IFT behavior of oil-brine during low salinity water flooding: Diffusion coefficient, EDL establishment time, and IFT reduction rate. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 196, 107862. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107862>
6. Tomás Eduardo Chávez-Miyauchi, Firoozabadi A., & Fuller, G. G. (2016). Nonmonotonic Elasticity of the Crude Oil–Brine Interface in Relation to Improved Oil Recovery. *Langmuir*, 32(9), 2192–2198. <https://doi.org/10.1021/acs.langmuir.5b04354>
7. Hiorth, A., Cathles, L.M. & Madland, M.V. (2010). The Impact of Pore Water Chemistry on Carbonate Surface Charge and Oil Wettability. *Transp Porous Med*, 85, 1–21. <https://doi.org/10.1007/s11242-010-9543-6>
8. Sanaei A., Tavassoli, S., & Sepehrnoori K. (2019). Investigation of modified Water chemistry for improved oil recovery: Application of DLVO theory and surface complexation model. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 574, 131–145. <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2019.04.075>
9. Mokhtari, R., Ayatollahi S., Fatemi M. (2019). Experimental investigation of the influence of fluid-fluid interactions on oil recovery during low salinity water flooding. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 182, 106194–106194. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106194>
10. Wang, X., & Alvarado, V. (2017). Effects of low-salinity waterflooding on capillary pressure hysteresis. *Fuel*, 207, 336–343. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2017.06.095>
11. Alizadeh, M., & Fatemi, M. (2021). Pore-doublet computational fluid dynamic simulation of the effects of dynamic contact angle and interfacial tension alterations on the displacement mechanisms of oil by low salinity water. *International Journal of Multiphase Flow*, 143, 103771. <https://doi.org/10.1016/j.ijmultiphaseflow.2021.103771>
12. Maes, J., & Geiger, S. (2018). Direct pore-scale reactive transport modelling of dynamic wettability changes induced by surface complexation. *Advances in Water Resources*, 111, 6–19. <https://doi.org/10.1016/j.advwatres.2017.10.032>