

مشخصه سازی تاثیر گذاری برهمکنش های سنگ/سیال و سیال/سیال در موفقیت

تزریق آب کم شور: شبیه سازی دینامیک سیالات محاسباتی در مقیاس حفره

*مهدی ابراهیمی نژاد^۱، حامد فرهادی^۱، سید مبین فاطمی^۱

^۱دانشکده مهندسی شیمی و نفت، دانشگاه صنعتی شریف، تهران، ایران

fatemi@sharif.edu نویسنده عهده دار مکاتبات: *

چکیده

تزریق آب کم شور یکی از روش های نوین ازدیاد برداشت می باشد که سازگار با محیط زیست و از لحاظ اقتصادی به صرفه است. با وجود مطالعات فراوان در این زمینه در دو دهه اخیر، میزان تاثیر گذاری مکانیزم های سیال/سیال و سنگ/سیال در مقدار بازیافت نفت در سیلاب زنی با آب کم شور به خوبی مشخص نشده است. همچنین، شرایط مخزنی و میدانی همچون ترشوندگی اولیه مخزن، هیسترسیس و تاثیر توالی تزریق به ندرت و به صورت موردی مورد بررسی قرار گرفته اند. بنابراین، مطالعه حال حاضر با استفاده روش دینامیک سیالات محاسباتی در ابتدا تاثیر ترشوندگی اولیه و هیسترسیس را بر حرکت شور آب در یک شبکه متخلخل بررسی می کند. سپس، سهم مکانیزم های تغییر ترشوندگی و کاهش کشش بین سطحی را بر بازیافت نهایی نفت در تزریق ثالثیه آب تحلیل می کند. طبق نتایج، هرچه میزان ترشوندگی اولیه به سمت آب دوستی برود (با مقدار بهینه 30° ، آب کم شور قادر است ناحیه بیشتری از فضای متخلخل را جاروب کند. لذا، افزایش نفت دوستی سیستم منجر به کاهش بازدهی تزریق آب کم شور خواهد شد. همچنین، وجود هیسترسیس منجر می شود در سیستم های مورد مطالعه، در همه حالات ترشوندگی نهایی 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 مکانیزم کاهش کشش بین سطحی آب/نفت و تغییر ترشوندگی، تزریق ثالثیه آب کم شور پس از تزریق ثانویه آب پرشور در سه شوری نرمالیزه (نسبت به آب پرشور) 0.1 ، 0.7 و 1.0 انجام شد. در نبود مکانیزم های سیال/سیال، کاهش شوری منجر به بهبود تولید نفت خواهد شد. در غیاب مکانیزم های سنگ/سیال، بهترین حالت برای روند تغییرات کشش بین سطحی با شوری، روند سهموی (نه کاهش کشش بین سطحی با کاهش شوری) می باشد. در نهایت، این مطالعه نشان می دهد که مکانیزم های سنگ/سیال و سیال/سیال فارغ از روند تغییرات کشش بین سطحی، دارای هم افزایی می باشند. تاثیر کشش بین سطحی به تنهایی بر بهبود بازیافت نفت یک مرتبه (ده برابر) کمتر از تاثیر تغییر ترشوندگی می باشد. با این حال، بر اساس اثر هم افزایی، فعل و انفعالات همزمان این دو مکانیزم به صورت معنی داری بیشتر از هر مکانیزم به صورت جداگانه است.

کلیدواژه ها: دینامیک سیالات محاسباتی، شبیه سازی در ابعاد حفره، سیلاب زنی آب کم شور، هیسترسیس، ترشوندگی اولیه

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 [1]. بر این اساس، مطالعات گسترده‌ای در دو دهه اخیر بر روی موفقیت تزریق آب کم‌شور انجام گرفته است [2, 3, 4]. 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 [5, 6] و الاستیسیته سطح تماس نفت و آب [7, 8] از جمله تغییرات مهم می‌باشد. انحلال میکروسکوپی سنگ [9, 10]، تغییر pH فاز آبی [4]، [11]، تبادل یونی چندگانه [12]، تشکیل کامپلکس‌های سطحی [13, 14, 15] و کاهش پتانسیل‌های زتا سنگ/آب [16]، [17] و نفت/آب [18, 19, 20] (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 [21]. مطالعات متعددی به اهمیت هر یک از برهمکنش‌های سیال/سیال و سنگ/سیال به صورت جداگانه پرداخته‌اند. مختاری و همکاران (۲۰۱۹) آشکار کردند که در محیط آب‌دوست کاهش کشش بین سطحی و انحلال مولکول‌های قطبی نفت در آب عوامل اصلی بهبود بازیافت نفت می‌باشند [22]. مزینانی و همکاران (۲۰۲۳) در مطالعه‌ای نوآورانه توانستند تاثیر کشش بین سطحی بر تغییر ترشوندگی را در شوری‌های متفاوت در مخازن کربناته مشخصه سازی کنند [23]. با این حال، تا کنون مطالعه جامعی که به صورت همزمان سهم مکانیزم‌های کشش بین سطحی و تغییر ترشوندگی را در موفقیت آب کم‌شور بیان کند ارائه نشده است. بنابراین هدف اصلی این مطالعه بررسی سهم مکانیزم‌های 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 شبیه سازی 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 [24, 25]. 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 شبیه سازی مستقیم با دینامیک سیالات محاسباتی در مقیاس حفره استفاده شده است. در ادامه به برخی از شبیه سازی‌های مقیاس حفره انجام شده در سال‌های اخیر در ارتباط با تزریق آب کم‌شور اشاره شده است.

ماینس^۱ و گیگر (۲۰۱۷) به شبیه سازی تغییرات ترشوندگی با استفاده از مدل کردن کامپلکس‌های سطحی در ابعاد حفره پرداختند [26]. هدف آن‌ها بررسی کردن تاثیر کامپلکس‌های سطحی بر روی پتانسیل سطح و ترشوندگی سنگ‌های کربناته

¹ Maes

بود. آن‌ها با آنالیز حساسیت سنجی نشان دادند که مهم ترین عامل برای کنترل نفت باقی‌مانده، سرعت آب تزریقی و نفوذ سطحی^۱ می‌باشند. علی زاده و همکاران (۲۰۲۱) به بررسی تاثیرات تغییرات ترشوندگی و کشش بین سطحی سیالات در اثر تزریق آب کم‌شور در ابعاد حفره پرداختند [27]. هدف آن‌ها بررسی تاثیر تعاملات سیال/سنگ و تعاملات سیال/سیال بر توزیع اشباع نفت و امکان جابه‌جایی و یا توزیع مجدد آن در ابعاد حفره بود. آن‌ها بدین نتیجه دست یافتند که تزریق آب کم‌شور می‌تواند باعث توزیع مجدد نفت درون حفرات شود (علی رغم اینکه ممکن است این نفت از محیط متخلخل تولید نشود). همچنین آن‌ها بر این باور بودند که تاثیر تعاملات سیال/سیال سریع تر از تعاملات سنگ/سیال رخ میدهد، با این وجود تاثیر نهایی فرایند تعاملات سنگ/سیال در استحصال نفت بیشتر است. از جمله موارد دیگری که آن‌ها مورد بررسی قرار دادند تاثیر 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 (۲۰۱۸) 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 [28]. در مطالعات آزمایشگاهی توسط آلوارادو و همکاران (۲۰۱۶ و ۲۰۱۷) 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 [29]. [30]. قابل ذکر است که فرهادی و همکاران (۲۰۲۲) نیز با اندازه‌گیری زاویه تماس در دو حالت همرفتی و انتشاری نشان دادند که ترشوندگی اولیه نیز از دیگر عوامل موثر بر این هیسترسیس است [31]. بر اساس تاریخچه ارائه شده، فقدان مطالعه جامع بر سهم برهمکنش‌های سیال/سیال و سنگ/سیال منجر به مبهم ماندن عوامل موثر بر موفقیت تزریق آب کم‌شور شده است. همچنین، تاثیر 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 نرم افزار کامسول) به شبیه سازی حرکت سیالات غیر امتزاج پذیر در یک محیط متخلخل پرداخته شده است. در ابتدا تاثیر ترشوندگی اولیه و سپس هیسترسیس مربوط به توالی تزریق ثانویه و ثالثیه بر عملکرد آب کم‌شور مورد بررسی قرار گرفت. سپس، سهم برهمکنش‌های سیال/سیال ابتدا به تنهایی و همچنین به صورت ترکیبی مشخصه سازی شد. این مطالعه با بررسی جامع مکانیزم‌های کاهش کشش بین سطحی و تغییر ترشوندگی به سمت آب‌دوستی و با در نظر گرفتن عوامل تاثیرگذاری نظیر هیسترسیس و ترشوندگی اولیه دید نوآورانه‌ای جهت درک بهتر عملکرد تزریق آب کم‌شور در حالات مختلف ایجاد می‌کند. شایان ذکر است که شبیه سازی‌های 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

¹ surface diffusion

نرم افزار کامسول نرم افزاری قوی جهت شبیه سازی پدیده های مختلف است که به کمک روش المان محدود و حجم محدود مسائل را حل می کند. با استفاده از این نرم افزار می توان طراحی و شبیه سازی بسیاری از مسائل با فیزیک های مختلف (الکتریکی، مکانیکی، سیالاتی و ...) را انجام داد. برای شبیه سازی تزریق آب کم شور بایستی معادلات جریان دو فازی غیر امتزاج پذیر آب و نفت حل شوند. هدف از انجام پژوهش حاضر، بررسی تاثیر تعاملات سیال/سیال و سنگ/سیال در حین تزریق آب کم شور می باشد. 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 تاثیر گذار به صورت بروز رسانی شده با گذر زمان (بر اساس میزان شوری آب) مشخص شوند.

به منظور شبیه سازی تزریق آب کم شور، از دو ماژول جریان آرام دوفازی با روش حل میدان فازی^۱ و انتقال اجزای رقیق استفاده شده است که در ادامه این مبحث به تفصیل هر یک از معادلات پیش فرض به کار رفته توسط نرم افزار کامسول ارائه شده است. این نرم افزار با ماژول هایی که در اختیار می گذارد، این امکان را فراهم می سازد تا سطح مشترک بین سیالات با حالت های مختلف را بتوان مدلسازی کرد. قابل ذکر است می توان از روش تنظیم سطح^۲ نیز جهت شبیه سازی با جریان آرام دو فازی جریان آرام دو فازی بهره برد؛ با این حال، استفاده از این روش منجر به تطبیق کمتر در مقایسه با نتایج آزمایشگاهی می شود.

روش میدان فاز

در این روش از معادلات کان هیلارد [37] برای شبیه سازی سطح متحرک بین فاز آب و نفت استفاده میشود به طوری که فاز نفوذ کننده در سطح تماس دو سیال غیر قابل امتزاج ردیابی می شود. در این ناحیه، پارامتر فاز میدانی (ϕ) در محدوده بین ۱ تا ۰- تغییر می کند.

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

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

در معادله ۱ پارامترهای $\varepsilon(m)$ نشان دهنده ضخامت سطح تماس، $u(m/s)$ سرعت سیال، $\gamma(m^3/kg)$ تحرک پذیری، $\lambda(N)$ دانسیته انرژی مخلوط شدن است. متغیر ψ متغیر کمکی میدان فازی است. همچنین ϕ پارامتر میدان فازی می باشد. وابستگی این پارامترها با کشش بین سطحی به صورت زیر می باشد:

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

¹ Field phase

² Level set

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 فازی ویسکوزیته و دانسیته مخلوط به صورت زیر محاسبه می‌شود:

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

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

در شبکه فضای متخلخل یکی از نیروهای حاکم بر سیستم، فشار موئینگی می باشد 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.

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

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

در معادله ۷ ترم $\rho(\text{kg/m}^3)$ بیانگر چگالی، $\mu(\text{Ns/m}^2)$ بیانگر ویسکوزیته، $u(\text{m/s})$ بیانگر سرعت، $P(\text{pa})$ بیانگر فشار و $g(\text{m/s}^2)$ نمایانگر 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.

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

شماتیک مدل و بلوک بندی سیستم

کلر^۱ و همکاران در سال ۲۰۰۳ مطالعاتی آزمایشگاهی در مقیاس حفره با استفاده از میکرو مدل‌های فیزیکی انجام دادند [32]. هدف آن‌ها مشاهده انتقال ذرات کلوئیدی^۲ در یک میکرومدل فیزیکی^۳ بود که حاوی یک الگوی واقع بینانه^۴ از شبکه حفره‌ها باشد. لذا آن‌ها یک برش نازک^۵ از محیط متخلخل از جنس ماسه سنگی آماده و از آن با استفاده از میکروسکوپ نوری تصویری

¹ Keller

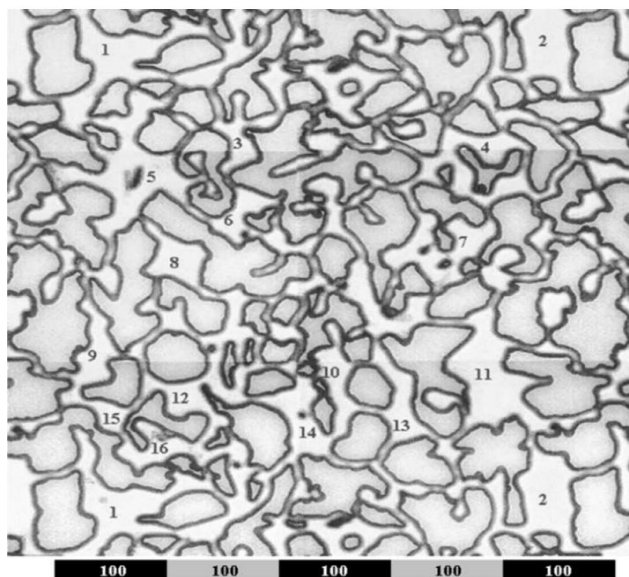
² colloid

³ Physical micromodel

⁴ realistic

⁵ Thin section

میکروسکوپی در ابعاد ۶۰۰ در ۶۰۰ میکرومتر تهیه کردند و سپس آن را دیجیتالی^۱ کردند. سپس تصویر دیجیتالی شده از حفرات را بدون بزرگنمایی بر روی یک صفحه شیشه ای کروی^۲ منتقل کردند. تصویر به صورت فتوشیمیایی بر روی یک فیبر سیلکونی^۳ 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 میکرومتر می باشد. شکل ۱ با استفاده از اسکن الکترون میکروگرافی^۴ بدست آمده است که نشان دهنده شکل دیواره های دانه ها می باشد. 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. عمق برش داده شده حدودا ۱۵ میکرومتر و همچنین قطر گلوگاه ها حدودا بین ۳ تا ۲۰ میکرومتر می باشد [32].

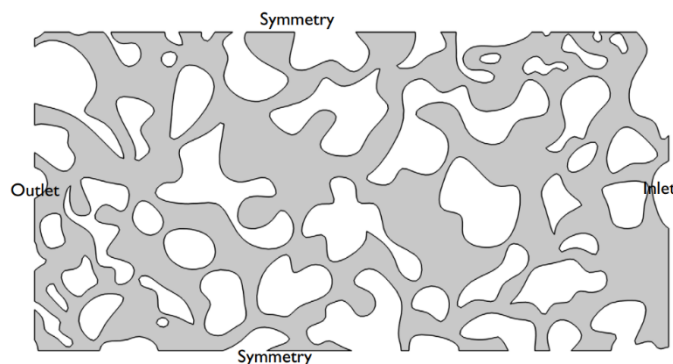
شماتیک هندسه مورد استفاده برای انجام شبیه سازی ها در این مطالعه (که بر اساس تصویر دیجیتالی شده ارائه شده در شکل ۱ ایجاد شده است) در شکل ۲ نشان داده شده است. آب تزریقی از سمت راست هندسه وارد می شود و از جمله فرضیات مهم برای این مدل، هم دما بودن، چگالی ثابت سیالات و در نظر گرفتن اثر گرانش می باشد. همچنین با استفاده از شرط مرزی تقارن، فرض عدم جریان در مرزهای بالایی و پایینی اعمال شده است.

¹ digitized

² Chrome palte glass

³ Silcon wafer

⁴ Scanning electron micrograph



شکل ۲. شماتیک هندسه مورد استفاده در شبیه سازی به روش حل میدان فاز.

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

جدول ۱. پارامترهای در نظر گرفته شده در شبیه سازی‌ها.

parameters	values	parameters	values
Water phase Density	1000 kg. m ⁻³	Injection Velocity	0.001 m. s ⁻¹
Oil phase Density	800 kg. m ⁻³	Contact angel	Range (30-150 deg.)
Water phase Viscosity	0.001 pa. s	Interfacial Tension	Range (5-40mN/m)
Oil phase Viscosity	0.065 pa. s		

جدول ۲. فرضیات و شرایط مرزی مورد استفاده در شبیه سازی‌ها.

BOUNDARY TYPE	BOUNDARY CONDITION	VALUE
inlet	Pressure, no viscous stress	P=P _o
Outlet	Pressure, no viscous stress	P=0
Grain walls	wall	No slipping
sides	symmetry	-

مش بندی و استقلال از سایز مش ها

پس از ساخت هندسه شبکه متخلخل، نیاز است که هندسه مورد نظر مش بندی شود. مش بندی هندسه مورد نظر را در نرم افزار می توان به دو روش خودکار و یا دستی انجام داد. نرم افزار کامسول در مش بندی خودکار، بسته به فیزیک انتخابی و بسیار دقیق، اقدام به گسسته سازی بهینه هندسه بر اساس مش های با اندازه های مختلف می کند. در شبیه سازی های این مطالعه با استفاده از مش بندی خودکار اقدام به حل مسئله شده است. جزییات مربوط به پارامترهای اصلی در هریک از مش بندی ها در جدول ۳ آمده است. حل معادلات با مش بندی در حالات بزرگ^۱ و بزرگتر^۲ منجر به عدم همگرایی و در نتیجه عدم شبیه سازی مناسب شد. نتایج حاصل از شبیه سازی برای تزریق آب پرشور تحت زاویه ترشوندگی ۱۳۰ درجه و کشش بین سطحی سیالات^۱ ۴۵ mN.m پس از تزریق حدوداً ۵۰ برابر حجم حفرات تزریق^۳ در جدول ۴ خلاصه شده است.

جدول ۳ مشخصات مش بندی هندسه برای اندازه المان های مختلف.

Element size	Number of elements	Mesh area (μm ²)	Number of edge elements
coarser	18536	116600	2627
coarse	21016	116600	2718
normal	22692	116600	2779
fine	26909	116600	2932
finer	33055	116600	3107
Extra fine	82593	116600	5163
Extreme fine	83959	116600	5343

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

	Time of calculation	Recovery factor %
normal	48 min	31.70
fine	1 house and 11 min	32.74
finer	2 hours and 31 min	33.04
Extra fine	15 hours and 57 min	33.40
Extreme fine	16 hours and 31 min	33.46

شکل ۳ نشان دهنده نتایج ضریب بازیافت نفت بر حسب اندازه کوچک ترین اندازه المان به کار رفته در مش بندی های خودکار مختلف گزارش شده در جدول ۴ است. با توجه به عدم تفاوت قابل ملاحظه میان مش بندی در حالات ریزتر^۴، بسیار ریز^۵ و شدیداً ریز^۶، و البته با در نظر گرفتن هزینه و زمان محاسباتی بسیار بالا در اندازه المان بسیار ریز و شدیداً ریز، سایر شبیه سازی ها با استفاده از مش بندی ریزتر انجام شد.

¹ coarse

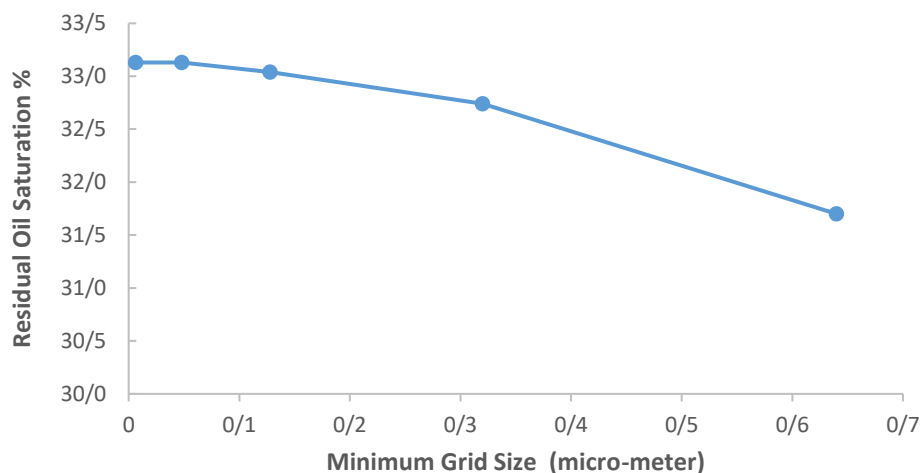
² coarser

³ Pore volume

⁴ finer

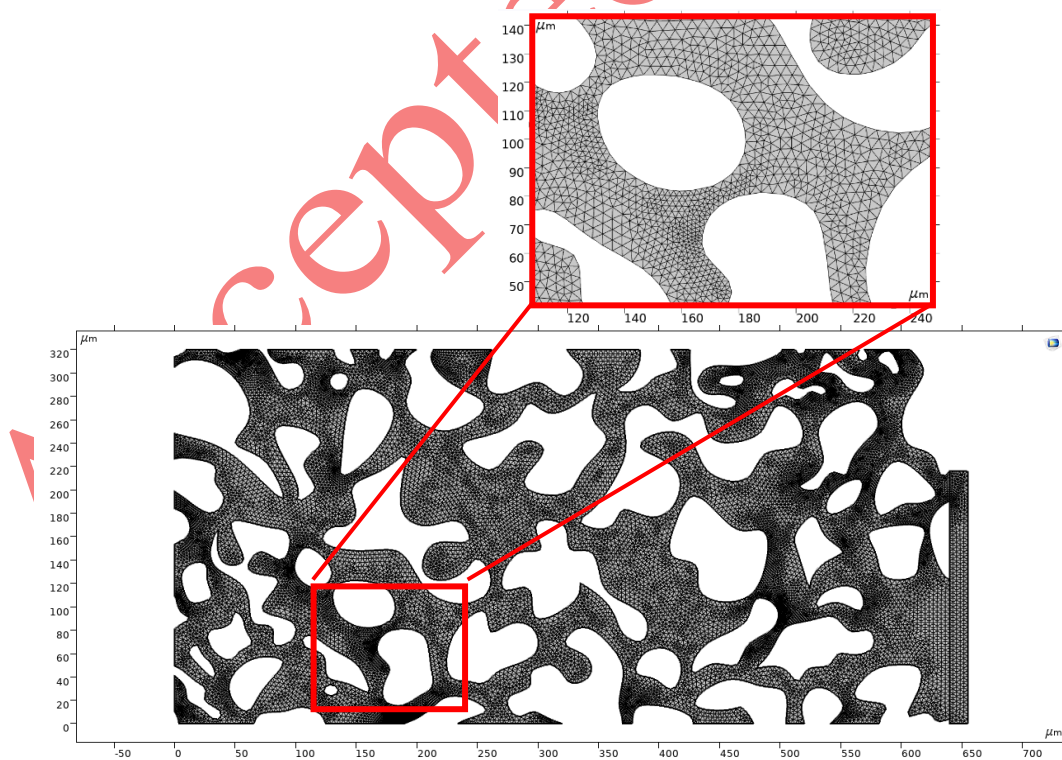
⁵ Extra fine

⁶ Extreme fine



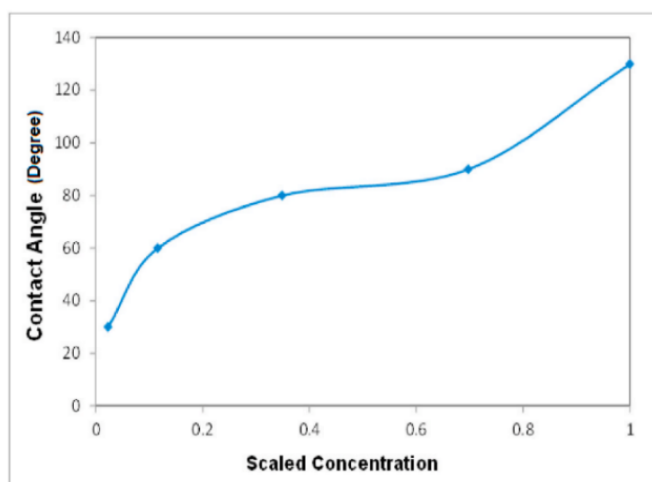
شکل ۳. حساسیت‌سنجی تأثیر سایز مش‌های به کار رفته در میزان نفت بازیافت شده در تزریق آب پرشور.

در شکل ۴ گسسته سازی هندسه محیط متخلخل با استفاده از مش بندی با اندازه ریزتر نشان داده شده است. برای بهتر دیده شدن کیفیت مش بندی، بخشی از هندسه مش زده در حالت بزرگنمایی شده نیز در شکل ۴ نشان داده شده است.

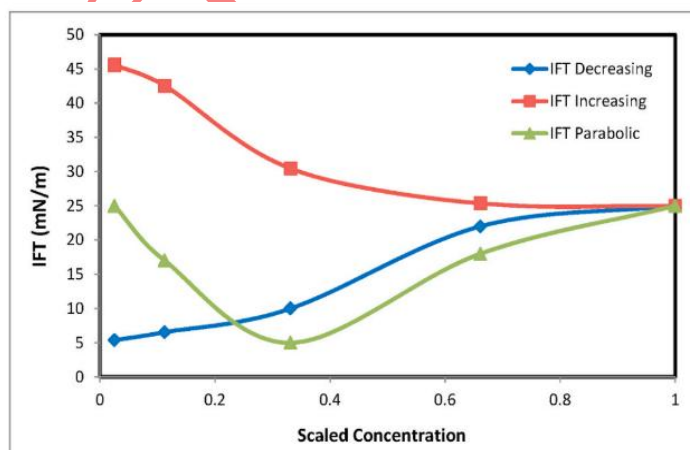


شکل ۴. هندسه مش بندی شده در اندازه المان‌های ریزتر.

همان طور که اشاره شد، کشش بین سطحی سیالات و زاویه تماس تابع شوری آب هستند. در این شبیه سازی از روند کاهشی مطابق شکل ۵ برای زاویه تماس و همچنین سه روند کاهشی، افزایشی و سهموی مطابق شکل ۶ برای تغییرات کشش بین سطحی سیالات استفاده شده است. وابستگی ترشوندگی و کشش بین سطحی نفت/آب به میزان شوری نرمالیزه با استفاده از معادلات مشخص (به دست آمده از برازش داده های نشان داده شده در شکل ۵ و شکل ۶) در نرم افزار وارد شدند. 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.



شکل ۵. روند تغییرات ترشوندگی بر حسب شوری نرمالیزه شده [38].

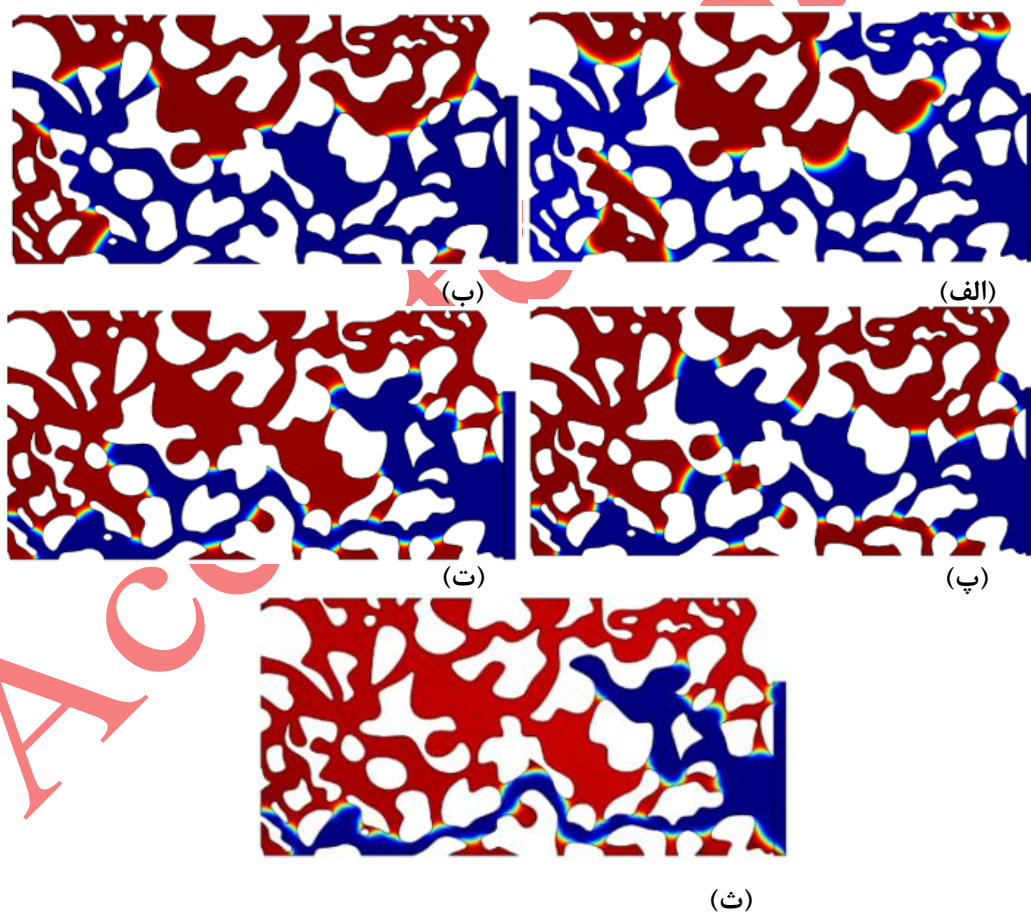


شکل ۶. روندهای متفاوت در نظر گرفته شده برای تغییرات کشش بین سطحی سیالات بر حسب شوری نرمالیزه شده [38].

نتایج

اثر ترشوندگی اولیه‌ی محیط متخلخل (بدون مکانیزم های 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^۱، 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 درجه 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 تاثیر انتشار به مراتب بالاتر است، به گونه‌ای که در زاویه تماس اولیه ۱۵۰ درجه (محیط متخلخل قویا نفت دوست)، که آب نفت را کنار گذر^۲ می‌کند، نفت به دام افتاده حتی پس از تزریق ۳۰ برابر حجم حفره نیز چندان تولید نخواهد شد.

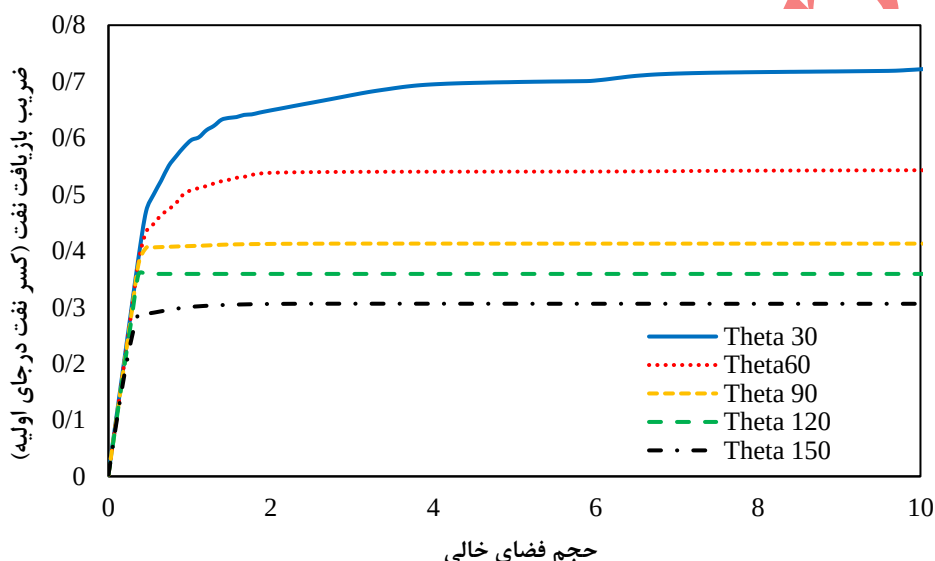


شکل ۷. توزیع اشباع نفت باقیمانده در حالت‌های مختلف ترشوندگی الف- $\theta=30^\circ$ ب- $\theta=60^\circ$ پ- $\theta=90^\circ$ ت- $\theta=120^\circ$ ث- $\theta=150^\circ$ (رنگ آبی: فاز آب و رنگ قرمز: فاز نفت).

¹ Pore volume

² Bypass

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. همان طور که مشاهده می شود با کاهش زاویه تماس اولیه سیستم، درصد اشباع نفت باقی مانده به طور چشم گیری کاهش می یابد. از مقایسه شکل ۷ و شکل ۸ می توان متوجه شد که با افزایش میزان نفت دوستی، 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 تاثیر ترشوندگی اولیه تغییر می یابد به گونه ای که با افزایش زاویه تماس زمان وقوع رخنه کوتاهتر می شود.



شکل ۸. بازیافت نفت در حالات مختلف ترشوندگی اولیه.

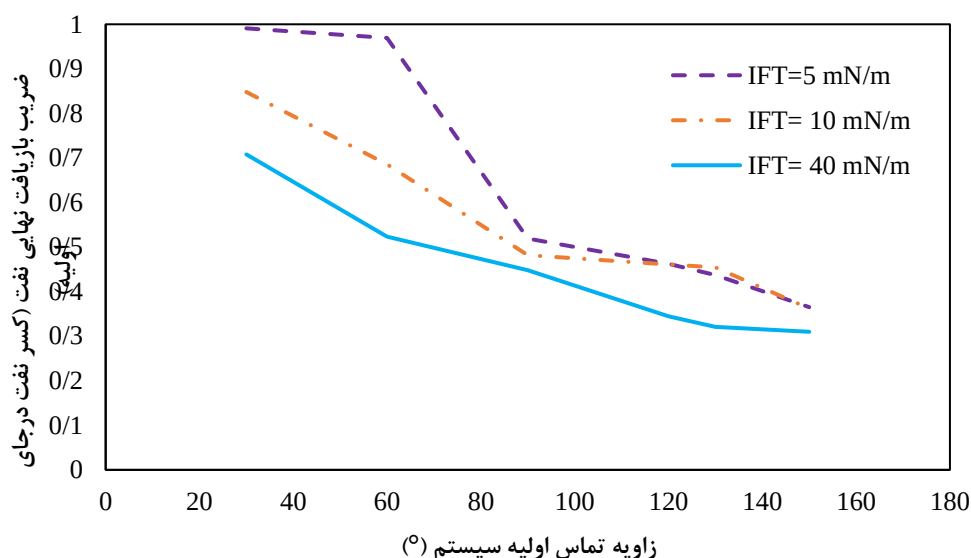
اثر مقدار کشش بین سطحی سیالات (بدون مکانیزم های آب کم شور)

برای بررسی تاثیر احتمالی کشش بین سطحی در مدل، شبیه سازی های مختلفی با کشش بین سطحی ۴۰، ۱۰، ۵ mN/m، برای بازه وسیعی از ترشوندگی اولیه از ۳۰ تا ۱۵۰ درجه انجام شدند. به منظور حذف کردن تاثیر برهمکنش های 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 می دهد. بر اساس شکل ۹، افزایش کشش بین سطحی، روند کاهشی مقدار بازیافت نفت با افزایش زاویه تماس اولیه سیستم را تغییر نداده است. با این حال، تاثیر کشش بین سطحی در سنگ های آب دوست نسبت به نفت دوست شدیدتر و قابل مشاهده می باشد. به گونه ای که، در حالت قویا آب دوست (۳۰°)، تغییر کشش بین سطحی از ۵ mN/m به ۴۰ منجر به کاهش کاهش ۳۶ درصدی در بازیافت نفت

¹ Fingering

² Breakthrough

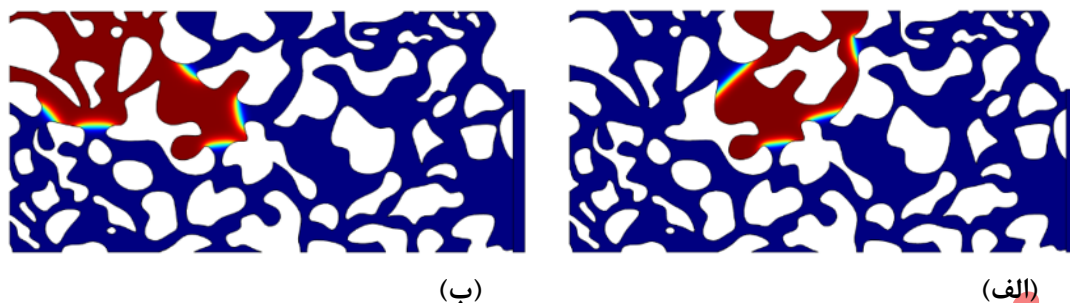
شده است. در حالی که همین مقدار افزایش کشش بین سطحی، تنها منجر به افت ۵ درصدی در بازیافت نفت در حالت قویا نفت دوست (150°) شده است. نیروهای موئینه عامل اصلی در برابر تولید نفت از محیط های متخلخل هستند. این نیروها در سنگ قویا نفت دوست، با توجه به ترشوندگی بالای سنگ نسبت به نفت و تمایل شدید آن برای نگهداشت نفت، به طور ذاتی بالا هستند و بنابراین کاهش کشش بین سطحی در بازه ی مذکور تاثیر قابل ملاحظه ای بر غالب بودن این نیروها و در نتیجه بهبود ازدیاد بردشت نخواهد داشت. در مقابل، با کاهش میزان نفت دوستی سنگ (به سمت خنثی و یا آبدوستی)، اهمیت نیروهای موئینه 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 موثری در بهبود تولید نفت ایفا کند.



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

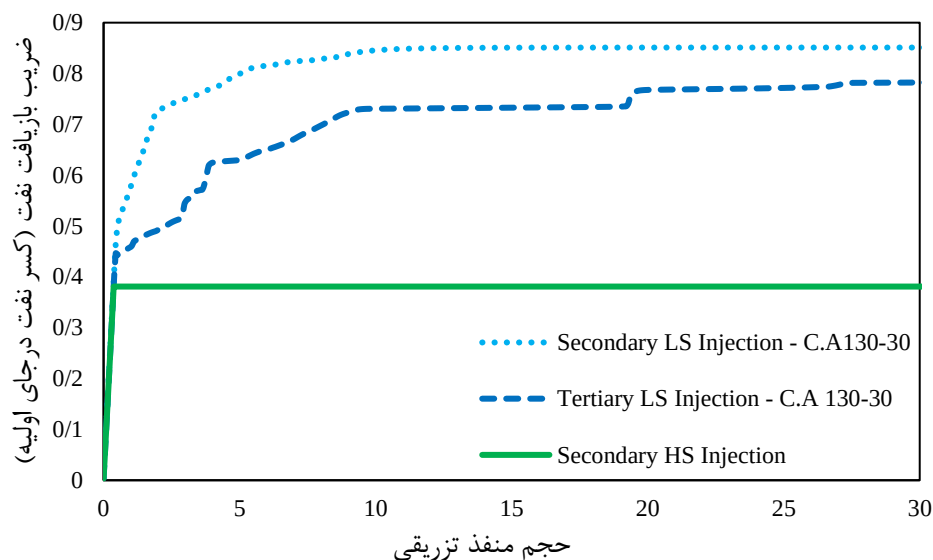
تاثیر توالی تزریق در فرایند تزریق آب کم شور

در این قسمت به بررسی اثر توالی تزریق در طی سیلابزنی با آب کم شور پرداخته شده است. شکل ۱۰ نتایج شبیه سازی برای آب تزریقی با شوری نرمالیزه ۰/۰۱ را نشان میدهد. در شکل ۱۰-الف نتایج تزریق ثانویه آب کم شور و در شکل ۱۰-ب نتایج تزریق ثالثیه آب کم شور آورده شده است. قابل ذکر است، به منظور شبیه سازی 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 ۵ mN/m در نظر گرفته شده است. ترشوندگی اولیه برای این سیستم مشابه مخزن کربناته که عمدتاً نفت دوست می باشند، 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 می کند ولی در مرحله ثالثیه ابتدا آب پر شور تزریق می شود و تا زمانی که تولید نفت در اثر تزریق بیشتر حاصل می شود، این فرایند ادامه دارد و پس از مشاهده عدم تغییر بازیافت نفت، اقدام به سیلابزنی با آب کم شور شده است.



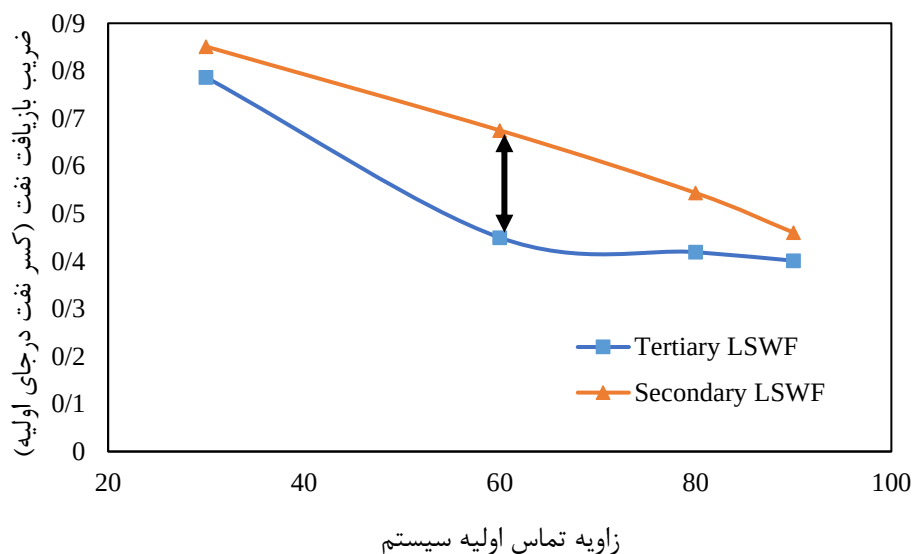
شکل ۱۰. توزیع اشباع سیالات در زمان بازیافت نهایی پس از تزریق آب کم شور در مرحله تزریق الف-ثانویه ب-ثالثیه (رنگ آبی : فاز آب و رنگ قرمز : فاز نفت)

به منظور بررسی کمی تفاوت تزریق ثانویه و ثالثیه، شکل ۱۱ رفتار بازیافت نفت ترزریق 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 کم شور در حالت ثانویه بازیافت خواهد شد. این امر نشان می‌دهد که توالی تزریق بر عملکرد آب کم شور 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 جریان همرفت جا به جا 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. افزایش تولید اصلی در تزریق ثالثیه، ناشی از نفوذ آب کم شور به حفراتی ست که در مجاورت این مسیر قرار دارند، جایی که آب کم شور با آب پرشور تحت مکانیسم انتشار مخلوط می‌شوند و ترشوندگی دیواره حفرات تغییر یافته و بنابراین آب کم شور به درون این حفرات رسوخ می‌کند. این پدیده باعث گسترش ناحیه جاروب شده در فرایند تزریق آب و در نتیجه بهبود عملکرد تزریق آب کم شور ثالثیه در مقایسه با آب با شوری بالای ثانویه خواهد شد. در تزریق ثانویه آب کم شور، تخلیه مسیر اصلی جریان عمدتاً توسط نیروهای گرانشی 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. هم افزایی بین دو مکانیسم اصلی جابه جایی در تزریق آب کم شور به صورت ثانویه، باعث بهبود بازدهی جاروب ماکروسکوپی و در نتیجه افزایش میزان ازدیاد برداشت نفت در مقایسه با سناریوی ثالثیه می‌شود.



شکل ۱۱. تاثیر توالی تزریق بر میزان بازیافت نفت در تزریق آب کم شور با شوری نرمالیزه ۰/۱.

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 آب‌دوست (30°) و نسبتا نفت دوست (90°) این تاثیر به مقدار حداقلی خود می‌رسد.



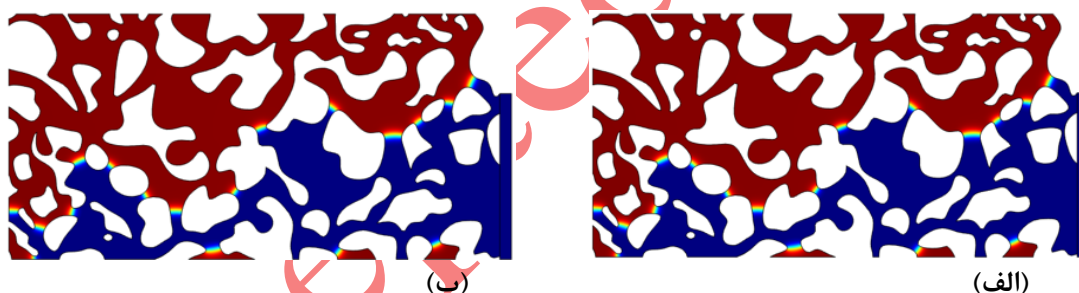
شکل ۱۲. تاثیر قدرت تعاملات سنگ/سیال بر تفاوت عملکرد تزریق ثانویه و ثالثیه آب کم‌شور.

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 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 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.

الف) تزریق آب با شوری نرمالیزه 0.7 به صورت ثالثیه

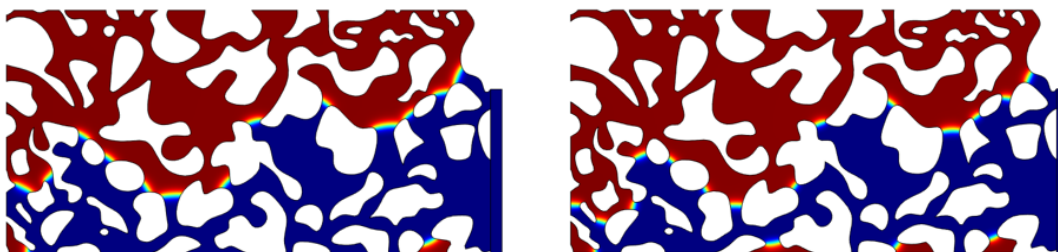
با کاهش 30% شوری، زاویه تماس به تدریج از میزان اولیه 130° به میزان تعادلی 90° کاهش پیدا خواهد کرد. شکل ۱۳-الف باز یافت نهایی نفت در نتیجه تزریق آب پرشور و شکل ۱۳-ب نیز باز یافت نهایی در حالت تزریق ثالثیه آب کم‌شور را به نمایش می‌گذارند. از مقایسه کیفی این دو شکل می‌توان متوجه این موضوع شد که تزریق ثالثیه 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 [34], [33].



شکل ۱۳. توزیع اشباع سیالات در زمان باز یافت نهایی پس از تزریق آب، الف-پرشور ب-کم‌شور (شوری نرمالیزه 0.7). رنگ آبی: فاز آب و رنگ قرمز: فاز نفت می‌باشد.

ب) 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 می‌گذارند. 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 0.1 کمی بهتر از تزریق ثالثیه آب با شوری نرمالیزه 0.7 بوده است، با این حال میزان بهبود تولید قابل ملاحظه نیست.



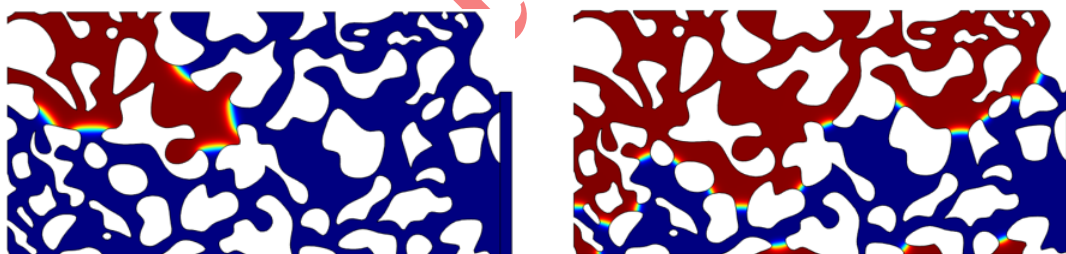
(ب)

(الف)

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

پ) تزریق آب با شوری نرمالیزه ۰/۱ به صورت ثالثیه

با کاهش ۹۹٪ شوری آب تزریقی، زاویه تماس به تدریج از میزان اولیه 130° به میزان تعادلی 30° کاهش پیدا خواهد کرد. شکل ۱۵-ب بازیافت نهایی نفت در تزریق آب پرشرور و شکل ۱۵-الف نیز بازیافت نهایی در حالت تزریق ثالثیه آب کم شور را به نمایش می گذارند. از مقایسه کیفی این دو شکل می توان متوجه این موضوع شد که با تزریق ثالثیه آب با شوری نرمالیزه ۰/۱ نفت باقی مانده پس از تزریق ثانویه به شدت کاهش می یابد.



(ب)

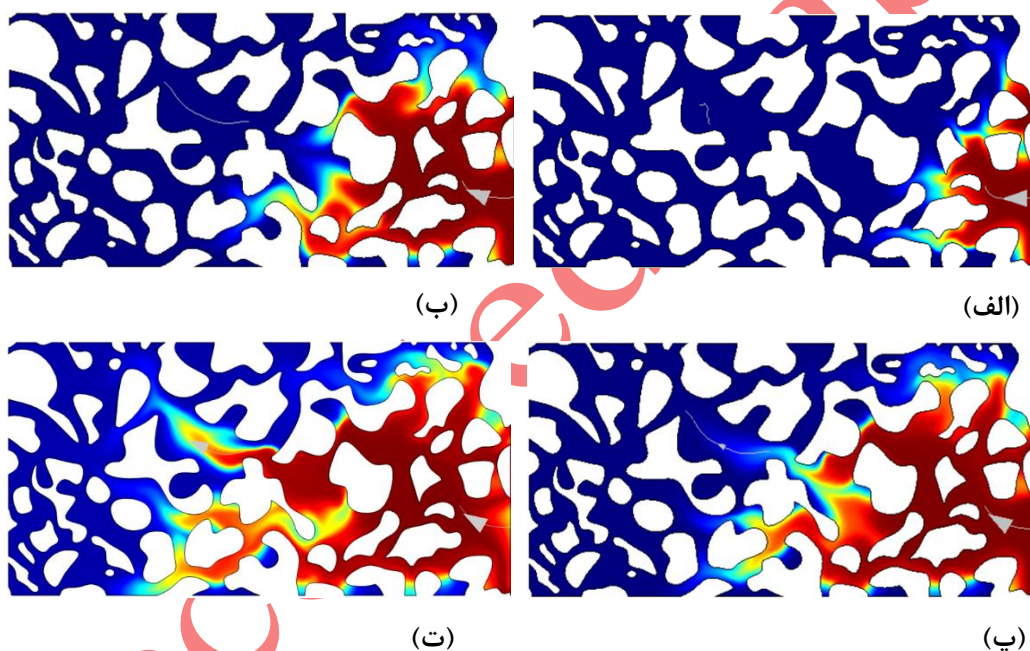
(الف)

شکل ۱۵. توزیع اشباع سیالات در زمان بازیافت نهایی پس از تزریق آب، الف-پرشرور ب-کم شور (شوری نرمالیزه ۰/۱). رنگ آبی : فاز آب و رنگ قرمز : فاز نفت می باشد.

شکل ۱۶ نحوه ی تغییرات شوری آب درون محیط متخلخل در اثر تزریق آب کم شور ثالثیه را نشان می دهد. با شروع تزریق آب کم شور، سیال تزریقی جدید سیال پرشرور قبلی را از مرکز حفره تحت مکانیسم همرفت جابه جا می کند. در لبه ی حفرات که محل عبور سیال تزریقی جدید نمی باشد، آب کم شور با آب پرشرور تحت مکانیسم انتشار مخلوط می شود. در نتیجه در تزریق آب کم شور دو مکانیسم موثر برای تغییر ترشوندگی حضور دارند که هریک از آنها زمان بندی^۱ متفاوتی دارند. بدیهی هست که تاثیرگذاری مکانیسم همرفت بسیار سریع تر قابل مشاهده خواهد بود. با توجه به تخلیه شدن نفت در مسیر اصلی عبور جریان در تزریق ثانویه

¹ Time scales

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 مکانیزم 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 ۷، آبدوست شدن بیشتر سنگ منجر به افزایش بازیافت نفت خواهد شد. بدیهی هست که ضریب نفوذ تاثیر 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.

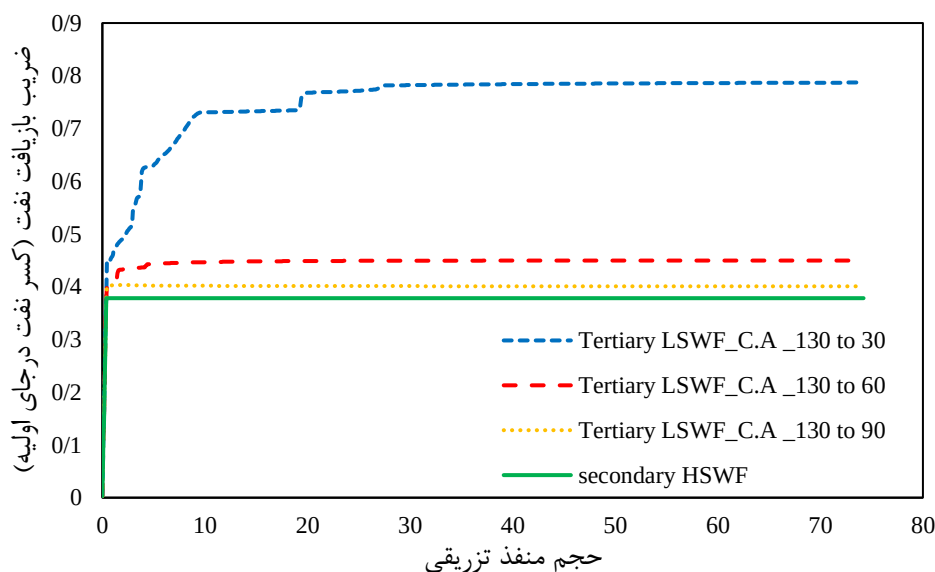


شکل ۱۶. توزیع شوری آب در زمان‌های مختلف در فرایند تزریق آب کم‌شور (شوری نرمالیزه (۰/۰۱)). رنگ آبی : شوری نرمالیزه ۱ و یا فاز نفت و رنگ قرمز : شوری نرمالیزه ۰.۰۱ می‌باشد.

پ) 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

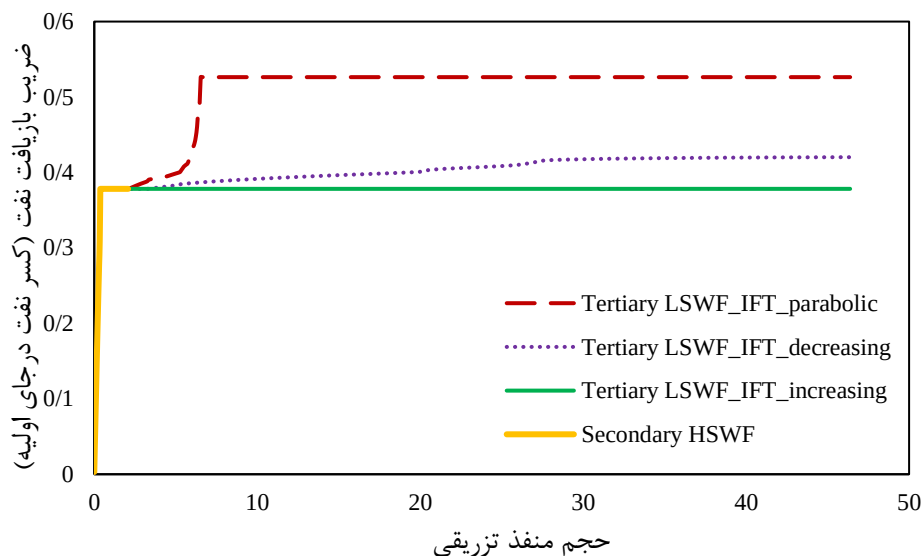
ترشوندگی به مقدار به 90° می‌رسد و تنها باعث افزایش ۳٪ در تولید می‌شود. تزریق با آب کم شور با غلظت ۰/۱ باعث افزایش ۸٪ در تولید نفت شد و در حالت کاهش شوری آب به مقدار ۰/۰۱ غلظت اولیه، تولید نفت افزایش چشم گیری برابر ۴۰٪ داشت.



شکل ۱۷. ضریب بازیافت 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 تغییرات کشش بین سطحی در عملکرد تزریق ثالثیه آب کم شور

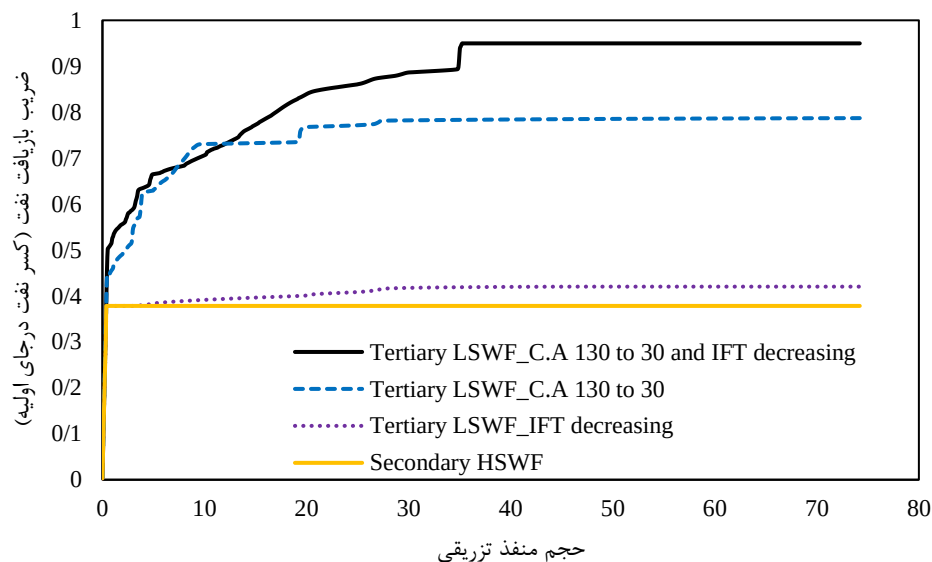
در این بخش، اثر احتمالی برهمکنش سیال/سیال بر مکانیسم جابه‌جایی و توزیع مجدد سیالات در غیاب هرگونه فعل و انفعالات سنگ/سیال بررسی شده است. از آنجا که در تزریق ثالثیه، شوری آب موجود در حفرات به مرور زمان از آب پرشور به سمت شوری آب تزریقی تغییر می‌کند؛ بنابراین جهت بررسی برهمکنش سیال/سیال، سه روند مختلف 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 بازیافت ثالثیه را ۴٪ افزایش داد. افزایش کشش بین سطحی با کاهش شوری (به تنهایی) هیچگونه تأثیر مثبتی بر بازیافت نهایی نفت نداشت.



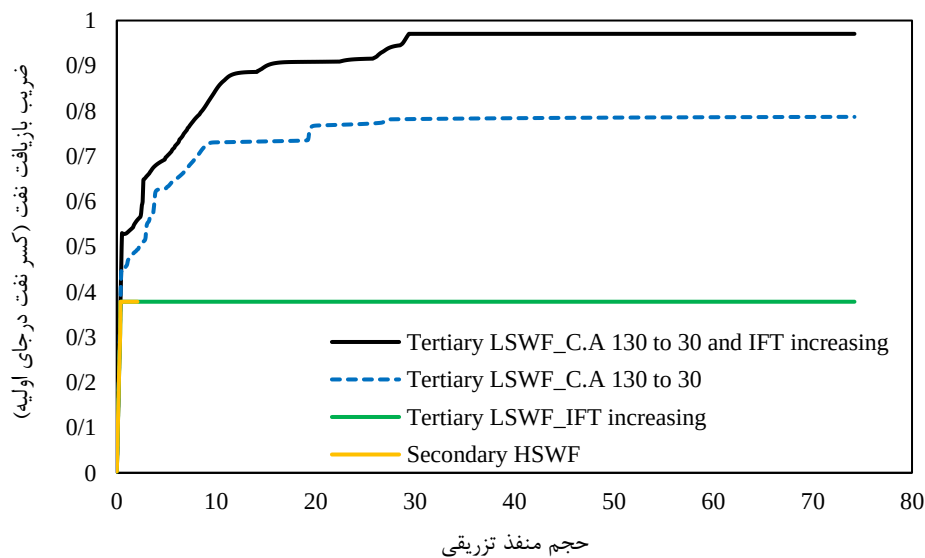
شکل ۱۸. بازیافت نفت در تزریق آب ثالثیه برای روندهای مختلف تغییرات IFT با شوری.

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

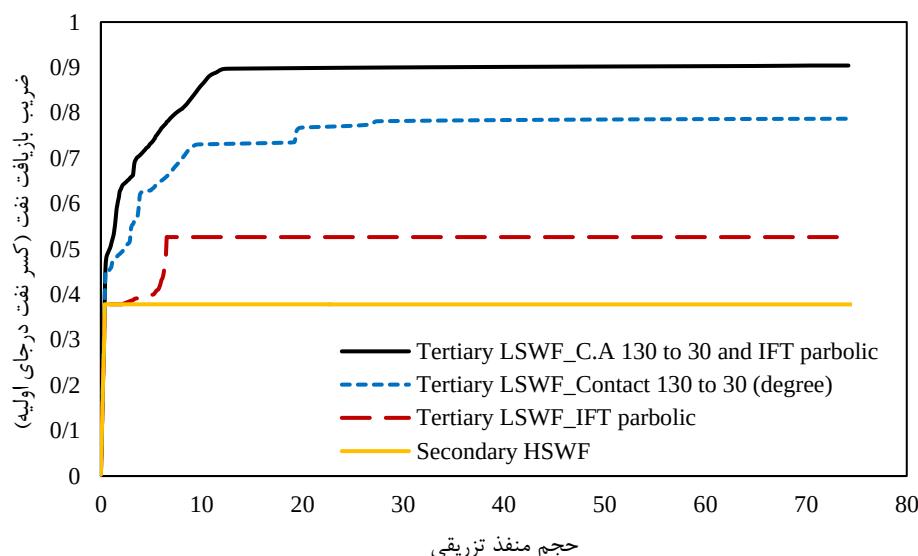
در این قسمت از پژوهش با ترکیب کردن هر دو مکانیسم سنگ/سیال و سیال/سیال به بررسی عملکرد بازیافت نفت تحت تزریق آب کم شور پرداخته می شود. آب تزریقی در حالت ثالثیه دارای شوری نرمالیزه ۰/۰۱ می باشد که تغییر ترشوندگی آن از میزان اولیه 130° به میزان تعادلی 30° در نظر گرفته شده است. شکل ۱۹ بازیافت نفت بر حسب حجم منفذی تزریقی را برای حالتی که کشش بین سطحی روندی کاهشی با کاهش شوری آب را دارد نشان می دهد. بر اساس شکل ۱۹، در غیاب مکانیزم تغییر ترشوندگی، کشش بین سطحی تنها توان ازدیاد برداشت ۴ درصد از نفت در جای اولیه را داشته است. همینطور تغییر ترشوندگی به طور مستقل حدود ۴۰ درصد به بازیافت نفت نهایی افزوده است که نشانگر غالب بودن برهمکنش های سنگ/سیال حین تزریق آب کم شور می باشد. نتیجه حیرت انگیز، اثر هم افزایی کاهش کشش بین سطحی و تغییر ترشوندگی به سمت آب دوستی بر عملکرد تزریق ثالثیه آب کم شور می باشد. طبق شکل ۱۹، فعل و انفعالات همزمان سنگ/سیال و سیال/سیال در تزریق ثالثیه منجر به بهبود ۱۶ درصدی نسبت به حالتی می شود که تنها مکانیزم موثر تغییر ترشوندگی است. به عبارت دیگر، هرچند مکانیزم کشش بین سطحی به تنهایی منجر به افزایش ۴ درصدی در بازیافت نهایی نفت می شود، با این حال افزودن این مکانیزم به مکانیزم تغییر ترشوندگی منجر به بهبود ۱۶ درصدی بازیافت نهایی (در مقایسه با تاثیر تنهای تغییر ترشوندگی) خواهد شد. اثر هم افزایی کشش بین سطحی و ترشوندگی می تواند انگیزه ای برای تحقیقات بیشتر بر روی روش هیبرید تزریق سورفکتانت و آب کم شور باشد [35], [36]. شکل ۲۰ و شکل ۲۱ نیز به ترتیب برای حالات کشش بین سطحی افزایشی و سهموی می باشد. نتایج حاصل از این دو حالت نیز مشابه شکل ۱۹، نشان دهنده ی هم افزایی اثرات برهمکنش های سنگ/سیال و سیال/سنگ بر ازدیاد برداشت در مقایسه با اثرات مستقل آنها می باشد.



شکل ۱۹. تاثیر هم افزایی 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 مکانیزم سیال/سیال و سنگ/سیال (خط سیاه).



شکل ۲۰. تاثیر هم افزایی 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 مکانیزم سیال/سیال و سنگ/سیال (خط سیاه).



شکل ۲۱. تاثیر 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 مکانیزم سیال/سیال و سنگ/سیال (خط سیاه).

نتیجه گیری

این مطالعه با استفاده از روش دینامیک سیالات محاسباتی در ابتدا تاثیر 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 مکانیزم‌های تغییر ترشوندگی و کاهش کشش بین سطحی بر بازیافت نهایی نفت در تزریق ثالثیه آب تحلیل شد. در این تحلیل به منظور بررسی هر مکانیزم (به عنوان مثال تغییر ترشوندگی)، مقدار مکانیزم 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 در حالت ثانویه بازیافت شد. این امر نشان می‌دهد که توالی تزریق بر عملکرد آب کم‌شور تاثیری 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 تاثیر به مقدار حداقلی خود رسید.

- در غیاب مکانیزم 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 کم شور 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 چشم گیر ۴۰٪ در تولید ثالثیه نفت بودیم.
- در غیابت مکانیزم‌های 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 نشان می‌دهد که مکانیزم‌های سنگ/سیال و سیال/سیال فارغ از روند تغییرات کشش بین سطحی، دارای هم افزایی می‌باشند. تاثیر IFT به تنهایی بر بهبود بازیافت نفت یک مرتبه (ده برابر) کمتر از تاثیر تغییر ترشوندگی می‌باشد. با این حال، بر اساس اثر هم افزایی، عملکرد ازدباد برداشت ناشی از فعل و انفعالات همزمان این دو مکانیزم به صورت معنی داری بیشتر از هر مکانیزم به صورت جداگانه است.

- [1] T. Mezher, H. Fath, Z. Abbas, and A. Khaled, "Techno-economic assessment and environmental impacts of desalination technologies," *Desalination*, vol. 266, no. 1–3, pp. 263–273, 2011.
- [2] T. Austad, A. RezaeiDoust, and T. Puntervold, "Chemical mechanism of low salinity water flooding in sandstone reservoirs," presented at the SPE improved oil recovery symposium, Society of Petroleum Engineers, 2010.
- [3] H. Mahani, A. L. Keya, S. Berg, and R. Nasralla, "Electrokinetics of carbonate/brine interface in low-salinity waterflooding: Effect of brine salinity, composition, rock type, and pH on ζ -potential and a surface-complexation model," *Spe Journal*, vol. 22, no. 01, pp. 53–68, 2017.
- [4] H. Farhadi, M. Fatemi, and S. Ayatollahi, "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*, p. 108697, 2021.
- [5] H. Farhadi, S. Ayatollahi, and M. Fatemi, "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*, vol. 196, p. 107862, 2021.
- [6] T. M. Okasha and A. Alshiwaish, "Effect of brine salinity on interfacial tension in Arab-D carbonate reservoir, Saudi Arabia," presented at the SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, Society of Petroleum Engineers, 2009.
- [7] T. E. Chávez-Miyauchi, A. Firoozabadi, and G. G. Fuller, "Nonmonotonic elasticity of the crude oil–brine interface in relation to improved oil recovery," *Langmuir*, vol. 32, no. 9, pp. 2192–2198, 2016.
- [8] T. Kar, H. Cho, and A. Firoozabadi, "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*, vol. 607, pp. 125–133, 2022.
- [9] A. Hiorth, L. Cathles, and M. Madland, "The impact of pore water chemistry on carbonate surface charge and oil wettability," *Transport in porous media*, vol. 85, no. 1, pp. 1–21, 2010.
- [10] A. A. Yousef, S. Al-Saleh, A. U. Al-Kaabi, and M. S. Al-Jawfi, "Laboratory investigation of novel oil recovery method for carbonate reservoirs," presented at the Canadian Unconventional Resources and International Petroleum Conference, Society of Petroleum Engineers, 2010.
- [11] Q. Xie *et al.*, "pH effect on wettability of oil/brine/carbonate system: Implications for low salinity water flooding," *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol. 168, pp. 419–425, 2018.
- [12] Y. Zhang, X. Xie, and N. R. Morrow, "Waterflood performance by injection of brine with different salinity for reservoir cores," presented at the SPE annual technical conference and exhibition, Society of Petroleum Engineers, 2007.
- [13] P. Van Cappellen, L. Charlet, W. Stumm, and P. Wersin, "A surface complexation model of the carbonate mineral-aqueous solution interface," *Geochimica et Cosmochimica Acta*, vol. 57, no. 15, pp. 3505–3518, 1993.

- [14] P. V. Brady and G. Thyne, "Functional wettability in carbonate reservoirs," *Energy & Fuels*, vol. 30, no. 11, pp. 9217–9225, 2016.
- [15] H. Mahani *et al.*, "Insights into the impact of temperature on the wettability alteration by low salinity in carbonate rocks," *Energy & Fuels*, vol. 31, no. 8, pp. 7839–7853, 2017.
- [16] H. Mahani, A. L. Keya, S. Berg, and R. Nasralla, "The effect of salinity, rock type and ph on the electrokinetics of carbonate-brine interface and surface complexation modeling," presented at the SPE Reservoir Characterisation and Simulation Conference and Exhibition?, SPE, 2015, p. D031S020R001.
- [17] M. Amiri, M. Fatemi, and E. B. Delijani, "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*, vol. 324, p. 124630, 2022.
- [18] M. Bonto, A. A. Eftekhari, and H. M. Nick, "An overview of the oil-brine interfacial behavior and a new surface complexation model," *Scientific reports*, vol. 9, no. 1, pp. 1–16, 2019.
- [19] H. Farhadi, S. Mahmoodpour, S. Ayatollahi, and M. Fatemi, "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*, vol. 362, p. 119730, 2022.
- [20] H. Farhadi, S. Mahmoodpour, S. Ayatollahi, and M. Fatemi, "A novel oil/brine surface complexation model: Capturing the dynamic nature of the interface using IFT," *Journal of Molecular Liquids*, p. 123359, 2023.
- [21] A. Sanaei, S. Tavassoli, and K. Sepehrmoori, "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*, vol. 574, pp. 131–145, 2019.
- [22] R. Mokhtari, S. Ayatollahi, and M. Fatemi, "Experimental investigation of the influence of fluid-fluid interactions on oil recovery during low salinity water flooding," *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol. 182, p. 106194, 2019.
- [23] S. Mazinani, H. Farhadi, and M. Fatemi, "Experimental and theoretical investigation of the impact of crude-oil on the wettability behavior of calcite and silicate due to low salinity effect," *Fuel*, vol. 349, p. 128608, 2023.
- [24] A. Namaee-Ghasemi, S. Ayatollahi, and H. Mahani, "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*, vol. 28, no. 04, pp. 1760–1776, 2023.
- [25] A. Namaee-Ghasemi, H. S. Behbahani, S. Kord, and A. Sharifi, "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*, vol. 326, p. 114854, 2021.
- [26] J. Maes and S. Geiger, "Direct pore-scale reactive transport modelling of dynamic wettability changes induced by surface complexation," *Advances in Water Resources*, vol. 111, pp. 6–19, 2018.

- [27] M. Alizadeh and M. Fatemi, "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*, vol. 143, p. 103771, 2021.
- [28] R. Aziz, V. Joekear-Niasar, P. J. Martínez-Ferrer, O. E. Godinez-Brizuela, C. Theodoropoulos, and H. Mahani, "Novel insights into pore-scale dynamics of wettability alteration during low salinity waterflooding," *Scientific reports*, vol. 9, no. 1, pp. 1–13, 2019.
- [29] X. Wang and V. Alvarado, "Effects of low-salinity waterflooding on capillary pressure hysteresis," *Fuel*, vol. 207, pp. 336–343, 2017.
- [30] X. Wang and V. Alvarado, "Analysis of capillary pressure and relative permeability hysteresis under low-salinity waterflooding conditions," *Fuel*, vol. 180, pp. 228–243, 2016.
- [31] H. Farhadi, S. Ayatollahi, and M. Fatemi, "Impact of rock morphology on the dominating enhanced oil recovery mechanisms by low salinity water flooding in carbonate rocks," *Fuel*, vol. 324, p. 124769, 2022.
- [32] S. Sirivithayapakorn and A. Keller, "Transport of colloids in saturated porous media: A pore-scale observation of the size exclusion effect and colloid acceleration," *Water Resources Research*, vol. 39, no. 4, 2003.
- [33] W. Anderson, "Wettability literature survey-part 2: Wettability measurement," *Journal of petroleum technology*, vol. 38, no. 11, pp. 1–246, 1986.
- [34] W. Anderson, "Wettability literature survey-part 2: Wettability measurement," *Journal of petroleum technology*, vol. 38, no. 11, pp. 1–246, 1986.
- [35] A. H. Javadi and M. Fatemi, "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*, vol. 329, p. 125426, 2022.
- [36] S. Ghosihujaghan, G. Younesi, A. Edalatian, and D. Kurdi, "Role of Salinity in the Adsorption of Cationic Surfactants on Carbonates during Combined Engineered Water/Surfactant Injection," presented at the 85th EAGE Annual Conference & Exhibition (including the Workshop Programme), European Association of Geoscientists & Engineers, 2024, pp. 1–5.
- [37] J.W. Cahn, J.E. Hilliard, "Free Energy of a Nonuniform System. I. Interfacial Free Energy", *The Journal of Chemical Physics*, 28, 258–267, 1958.
- [38] Alizadeh M.R., Fatemi M., Mousavi M.J., "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*, Volume 196, 107765, 2021.

Characterization of the Effect of Fluid/Fluid and Rock/Fluid Interactions on the Success of Low Salinity Water Injection: Pore Scale Computational Fluid Dynamics Simulation

Mehdi Ebrahimi Nejad ¹, Hamed Farhadi ¹, Mobeen Fatemi^{1*}

¹Department of chemical and petroleum engineering, Sharif university of technology, Tehran, Iran

*Corresponding Author: fatemi@sharif.edu

The effect of fluid/fluid and rock/fluid mechanisms on the amount of oil recovery in low salinity water flooding has not been well understood. Also, reservoir and field conditions such as the initial wettability of the reservoir, hysteresis and the effect of the injection sequence have rarely been investigated. Therefore, the present study, using the computational fluid dynamics method, first investigates the effect of initial wettability and hysteresis on the displacement efficiency of saline water in a porous network. Then, it analyzes the contribution of wettability alteration and variation of interfacial tension mechanisms on the final oil recovery in tertiary low salinity water injection. According to the results, as the initial wettability goes towards more water-wet condition (with an optimal value of 30°), low salinity water is able to sweep a larger area of the porous media. Also, the presence of hysteresis leads to superior performance of secondary injection low salinity to its tertiary injection in all final wettability states in the studied porous media. The difference is largest in the case of final contact angle of 60°. In order to investigate the contribution of the water/oil interfacial tension (IFT) variation and wettability alteration mechanisms, the tertiary low salinity water injection (after the secondary high salinity injection) was simulated in three different normalized salinities (relative to high salinity water) of 0.7, 0.1 and 0.01. In the absence of fluid/fluid mechanisms, salinity reduction will lead to improved oil production. In the absence of rock/fluid mechanisms, the best case for the IFT trend with salinity is the parabolic trend (not decreasing IFT with decreasing salinity). Finally, this study shows that rock/fluid and fluid/fluid mechanisms are synergistic regardless of the trend of changes in interfacial tension. The effect of IFT alone on improving oil recovery is one order (ten times) less than the effect of wettability alteration. However, based on the synergistic effect, the simultaneous interactions of these two mechanisms are significantly higher than individual performance of each mechanism.

Keywords: computational fluid dynamics, pore scale simulation, low salinity water injection, hysteresis, wettability alteration