



The Effect of Salinity and Salt Type on the Coalescence Time of Oil Droplets in Low-salinity Enhanced Oil Recovery

Mehran Karimpour Khamaneh and Hassan Mahani*

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

hmahani@sharif.edu

DOI:10.22078/pr.2023.5235.3321

Received: September/02/2023

Accepted: December/09/2023

Introduction

Low-salinity waterflooding is a practical method for improving oil recovery from green and mature oil fields. Multiple mechanisms have been proposed for the low-salinity water injection process. These mechanisms have been inferred from practical observations at different length scales, and can be divided into two main groups: i) fluid-fluid and rock-fluid interactions. Moreover, the mechanisms related to ii) rock-fluid interactions include: 1-fine particles migration, 2-pH change, 3-multivalent ion exchange, 4-surface charge alteration and double layer expansion, and 5-mineral dissolution. The mechanisms related to fluid-fluid interactions include: 1-oil-brine emulsion formation, 2-osmotic effects, 3-changes in interfacial tension, and 4-changes in the viscoelasticity of oil-brine interface, among other mechanisms [1, 2]. Nevertheless, despite numerous studies to understand the mechanisms of low-salinity water, no single effective mechanism can be pinpointed to explain all observations, and it appears that multiple mechanisms are in action. It has been proven that changing the interfacial properties of the two fluids is one of the important mechanisms in the low-salinity water injection process. The interface between brine and oil can exhibit viscous or elastic behavior depending on the type and amount of ions and the polar compounds of the oil phase (such as asphaltenes). Researchers conducted various experiments to study the interfacial properties of the two fluids and found that changing the composition of the brine alters these properties [3, 4]. Some

researchers discovered that reducing the salinity of the water makes the interfacial behavior of the two fluids more elastic, and this flexibility at the interface leads to an increase in oil recovery due to reduction in the oil break-up [5-7].

In this paper, a fit-for-purpose visual system was manufactured to study the viscoelasticity of oil-brine interface via coalescence experiments. To investigate the effect of ion types on the coalescence of two adjacent oil droplets, different brines were made containing calcium chloride, sodium chloride, magnesium chloride, and sodium sulfate salts at different ionic strengths.

Materials and Methods

The interfacial properties of oil-brine were measured by determining the coalescence time of two oil droplets in the presence of brine. The coalescence time determines the elasticity of the interface. The brines used in this study were made from sodium chloride, calcium chloride, magnesium chloride, and sodium sulfate salts at ionic strengths of 0.01, 0.1, 1, and 2 M. The crude oil used in this study was from the Bangeštan reservoir in southern Iran. During the experiments, two oil droplets with diameters of 2-2.3 millimeters were placed opposite each other in the presence of brine (Fig. 1) and, after an aging period, were brought into very close contact. The time between the moment of contact and the merging of the two oil droplets was measured accurately by using a digital camera.

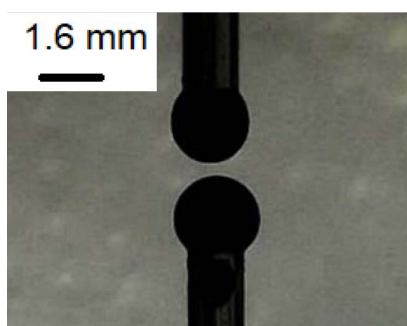


Fig. 1 Aging of oil droplets in the saline water to examine their coalescence.

Results and Discussion

At the interface of the two fluids, an organized structure of the ions present in the brine, the water molecules, and the polar oil compounds may be formed at a certain salinity. The behavior and stability of this structure depends on the composition of the brine and the polar oil molecules. In Fig. 2, the time it takes for two oil droplets to merge in the presence of brine for different salts and at varying ionic strengths is shown. As observed, the merging time of two oil droplets in the presence of all brines exhibits a non-monotonic behavior, and depending on the type of ions present in the water, the merging time reaches its maximum at a specific concentration. In the presence of sodium chloride brine, the maximum merging time at an ionic strength of 0.5 M is 21.1 s. In the presence of sodium sulfate brine, the maximum merging time at an ionic strength of 0.01 M is 18.26 s. In calcium chloride brine, the maximum merging time at an ionic strength of 0.05 M is 21.51 s, and for magnesium chloride brine, the maximum merging time at an ionic strength of 0.05 M is 20.6 seconds. The maximum merging time in divalent salts was recorded at a lower ionic strength compared to monovalent salts. This is because divalent ions can form an organized structure at the oil-brine interface at a lower ionic strength compared to monovalent ions. Additionally, by comparing the results of sodium chloride, magnesium chloride, and calcium chloride salts, it can be seen that the interface structure of the two fluids is more dependent on the type of cation in the brine. Regarding the result of sodium sulfate salt, it can be stated that the sulfate anion shows different behavior at the interface of the two fluids, and there is doubt about its significant impact on the elastic properties of the interface of the two fluids. The formation of an organized structure at the interface of the two fluids creates a flexible surface layer (membrane like). This interface property prevents the division of large oil masses into smaller masses (i.e., break-up) when passing through narrow pore throats. Ultimately, this phenomenon increases the sweep efficiency of low-salinity water injection, especially in secondary mode flooding.

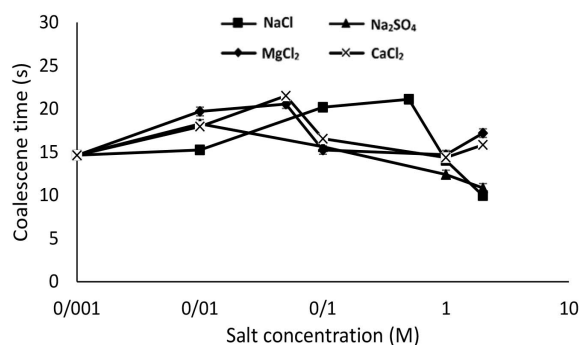


Fig. 2 Coalescence time for oil droplets aged in NaCl, CaCl₂, MgCl₂ and Na₂SO₄ solutions at different ionic strengths.

Conclusions

In this paper, the merging of two oil droplets in the presence of brine containing sodium chloride, calcium chloride, magnesium chloride, and sodium sulfate at different ionic strengths, along with the design and construction of a new apparatus, was investigated. The phenomenon of merging two oil droplets in the presence of brine depends on the elastic properties of the interface between the two fluids (brine and oil) and affects the continuity of the oil phase. Without maintaining this continuity, other mechanisms affecting the wettability of the rock will also be less effective. Based on the experiments conducted, the final conclusions of this study are as follows:

- In all the brines considered in the experiments, the merging time of two oil droplets showed non-monotonic behavior with salt concentration or salinity. This means there is an optimal salinity where the coalescence time is at its maximum and the oil-break-up can be suppressed.
- Salts containing divalent cations (such as calcium chloride and magnesium chloride) reach the maximum merging time of two oil droplets at a lower ionic strength compared to salts containing monovalent cations. Additionally, the changes in the merging time of two oil droplets in the presence of sodium sulfate salt are less than the changes in other salts.

References

1. Bartels, W. B., Mahani, H., Berg, S., & Hassanzadeh, S. M. (2019). Literature review of low salinity waterflooding from a length and time scale perspective. *Fuel*, 236, 338-353. doi: 10.1016/j.fuel.2018.09.018.
2. Mahani, H., & Thyne, G. (2023). Low-salinity (enhanced) waterflooding in carbonate reservoirs. In *Recovery Improvement* (pp. 39-107). Gulf Professional Publishing. doi: 10.1016/b978-0-12-823363-4.00007-8.
3. 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: 10.1021/acs.langmuir.5b04354.

4. Kar, T., Chávez-Miyauchi, T. E., Firoozabadi, A., & Pal, M. (2020). Improved oil recovery in carbonates by ultralow concentration of functional molecules in injection water through an increase in interfacial viscoelasticity. *Langmuir*, 36(41), 12160-12167. doi: 10.1021/acs.langmuir.0c01752.
5. Khajepour, H., Amiri, H. A. A., & Ayatollahi, S. (2020). Effects of salinity, ion type, and aging time on the crude oil-brine interfacial properties under gravity condition. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 195, 107896. doi: 10.1016/j.petrol.2020.107896.
6. Morin, B., Liu, Y., Alvarado, V., & Oakey, J. (2016). A microfluidic flow focusing platform to screen the evolution of crude oil-brine interfacial elasticity. *Lab on a Chip*, 16(16), 3074-3081. doi: 10.1039/C6LC00287K.
7. Ayirala, S. C., Yousef, A. A., Li, Z., & Xu, Z. (2018). Coalescence of crude oil droplets in brine systems: effect of individual electrolytes. *Energy & fuels*, 32(5), 5763-5771. doi: 10.1021/acs.energyfuels.8b00309.

اثر شوری و نوع نمک بر زمان ادغام قطرات نفت در روش ازدیاد برداشت با آب کم شور

مهران کریم پور خامنه و حسن ماهانی*

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

تاریخ دریافت: ۱۴۰۲/۰۶/۱۱ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۲/۰۹/۱۸

چکیده

مکانیزم‌های دخیل در ازدیاد برداشت با آب کم شور به دو دسته کلی سیال-سیال و سنگ-سیال تقسیم‌بندی می‌شوند. از این میان، برهم‌کنش‌های سیال-سیال کمتر در مقالات مورد بررسی قرار گرفته‌اند. یکی از اثرات این برهم‌کنش‌ها حفظ و یا افزایش پیوستگی فاز نفت است که موجب بالا رفتن تراوایی نسبی فاز نفت و تولید بهتر آن از مخزن می‌گردد. در این پژوهش برای فهم عمیق‌تر این اثرات و مقیاس زمانی اثر آنها، پدیده به هم آمیختگی دو قطره نفت در مجاورت شورآب بررسی شده است. برای مطالعه این پدیده دستگاه و روش جدید آزمایشگاهی توسعه داده شد. طبق این روش ابتدا دو قطره نفت (یکی از بالا و یکی از پایین) در مجاورت شورآب مورد نظر به حالت تعلیق درآمده و پس از پیرسازی، به هم نزدیک شده و در تماس با یکدیگر قرار می‌گیرند. پس از تماس مدتی طول می‌کشد تا قطرات ادغام شوند که به عنوان "زمان ادغام" ثبت می‌شود. براساس نتایج به دست آمده، مدت زمان به هم آمیختگی دو قطره نفت با افزایش زمان پیرسازی افزایش می‌یابد و پس از ۱۵ min تقریباً ثابت می‌ماند. همچنین زمان ادغام دو قطره نفت رفتاری غیریکنوا با شوری از خود نشان می‌دهد و در یک شوری میانی به حداکثر میزان خود می‌رسد. حداکثر زمان ادغام در قدرت یونی کمتری در شورآب‌های شامل نمک‌های دو ظرفیتی مانند کلسیم، منیزیم و سولفات نسبت به نمک‌های تک ظرفیتی می‌رسد که این مقادیر برای شورآب‌های سدیم کلرید، منیزیم کلرید، کلسیم کلرید و سولفات سدیم به ترتیب در غلظت‌های ۰/۵، ۰/۰۵، ۰/۰۱ مولار می‌باشند. نتایج این مطالعه پیش‌بینی می‌کند که مقدار بهینه شوری برای اثرات سیال-سیال در تزریق آب کم شور در افزایش برداشت نفت وجود خواهد داشت که نیازمند انجام تست‌های سیلاب‌زنی برای تایید می‌باشد.

کلمات کلیدی: ازدیاد برداشت نفت، آب کم شور، ادغام قطرات نفت، ویسکوالاستیسیته، فصل مشترک نفت-آب

مقدمه

بهبود برداشت نفت از میدان‌های نفتی است [۱ و ۲]. مطالعات اخیر نشان می‌دهد که ترکیب آب تزریقی بر بازده فرآیند سیلاب‌زنی تأثیر فراوان دارد [۳]. در دهه‌های اخیر تغییر ترکیب آب تزریقی و کاهش شوری آن منجر به توسعه روش ازدیاد برداشت نفت جدیدی شده است که تأثیر چشم‌گیری برروی

سیلاب‌زنی با آب یکی از روش‌های کاربردی جهت

*مسئول مکاتبات
آدرس الکترونیکی hmahani@sharif.edu
شناسه دیجیتال: (DOI:10.22078/pr.2023.5235.3321)

چاوز و همکاران در مطالعه‌ای که مربوط به اثر ماده افزودنی فعال سطحی به آب بود به این نکته اشاره کردند که صرفاً تغییرات ترشوندگی برای افزایش بازیافت نفت کافی نیست. آن‌ها مودول الاستیک و ویسکوز سطح تماس آب و نفت را در ترکیب‌ها و غلظت‌های مختلف آب اندازه‌گیری کردند و مشاهده کردند در یک بازه‌ی خاصی از غلظت نمک محلول در آب سطح تماس دو سیال خاصیت ویسکو الاستیک بالایی نشان می‌دهد و در کمتر از آن غلظت و یا بیشتر از آن این خاصیت کاهش می‌یابد. آن‌ها پیشنهاد دادند که در فرآیند تزریق آب کم‌شور تغییر خصوصیت سطح تماس دو سیال پارامتری مهم در مشاهده اثر آب کم‌شور است [۲۱]. کار و همکاران بر روی بازیابی نفت از مغزه‌های کربناته و رابطه آن با خاصیت ویسکو الاستیک سطح تماس آب و نفت مطالعاتی انجام دادند. همچنین آن‌ها در مطالعات خود به ترکیب آب‌های تزریقی سورفکتانت آنیونی (DeM) ^۹ نیز اضافه کردند و به این نتیجه رسیدند که ویژگی ویسکو الاستیک سطح تماس آب و نفت در مقابل غلظت نمک آب تزریقی رفتاری غیریکنواخت دارد و در یک محدوده خاصی از شوری سطح تماس آب و نفت رفتار الاستیک از خود نشان می‌دهد. سپس با انجام آزمایش‌های سیلاب‌زنی مغزه مشاهده کردند که روند بازیافت نفت از مغزه با روند تغییرات ویسکو الاستیسیته سطح تماس در مقابل غلظت آب تزریقی دارد. در واقع هنگامی که سطح تماس آب و نفت رفتار الاستیک از خود نشان می‌دهد، فیلم پیوسته نفت پایداری بالایی پیدا می‌کند و در مقابل قطع شدن مقاومت بیشتری از خود نشان می‌دهد؛ در نتیجه تولید نفت از مغزه افزایش پیدا می‌کند.

بازیافت نفت باقی‌مانده از مخازن مخصوصاً مخازن کربناته نفت-دوست ایران دارد [۴]. محققان این روش را با نام‌های مختلف از قبیل تزریق آب هوشمند [۵]، LoSal [۶]، مدیریت یون پیشرفته^۱ آب تزریق شده [۷]، تنظیم یونی آب^۲ [۸] و غیره در مطالعات خود معرفی کرده‌اند. سازوکارهای متعددی برای فرآیند تزریق آب کم‌شور پیشنهاد شده است. این سازوکارها از مشاهده نتایج در مقیاس‌های مختلف استنباط شده‌اند. این سازوکارها را به دو گروه برهم‌کنش‌های سیال-سیال و برهم‌کنش‌های سنگ-سیال می‌توان تقسیم‌بندی کرد. سازوکارهای مربوط به برهم‌کنش سنگ-سیال شامل این موارد است: ۱- مهاجرت ذرات ریز^۳ [۹ و ۱۰] ۲- تغییرات pH [۱۱] ۳- تبادل یونی چندگانه^۴ [۱۲ و ۱۳] ۴- انبساط لایه دوگانه و تغییر بار الکتریکی سطح^۵ [۱۲ و ۱۴] ۵- انحلال کانی‌ها [۴ و ۱۵]. سازوکارهای مربوط به برهم‌کنش سیال-سیال شامل این موارد است: ۱- تشکیل امولسیون^۶ ۲- اثرات اسمزی^۷ [۱۶ و ۱۷] ۳- تغییرات نیروی کشش بین سطحی [۱۲] و [۱۸] ۴- تغییر در خصوصیات ویسکو الاستیک سطح تماس دو سیال [۱۹] و دیگر سازوکارها. با وجود این که مطالعات بسیاری برای شناخت سازوکارهای آب کم‌شور انجام شده است؛ نمی‌توان تنها از یک گونه سازوکار مؤثر یاد کرد و به نظر سازوکارهای درگیر چندگانه می‌باشند.

ثابت شده است که تغییر خصوصیات سطح مشترک دو سیال یکی از سازوکارهای مهم در فرآیند تزریق آب کم‌شور است. سطح تماس شورآب و نفت بسته به میزان، نوع یون و همچنین ترکیبات قطبی فاز نفت می‌تواند رفتاری ویسکوز و یا الاستیک از خود نشان دهد. آلوارادو و همکاران نشان دادند که تزریق آب کم‌شور به سیستم سبب کشسان‌تر شدن سطح تماس آب/نفت می‌شود و در نتیجه از به دام افتادن نفت به دلیل بریدگی^۸ (که یکی از علل اصلی به دام افتادن نفت و ناپیوسته شدن آن در محیط متخلخل است) جلوگیری می‌کند [۲۰].

1. Advanced Ion Management
2. Ion Tuning
3. Fines Migration
4. Multi Ion Exchange (MIE)
5. Double Layer Expansion and surface charge change (DLE)
6. Micro Dispersion Formation
7. Osmosis
8. Oil Snapp-Off
9. Decylmaltoside

دیگر نزدیک می‌شود. این فرآیند توسط دوربین ثبت شده و مدت زمان بین لحظه تماس دو قطره و بهم آمیخته شدن آن‌ها سنجیده می‌شود. آن‌ها مشاهده کردند که با کاهش شوری آب، مدت زمان بهم پیوستن دو قطره نفت افزایش پیدا می‌کند. در حقیقت سطح تماس دو سیال رفتار الاستیک از خود نشان می‌دهد [۲۵]. با توجه به پژوهشهای قبلی و با هدف مطالعه دقیقتر این موضوع، در این پژوهش با ساخت یک سامانه مناسب دیداری، روشی جدید برای مطالعه خصوصیات سطح تماس دو سیال در مجاورت شورآب‌های کلسیم کلرید، سدیم کلرید، منیزیم کلرید و سدیم سولفات در قدرت‌های یونی مختلف ارائه می‌شود. در این روش دو قطره نفت در مجاورت شورآب مورد نظر به تعلیق درآمده و پس از پیرسازی و تعادل، قطره‌ها در مجاورت همدیگر قرار می‌گیرند و سپس مدت زمان ادغام آن‌ها اندازه‌گیری می‌شود. در ادامه به ارائه کامل روش پژوهش و سپس ارائه و تفسیر نتایج به‌دست آمده پرداخته می‌شود.

روش پژوهش شورآب

جهت انجام تست‌ها، شورآب‌های متنوعی در بازه گسترده‌ای از قدرت یونی که شامل آب مقطر و آب بسیار شور می‌باشد تهیه گردید. در جدول ۱ ترکیب و غلظت نمک‌های استفاده شده در ساخت شورآب‌های مختلف ارائه شده است. این نمک‌ها شامل سدیم کلرید، منیزیم کلرید، کلسیم کلرید و سدیم سولفات می‌باشند که با خلوص آزمایشگاهی ۹۹/۹٪ از شرکت صنایع شیمیایی مجللی تهیه شده‌اند. جهت تهیه آب‌ها، نمک‌های مورد نظر در آب مقطر با استفاده از یک همزن مغناطیسی حل گردیدند تا محلول همگنی آماده شود.

نفت خام

در این مطالعه از نفت خام مرده مخزن بنگستان یکی از میادین نفتی جنوب ایران استفاده شده است.

پس آنها نتیجه گرفتند که مکانیسم غالب بازیافت نفت در فرآیند تزریق آب کم‌شور الاستیک شدن سطح تماس آب و نفت است [۲۲]. به‌منظور مطالعه رفتار خصوصیات سطح تماس محققان از روش‌های مختلفی استفاده کرده‌اند. خواجه پور و همکاران [۲۳] با در نظر گرفتن مدت زمان آمیختن قطره نفت با فاز نفت در مجاورت شورآب‌های مختلف خواص سطح تماس دو سیال را مورد بررسی قرار دادند. در این روش قطرات نفت از پایین به سیستم اضافه شده و روی سطح آب یک لایه نفتی ایجاد می‌کنند. با ادامه این روند، مدت زمان آمیختن قطره نفت با لایه نفتی اندازه‌گیری شد. آنها متوجه شدند که با افزایش غلظت نمک شورآب موجود در ظرف، مدت زمانی که طول می‌کشد تا فیلم آب موجود در بین قطره و فاز نفت تخلیه شود افزایش می‌یابد. همچنین با افزایش غلظت نمک شورآب مدت زمان پیوستن قطره نفت به فاز نفت از لحظه تماس قطره با فاز نفت موجود در سطح ظرف، افزایش می‌یابد. آنها افزودند هر چه سطح تماس دو سیال منعطف‌تر یا به‌عبارت دیگر الاستیک‌تر باشد، مدت زمان آمیختن قطره به فاز نفت بیشتر است. مورین و همکاران آزمایش‌های میکروسیالی^۱ را به‌منظور مطالعه تاثیر الاستیسیته بین سطحی شورآب و نفت را در مقیاس حفره انجام دادند. آنها نقش ترکیب آب و الاستیسیته سطح را در مقیاس‌های مختلف زمانی مورد بررسی قرار دادند و مشاهده کردند که نفت خام پیر شده با شورآب سطم تماس الاستیک تری از خود نشان می‌دهد. و نیز در مجاورت آب کم‌شور سطح تماس دو سیال رفتاری منعطف‌تر از خود به نمایش می‌گذارد [۲۴]. آیرالا و همکاران برای بررسی خواص سطح تماس دو سیال مدت زمان بهم آمیختن دو قطره نفت را در مجاورت شورآب‌های مختلف مورد بررسی قرار دادند. در این آزمایش، دو قطره نفت در ظرفی پر از شورآب مورد نظر به‌صورت آویزان قرار می‌گیرد. سپس یکی از قطره‌ها با سرعت ثابت به قطره

جدول ۱ ترکیب و غلظت شورآب مورد استفاده در این پژوهش

قدرت یونی (mol/L) نوع نمک محلول	۲	۱	۰/۱	۰/۰۱
سدیم کلرید (mg/L)	۱۱۶۸۸۰	۵۸۴۴۰	۵۸۴۴	۵۸۴
کلسیم کلرید (mg/L)	۹۸۰۱۰	۴۹۰۰۰	۴۹۰۰	۴۹۰
منیزیم کلرید (mg/L)	۱۳۵۵۳۰	۶۷۷۷۰	۶۷۷۷	۶۷۷
سدیم سولفات (mg/L)	۹۴۶۹۰	۴۷۳۵۰	۴۷۳۵	۴۷۳

شده است. دو قطره کروی نفت (با قطر ۲ الی mm $\frac{2}{3}$)، از دو لوله موئینه با قطر داخلی $\frac{1}{16}$ inch که در راستای عمود مقابل هم در یک ظرف شیشه‌ای شفاف قرار گرفته‌اند، خارج می‌شوند و در فاصله $\frac{1}{8}$ – $\frac{1}{6}$ mm از هم معلق می‌مانند. سپس یکی از قطره‌ها توسط تزریق نفت با دبی ثابت (۰/۵ ml/h) و بدون این که آشفتگی در سیستم رخ دهد افزایش حجم می‌یابد و بدون جدا شدن از انتهای لوله موئینه به قطره دیگر نزدیک می‌شود تا در تماس با یکدیگر قرار گیرند. این فرآیند با دوربین میکروسکوپی (Di-x) 1000 (no-Lit) مشاهده و تصاویر دیجیتالی ثبت می‌شود. جهت تزریق نفت از دو پمپ تزریق سرنگی (شرکت فن‌آوران نانو مقیاس مدل SP ۱۰۰) و اتصالات مناسب استفاده گردید. جهت اطمینان از صحت نتایج ادغام دو قطره نفت هر تست سه مرتبه تکرار شده است. با میانگین‌گیری نتایج و محاسبه انحراف معیار نتایج میزان خطای در نظر گرفته شده حدود ۰/۵ s می‌باشد. جهت تعیین مدت زمان لازم برای به تعادل رسیدن سطح تماس مشترک دو سیال، ادغام دو قطره نفت در مجاورت شورآب سدیم کلرید ۱ M در زمان‌های ماند مختلف اندازه‌گیری شده است که نتایج آن در بخش بعدی ارائه خواهد شد.

نتایج و بحث

بررسی مراحل ادغام دو قطره نفت

برای بررسی زمان ادغام دو قطره نفت در مجاورت شورآب طبق روش توضیح داده شده در بخش قبل عمل شد.

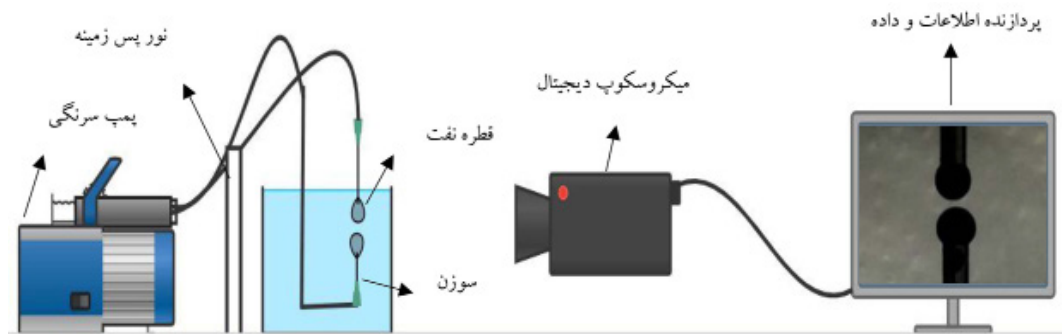
قبل از استفاده، نمونه نفت از کاغذ صافی با قطر حفرات μ ۴۲ عبور داده شد تا تمامی ذرات جامد آن گرفته شود. همچنین نمونه نفت توسط دستگاه سونیکاتور (مدل HD ۲۲۰۰، سازنده Bandelin) همگن‌سازی شد تا گازهای همراه آن به‌طور کامل خارج شوند. در جدول ۲ خواص فیزیکی و ترکیب شیمیایی نفت مورد استفاده در این پژوهش ارائه شده است. نفت مورد استفاده در این پژوهش، در مطالعات قبلی ازدیاد برداشت نفت انجام شده توسط گروه پژوهشی نیز استفاده شده است و در آزمایش‌های آب کم‌شور نتایج قابل توجهی نشان داده است [۶ و ۲۶].

سامانه تست ادغام دو قطره نفت

در این پژوهش یک سامانه جدید برای بررسی رفتار سطح تماس دو سیال ساخته و استفاده شده است. در این روش، مدت زمانی که طول می‌کشد دو قطره نفت که در تماس با هم هستند، به هم بپیوندند به‌عنوان یک پارامتر جدید اندازه‌گیری شده است. زمان اقدام، همان‌طور که در مطالعات دیگر آمده است، می‌تواند بیانگر خصوصیات سطح تماس مشترک شورآب و نفت و میزان نرمی و یا صلبیت آن باشد [۲۳ و ۲۵]. هنگامی که در سطح تماس نفت-آب ساختاری منظم متشکل از یون‌های موجود در شورآب و ترکیبات قطبی نفت تشکیل می‌شود؛ سطح تماس رفتاری منعطف‌تر از خود نشان می‌دهد. هنگامی که سطح تماس کشسان تر می‌شود مدت زمان ادغام دو قطره نفت افزایش می‌یابد [۲۳ و ۲۴]. در شکل ۱ تصویر سامانه ساخته شده برای اندازه‌گیری زمان به ادغام دو قطره نفت در مجاورت شورآب آورده

جدول ۲ خصوصیات نمونه نفت خام مورد استفاده در پژوهش

عدد اسیدی (mg KOH/g oil)	وزن مخصوص در ۲۵ °C	درجه API	گرانروی در ۲۵ °C (cP)	آنالیز SARA			
				اشباع (درصد وزنی)	آروماتیک (درصد وزنی)	رزین (درصد وزنی)	آسفالتین (درصد وزنی)
۰/۱۴	۰/۸۷۳۱	۳۰/۵۷	۲۵/۲	۶۳/۹۶	۲۵/۳۳	۹/۰۶	۱/۶۵



شکل ۱ سامانه دیداری اندازه گیری ادغام دو قطره نفت در مجاورت شورآب

شکل ۲ نشان دهنده مراحل ادغام دو قطره نفت است. این تست در مجاورت شورآب سدیم کلرید ۱ مولار انجام شد. در مرحله یک دو قطره نفت از سرنگ خارج شده و به آن‌ها زمان داده می‌شود تا در مجاورت شورآب به تعادل برسند. در مرحله دو پس از گذشت مدت زمان معین (مدت زمان کافی جهت پیرشدگی سیستم) دو قطره نفت به هم نزدیک می‌شوند. در این مرحله فیلم آب بین دو قطره نفت تخلیه می‌شود و سطح تماس دو قطره نفت در مجاورت هم قرار می‌گیرند. هنگام تماس دو سطح، ساختارهای موجود در سطوح تماس، در تماس با هم قرار می‌گیرند و پس از گذشت مدت زمان ساختار موجود در سطوح تماس درهم می‌شکند و دو قطره نفت در هم ادغام می‌شوند.

شکل ۲ نشان دهنده مراحل ادغام دو قطره نفت است. این تست در مجاورت شورآب سدیم کلرید ۱ مولار انجام شد. در مرحله یک دو قطره نفت از سرنگ خارج شده و به آن‌ها زمان داده می‌شود تا در مجاورت شورآب به تعادل برسند. در مرحله دو پس از گذشت مدت زمان معین (مدت زمان کافی جهت پیرشدگی سیستم) دو قطره نفت به هم نزدیک می‌شوند. در این مرحله فیلم آب بین دو قطره نفت تخلیه می‌شود و سطح تماس دو قطره نفت در مجاورت هم قرار می‌گیرند. هنگام تماس دو سطح، ساختارهای موجود در سطوح تماس، در تماس با هم قرار می‌گیرند و پس از گذشت مدت زمان ساختار موجود در سطوح تماس درهم می‌شکند و دو قطره نفت در هم ادغام می‌شوند.

بررسی اثر مدت زمان پیرشدگی سیستم نفت-آب

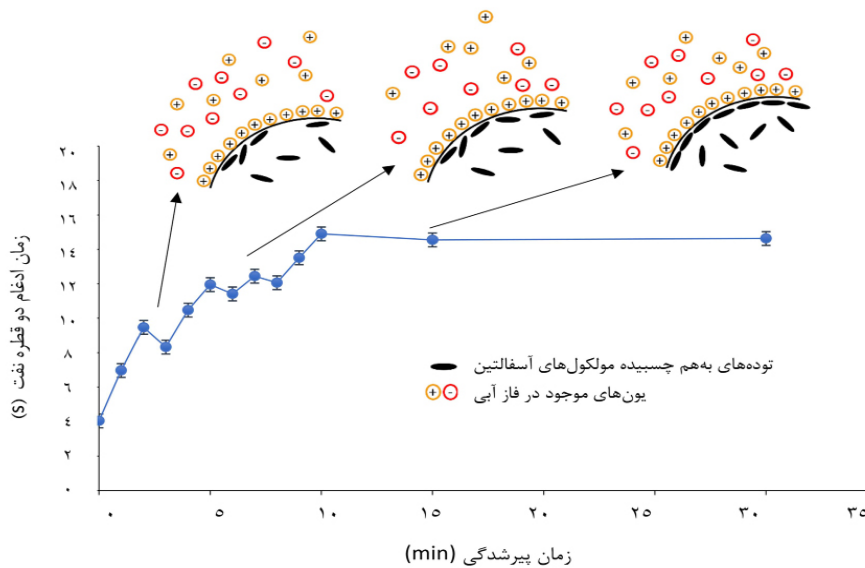
نتایج زمان ادغام دو قطره نفت برحسب قدرت یونی آب نمک

برای بررسی خصوصیات سطح تماس دو سیال، ابتدا باید مدت زمانی که طول می‌کشد تا سیستم به تعادل برسد و ساختار منظمی از یون‌های آب و ترکیبات قطبی نفت تشکیل شود تعیین شود. با توجه به نتایج در شکل ۳ مدت زمان درهم‌آمیختگی دو قطره نفت با افزایش زمان پیرشدگی سیستم روند افزایشی به‌خود می‌گیرد و

همان‌طور که در بخش قبل اشاره شد، تشکیل ساختاری منظم از یون‌های موجود در شورآب و مولکول‌های آب و ترکیبات قطبی نفت سبب رفتار الاستیک سطح تماس دو سیال می‌شود. یکی از عوامل موثر بر تشکیل این ساختار غلظت نمک یا شوری آب است.



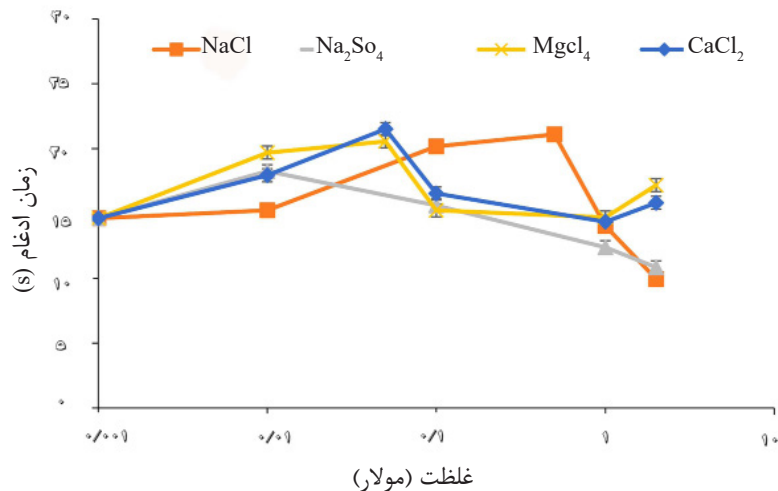
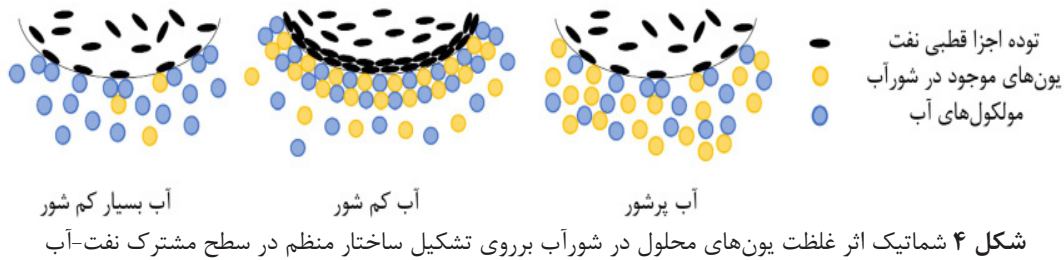
شکل ۲ مراحل ادغام دو قطره نفت (الف) تعلیق دو قطره نفت در مجاورت شورآب و پیرسازی، (ب) به هم نزدیک کردن دو قطره نفت بعد از پیر شدن، تخلیه فیلم آب بین سطوح و تماس دو قطره با هم، (پ) ادغام دو قطره در مجاورت شورآب



شکل ۳ تاثیر مدت زمان پیرشدگی بر روی مدت زمان ادغام دو قطره نفت در مجاورت شورآب ۱ M سدیم کلرید

قطره نفت در مجاورت تمام شورآب‌ها رفتاری غیریکنواخت از خود نشان داده و بسته به نوع یون‌های موجود در آب در غلظت خاصی زمان ادغام به بیشینه مقدار خود می‌رسد. در مجاورت شورآب سدیم کلرید بیشینه مقدار زمان ادغام در قدرت یونی ۰/۵ مولار، ۲۱/۱ s است. در مجاورت شورآب سدیم سولفات در قدرت یونی ۰/۰۱ به بیشینه مقدار خود، ۱۸/۲۶ s می‌رسد. در شورآب کلسیم کلرید بیشینه مقدار زمان ادغام در قدرت یونی ۰/۰۵ مولار، ۲۱/۵۱ s است و برای شورآب منیزم کلرید زمان ادغام در قدرت یونی ۰/۰۵ مولار به بیشینه مقدار خود ۲۰/۶ s می‌رسد. بیشینه مقدار زمان ادغام در نمک‌های دو ظرفیتی در قدرت یونی کمتر از قدرت یونی نمک‌های تک ظرفیتی به دست آمد.

شکل ۴ به صورت شماتیک سطح تماس دو سیال را در حضور آب بسیار کم‌شور، آب کم‌شور و آب پرشور نشان می‌دهد. همان‌طور که مشاهده می‌شود در حالتی که یون‌های محلول غلظت کمی دارند و یا غلظت بسیار بالایی دارند، ساختار منظمی در سطح تماس تشکیل نمی‌شود. اما در حالتی که غلظت بهینه‌ای از یون‌ها در شورآب وجود دارد ساختاری منظم از یون‌های محلول و مولکول‌های آب و ترکیبات قطبی نفت تشکیل می‌دهد. در شکل ۵ نتایج زمان ادغام دو قطره نفت در مجاورت شورآب‌های مختلف با قدرت یونی‌های متفاوت ارائه شده است و در جدول ۳ مقادیر میانگین و انحراف معیار اندازه‌گیری‌های مدت زمان ادغام دو قطره نفت در مجاورت شورآب‌های مختلف است همان‌گونه که مشاهده می‌شود، زمان ادغام دو



شکل ۵ زمان ادغام دو قطره نفت در مجاورت شورآب‌های سدیم کلرید، منیزیم کلرید، کلسیم کلرید و سدیم سولفات در قدرت‌های یونی متفاوت.

جدول ۳ مقادیر میانگین و انحراف معیار مدت زمان ادغام دو قطره نفت برحسب s در مجاورت شورآب سدیم سولفات، منیزیم کلرید، سدیم کلرید و کلسیم کلرید با قدرت‌های یونی مختلف.

نوع نمک محلول	قدرت یونی (mol/L)				
	0.01	0.1	1	2	
سدیم کلرید	۱۵/۲۴	۲۰/۱۸	۱۴/۰۴	۹/۹۵	میانگین (s)
	۰/۴۹	۰/۵	۰/۴۲	۰/۴۲	انحراف معیار (s)
سدیم سولفات	۱۸/۲۵	۱۵/۶۲	۱۲/۴۰	۱۰/۸۵	میانگین (s)
	۰/۱۴	۰/۳	۰/۲۹	۰/۴۶	انحراف معیار (s)
کلسیم کلرید	۱۷/۹۵	۱۶/۵۴	۱۴/۳۶	۱۵/۸۳	میانگین (s)
	۰/۴۹	۰/۴۳	۰/۲	۰/۱۷	انحراف معیار (s)
منیزیم کلرید	۱۹/۶۹	۱۵/۲۷	۱۴/۷۰	۱۷/۲۱	میانگین (s)
	۰/۴۹	۰/۴۹	۰/۵	۰/۴۸	انحراف معیار (s)

وابسته است. همچنین با مقایسه نتایج نمک‌های سدیم کلرید، منیزیم کلرید و کلسیم کلرید می‌توان گفت که ساختار منظم در سطح تماس دو سیال بیشتر تابع نوع کاتیون نمک است.

که دلیل این امر به این صورت است که یون‌های دو ظرفیتی در قدرت یونی کمتری نسبت به یون‌های تک ظرفیتی، ساختار منظم در سطح تماس مشترک تشکیل می‌دهند. این پدیده به ماهیت یون‌ها

کم‌شور می‌شود به‌خصوص در حالت تزریق ثانویه می‌شود. با نرم‌تر شدن سطح تماس آب تزریقی و نفت، آب می‌تواند حتی در خلل و فرجی که نفت دوست هستند و نیروی موینگی بالایی دارند نفوذ کند و نفت آن نواحی را نیز جابه‌جا کند. این پدیده طی تزریق ثانویه آب کم‌شور به سیستم برای افزایش باز یافت نفت بسیار موثر است. اما در هنگام تزریق ثالثیه آب کم‌شور اینگونه نخواهد بود [۲۸]. در تزریق ثالثیه آب کم‌شور، در ابتدا آب پرشور به‌صورت ثانویه به سیستم تزریق شده است. در حین تزریق آب پرشور، سطح تماس دو سیال رفتار الاستیک از خود نشان نمی‌دهد و نفت در هنگام عبور از گلوگاه باریک تقسیم می‌شود. با تزریق آب کم‌شور، پس از آب پرشور، به‌صورت ثالثیه توده‌های کوچک نفت که در هنگام تزریق آب پرشور از هم جدا شده بودند، در مدت زمان بیشتری ادغام می‌شوند. در حین تزریق آب کم‌شور به‌صورت ثانویه، از همان ابتدای فرآیند جابه‌جایی نفت با آب کم‌شور در تماس قرار می‌گیرد و سطح تماس به‌صورت الاستیک عمل می‌کند و سبب عدم تقسیم توده‌های بزرگ نفت می‌شود. در نتیجه فاز نفت به‌صورت پیوسته باقی می‌ماند و از این طریق تولید می‌شود و در نهایت میزان تولید در حین تزریق آب کم‌شور به‌صورت ثانویه بیشتر از میزان تولید در حین تزریق آب کم‌شور به‌صورت ثالثیه می‌شود. چاوز و همکاران با بررسی خواص رئولوژی سطح تماس دو سیال نفت و شور آب سدیم کلرید و منیزیم کلرید در غلظت‌های مختلف به‌کمک روش حلقه، مشاهده کردند که ضرایب‌های الاستیک و ویسکوز سطح تماس دو سیال رفتاری غیر یکنواخت با تغییر غلظت نمک دارد که با نتایج به‌دست آمده در این مطالعه هم‌خوانی دارد [۲۱]. با توجه به نتایج به‌دست آمده در این پژوهش، مدت زمان به تعادل رسیدن سطح تماس دو سیال بین چند ثانیه تا چند دقیقه متغیر هست.

در رابطه با نتیجه نمک سدیم سولفات می‌توان گفت که آنیون سولفات در سطح تماس دو سیال رفتار متفاوتی نشان می‌دهد و در خصوص تاثیر زیاد آن روی خصوصیات الاستیک سطح تماس دو سیال تردید وجود دارد. اما در مقالات تاثیر مثبت حضور این آنیون در آب و تعامل بالای آن با سنگ کربناته و کمک به تغییر ترشوندگی سنگ گزارش شده است [۴ و ۱۲]. نمک‌های دو ظرفیتی کلسیم کلرید و منیزیم کلرید در قدرت یونی بیش از ۱ مولار روند افزایشی در مدت زمان ادغام نشان می‌دهند که البته تغییرات به‌طور نسبی خیلی جزئی است. این امر می‌تواند نشان دهنده تفاوت در نحوه چیدمان مجدد یون‌های دو ظرفیتی و تک ظرفیتی در غلظت‌های بالای نمک باشد. در واقع در قدرت یونی بیش از ۱ مولار ساختاری منظم برای سیستم‌های دارای یون‌های دو ظرفیتی ایجاد شده است. که طی ایجاد ساختار مذکور، سطح تماس نرم‌تر شده و مدت زمان ادغام دو قطره نفت افزایش می‌یابد. برای درک دقیق‌تر این موضوع و بررسی سهم عوامل مختلف، مطالعات مقیاس مولکولی مانند شبیه‌سازی مولکولی می‌تواند بسیار راه‌گشا باشد. ایجاد یک ساختمان منظم از یون‌ها و مولکول‌های فعال سطحی فاز نفت و مولکول‌های آب سبب بهبود خواص سطح تماس دو سیال می‌شود. در واقع وجود ساختاری منظم در سطح تماس دو سیال سبب رفتار الاستیک سطح و در نتیجه تأخیر در ادغام دو قطره نفت می‌شود. و تشکیل این ساختار، به ترکیب شور آب و نفت وابسته است. همچنین در مطالعات دیگر [۲۰، ۲۱ و ۲۴] به این موضوع اشاره شده است که تشکیل ساختار منظم در سطح تماس دو سیال سبب ایجاد یک لایه (غشای) سطحی منعطف می‌شود. این خصوصیت سطح تماس سبب جلوگیری از تقسیم توده نفت بزرگ به توده‌های کوچکتر هنگام عبور از گلوگاه‌های باریک می‌شود. به‌همین ترتیب این پدیده سبب افزایش بازده جاروبی تزریق آب

سیال (پیرشدگی) ۱۵ min می‌باشد. با افزایش زمان پیر شدگی، زمان ادغام قطرات نفت هم افزایش می‌یابد که مربوط به تشکیل ساختارهای منظم در فصل مشترک دو سیال است و میزان الاستیسته را هم کنترل می‌کند.

• در تمامی شورآب‌های در نظر گرفته شده در آزمایش‌ها، مدت زمان ادغام دو قطره نفت رفتاری غیریکنوا با غلظت نمک یا شوری از خود نشان می‌دهد. به دلیل ماهیت یون‌های موجود در شورآب‌ها، در غلظت‌های مختلفی مدت زمان ادغام به مقدار بیشینه خود رسید.

• نمک‌های شامل کاتیون‌های دو ظرفیتی (مانند کلسیم کلرید و منیزیم کلرید) در قدرت یونی کمتری نسبت به نمک‌های شامل کاتیون تک ظرفیتی به مقدار بیشینه مدت زمان به هم آمیختگی^۱ دو قطره نفت می‌رسند. همچنین تغییرات مدت زمان به هم آمیختگی دو قطره نفت در مجاورت نمک سدیم سولفات کمتر از تغییرات دیگر نمک‌ها است. که در این راستا مدت زمان به هم آمیختگی دو قطره نفت در مجاورت نمک‌های سدیم کلرید (در قدرت یونی ۰/۵ مولار)، کلسیم کلرید (در قدرت یونی ۰/۰۵ مولار) و منیزیم کلرید (در قدرت یونی ۰/۰۵ مولار) به ترتیب برابر ۲۱/۱، ۲۱/۵ و ۲۰/۵ مولار به دست آمد.

بر اساس نتایج به دست آمده در این پژوهش که وجود مقدار بهینه شوری در اثرات سیال سیال را نشان داد، می‌توان پیشنهاد داد که در یک مقدار شوری خاصی میزان برداشت نفت از سیستم به بیشین مقدار خود خواهد رسید که بررسی آن نیازمند آزمایش‌های دقیق سیلاب‌زنی است که در پژوهش‌های بعدی انجام می‌گیرد. این مورد در افزایش بهره‌وری آب کم‌شور تاثیر به سزایی خواهد داشت.

این درحالی‌است که مدت زمان لازم برای تغییر ترشوندگی سطح در مجاورت آب کم‌شور در حدود حداقل چند ساعت و یا چند روز است [۶]. در واقع می‌توان گفت که سازوکارهای مربوط به سطح تماس سیال-سیال در مدت زمان کمتری نسبت به سازوکارهای مربوط به سطح تماس سنگ-سیال عمل می‌کنند و مقیاس زمانی اثر بخشی آن‌ها متفاوت است. البته، درخصوص بررسی تاثیر نسبی برهم‌کنش‌های سیال-سیال و سنگ-سیال (که خارج از زمینه این پژوهش بوده است) روی ازدیاد برداشت نفت با آب کم‌شور هم نیاز به مطالعه جامع وجود دارد که نتایج این بررسی در مقالات بعدی ارائه خواهد شد. همچنین با توجه به این که نمونه نفت استفاده شده در این پژوهش نفت نسبتاً سبک می‌باشد، بررسی تاثیر نوع نفت (مثلاً سبک، نسبتاً سبک، سنگین و فوق سنگین) و ترکیبات آن بر روی برهم‌کنش‌های سیال-سیال و سازوکارهای دخیل در فرآیند آب کم‌شور و نهایتاً ازدیاد برداشت نیازمند مطالعه جداگانه‌ای می‌باشد.

نتیجه‌گیری

در این پژوهش ادغام دو قطره نفت در حضور شورآب نمک‌های سدیم کلرید، کلسیم کلرید، منیزیم کلرید و سدیم سولفات در قدرت‌های یونی مختلف به همراه طراحی و ساخت سامانه جدیدی مورد بررسی قرار گرفت. پدیده ادغام دو قطره نفت در مجاورت شورآب می‌تواند توصیفی از ویژگی الاستیک سطح تماس دو سیال شورآب و نفت باشد و بر میزان پیوستگی فاز نفت تاثیرگذار است. بدون حفظ این پیوستگی، دیگر سازوکارهای مؤثر بر ترشوندگی سنگ هم کم‌تاثیر خواهند شد. بر اساس آزمایش‌های انجام شده، نتیجه‌گیری نهایی این پژوهش به صورت زیر است:

• با توجه به نتایج به دست آمده مدت زمان لازم برای به تعادل رسیدن برهم‌کنش‌های بین نفت-مولکول‌های آب و یون‌ها در سطح تماس دو

1.Coalescence

مراجع

- [1]. Green, D.W. and G.P. Willhite (1998) Enhanced oil recovery, 1st. editrion, Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers, The USA, Texas, Richardson, 6, 1-545. ISBN: 9781555630775.
- [2]. Mahani, H., & Thyne, G. (2023). Low-salinity (enhanced) waterflooding in carbonate reservoirs. In *Recovery Improvement* (pp. 39-107). Gulf Professional Publishing. doi.org/10.1016/B978-0-12-823363-4.00007-8.
- [3]. Morrow, N., & Buckley, J. (2011). Improved oil recovery by low-salinity waterflooding. *Journal of Petroleum Technology*, 63(05), 106-112. doi.org/10.2118/129421-JPT.
- [4]. 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 ζ -potential and a surface-complexation model. *SPE Journal*, 22(01), 53-68. doi.org/10.2118/181745-PA.
- [5]. RezaeiDoust, A., Puntervold, T., Strand, S., & Austad, T. (2009). Smart water as wettability modifier in carbonate and sandstone: A discussion of similarities/differences in the chemical mechanisms. *Energy & Fuels*, 23(9), 4479-4485. doi.org/10.1021/ef900185q.
- [6]. Mohammadi, M., & Mahani, H. (2020). Direct insights into the pore-scale mechanism of low-salinity waterflooding in carbonates using a novel calcite microfluidic chip. *Fuel*, 260, 116374. doi.org/10.1016/j.fuel.2019.116374.
- [7]. Yousef, A. A., Al-Saleh, S., Al-Kaabi, A., & Al-Jawfi, M. (2011). Laboratory investigation of the impact of injection-water salinity and ionic content on oil recovery from carbonate reservoirs. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 14(05), 578-593. doi.org/10.2118/137634-PA.
- [8]. Xie, Q., Ma, D., Liu, Q., & Lv, W. (2015). Ion tuning waterflooding in low permeability sandstone: Core-flooding experiments and interpretation by thermodynamics and simulation. In *Presentation at the International Symposium of the Society of Core Analysts Held in St. John's Newfoundland and Labrador, Canada* (pp. 16-21).
- [9]. Song, W., & Kovscek, A. R. (2016). Direct visualization of pore-scale fines migration and formation damage during low-salinity waterflooding. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 34, 1276-1283. doi.org/10.1016/j.jngse.2016.07.055.
- [10]. Morrow, N. R., Tang, G. Q., Valat, M., & Xie, X. (1998). Prospects of improved oil recovery related to wettability and brine composition. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 20(3-4), 267-276. doi.org/10.1016/S0920-4105(98)00030-8.
- [11]. Austad, T. (2013). Water-based EOR in carbonates and sandstones: new chemical understanding of the EOR potential using "smart water". In *Enhanced oil recovery Field case studies* (pp. 301-335). Gulf Professional Publishing. doi.org/10.1016/B978-0-12-386545-8.00013-0.
- [12]. Mahani, H., Keya, A. L., Berg, S., Bartels, W. B., Nasralla, R., & Rossen, W. R. (2015). Insights into the mechanism of wettability alteration by low-salinity flooding (LSF) in carbonates. *Energy & Fuels*, 29(3), 1352-1367. doi.org/10.1021/ef5023847.
- [13]. Zhang, P., Tweheyo, M. T., & Austad, T. (2007). Wettability alteration and improved oil recovery by spontaneous imbibition of seawater into chalk: Impact of the potential determining ions Ca^{2+} , Mg^{2+} , and SO_4^{2-} . *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 301(1-3), 199-208. doi.org/10.1016/j.colsurfa.2006.12.058.
- [14]. Nasralla, R. A., & Nasr-El-Din, H. A. (2014). Double-layer expansion: is it a primary mechanism of improved oil recovery by low-salinity waterflooding?. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 17(01), 49-59. doi.org/10.2118/154334-PA.
- [15]. 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, 1-21.
- [16]. Fredriksen, S. B., Rognmo, A. U., Sandengen, K., & Fernø, M. A. (2017). Wettability effects on osmosis as an oil-mobilization mechanism during low-salinity waterflooding. *Petrophysics*, 58(01), 28-35.
- [17]. Bartels, W. B., Mahani, H., Berg, S., Menezes, R., van der Hoeven, J. A., & Fadili, A. (2017). Oil configuration under high-salinity and low-salinity conditions at pore scale: a parametric investigation by use of a single-channel micromodel. *SPE Journal*, 22(05), 1362-1373. doi.org/10.2118/181386-PA.
- [18]. Lashkarbolooki, M., Ayatollahi, S., & Riazi, M. (2014). Effect of salinity, resin, and asphaltene on the surface properties of acidic crude oil/smart water/rock system. *Energy & Fuels*, 28(11), 6820-6829. doi.org/10.1021/ef5015692.
- [19]. Karadimitriou, N. K., Mahani, H., Steeb, H., & Niasar, V. (2019). Nonmonotonic effects of salinity on wettability alteration and two-phase flow dynamics in PDMS micromodels. *Water Resources Research*, 55(11), 9826-9837. doi.org/10.1029/2018WR024252.
- [20]. Bidhendi, M. M., Garcia-Olvera, G., Morin, B., Oakey, J. S., & Alvarado, V. (2018). Interfacial viscoelasticity of crude oil/brine: An alternative enhanced-oil-recovery mechanism in smart waterflooding. *SPE Journal*, 23(03), 803-818. doi.org/10.2118/169127-PA.

- [21]. 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.
- [22]. Kar, T., Chávez-Miyauchi, T. E., Firoozabadi, A., & Pal, M. (2020). Improved oil recovery in carbonates by ultralow concentration of functional molecules in injection water through an increase in interfacial viscoelasticity. *Langmuir*, 36(41), 12160-12167. doi.org/10.1021/acs.langmuir.0c01752.
- [23]. Khajepour, H., Amiri, H. A. A., & Ayatollahi, S. (2020). Effects of salinity, ion type, and aging time on the crude oil-brine interfacial properties under gravity condition. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 195, 107896. doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107896.
- [24]. Morin, B., Liu, Y., Alvarado, V., & Oakey, J. (2016). A microfluidic flow focusing platform to screen the evolution of crude oil-brine interfacial elasticity. *Lab on a Chip*, 16(16), 3074-3081. doi.org/10.1039/C6LC00287K.
- [25]. Ayirala, S. C., Yousef, A. A., Li, Z., & Xu, Z. (2018). Coalescence of crude oil droplets in brine systems: effect of individual electrolytes. *Energy & Fuels*, 32(5), 5763-5771. doi.org/10.1021/acs.energyfuels.8b00309.
- [26]. Golmohammadi, M., Mohammadi, S., Mahani, H., & Ayatollahi, S. (2022). The non-linear effect of oil polarity on the efficiency of low salinity waterflooding: A pore-level investigation. *Journal of Molecular Liquids*, 346, 117069. doi.org/10.1016/j.molliq.2021.117069.
- [27]. Moeini, F., Hemmati-Sarapardeh, A., Ghazanfari, M. H., Masihi, M., & Ayatollahi, S. (2014). Toward mechanistic understanding of heavy crude oil/brine interfacial tension: The roles of salinity, temperature and pressure. *Fluid Phase Equilibria*, 375, 191-200. doi.org/10.1016/j.fluid.2014.04.017.
- [28]. 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. doi.org/10.2118/214320-PA.