



## A Comprehensive Assessment of the Performance of Ionic Liquids in Modifying Reservoir Rock and Fluid Properties for Enhanced Oil Recovery

H. Harighi<sup>1</sup>, M. Baghban Salehi<sup>2\*</sup>, V. Taghikhani<sup>3</sup>, M. Mirzaei<sup>4</sup>

1- M. Sc. of Petroleum Engineering, Sharif University of Technology

2- Associate Professor of Petroleum Engineering, Chemistry & Chemical Engineering Research Center of Iran

3- Professor of Chemical and Petroleum Engineering, Sharif University of Technology

4- Assistant Professor of Chemistry, Chemistry & Chemical Engineering Research Center of Iran

Email: m.bsalehi@ccerci.ac.ir

### Abstract

*Chemical injection improves oil recovery, but poses challenges. Ionic liquids are a promising material for chemical enhanced oil recovery due to their unique properties. However, their complex structures present a significant challenge. In this article, we discuss the types and performance influencers of ionic liquids in oil recovery. Most ionic liquids contain imidazolium cations and halogen anions. Two mechanisms, interfacial tension reduction, and wettability alteration, justify their performance. Longer alkyl chains and high temperatures increase efficiency. Maintaining their performance at high temperatures and salinity is crucial for success. Wettability changes have been observed in both sandstone and carbonate rocks in the presence of various ionic systems, transitioning them into a hydrophilic state. Furthermore, these mechanisms synergize effectively with other chemicals like surfactants and polymers. The promising research results of the past decade indicate the substantial potential of these materials in increasing oil production.*

Received: 17 August 2023

Accepted: 29 December 2023

Page Number: 59-76

### Keywords:

Ionic Liquid,  
Enhanced Oil Recovery,  
Interfacial Tention,  
Wettability Alteration

### Please Cite this Article Using:

Harighi, H., Baghban Salehi, M., Taghikhani, V., & Mirzaei, M. (2025). A Comprehensive Assessment of the Performance of Ionic Liquids in Modifying Reservoir Rock and Fluid Properties for Enhanced Oil Recovery. *Iranian Chemical Engineering Journal*, 23(136), 59-76, [In Persian].



## ارزیابی جامع عملکرد مایعات یونی در تغییر خواص سنگ و سیال مخزن به منظور ازدیاد برداشت نفت

هومن حریتی<sup>۱</sup>، مهسا باغبان صالحی<sup>۲\*</sup>، وحید تقی خانی<sup>۳</sup>، مجتبی میرزایی<sup>۴</sup>

۱- کارشناسی ارشد مهندسی نفت، دانشگاه صنعتی شریف

۲- دانشیار مهندسی نفت، پژوهشگاه شیمی و مهندسی شیمی ایران

۳- استاد مهندسی شیمی، دانشگاه صنعتی شریف

۴- استادیار شیمی، پژوهشگاه شیمی و مهندسی شیمی ایران

پیام‌نگار: m.bsalehi@ccerci.ac.ir

### چکیده

در دهه اخیر، روش‌های مبتنی بر تزریق مواد شیمیایی به مخزن، راهکاری مؤثر به منظور افزایش تولید نفت محسوب می‌شود. مایعات یونی با خواص منحصر به فرد هم‌چون مقاومت در برابر دما، یون‌ها، زیست‌تخریب‌پذیری و قطبی بودن، می‌توانند به‌عنوان نسل جدید مواد در ازدیاد برداشت نفت معرفی شوند. گستردگی ساختار مایعات یونی در کنار امکان طراحی وابسته به کاربرد آن‌ها، یک برتری مهم در به‌کارگیری آن‌ها به‌شمار می‌آید. در این مقاله، ضمن بررسی و طبقه‌بندی انواع مایعات یونی با تأکید بر اثر عوامل مختلف بر عملکرد آن‌ها مانند غلظت بحرانی میسل، دما، یون‌های موجود در آب سازند و نوع سنگ مخزن، به ارائه انواع سازوکارهای مایعات یونی در تغییر خصوصیات مخازن پرداخته شده‌است. براین اساس، کاتیون ایمیدازولیوم و آنیون‌های هالوژن بیشترین سهم را در ساختار مایعات یونی به خود اختصاص داده و کاهش کشش بین سطحی و تغییر ترشوندگی نیز به‌عنوان دو سازوکار غالب در توجیه عملکرد آن‌ها در ازدیاد برداشت نفت، معرفی شده‌است. مایعات یونی با زنجیره آلکیل طولانی اثربخشی بالاتری دارد و حضور نمک و افزایش دما نیز باعث تقویت فعالیت سطحی آن‌ها می‌شود. تزریق اکثر مایعات یونی باعث تغییرات ترشوندگی در سنگ‌های ماسه‌سنگی و کربناته به رژیم آب‌دوست می‌شود که قابلیت هم‌افزایی این سازوکارها با سایر مواد شیمیایی هم‌چون سورفکتانت‌ها و پلیمرها مشخص شده‌است. با توجه به نتایج امیدوارکننده تحقیقات در دهه گذشته، پتانسیل بالای این مواد برای افزایش تولید نفت قابل نتیجه‌گیری است.

تاریخ دریافت: ۱۴۰۲/۰۵/۲۶

تاریخ پذیرش: ۱۴۰۲/۰۹/۲۹

شماره صفحات: ۵۹ تا ۷۶

### کلیدواژه‌ها:

مایع یونی،

ازدیاد برداشت نفت،

کشش بین سطحی،

تغییر ترشوندگی

\* تهران، پژوهشگاه شیمی و مهندسی شیمی ایران، پژوهشکده مهندسی نفت

### استناد به مقاله:

حریتی، هومن، باغبان صالحی، مهسا، تقی خانی، وحید، و میرزایی، مجتبی. (۱۴۰۳). ارزیابی جامع عملکرد مایعات یونی در تغییر خواص سنگ و سیال مخزن به منظور ازدیاد برداشت نفت، نشریه مهندسی شیمی ایران، ۲۳(۱۳۶)، ۷۶-۵۹.

با رشد جمعیت و افزایش مصرف انرژی، تأمین این نیاز جهانی به روش‌های مختلف اهمیت بیشتری پیدا کرده و نیاز است تا این تقاضای انرژی برآورده شود. نفت و گاز از مهم‌ترین منابع تأمین‌کننده انرژی در چند دهه اخیر بوده و پیش‌بینی‌ها نیز حضور مستمر این صنعت را حداقل تا ۳۰ سال آینده به‌عنوان مهره کلیدی در این زنجیره تأیید می‌کند [۱]. امروزه بسیاری از میدان‌های دنیا در اثر تولید به بلوغ رسیده و ادامه تولید از آن‌ها به‌طور طبیعی و با فشار ذاتی مخزن امکان‌پذیر نیست و از سوی دیگر، تولید از سایر مخازن بسیار دشوار است و با فناوری فعلی، حفاری و بهره‌برداری از آن‌ها دارای امکان‌سنجی فنی و یا اقتصادی نیست؛ لذا از طرفی، کاهش عرضه با سخت‌تر شدن تولید و افزایش تقاضای انرژی در چند دهه اخیر و هم‌چنین مسائل سیاسی در وسعت جهانی باعث افزایش قیمت نفت شده‌است. بنابراین، این افزایش قیمت می‌تواند استفاده از سایر روش‌ها را برای تولید و بهبود آن توجیه‌پذیر کند [۲]. برای بررسی دقیق‌تر، در ابتدا باید مراحل تولید از مخازن را مطالعه کرد؛ معمولاً مخازن نفتی در شروع بهره‌برداری به کمک نیروی وارده از جانب آب‌های زیرزمینی<sup>۱</sup>، کلاهک گازی<sup>۲</sup> و یا گاز محلول در نفت<sup>۳</sup> و به دلیل اختلاف فشار<sup>۴</sup>، به سمت چاه تولیدی و سپس سطح زمین جریان پیدا می‌کند. در طی زمان نیز با روش‌های فرازآوری مصنوعی<sup>۵</sup> هم‌چون استفاده از پمپ‌ها و تزریق گاز در چاه تولیدی کاهش اختلاف فشار، جبران و سیال هیدروکربوری به تجهیزات سطحی منتقل می‌شود؛ اما پس از آن تولید طبیعی مخزن دیگر رخ نمی‌دهد. در ادامه، روش‌های بازیافت ثانویه<sup>۶</sup> با تزریق آب، گاز و یا ترکیبی از آن‌ها مطرح می‌شود که می‌تواند تأثیر مطلوبی بر تولید داشته‌باشد. در مجموع این دو روش ۳۰ الی ۶۰ درصد از نفت درجا تولید می‌شود. پس از این مرحله تا مادامی که دیگر نفت بیشتری تولید نشود و سهم آب تولیدی از چاه‌ها به مقادیر بسیار بالایی برسد، این روش توجیه عملیاتی و اقتصادی ندارد و نیاز است تا با افزودن موادی به سیلاب و یا تزریق جداگانه سایر مواد، خواص سنگ و سیال مخزن تغییر داده‌شود تا تولید نفت افزایش یابد. به این مرحله

که سومین گام تولیدی است، اصطلاحاً ازدیاد برداشت نفت<sup>۷</sup> گفته می‌شود. ازدیاد برداشت شیمیایی<sup>۸</sup> از جمله این روش‌ها محسوب می‌شود و در این روش افزودن موادی شیمیایی به سیلاب منجر به افزایش تولید از مخازن می‌شود [۳]. سورفکتانت‌ها، پلیمرها و قلیاها اصلی‌ترین مواد مورد استفاده در این فرایند به‌شمار می‌آیند. قلیاها با امولسیون‌سازی درجا، پلیمرها با کاهش نسبت تحرک<sup>۹</sup> و افزایش بازدهی جارویی<sup>۱۰</sup> و هم‌چنین سورفکتانت‌ها با کاهش کشش بین سطحی<sup>۱۱</sup> و تغییر ترشوندگی<sup>۱۲</sup> منجر به تولید بیشتر نفت از حفره‌های موجود در مخزن می‌شوند [۴]. سورفکتانت‌ها موادی هستند که از یک سر آب‌دوست و یک دنباله آب‌گریز تشکیل شده‌اند و با اشباع سطح دو سیال به کاهش کشش بین سطحی آن‌ها کمک می‌کنند.

از جمله رایج‌ترین این دسته‌مواد می‌توان به SDS و CTAB اشاره کرد که باتوجه به ماهیت آنیونی و کاتیونی خود، به ترتیب در سطوح ماسه‌سنگی و کربناته کاربرد پیدا کرده‌اند [۵]. این مواد بنابه ضعف عملکرد در دما و شوری بالا و از دست رفتن خواص خود، کاربرد صنعتی فراوانی پیدا نکرده‌اند و در نتیجه، مانع از پررنگ شدن نقش آن‌ها در ازدیاد برداشت شیمیایی شده‌است [۶].

مایعات یونی<sup>۱۳</sup> دسته جدیدی از مواد هستند که به‌عنوان جای‌گزین مناسب برای سورفکتانت‌های رایج مطرح شده‌اند. در واقع، این مواد ترکیبی از یون‌ها هستند که در دمای زیر ۱۰۰ درجه سلسیوس به‌صورت مایع هستند و از یک کاتیون حجیم آلی و یک آنیون آلی و یا غیرآلی تشکیل شده‌اند [۷]. محدوده وسیع از انواع کاتیون و آنیون امکان تشکیل ساختارهای بسیاری از مایعات یونی را مهیا می‌سازد. شایان‌ذکر است که این مواد نه‌تنها به تولید نفت کمک قابل‌توجهی می‌کنند؛ بلکه شرایط سخت مخزن تا حدودی تأثیر مثبتی در بهبود ویژگی‌های آن‌ها دارد [۸]. در سال‌های اخیر، تحقیقات بر روی این مواد با رویکرد تعیین سازوکارهای اصلی و تأثیر آن‌ها در بازیافت بیشتر نفت، انجام و نتایج امیدوارکننده‌ای حاصل شده‌است. لذا، در این مقاله علاوه بر بررسی اکثر مطالعات و تحقیقات مبتنی بر تعیین عملکرد مایعات یونی در ازدیاد برداشت نفت، سعی شده‌است تا با

7. Enhanced Oil Recovery (EOR)

8. Chemical Enhanced Oil Recovery (CEOR)

9. Mobility Ratio

10. Sweep Efficiency

11. Interfacial Tension (IFT)

12. Wettability Alteration

13. Ionic Liquid (IL)

1. Aquifer

2. Gas Cap

3. Dissolved Gas

4. Pressure Difference

5. Artificial Lift

6. Secondary Recovery

ارائه جداول تکمیلی و بررسی آماری رشد، استفاده از این مواد در حوزه CEOR، مسیر مشخص تری برای ادامه تحقیقات در خصوص طراحی و ساخت این مواد با پتانسیل کاربرد در شرایط مخازن ایران رخ دهد. در این پژوهش به معرفی و بررسی سازوکارهای مؤثر در ازدیاد برداشت نفت با تأکید بر تزریق مایعات یونی نیز پرداخته شده است.

## ۲. مایعات یونی

مایعات یونی از کنار هم قرار گرفتن یک یا چند گونه کاتیونی و یک گونه آنیونی تشکیل می‌شوند که برخی از انواع آن‌ها مشابه سورفکتانت‌ها می‌توانند دارای فعالیت سطحی نیز باشند. این خاصیت که هر دو قسمت آب‌دوست و نفت دوست در یک ماده واحد وجود داشته باشد، اصطلاحاً آمفیپاتیک<sup>۱</sup> نامیده می‌شود. تقسیم‌بندی اصلی آن‌ها براساس نوع کاتیون است که از مهم‌ترین انواع آن‌ها می‌توان به ایمیدازولیوم<sup>۲</sup>، پیریدینیوم<sup>۳</sup>، پیرولیدینیوم<sup>۴</sup>، فسفونیوم<sup>۵</sup>، لاکتام<sup>۶</sup> و آمونیوم<sup>۷</sup> اشاره کرد. آنیون آن‌ها نیز معمولاً به صورت هالوژنی است؛ اما انواع بسیار مختلف و متنوعی می‌توانند جای‌گزین آن‌ها باشند [۹۱۰]. نوع دیگری از مایعات یونی با دو مرکز کاتیون متصل به هم به نام مایعات یونی جمینی<sup>۸</sup> وجود دارد که تحقیقات بر این دسته از مواد نیز انجام شده است. با قرارگیری مولکول‌های مایعات یونی در میان سطح مشترک دو سیال امتزاج‌ناپذیر کشش بین سطحی دو سیال کاهش می‌یابد. هم‌چنین این مواد به دلیل ماهیت باردار خود جذب سطحی بالایی بر روی سطوح سنگ دارند و می‌توانند خواص سطحی سنگ را تغییر دهند؛ لذا با تأثیر بر زاویه تماس، ترشوندگی سطح را تغییر می‌دهند [۱۱]. این مواد برای اولین بار در سال ۱۸۸۸ مطرح و ساخته شده است و پس از آن در دهه ۷۰ میلادی با استفاده هالوژن‌ها به‌عنوان آنیون، مسیر صنعتی‌سازی این مواد هموارتر شد و به‌دنبال آن کاربردهای زیادی در صنایع مختلف برای این مواد تعریف شد [۱۴-۱۲]. از سال ۲۰۱۱ تحقیقات مبنی بر تغییر کاهش کشش بین سطحی همراه با

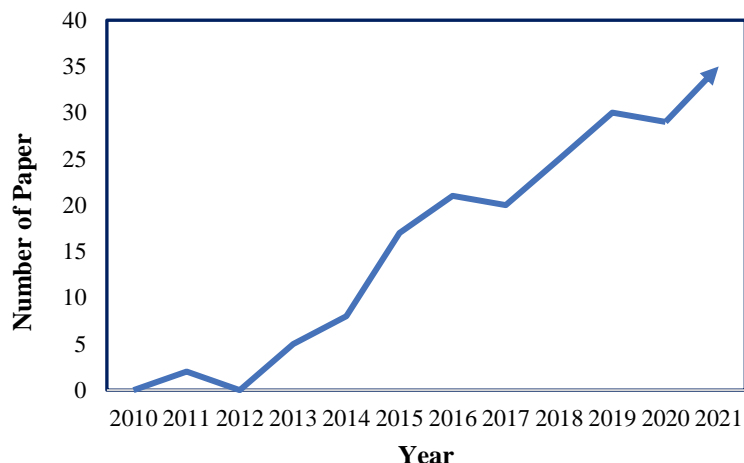
نفت بر روی چند مایع یونی، انجام و این ویژگی آن‌ها باعث شد تا پتانسیل آن‌ها از جهت کاربرد، به‌عنوان جای‌گزینی برای سورفکتانت‌های رایج مطرح شود [۱۵]. در سال ۲۰۱۳، چندین مقاله با رویکرد کاملاً نفتی منتشر شد که ضمن بررسی خواص سطحی و تأثیر آن‌ها بر روابط سنگ و سیال، در مغزه‌های ماسه‌سنگی نیز تزریق و نتایج امیدوارکننده‌ای برای بازیافت بیشتر نفت حاصل شده است [۱۸-۱۶]. بنابراین، می‌توان ادعا کرد که عمر کاربرد این مواد در ازدیاد برداشت نفت کمتر از یک دهه است و هم‌چنان پژوهش و بررسی عملکرد آن‌ها نیازمند تحقیق و بررسی بیشتر است. در شکل (۱) تحقیقات بر روی مایعات یونی در ازدیاد برداشت نفت به تفکیک هر سال نمایش داده شده است. مشخص است که هر ساله محققان بیشتری به این موضوع علاقه‌مند شده‌اند و روند نمودار نشان از افزایش بیشتر مطالعات در آینده می‌دهد. مقایسه این موارد نسبت به تحقیقات انجام شده بر روی سورفکتانت‌ها هم‌چنان کم‌تر بودن میزان کلی مقالات و مطالعات را بر روی این دسته بزرگ از مواد، نشان می‌دهد. قابل توجه است که تنها انواع بسیار محدودی از این مواد بررسی شده‌اند.

براساس مطالعات، دیدگاه‌های مختلف برای بهبود تولید ارزیابی شده و سازوکارهای متعددی برای کارکرد مایعات یونی در CEOR مطرح شده است. در خصوص سازوکار افزایش چگالی سیال تزریقی به‌عنوان یک روش ازدیاد برداشت، باید به این امر اشاره کرد که تنها میزان کمی از مایعات یونی در محدوده صدم درصد، به سیال تزریقی افزوده می‌شود. بررسی نتایج حاکی از عدم تغییر چگالی سیال ناشی از تزریق مایعات یونی است و لذا کاهش نسبت تحرک از سازوکارهای این ماده محسوب نمی‌شود [۱۹].

مایعات یونی فعال سطحی<sup>۹</sup> با کاهش کشش بین سطحی و ایجاد میکرومولسیون‌ها نقش کلیدی در بازیافت نفت ایجاد کرده‌اند؛ به طوری که افزودن تنها ppm ۴۰۰۰ از این مواد منجر به کاهش کشش بین سطحی تا ۷۰ درصد شده است [۲۰]. از سوی دیگر، مایعات یونی هم در سنگ‌های کربناته و هم در سنگ‌های ماسه‌سنگی جذب سطحی مناسبی داشته و باعث تغییر ترشوندگی سنگ از حالت نفت دوست به آب دوست شده‌اند. از جمله ویژگی‌های دیگر مایعات یونی تعاملات  $\pi-\pi$  آن‌ها با نفت خام است. در واقع، بخش آروماتیک مایعات یونی با بخش‌های آروماتیک نفت-

1. Amphipathic
2. Imidazolium
3. Pyridinium
4. Pyrrolidinium
5. Phosphonium
6. Lactam
7. Ammonium
8. Gemini Ionic Liquid

9. Surface Active Ionic Liquids (SAILs)



شکل ۱. مقالات منتشرشده درباره بررسی کاربرد مایعات یونی در ازدیاد برداشت شیمیایی به تفکیک هر سال (براساس مقالات Science Direct).

Figure 1. Published Articles on the Investigation of Ionic Liquids' Application in Chemical Enhanced Oil Recovery, Year by Year (Based on Science Direct Articles).

و در نتیجه، برآیند نیروها صفر است؛ این در حالی است که نیروهای واردشده از سمت آب و نفت به مولکول‌هایی که در سطح تماس نفت و آب قرار دارند، یکسان نیست و در نتیجه، توازن نیرویی وجود ندارد. این امر باعث به وجود آمدن یک سطح غشایی می‌شود. این سطح بین دو فاز دارای کشش قابل اندازه‌گیری است و به آن کشش بین سطحی می‌گویند [۲۳]. نتایج حاکی از آن است که با افزایش فشار میزان کشش بین سطحی کاهش می‌یابد؛ در حقیقت افزایش فشار نیروی تراکمی بیشتری را به سطح مایع وارد می‌کند و به تبع آن تمایل سطح را برای داشتن حالت کششی کم‌تر می‌کند. از طرفی، افزایش دما نیز منجر به کاهش میزان کشش سطحی مایعات می‌شود، زیرا با افزایش دما آنتروپی سطح مایعات افزایش می‌یابد و حالت کششی آن‌ها کمتر می‌شود [۲۴].

مادامی که کشش بین سطحی برابر صفر شود، تعادل نیرو بین سطوح به وجود می‌آید، لذا برآیند نیروهای کششی و تنش‌ی در سطح مشترک برابر صفر می‌شود و دو سیال امتزاج‌پذیر خواهند شد. روند انجام آزمایش‌ها برای محاسبه کشش سطحی و کشش بین سطحی اساساً یکسان است؛ لذا انواع روش‌ها برای اندازه‌گیری هر دو عامل قابل استفاده است. از مهم‌ترین این روش‌ها می‌توان به روش قطره آویزان<sup>۱</sup> و روش قطره چرخان<sup>۲</sup> اشاره کرد.

1. Pendant Drop Method  
 2. Spinning Drop Method

به خصوص نفت‌های سنگین با درصد آسفالتین بالا- تعامل کرده و توانسته سهم نفت بیشتری را به سمت چاه‌های تولیدی هدایت کند [۲۱]. همچنین تأثیر pH در روند تولیدی بررسی شده که افزودن مایعات یونی تفاوت چندانی نسبت به سیال تزریقی ابتدایی ایجاد نمی‌کند و به عنوان سازوکاری تأثیرگذار نمی‌توان به این مورد اشاره کرد [۱۹]. بنابراین، بررسی سایر عوامل تأثیرگذار به عنوان شکاف تحقیقاتی در این خصوص وجود دارد که باید بررسی شود. در ادامه، درباره سازوکارهای اصلی و مطرح مایعات یونی- یعنی کاهش کشش بین سطحی و تغییر ترشوندگی- به تفصیل پرداخته شده و اثرات مایعات یونی مختلف بر این خواص مقایسه شده است.

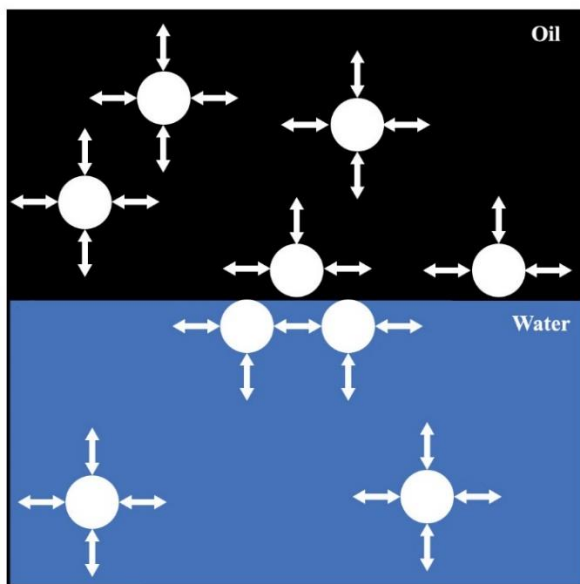
### ۳. فعالیت سطحی

در مخازن هیدروکربوری معمولاً سه فاز آب، نفت و گاز در حال تعادل با یکدیگر هستند که به وسیله یک سطح مشترک که ضخامت آن از چند مولکول تجاوز نمی‌کند، از هم متمایز شده‌اند. زمانی که نیروهای موجود در سطح مشترک یک مایع با گاز بررسی می‌شود، مفهوم کشش سطحی به کار برده می‌شود. از طرفی، کشش بین سطحی زمانی که نیروی موجود بین دو سطح مایع- مایع ناهمگون مدنظر باشد، به کار می‌رود [۲۲].

چنان که در شکل (۲) نشان داده شده است، از تمام جهات، نیروی یکسانی به مولکول‌هایی که در آب و نفت وجود دارند، وارد می‌شود

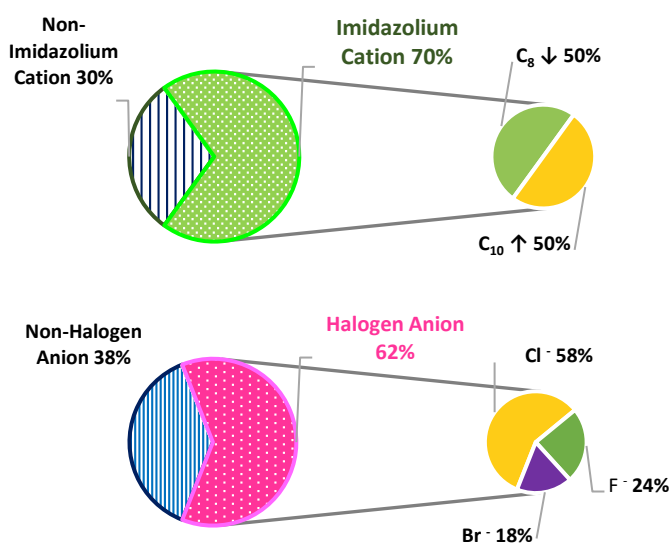
زنجیره‌های طولی تا ۱۸ اتم کربن پرداخته‌اند. ازسوی دیگر، در بیش از ۶۰ درصد تحقیقات از آنیون‌های هالوژنی استفاده شده که در این بین، بیشترین سهم تحقیقات به کلر اختصاص دارد. در انتخاب آنیون‌های هالوژنی، خصوصاً حاوی فلوئور توجه به امکان هیدرولیز و تجزیه شدن در محیط مرطوب و تولید مواد سمی و خورنده امری بسیار مهم است که همین مسأله توجه محققان را بر سایر آنیون‌ها تقویت کرده است [۲۵].

با بررسی و جمع‌بندی آثار متمرکز بر مطالعه اثر مایعات یونی در ازدیاد برداشت نفت، یک طبقه‌بندی براساس نوع کاتیون‌ها و آنیون‌های موجود در ساختار مایعات یونی در شکل (۳) ارائه شده است. نتایج حاکی از آن است که سهم بیشتر تحقیقات به نوع کاتیون ایمیدازولیوم و آنیون‌های هالوژنی اختصاص داده شده است. در مطالعات مختلف با نوع کاتیونی ایمیدازولیوم، نیمی از تحقیقات به مایعات یونی با طول زنجیره کمتر از ۱۰ اتم کربن و نیمی دیگر به



شکل ۲. نیروهای وارد شده در هر فاز و در سطح مشترک میانی دو سیال.

Figure 2. Forces Applied in Each Phase and at the Intermediate Fluid Interface Level.



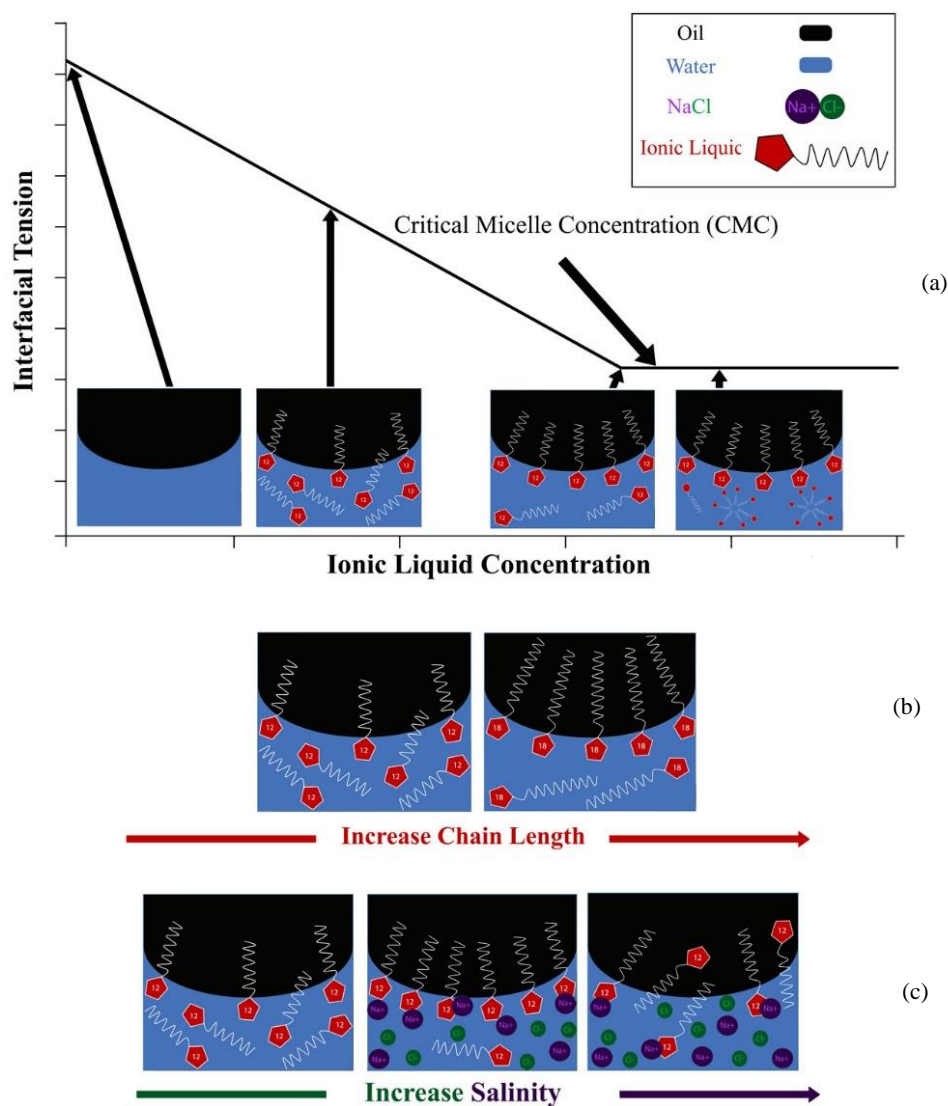
شکل ۳. انواع مختلف مایعات یونی در مطالعات پیشین از سال ۲۰۱۳ تا ۲۰۲۳.

Figure 3. Different Categories of Ionic Liquids in Previous Studies from 2013 to 2023.

اثر متقابل فی مابین نوع کاتیون، آنیون و طول زنجیره، باید تحقیقات بیشتری در این زمینه انجام گیرد [۳۱]. شرایط سخت مخزن - یعنی دما و شوری بالا - از مهم‌ترین عوامل مطرح‌شدن مایعات یونی به‌عنوان جای‌گزینی برای سورفکتانت‌های رایج بوده‌است. شایان توجه است که دما و شوری بالا در اکثر مطالعات، باعث بهبود عملکرد کشش بین سطحی شده‌است و مایعات یونی پایداری مناسبی در برابر حرارت و یون‌های موجود در سازند دارند. مطابق ((۴-c) حضور نمک می‌تواند تأثیرات متفاوتی بر کشش سطحی داشته‌باشد و تا میزان بهینه‌ای منجر به کاهش کشش بین سطحی شود؛ اما در مقادیر بالاتر به دلیل اثر نمک‌زدایی در سطح آب و نفت مایعات یونی تجمع می‌یابند و به تدریج وارد فاز نفت می‌شوند که در نهایت، منجر به افزایش کشش بین سطحی خواهد شد [۸]. در غلظت بهینه نمک، بالاترین اشباع مایعات یونی در سطح مشترک دو فاز قابل مشاهده است. Barari و همکاران با استفاده از دو مایع یونی  $[C_{12}mim][Cl]$  و  $[C_{18}mim][Cl]$  ادعا کردند که افزایش طول زنجیره در مقابل غلظت نمک تأثیر معکوس بر کاهش کشش بین سطحی دارد، به طوری که در مایع یونی با طول زنجیره کمتر، افزودن نمک به محلول باعث کاهش کشش بین سطحی می‌شود و در حالی که در طول زنجیره بالا (۱۸ اتم کربن) افزودن نمک تأثیر معکوس دارد و کشش بین سطحی را افزایش می‌دهد. در مقایسه نیز، طول زنجیره کمتر در حضور نمک بهترین نتیجه کشش بین سطحی را رقم زده‌است. در واقع، این موضوع به میزان تجمع سطح میسل وابسته است که تا چه میزان وجود یون با بار مخالف بتواند، سطح بیشتری از فاز میان آب و نفت را اشغال کند و پس از آن افزودن بیشتر نمک یا کاتیون تأثیر معکوسی در روند ایجاد کند [۳۲]. در خصوص عملکرد انواع کثیری از مایعات یونی، افزایش دما در غیاب نمک باعث یک شیب منفی در نمودار تغییرات IFT می‌شود. بنابراین، دمای بالا نه تنها کاربرد مایعات یونی را در کاهش کشش بین سطحی از بین نمی‌برد، بلکه عملکرد آن را نیز تا حدودی بهبود می‌بخشد. لذا مایعات یونی در مقایسه با سورفکتانت‌های تجاری در دما و شوری بالا نیز می‌توانند باعث کاهش کشش بین سطحی در فرایند ازدیاد برداشت شوند [۳۳ و ۳۴].

در جدول (۱) انواع مایعات یونی با کاتیون و آنیون‌های متفاوت برای کاربرد در ازدیاد برداشت شیمیایی ارزیابی شده‌است. حضور مایعات یونی تا یک غلظت بهینه می‌تواند کشش بین سطحی را کاهش دهد که این غلظت، غلظت بحرانی میسل<sup>۱</sup> نامیده می‌شود. در شکل (۴) تأثیر مایعات یونی در تغییر کشش بین سطحی بر اساس مشخصه‌های غلظت مایع یونی، طول زنجیره آلکیل و شوری نشان داده شده‌است. در حقیقت، با قرارگیری مولکول‌های مایعات یونی با خواص آمفیفیلیک در سطح مشترک دو سیال کشش بین سطحی کم می‌شود و سپس با افزودن غلظت بیشتری از آن‌ها و اشباع سطح مشترک، دیگر IFT کاهش محسوسی نمی‌یابد و مولکول‌های مایع یونی با تجمع در فاز آب، میسل تشکیل می‌دهند [۲۶]. این موضوع در شکل ((۴-a) به صورت طرحواره مشخص شده‌است. نقطه تغییر شیب نمودار، معرف غلظت CMC است. یکی از نتایج قابل توجه در مطالعات انجام‌شده، تأثیر طول زنجیره آلکیل بر عملکرد مایع یونی است؛ به طوری که با ثابت بودن نوع کاتیون و با افزایش طول زنجیره آلکیل همواره میزان کشش بین سطحی کمتری حاصل شده و متعاقباً عملکرد بهتری در بازیافت نفت مشاهده شده‌است [۲۹-۲۷]. در شکل ((۴-b) این نتیجه به صورت طرحواره نشان داده شده‌است. در واقع، افزایش طول زنجیره آلکیل مایعات یونی باعث دافعه و فاصله بیشتر دو قسمت هیدروفیل و هیدروفوب آن‌ها می‌شود و هم‌چنین با ایجاد نیروی واندروالس بین مایع و سطح نفت، کاهش بیشتر کشش بین سطحی را به دنبال دارد [۳۰]. از سوی دیگر، بررسی‌های انجام‌شده بر اثرات آنیون‌ها با ثابت بودن نوع کاتیون حاکی از آن است که آنیون‌های بزرگ‌تر در کاهش IFT نقش مؤثری دارند. به‌عنوان مثال، برای یک آلکیل ایمیدازولیوم تغییر آنیون از کلراید به استات موجب کاهش بیشتر کشش بین سطحی شده‌است. این اثر مثبتی بر آنیون را می‌توان با استفاده از آنیون‌های بزرگ (دودسیل سولفات) و یا حجیم (دی‌اوکتیل سولفوسوکسینات) تقویت کرد؛ به طوری که ترکیب آن با یک کاتیون کوچک (۱- بوتیل-۳- متیل- ایمیدازولیوم) منجر به کشش بین سطحی بسیار پایین در محدوده  $10^{-2}$  mN/m شده‌است. این مورد در مقایسه با مایعات یونی با آنیون‌های کوچک و کاتیون‌های بزرگ به مراتب کمتر است. با توجه به اهمیت موضوع و احتمال وجود

1. Critical Micelle Concentration (CMC)



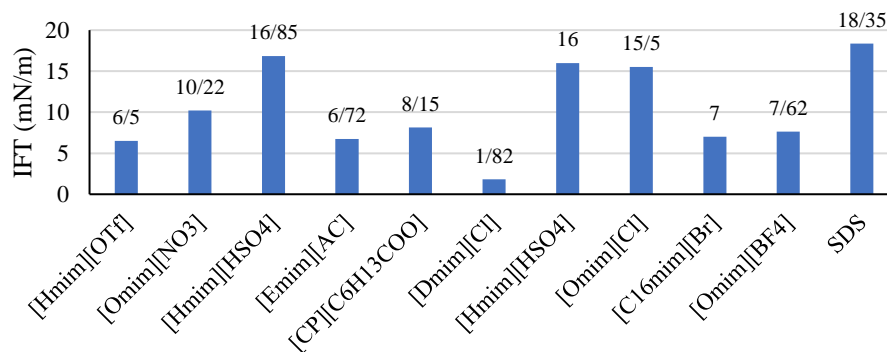
شکل ۴. تأثیر مایعات یونی در تغییر کشش بین سطحی (a) تأثیر غلظت مایع یونی (b) تأثیر طول زنجیره آلکیل (c) تأثیر شوری.

Figure 4. The effect of ionic liquids on changing interfacial tension (a) the effect of ionic liquid concentration (b) the effect of alkyl chain length (c) the effect of salinity.

#### ۴. تغییر ترشوندگی

دومین عامل اصلی در کاربرد مایعات یونی به منظور ازدیاد برداشت نفت، تغییر ترشوندگی سنگ‌های مخزن است. فعالیت سطحی یون‌ها نه تنها بر رابطه بین سطحی آب-نفت اثر می‌گذارد، بلکه با جذب سطحی باعث تغییر خواص سنگ نیز می‌شود. توانایی نسبی سیال در پخش شدن بر روی سنگ در حضور سیال دیگر، تمایل سطح به خیس شدن به وسیله یکی از سیالات موجود در محیط متخلخل و هم‌چنین تمایل یک سیال در حضور سیال دیگر به پوشاندن هم‌زمان سنگ، از جمله تعاریفی است که برای ترشوندگی مطرح شده است [۳۷ و ۳۸].

شکل (۵)، یک نمودار مقایسه‌ای بین مواد مورد استفاده در فرایند ازدیاد برداشت به روش شیمیایی با عملکرد کاهش کشش بین سطحی است. نتایج حاکی از آن است که مایعات یونی در مقایسه با سورفکتانت‌های رایج تجاری مانند SDS می‌توانند با CMC پایین‌تر به IFT مطلوب‌تری دست یابند [۲۸ و ۲۹]. بدیهی است که استفاده از مایعات یونی با غلظت بحرانی میسل کم بعد از اقتصادی پروژه را توجیه‌پذیر می‌کند. بنابراین، توانایی مایعات یونی برای رسیدن به IFT پایین در شرایط سخت مخزن و در غلظت‌های CMC پایین در طی یک‌دهه گذشته مشخص شده است [۳۵].

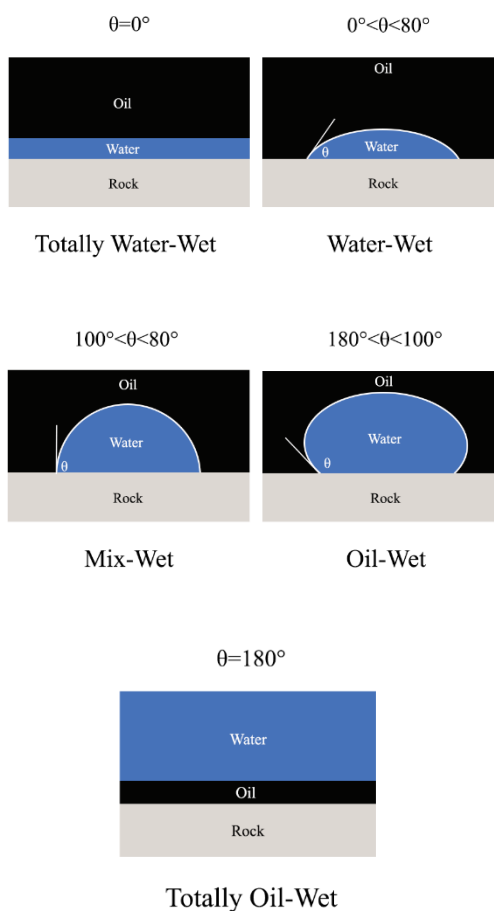


شکل ۵. مقایسه توانایی مواد شیمیایی مختلف در کاهش کشش بین سطحی [۳۶ و ۱۹ و ۸].

Figure 5. Comparison of different materials to reduce interfacial tension [8,19,36].

زاویه تماس  $\theta$  برای یک سامانه سه‌فازی شامل محلول آب، نفت و سطح سنگ، میل فازها را برای پخش شدن مشخص می‌کند که براساس رفتار قطرات آب یا نفت بر روی سطح سنگ قابل اندازه‌گیری است. مطابق شکل (۶) براساس محدوده زاویه تماس نوع ترشوندگی نشان می‌دهد [۳۹ و ۴۰].

سطح مشخص می‌شود. زاویه تماس  $\theta$  در بازه ۰ تا ۸۰ درجه معادل سامانه آب‌دوست، ۸۰ تا ۱۰۰ درجه سامانه با ترشوندگی میانه و در نهایت ۱۰۰ تا ۱۸۰ درجه، سامانه نفت‌دوست را نشان می‌دهد [۳۹ و ۴۰].



شکل ۶. طرحی از تعریف ترشوندگی در محیط متخلخل.

Figure 6. Schematic definition of wettability in a porous media.

مایعات یونی در تماس با سطوح ماسه‌سنگی و کربناته انجام شده که در این بین درصد بالاتری از آن‌ها به سنگ‌های ماسه‌سنگی پرداخته و درصد کم‌تری از آن‌ها به سنگ‌های کربناته اختصاص یافته‌است. لذا باتوجه‌به کربناته‌بودن اکثر مخازن ایران، باید تحقیقات بیشتری در این زمینه انجام پذیرد [۴۱].

بنابراین، باحضور مایعات یونی انتظار می‌رود تا با کاهش زاویه تماس رژیم چسبندگی سطح به آب‌دوست تغییر پیدا کند و در نتیجه، نفت محبوس در حفره‌ها و چسبیده به سطوح با آب جای‌گزین و برداشت نفت بیشتری حاصل شود. همان‌طور که در جدول (۱) نشان داده شده‌است، مطالعات بسیار محدودی بر روی خاصیت ترشوندگی

جدول ۱. مطالعه سازوکارهای مایعات یونی در ازدیاد برداشت شیمیایی از مقالات در بازه زمانی ۲۰۱۳ تا ۲۰۲۳.

Table 1. List of manuscripts studying the mechanisms of ionic liquids in chemical enhanced oil recovery from 2013 to 2023.

| ILs                                                                                                          | Highlights/results in brief                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                          | Year | Ref.    |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------|---------|
| [C <sub>8</sub> mim][Cl]<br>[C <sub>12</sub> mim][Cl]<br>[C <sub>8</sub> Py][Cl]<br>[C <sub>12</sub> Py][Cl] | <ul style="list-style-type: none"> <li>Simulation software has indicated that the pyridinium cation exhibits higher hydrophobicity compared to the imidazolium cation. Consequently, pyridinium-based ionic liquids demonstrate superior performance in reducing Interfacial Tension (IFT) in distilled water.</li> <li>The ionic liquid [C<sub>12</sub>mim][Cl], with an exceptionally low Critical Micelle Concentration (CMC) of 100 ppm, has effectively minimized IFT to 0.81 mN/m. However, elevated temperatures have led to an increase in the IFT of the ionic liquid solution in brine and oil.</li> </ul>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                 | 2013 | [16,17] |
| Ammonoeng 100, 101, 102, 110, 111, 112                                                                       | <ul style="list-style-type: none"> <li>In this study, ammonium-based ionic liquids have been considered environmentally friendlier in terms of both toxicity and biodegradability when compared to imidazolium and pyridinium-based counterparts.</li> <li>The ionic liquid Ammonoeng 102 has demonstrated remarkable effectiveness, achieving the lowest Interfacial Tension (IFT) within the water-oil system.</li> <li>Temperature and salinity have proven to be significant factors contributing to IFT reduction. In distilled water, the addition of 2000 ppm of Ammonoeng 102 ionic liquid has resulted in a surface tension decrease to 6.8 mN/m.</li> </ul>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                | 2013 | [18]    |
| [C <sub>2</sub> mim][OTs]                                                                                    | <ul style="list-style-type: none"> <li>The injection of this surfactant ionic liquid has resulted in an impressive 88% recovery in the reservoir. It is asserted that by injecting 4 times the void space volume (4 PV) of the ionic liquid, the oil production share has doubled compared to water flooding in the secondary stage.</li> <li>The dominant mechanisms are attributed to electrostatic attraction (ionic charge) and the aromatic nature of the ionic liquid. These mechanisms interact with the aromatic components of the oil, inducing changes in surface wettability.</li> </ul>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                  | 2014 | [21]    |
| [C <sub>12</sub> mim][OAc]                                                                                   | <ul style="list-style-type: none"> <li>The Critical Micelle Concentration of this ionic liquid is reported at 2000 ppm, with a corresponding surface tension of 2.92 mN/m in distilled water. Furthermore, an increase in temperature has led to a decrease in surface tension, reaching 0.81 mN/m.</li> <li>The effective reduction of Interfacial Tension was observed by adding 2000 ppm NaCl at low temperatures. However, an opposing trend was noted at higher temperatures. Overall, under elevated temperature and salinity conditions, an improved surface tension of 2.03 mN/m has been reported compared to the initial state.</li> <li>Sodium hydroxide (NaOH) and sodium carbonate (Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>), two types of alkalis, were introduced at varying concentrations. The superior performance of NaOH in enhancing the solution's properties was observed.</li> </ul>                                                                                                                                                                                                                                    | 2015 | [33]    |
| Ammonium & Phosphonium IL                                                                                    | <ul style="list-style-type: none"> <li>Various non-imidazolium families of ionic liquids have been thoroughly investigated and screened, with the primary focus on key factors such as thermal stability, solubility in brine, and effectiveness in reducing Interfacial Tension.</li> <li>The screening process identified two ionic liquids, Ammonoeng 111 and 130, which proved insoluble in brine and were subsequently excluded. It's crucial to note that, for the pivotal task of improving oil recovery through reduced surface tension, ionic liquids soluble in water are deemed essential.</li> <li>Ammonoeng 102 ionic liquid has been highlighted as possessing the optimal formulation for diminishing IFT and influencing surface wettability. Its Critical Micelle Concentration is quantified at approximately 250 ppm. The calculated minimum IFT in brine stands at 1.65 mN/m, reflecting a 20% by weight solution.</li> <li>Dynamic adsorption experiments have underscored the notable affinity of ionic liquids for sandstone rocks, with this affinity further intensifying as salinity increases.</li> </ul> | 2015 | [46,47] |

| ILs                                                                                                                                                                                                | Highlights/results in brief                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                  | Year | Ref. |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------|------|
| [C <sub>12</sub> mim][Cl]<br>[C <sub>8</sub> Py][Cl]<br>[C <sub>18</sub> mim][Cl]<br>[C <sub>18</sub> Py][Cl]                                                                                      | <ul style="list-style-type: none"> <li>The ionic liquid [C<sub>18</sub>mim][Cl], distinguished by its longest chain, has exhibited the lowest recorded Interfacial Tension at 1.38 mN/m.</li> <li>The effectiveness of this ionic liquid on carbonate surfaces has been thoroughly investigated. The contact angle has increased from 124° to 149°, indicating a transition towards a more hydrophobic regime. This demonstrates superior performance compared to a pyridinium-based ionic liquid with a similar chain length.</li> </ul>                                                                                                                                                                                                                                    | 2017 | [48] |
| [C <sub>12</sub> mim][Br]<br>[C <sub>14</sub> mim][Br]<br>[C <sub>16</sub> mim][Br]                                                                                                                | <ul style="list-style-type: none"> <li>Under challenging reservoir conditions, the ionic liquid [C<sub>16</sub>mim][Cl] has demonstrated a remarkable reduction in Interfacial Tension.</li> <li>The Critical Micelle Concentration of this ionic liquid stands at 250 ppm, offering a more optimized value compared to the surfactant CTAB with a CMC of 500 ppm.</li> <li>The introduction of 4000 ppm of this ionic liquid into distilled water and a 3% weight brine has led to a notable decrease in IFT between the solutions and oil, reaching values of 4.7 and 3.9 mN/m, respectively.</li> </ul>                                                                                                                                                                   | 2017 | [49] |
| Poly ionic liquid                                                                                                                                                                                  | <ul style="list-style-type: none"> <li>This study utilizes a liquid ionic polymer known for possessing thermal stability resembling that of ionic liquids, along with the flexible and flowable structure characteristic of polymers.</li> <li>The investigation focuses on the surface tension of these materials, specifically in brine, revealing a reported minimum value of 6.9 mN/m.</li> </ul>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        | 2017 | [50] |
| [C <sub>2</sub> mim][BF <sub>4</sub> ]<br>[C <sub>2</sub> mmim][BF <sub>4</sub> ]<br>[C <sub>4</sub> mim][BF <sub>4</sub> ]<br>[C <sub>4</sub> mmim][BF <sub>4</sub> ]                             | <ul style="list-style-type: none"> <li>Various ionic liquids featuring BF<sub>4</sub> anions with different chain lengths were employed to investigate and explore their impact on altering the wettability of carbonate rocks.</li> <li>The initial contact angle measured at 63° was reduced in the presence of ionic liquids, indicating a heightened water-repellent nature. Particularly, [C<sub>4</sub>mmim][BF<sub>4</sub>] exhibited superior performance, achieving a contact angle as low as 30 degrees.</li> </ul>                                                                                                                                                                                                                                                | 2017 | [43] |
| [C <sub>4</sub> mim][Cl]<br>[C <sub>4</sub> mim][Br]<br>[C <sub>4</sub> mim][HSO <sub>4</sub> ]<br>[C <sub>6</sub> mim][Br]<br>[C <sub>6</sub> mim][HSO <sub>4</sub> ]<br>[C <sub>8</sub> mim][Cl] | <ul style="list-style-type: none"> <li>The presence of the ionic liquid has resulted in a substantial 49.7% reduction in Interfacial Tension, and the additional introduction of 20,000 ppm NaCl has further amplified the decrease to 54%.</li> <li>The extension of the chain length, leading to an increase in van der Waals forces between the alkyl ring of the ionic liquid and the oil, has played a key role in the continued reduction of IFT. Throughout this study, ionic liquids have elevated the contact angle, prompting a transition in wettability from hydrophilic to hydrophobic. Nevertheless, under conditions of elevated salinity, this phenomenon has reversed, causing a shift in the rock wettability system from oil-wet to water-wet.</li> </ul> | 2017 | [44] |
| BMOT<br>([C <sub>4</sub> mim][C <sub>12</sub> SO <sub>4</sub> ])                                                                                                                                   | <ul style="list-style-type: none"> <li>BMOT's performance has been compared to two anionic surfactants, AOT and BDMS.</li> <li>It has been proposed that BMOT can be conceptualized as a system comprised of both cationic and anionic surfactants, with each group possessing amphiphilic properties.</li> <li>At a concentration of 3000 ppm, the Interfacial Tension between water and oil experienced a significant reduction to 0.04 mN/m.</li> </ul>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                   | 2019 | [51] |
| [C <sub>8</sub> im-C <sub>4</sub> -C <sub>8</sub> im][Br <sub>2</sub> ]                                                                                                                            | <ul style="list-style-type: none"> <li>Gemini ionic liquids, featuring two interconnected cationic centers, demonstrate superior efficiency in reducing Interfacial Tension compared to conventional ionic liquids, achieving an impressive reduction of up to 97.8% in surface tension. Notably, a significant decrease in IFT is observed with increased salinity, temperature, and pH variations.</li> <li>On quartz surfaces, the contact angle has increased from 78° to 168°, signifying a transition in surface wettability from hydrophilic to hydrophobic.</li> </ul>                                                                                                                                                                                               | 2019 | [34] |
| [C <sub>8</sub> mim][BF <sub>4</sub> ]<br>[C <sub>10</sub> mim][BF <sub>4</sub> ]<br>[C <sub>12</sub> mim][BF <sub>4</sub> ]                                                                       | <ul style="list-style-type: none"> <li>The ionic liquid [C<sub>12</sub>mim][BF<sub>4</sub>], with a Critical Micelle Concentration of 2000 ppm, demonstrates optimal performance in reducing Interfacial Tension, reaching an impressive value of 0.041 mN/m.</li> <li>Experimental assessments of contact angles on carbonate surfaces highlight its significant impact, lowering the contact angle from 148° to 21°. The absorption of the ionic liquid on these surfaces increases with the salinity of the brine, while the addition of NaCO<sub>3</sub> results in decreased absorption.</li> <li>Langmuir isotherms provide a fitting description of the absorption of ionic liquids on carbonate surfaces.</li> </ul>                                                 | 2019 | [52] |
| [C <sub>12</sub> im-C <sub>4</sub> -imC <sub>12</sub> ][Br <sub>2</sub> ]                                                                                                                          | <ul style="list-style-type: none"> <li>The introduction of the ionic liquid led to the creation of a stable emulsion between oil and formation water.</li> </ul>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             | 2020 | [53] |

| ILs                                                                                                                        | Highlights/results in brief                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                | Year | Ref.    |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------|---------|
|                                                                                                                            | <ul style="list-style-type: none"> <li>Achieving a minimum Interfacial Tension of 0.0082 mN/m was observed at a concentration of 115,336 ppm.</li> <li>Notably, the performance of the ionic liquid was found to be more effective at elevated temperatures.</li> </ul>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                    |      |         |
| [C <sub>12</sub> mim][Cl]<br>[C <sub>18</sub> mim][Cl]                                                                     | <ul style="list-style-type: none"> <li>Investigation of ionic liquids with alkyl chain lengths of 12 and 18 carbon atoms indicates that longer-chain ionic liquids demonstrate superior effectiveness in fostering the growth and functionality of bacterial species.</li> <li>Various concentrations of ionic liquids, ranging from 0 to 200 ppm, were examined on five types of oil-separating bacteria. The most optimal results, promoting the highest microbial growth performance, were consistently observed at concentrations between 10 and 25 ppm.</li> <li>Ionic liquids, beyond their direct impact on reservoir rock and fluid properties, can play a role in enhancing oil production by interacting with bacteria present in the environment.</li> </ul>                    | 2021 | [54]    |
| [C <sub>4</sub> mim][Cl]<br>[C <sub>6</sub> mim][Cl]<br>[C <sub>8</sub> mim][Cl]<br>[C <sub>12</sub> mim][Cl]              | <ul style="list-style-type: none"> <li>This study investigated factors such as the type of ionic liquid, the concentration of the ionic liquid (in amounts less than 500 ppm), aging (up to 8 weeks), and permeability in carbonate rocks.</li> <li>It was found that common surfactants, SDS and CTAB, employed in carbonate reservoir injection, achieved only an 11% higher oil recovery. In contrast, depending on their chain length, ionic liquids demonstrated the potential to achieve 27% to 34% more oil recovery.</li> <li>Ionic liquids exhibited the ability to alter the rock surface from oil-wet to water-wet.</li> </ul>                                                                                                                                                  | 2021 | [55,56] |
| [C <sub>4</sub> mim][NO <sub>3</sub> ]<br>[C <sub>6</sub> mim][NO <sub>3</sub> ]<br>[C <sub>8</sub> mim][NO <sub>3</sub> ] | <ul style="list-style-type: none"> <li>Due to the toxic nature of halogen-based anions, they have been preferred over nitrate anions in the synthesis of ionic liquids.</li> <li>It has been noted that elevating the temperature results in a reduction in interfacial tension, and the presence of salt can contribute to its enhanced performance.</li> <li>Increasing the chain length enhances emulsion stability, manifesting Winsor III behavior.</li> </ul>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        | 2021 | [8]     |
| [C <sub>10</sub> mim][OTf]                                                                                                 | <ul style="list-style-type: none"> <li>Triflate anion (OTf) has been utilized in the synthesis of ionic liquids for examining their effectiveness in carbonate rocks.</li> <li>At the optimum Critical Micelle Concentration of 4000 ppm, the Interfacial Tension reached a minimum value of 0.36 mN/m. The introduction of salt negatively impacted the reduction of IFT.</li> <li>The addition of 0.5% by weight of NaOH minimized the IFT to its lowest level.</li> </ul>                                                                                                                                                                                                                                                                                                               | 2022 | [57]    |
| [C <sub>12</sub> mim][Cl]<br>[C <sub>18</sub> mim][Cl]                                                                     | <ul style="list-style-type: none"> <li>With an increase in the length of the alkyl chain, van der Waals forces become more pronounced, and as the distance between hydrophilic and hydrophobic groups widens, more molecules of the ionic liquid saturate the saturation interface.</li> <li>The presence of ions alongside the 12-carbon alkyl chain ionic liquid has led to a reduction in Interfacial Tension. However, for longer alkyl chains (18 carbon atoms), due to the saturation of the common water and oil interfacial area, salt has a negative effect, resulting in a higher IFT.</li> <li>It has been observed that [C<sub>12</sub>mim][Cl] exhibited a superior IFT in formation water compared to [C<sub>18</sub>mim][Cl].</li> </ul>                                    | 2022 | [32]    |
| T2EG                                                                                                                       | <ul style="list-style-type: none"> <li>An optimal formulation, combining the anionic surfactant RECOLAS158 and the ionic liquid T2EG, has been devised to enhance oil recovery in carbonate reservoirs.</li> <li>Demonstrating its efficacy, a mere 1% by weight of the optimal formulation exhibits the ability to reduce interfacial tension to the range of mN/m 10<sup>-2</sup> within the temperature spectrum of 25°C to 75°C.</li> <li>This compound induces a shift in wettability from oil-wet to intermediate, with the transition becoming more pronounced as the temperature rises. At 75°C, the contact angle decreased from °156 to °102.</li> <li>Surface adsorption, quantified at 0.086 mg/g<sub>rock</sub>, reflects an exceptionally low amount on the rock.</li> </ul> | 2023 | [58]    |
| [C <sub>12</sub> mim][Br]<br>[C <sub>12</sub> Py][Cl]<br>[C <sub>16</sub> Py][Cl]                                          | <ul style="list-style-type: none"> <li>A synergistic combination of smart water and ionic liquids was employed to alter the wettability of carbonate rocks.</li> <li>The ionic liquid [C<sub>12</sub>mim][Br] exhibited superior performance in wettability alteration compared to [C<sub>12</sub>Py][Cl].</li> <li>Increasing the chain length in the pyridinium-based ionic liquid proved effective in enhancing both mechanisms of reducing interfacial tension and altering wettability, with a more pronounced impact on interfacial tension reduction.</li> </ul>                                                                                                                                                                                                                    | 2023 | [59]    |

| ILs                                                                     | Highlights/results in brief                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                      | Year | Ref. |
|-------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------|------|
|                                                                         | <ul style="list-style-type: none"> <li>Smart water alone led to a 11.5% increase in in-situ oil production. However, the addition of [C<sub>12</sub>mim][Br] and [C<sub>12</sub>Py][Cl] to smart water resulted in a respective 22.4% and 24.6% increase in in-situ oil production.</li> </ul>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                   |      |      |
| [C <sub>12</sub> mim][Br]<br>[C <sub>12</sub> mimC <sub>12</sub> ][ Br] | <ul style="list-style-type: none"> <li>The Gemini ionic liquid has demonstrated a greater reduction in interfacial tension compared to the single-cationic ionic liquid. Results indicate that longer alkyl chains exhibit higher surface activity.</li> <li>The contact angle on sandstone has steadily increased with the escalating concentration of both substances.</li> <li>Molecular dynamics simulation has been employed to study the ionic liquid-quartz-oil system from the perspective of energy behavior and dynamics. It has been observed that the addition of ionic liquids leads to a reduction in van der Waals forces and electrostatic forces between the oil surface and quartz.</li> </ul> | 2023 | [60] |
| C1EG                                                                    | <ul style="list-style-type: none"> <li>This study explores the synergistic combination of C1EG with the surfactant RECOLAS103.</li> <li>It has been revealed that a 1% weight of this formulation remains stable in the formation water, reducing interfacial tension to 0.02 mN/m and decreasing surface absorption in carbonate rocks to 0.6 milligrams per gram of rock.</li> <li>Core flooding experiments conducted at temperatures of 25°C and 120°C resulted in an additional 10 to 12.5 percent oil recovery. The increase in temperature, however, led to a reduction in enhanced oil recovery, attributed to the transformation of the microemulsion from Winsor III to Winsor II.</li> </ul>          | 2023 | [61] |

ترشوندگی به آب دوست شده‌اند. در شکل (۷)، مقایسهٔ مواد مختلف هم‌چون مایعات یونی، سورفکتانت‌ها و پلیمرها در سطوح کربناته و ماسه‌سنگی به‌تفکیک انجام شده‌است که اثرگذاری مساعد مایعات یونی نسبت به سایر مواد به‌خوبی قابل درک است.

لازم به ذکر است که وجود نمک در آب نیز به بهبود رفتار آب دوستی سنگ‌ها کمک شایانی می‌کند. در تحقیقات دیگری ولوسامی<sup>۳</sup> و همکاران کاهش تقریباً ۶ درجه‌ای زاویهٔ تماس در سنگ‌های کربناته را در حضور [1-alkyl-3-methylimidazolium][BF<sub>4</sub>] و ۵۰۰ ppm از نمک NaCl گزارش کردند [۴۴]. خرازی و همکاران مشاهده کردند که در سنگ‌های ماسه‌سنگی حضور مایع یونی باعث افزایش زاویهٔ تماس به رژیم نفت دوست می‌شود؛ اما حضور هم‌زمان نمک و مایع یونی این اثر را معکوس کرده و بنابراین رژیم آب دوست تری حاصل شده‌است [۴۴]. بنابراین، به نظر می‌رسد که مایعات یونی در محلول‌های آب نمک اثر کاهش  $\theta$  را تقویت می‌کند و اثرات مطلوب را در شرایط مخازن با هدف EOR تأیید می‌کند.

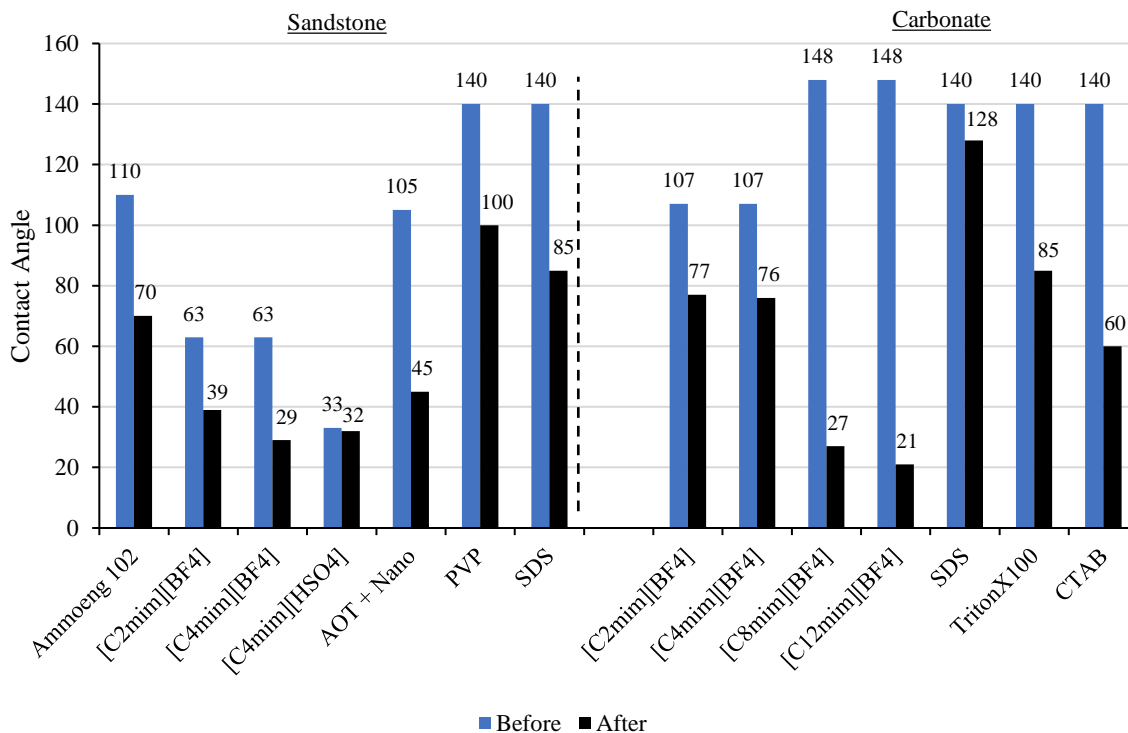
لازم به ذکر است که سازوکار برهم‌کنش بین یون‌ها در سطوح مایع یونی و سنگ باید متناسب با بار سطوح باشد؛ چراکه سطوح ماسه‌سنگی آنیونی و دارای بار منفی و هم‌چنین سطوح کربناته کاتیونی و دارای بار مثبت هستند و در نتیجه، رفتارهای متفاوتی مورد انتظار خواهد بود.

نانوانی<sup>۱</sup> و همکاران در بررسی اثر تزریق مایعات یونی بر تغییر کشش سطحی و ترشوندگی سنگ مخزن مشاهده کردند که نه تنها سطح سنگ از نفت دوست به آب دوست تغییر یافته، بلکه کشش بین سطحی به میزان قابل توجهی کاهش یافته‌است؛ لذا آنان این دو عامل را علت اصلی ازدیاد برداشت معرفی کردند [۴۲].

در رابطه با آلکیل ایمیدازولیوم و تأثیر آن بر سنگ‌های ماسه‌سنگی، Cao و همکاران افزایش رفتار آب دوستی را در عملکرد گروهی از مایعات یونی ثبت کردند. در این آزمایش‌ها، زاویهٔ تماس به میزان ۳۰ الی ۳۹ درجه کاهش و هم‌چنین با افزایش طول زنجیرهٔ آلکیل، کاهش زاویهٔ تماس به میزان معناداری افزایش یافت [۴۳]. خرازی<sup>۲</sup> و همکاران با استفاده از تزریق مایعات یونی بر روی یک سطح کوارتز، افزایش زاویهٔ تماس و تغییر به رژیم نفت دوست را مشاهده کردند. این میزان افزایش زاویهٔ تماس در رابطه با مایعات یونی پایه آلکیل ایمیدازولیوم میزان چشم‌گیری نبود (۳۸ الی ۶۰ درجه). در مایع یونی جیمینی [C<sub>12</sub>im-C<sub>4</sub>-imC<sub>12</sub>][Br<sub>2</sub>] تغییر ترشوندگی بسیار شدیدتر است و زاویهٔ ۱۶۸ درجه گزارش شد که در این حالت رژیم ترشوندگی کاملاً به نفت دوست تغییر کرد که باتوجه به هدف ازدیاد برداشت نفت، عملکرد نامطلوبی به حساب می‌آید [۳۴]. این در حالی است که در رابطه با سنگ‌های کربناته، هم سطوح آهکی واقعی و هم سطوح کربناتهٔ مدل‌سازی شده، قادر به تغییر شدید

3. Velusamy

1. Nandwani  
2. Kharazi



شکل ۷. مقایسه توانایی مایع یونی مختلف در تغییر ترشوندگی سطح سنگ [۴۳-۶۵، ۴۴ و ۵۳ و ۶۲].

Figure 7. Comparison of different materials to change wettability of rock surface [43-65, 44, 46, 53, 62].

این محققان جذب کمتری را روی سطوح کربناته نسبت به سنگ‌های ماسه‌سنگی گزارش کردند. این نتیجه براساس بار منفی سطوح ماسه‌سنگی - که باعث جذب کاتیون‌های دارای بار مثبت مایعات یونی می‌شود - کاملاً توجیه پذیر است. هم‌چنین، بررسی تأثیر دما و نمک بر جذب این سه نوع مایع یونی حاکی از کاهش جذب ناشی از افزایش دما است. علاوه بر آن، حضور نمک با وجود اثر رقابتی در جذب کاتیون‌ها نسبت به سطوح نیز باعث تضعیف جذب شده است [۴۲].

بنابراین باید به نقش عواملی چون دما، یون و اسیدیته محیط بر پدیده جذب مایع یونی در سطوح مختلف ماسه‌سنگی و کربناته و تأثیر آن در ازدیاد برداشت نفت، توجه شود. براساس نتایج تحقیقات، در حال حاضر می‌توان به قابلیت این دسته از مواد در سازوکار تغییر ترشوندگی امیدوار بود.

### ۵. نتیجه‌گیری

مطابق آنچه که در تحقیقات پیشین مشخص شده است، مایعات یونی عملکرد بسیار مناسبی در بازیافت نفت در شرایط سخت مخزن و

پیلی یا<sup>۱</sup> و همکاران جذب مایع یونی ایمیدازولیوم را بر روی سطح کوارتز و سطح ماسه‌سنگی مطالعه کردند. در هر دو مورد جذب مایع یونی روی سطح مشاهده شده است. نکته قابل توجه در نتایج این است که این مقادیر با افزایش طول زنجیره آلکیل افزایش یافته است. سازوکارهای پیشنهادی جذب به برهم‌کنش میان یون‌ها و سطوح باردار و هم‌چنین برهم‌کنش میان زنجیره‌های آب‌گریز کاتیون اشاره دارد. قابل توجه است که هرچه زنجیره آلکیل کاتیون بزرگ‌تر باشد، مقادیر جذب شده مایع یونی کمتر است و این زنجیره بزرگ‌تر، زاویه تماس کمتری را حاصل می‌کند. بنابراین، تغییر رفتار به رژیم آبدوست می‌تواند براساس جذب کمتر مایع یونی بر روی سطح و در نتیجه، آب‌گریزی کمتر سطح توجیه شود. با این وجود، بار در سطح نیز هم‌پای یون‌های مایعات یونی تا حد زیادی به جذب سطحی مایعات یونی و در نتیجه، تغییر خواص سنگ کمک می‌کند [۴۵]. براساس نتایج نانوانی و همکاران در مقایسه جذب سه مایع یونی با کاتیون‌های ایمیدازولیوم، پیرولیدینیوم و پیریدینیوم بر سنگ‌های کربناته و ماسه‌سنگی می‌توان اظهار کرد که میزان جذب مایع یونی به ترتیب پیرولیدینیوم < پیرودینیوم < ایمیدازولیوم است.

1. Pillia

- Performance of biosurfactant in increasing oil recovery by microbial method. *Iranian Chemical Engineering Journal*, 13(77), 106-115, In persian.
- [6] BNegin, C., Ali, S., & Xie, Q. (2017). Most common surfactants employed in chemical enhanced oil recovery. *Petroleum*, 3(2), 197-211.
- [7] BWelton, T. (1999). Room-Temperature Ionic Liquids. Solvents for Synthesis and Catalysis. *Chemical Reviews*, 99(8), 2071-2084.
- [8] BSemnani, R. H., Salehi, M. B., Mokhtarani, B., Sharifi, A., Mirzaei, M., & Taghikhani, V. (2022). Evaluation of the interfacial activity of imidazolium-based ionic liquids and their application in enhanced oil recovery process. *Journal of Molecular Liquids*, 362.
- [9] BPillai, P., Maiti, M., & Mandal, A. (2022). Mini-review on Recent Advances in the Application of Surface-Active Ionic Liquids: Petroleum Industry Perspective. *Energy and Fuels*, 36, 7925-7939.
- [10] BPei, Y., Zhang, Y., Ma, J., Fan, M., Zhang, S., & Wang, J. (2022). Ionic liquids for advanced materials. *Materials Today Nano*, 17.
- [11] BJos-Alberto, M.-H., & Jorge, A. (2011). Current Knowledge and Potential Applications of Ionic Liquids in the Petroleum Industry. *Ionic Liquids: Applications and Perspectives*, 156, 154-168
- [12] BChum, H. L., Koch, V. R., Miller, L. L., & Osteryoung, R. A. (1975). Electrochemical scrutiny of organometallic iron complexes and hexamethylbenzene in a room temperature molten salt. *Journal of the American Chemical Society*, 97(11), 3264-3265.
- [13] BWilkes, J. S., Levisky, J. A., Wilson, R. A., & Hussey, C. L. (1982). Dialkylimidazolium chloroaluminate melts: a new class of room-temperature ionic liquids for electrochemistry, spectroscopy and synthesis. *Inorganic Chemistry*, 21(3), 1263-1264.
- [14] BGabriel, S., & Weiner, J. (1888). Ueber einige Abkömmlinge des Propylamins. *Berichte Der Deutschen Chemischen Gesellschaft*, 21(2), 2669-2679.
- [15] BTourné-Péteilh, C., Devoisselle, J. M., Vioux, A., Judeinstein, P., In, M., & Viau, L. (2011). Surfactant properties of ionic liquids containing short alkyl chain imidazolium cations and ibuprofenate anions. *Physical Chemistry Chemical Physics*, 13(34), 15523-15529.
- [16] BHezave, A. Z., Dorostkar, S., Ayatollahi, S., Nabipour, M., & Hemmateenejad, B. (2013). Dynamic interfacial tension behavior between heavy crude oil and ionic liquid solution as a new surfactant. *Journal of Molecular Liquids*, 187, 83-89.
- انواع سنگ‌های مخزن از خود نشان داده‌اند. سازوکارهای مطرح برای مایعات یونی در ازدیاد برداشت نفت افزایش گران‌روی، تغییر pH، تعاملات الکترواستاتیکی و تعاملات  $\pi-\pi$ ، کاهش کشش بین سطحی و تغییر ترشوندگی بوده که با بررسی‌های انجام‌شده، کاهش IFT به‌عنوان اصلی‌ترین سازوکار در اکثر مطالعات معرفی شده‌است. مایعات یونی در غلظت‌های CMC پایین قادر به کاهش IFT به محدوده‌های مناسب‌اند و در برابر دما و شوری، نه‌تنها خواص خود را از دست نمی‌دهند، بلکه نتایج نهایی بهتری را حاصل کرده‌اند. دومین سازوکار مهم معرفی‌شده، تغییر ترشوندگی به‌وسیله مایعات یونی است که آزمایش‌های جذب و اندازه‌گیری زاویه تماس انجام‌شده در مغزه‌های واقعی ماسه‌سنگی و کربناته حاکی از آن است که این مواد می‌توانند سامانه ترشوندگی سطوح را تغییر دهند و به سمت رژیم آبدوست متمایل کنند. این مورد بنابه ماهیت باردار و قطبی مایعات یونی توجه شده‌است. مقایسه بین انواع مختلف این مواد نشان می‌دهد که مایعات یونی پایه‌ایمیدازولیوم، نتایج بهتری نسبت به سایر کاتیون‌ها داشته و هم‌چنین افزایش طول زنجیره آلکیل آن‌ها نیز به هرچه بیشتر شدن بازیافت نفت کمک شایانی کرده‌است. یکی از شکاف‌های علمی در طراحی و کاربرد مایعات یونی که در مقالات به‌وضوح قابل مشاهده‌است، استفاده از مایعات یونی با ساختار مشابه در اکثر مطالعات است. در بسیاری از تحقیقات به مایعات یونی پایه‌ایمیدازولیوم با آنیون هالوژنی کلر و برم پرداخته شده و نیاز است تا انواع دیگری از این مواد با پتانسیل قابل توجه در ازدیاد برداشت نفت بررسی شوند.

## مراجع

- [1] BP, p.l.c. (2023). Statistical Review of World Energy. Energy Institute, 72.
- [2] BLiu, Z., Liang, Y., Wang, Q., Guo, Y., Gao, M., Wang, Z., & Liu, W. (2020). Status and progress of worldwide EOR field applications. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 193, 107-122.
- [3] BSagbana, P. I., Abushaikha, A. S. (2021). A comprehensive review of the chemical-based conformance control methods in oil reservoirs. *Journal of Petroleum Exploration and Production*, 11(5), 2233-2257.
- [4] BDruetta, P., Raffa, P., & Picchioni, F. (2019). Chemical enhanced oil recovery and the role of chemical product design. *Applied Energy*, 252.
- [5] Khani, B., Bahrami, A., & Mosmeri, H. (2015).

- [17] BZeinolabedini Hezave, A., Dorostkar, S., Ayatollahi, S., Nabipour, M., & Hemmateenejad, B. (2013). Effect of different families of ionic liquids-based surfactants on interfacial tension of water/crude oil system. *Fluid Phase Equilibria*, 360, 139–145.
- [18] BBenzagouta, M. S., AlNashef, I. M., Karnanda, W., & Al-Khidir, K. (2013). Ionic liquids as novel surfactants for potential use in enhanced oil recovery. *Korean Journal of Chemical Engineering*, 30(11), 2108–2117.
- [19] BTunnish, A., Shirif, E., & Henni, A. (2019). Alkaline-ionic liquid slug injection for improved heavy oil recovery. *Canadian Journal of Chemical Engineering*, 97(S1), 1429–1439.
- [20] BNandwani, S. K., Malek, N. I., Chakraborty, M., & Gupta, S. (2020). Insight into the Application of Surface-Active Ionic Liquids in Surfactant Based Enhanced Oil Recovery Processes-A Guide Leading to Research Advances. *Energy and Fuels*, 34(6), 6544–6557.
- [21] Pereira, J. F. B., Costa, R., Foios, N., & Coutinho, J. A. P. (2014). Ionic liquid enhanced oil recovery in sand-pack columns. *Fuel*, 134, 196–200.
- [22] Wiley, J. (2014) Surface and Interfacial Tension. *Surface Chemistry of Surfactants and Polymers*, 184 231–249.
- [23] Jańczuk, B., Wójcik, W., & Zdziennicka, A. (1993). Determination of the Components of the Surface Tension of Some Liquids from Interfacial Liquid-Liquid Tension Measurements. *Journal of Colloid and Interface Science*, 157(2), 384–393.
- [24] Kahl, H., Wadewitz, T., & Winkelmann, J. (2003). Surface Tension and Interfacial Tension of Binary Organic Liquid Mixtures. *Journal of Chemical & Engineering Data*, 48(6), 1500–1507.
- [25] Shah, F. U., Gnezdilov, O. I., Gusain, R., & Filippov, A. (2017). Transport and Association of Ions in Lithium Battery Electrolytes Based on Glycol Ether Mixed with Halogen-Free Orthoborate Ionic Liquid. *Scientific Reports*, 7(1), 16340.
- [26] Jia, Z., Niu, Z., Yang, Z., Li, X., Wang, J., He, X., Sui, H., & He, L. (2020). Interfacial Behaviors of Ionic Liquid Cations and Asphaltenes at Oil-Water Interface: Dynamic Diffusion and Interfacially Competitive Adsorption. *Energy and Fuels*, 34(2), 1259–1267.
- [27] Hu, K., Zhang, H., Kong, M., Qin, M., Ouyang, M., Jiang, Q., Wang, G., & Zhuang, L. (2021). Effect of alkyl chain length of imidazolium cations on foam properties of anionic surface active ionic liquids: Experimental and DFT studies. *Journal of Molecular Liquids*, 340, 985-1001.
- [28] Tunnish, A., Shirif, E., & Henni, A. (2017). The influence of ionic liquid type, concentration, and slug size on heavy oil recovery performance. *Brazilian Journal of Petroleum and Gas*, 11(1), 15–29.
- [29] H. Vatanparast, A. Alizadeh, & A. Bahramian. (2009). A laboratory study investigating the factors affecting primary wettability Carbonate rocks and the effect of active substances at different levels on the change Wettability of low permeable carbonate cores. *Iranian Chemical Engineering Journal*, 8(43), 111-125, In persian.
- [30] Nandwani, S. K., Malek, N. I., Chakraborty, M., & Gupta, S. (2020). A comprehensive study based on the application of different genre of surface-active ionic liquid and alkali combination systems in surfactant flooding. *Energy and Fuels*, 34(8), 9411–9425.
- [31] Zhou, H., Liang, Y., Huang, P., Liang, T., Wu, H., Lian, P., Leng, X., Jia, C., Zhu, Y., & Jia, H. (2018). Systematic investigation of ionic liquid-type gemini surfactants and their abnormal salt effects on the interfacial tension of a water/model oil system. *Journal of Molecular Liquids*, 249, 33–39.
- [32] Barari, M., Ramezani, M., Lashkarbolooki, M., & Abedini, R. (2022). Influence of alkyl chain length of imidazolium-based ionic liquid on the crude oil-aqueous solution IFT under different ionic strengths. *Fluid Phase Equilibria*, 556, 156-178.
- [33] Rodríguez-Palmeiro, I., Rodríguez-Escontrela, I., Rodríguez, O., Arce, A., & Soto, A. (2015). Characterization and interfacial properties of the surfactant ionic liquid 1-dodecyl-3-methyl imidazolium acetate for enhanced oil recovery. *RSC Advances*, 5(47), 37392–37398.
- [34] Saien, J., Kharazi, M., Yarie, M., & Zolfigol, M. A. (2019). Systematic Investigation of a Surfactant Type Nano Gemini Ionic Liquid and Simultaneous Abnormal Salt Effects on Crude Oil/Water Interfacial Tension. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 58(9), 3583–3594.
- [35] Atilhan, M., & Aparicio, S. (2021). Review on chemical enhanced oil recovery: Utilization of ionic liquids and deep eutectic solvents. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 205.
- [36] Sakthivel, S., Velusamy, S., Nair, V. C., Sharma, T., & Sangwai, J. S. (2017). Interfacial tension of crude oil-water system with imidazolium and lactam-based ionic liquids and their evaluation for enhanced oil recovery under high saline environment. *Fuel*, 191, 239–250.
- [37] Eltoun, H., Yang, Y.-L., & Hou, J.-R. (2021). The effect of nanoparticles on reservoir wettability alteration: a critical review. *Petroleum Science*, 18(1), 136–153.
- [38] A. Taghizadeh, S. Asfour, & R. Fatehi. (2018). The use of nanoparticles in all types of rocks in oil and

- gas reservoirs. *Iranian Chemical Engineering Journal*, 17(97), 32-43, In persian.
- [39] Salehi, M., Johnson, S. J., & Liang, J.-T. (2008). Mechanistic Study of Wettability Alteration Using Surfactants with Applications in Naturally Fractured Reservoirs. *Langmuir*, 24(24), 14099-14107.
- [40] Mousavi Moghadam, A., & Baghban Salehi, M. (2019). Enhancing hydrocarbon productivity via wettability alteration: a review on the application of nanoparticles. *Reviews in Chemical Engineering*, 35(4), 531-563.
- [41] Li, K., & Firoozabadi, A. (2000). Experimental Study of Wettability Alteration to Preferential Gas-Wetting in Porous Media and Its Effects. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 3(02), 139-149.
- [42] Nandwani, S. K., Chakraborty, M., & Gupta, S. (2019). Adsorption of Surface Active Ionic Liquids on Different Rock Types under High Salinity Conditions. *Scientific Reports*, 9(1), 14760.
- [43] Cao, N., Mohammed, M. A., & Babadagli, T. (2015). Wettability Alteration of Heavy-Oil/Bitumen Containing Carbonates Using Solvents, high pH Solutions and Nano/Ionic Liquids. *Offshore Technology Conference, Brazil*, 27-29.
- [44] Velusamy, S., Sakthivel, S., & Sangwai, J. S. (2017). Effect of Imidazolium-Based Ionic Liquids on the Interfacial Tension of the Alkane-Water System and Its Influence on the Wettability Alteration of Quartz under Saline Conditions through Contact Angle Measurements. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 56(46), 13521-13534.
- [45] Pillai, P., Kumar, A., & Mandal, A. (2018). Mechanistic studies of enhanced oil recovery by imidazolium-based ionic liquids as novel surfactants. *Journal of Industrial and Engineering Chemistry*, 63, 262-274.
- [46] Bin Dabhab, M., AlQuraishi, A., & Benzagouta, M. (2015). Efficiency of ionic liquids for chemical enhanced oil recovery. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 5(4), 353-361.
- [47] Bin Dabhab, M. S., Hossain, M. E., & AlQuraishi, A. A. (2016). Efficiency of Ionic Liquids as an Enhanced Oil Recovery Chemical: Simulation Approach. *Energy and Fuels*, 30(11), 9260-9265.
- [48] Manshad, A. K., Rezaei, M., Moradi, S., Nowrouzi, I., & Mohammadi, A. H. (2017). Wettability alteration and interfacial tension (IFT) reduction in enhanced oil recovery (EOR) process by ionic liquid flooding. *Journal of Molecular Liquids*, 248, 153-162.
- [49] Nandwani, S. K., Malek, N. I., Lad, V. N., Chakraborty, M., & Gupta, S. (2017). Study on interfacial properties of Imidazolium ionic liquids as surfactant and their application in enhanced oil recovery. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 516, 383-393.
- [50] Abdullah, M. M. S., AlQuraishi, A. A., Allohedan, H. A., AlMansour, A. O., & Atta, A. M. (2017). Synthesis of novel water soluble poly (ionic liquids) based on quaternary ammonium acrylamidomethyl propane sulfonate for enhanced oil recovery. *Journal of Molecular Liquids*, 233, 508-516.
- [51] Liu, J., Huang, P., Feng, Q., Lian, P., Liang, Y., Huang, W., Yan, H., & Jia, H. (2019). Systematic investigation of the effects of an anionic surface active ionic liquid on the interfacial tension of a water/crude oil system and its application to enhance crude oil recovery. *Journal of Dispersion Science and Technology*, 40(11), 1657-1663.
- [52] Pillai, P., & Mandal, A. (2019). Wettability Modification and Adsorption Characteristics of Imidazole-Based Ionic Liquid on Carbonate Rock: Implications for Enhanced Oil Recovery. *Energy and Fuels*, 33(2), 727-738.
- [53] Kharazi, M., Saien, J., Yarie, M., & Zolfigol, M. A. (2020). The superior effects of a long chain gemini ionic liquid on the interfacial tension, emulsification and oil displacement of crude oil-water. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 195, 197-211.
- [54] P. Sarafzadeh, Z. Khosravi, F. Aram, & A. Zeinolabedini Hezaveh. (2021). Laboratory Study of the Effect of Ionic liquids on the Growth Rate of Microorganisms Applicable in the MEOR and Bioremediation Processes. *Iranian Chemical Engineering Journal*, 21(123), 59-73, In persian.
- [55] Sakthivel, S., & Elsayed, M. (2021). Enhanced oil recovery by spontaneous imbibition of imidazolium based ionic liquids on the carbonate reservoir. *Journal of Molecular Liquids*, 340, 1352-1378.
- [56] Sakthivel, S. (2021). Wettability Alteration of Carbonate Reservoirs Using Imidazolium-Based Ionic Liquids. *ACS Omega*, 6(45), 30315-30326.
- [57] Somoza, A., Arce, A., & Soto, A. (2022). Oil recovery tests with ionic liquids: A review and evaluation of 1-decyl-3-methylimidazolium triflate. *Petroleum Science*, 19(4), 1877-1887.
- [58] Somoza, A., Flor García-Mayoral, M., & Soto, A. (2023). A formulation based on a cationic surface-active ionic liquid and an anionic surfactant for enhanced oil recovery at a carbonate reservoir. *Fuel*, 346, 128363.
- [59] Tafur, N., Mamonov, A., Islam Khan, M. A., Soto, A., Puntervold, T., & Strand, S. (2023). Evaluation of Surface-Active Ionic Liquids in Smart Water for Enhanced Oil Recovery in Carbonate Rocks. *Energy & Fuels*, 37(16), 11730-11742.

- [60] Ma, Q., Zhu, W., Song, Z., Zhang, J., Li, B., Bu, W., & Pan, B. (2023). Influences and mechanisms of imidazolium-based ionic liquids on oil-water interfacial tension and quartz wettability: Experiment and molecular dynamics simulations. *Fuel*, 352, 129053.
- [61] Tafur, N., Somoza, A., Muñuzuri, A. P., Rodríguez-Cabo, B., Barrio, I., Panadero, A., García-Mayoral, M. F., & Soto, A. (2023). Assessment of a surface-active ionic liquid formulation for EOR applications: Experimental and simulation studies. *Geoenergy Science and Engineering*, 224, 211619.
- [62] Pillai, P., & Mandal, A. (2020). A comprehensive micro scale study of poly-ionic liquid for application in enhanced oil recovery: Synthesis, characterization and evaluation of physicochemical properties. *Journal of Molecular Liquids*, 302.
- [63] Kumar, G., Behera, U. S., Mani, E., & Sangwai, J. S. (2022). Engineering the Wettability Alteration of Sandstone Using Surfactant-Assisted Functional Silica Nanofluids in Low-Salinity Seawater for Enhanced Oil Recovery. *ACS Engineering Au*, 2(5), 421-435.
- [64] Shalbafan, M., Esmailzadeh, F., & Vakili-Nezhaad, G. R. (2020). Enhanced oil recovery by wettability alteration using iron oxide nanoparticles covered with PVP or SDS. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 607, 125509.
- [65] Jarrahian, Kh., Seiedi, O., Sheykhan, M., Sefti, M. V., & Ayatollahi, Sh. (2012). Wettability alteration of carbonate rocks by surfactants: A mechanistic study. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 410, 1-10.