

بررسی عملکرد مواد فعال سطحی با تاکید بر مایعات یونی در تزریق به مغزه های ماسه سنگی و کربناته جهت ازدیاد برداشت شیمیایی نفت

هومن حریقی¹، مهسا باغبان صالحی^{2*}، وحید تقی خانی^{3,1}، مجتبی میرزایی²

¹ دانشکده مهندسی شیمی و نفت، دانشگاه صنعتی شریف، تهران، ایران

² پژوهشگاه شیمی و مهندسی شیمی ایران، تهران، ایران

³ دانشگاه سنت توماس، هیوستون، تگزاس، ایالات متحده آمریکا

Email: m.bsalehi@ccerci.ac.ir

چکیده

با گذشت بیش از یک صده از عمر بهره برداری میادین نفت، مطالعه و پیاده سازی روش هایی به منظور ازدیاد برداشت نفت از دغدغه های مهم این صنعت محسوب می شود. مایعات یونی مواد نوینی در این زمینه به حساب می آیند که با مکانیزم هایی همچون کاهش کشش بین سطحی، تغییر ترشوندگی، و تعاملات آروماتیک و همچنین ویژگی های ذاتی همچون فشار بخار بالا، مقاومت در برابر دما و یون های دو ظرفیتی و جذب الکترواستاتیکی بالا به گزینه ای مناسب در جهت ازدیاد برداشت شیمیایی به شمار می آیند. در این مطالعه ضمن بررسی مکانیزم های اصلی مایعات یونی، به جمع آوری و مقایسه تحقیقات صورت گرفته مبنی بر بازیابی نفت به دام افتاده در مخازن پرداخته شده است. با وجود تعداد بسیار محدود تحقیقات و شرایط متفاوت آزمایشگاهی، جهت مقایسه منطقی، مطالعات در سه بخش مغزه های واقعی، مغزه های USP و میکرومدل های شیشه ای طبقه بندی شده است. بر اساس نتایج مایعات یونی در انواع سنگ های ماسه سنگی و کربناته توانایی خود را اثبات کرده و محدودیتی در این زمینه ندارند. همچنین با توجه به نگرانی های زیست محیطی، سیلابزنی شیمیایی این مواد با ساختار خیاطدوز خود کاملاً زیست تخریب پذیر است. این دسته از مواد توانایی بازیابی 4.62 تا 33 درصد از نفت در مغزه های واقعی را داشته است. سهم بزرگی از تحقیقات به کاتیون ایمیدازولیوم و آنیون های هالوژنی معطوف شده و بر اساس نتایج افزایش غلظت تا میزان CMC، زنجیره آلکیل طولانی تر و وجود نمک در غلظت های بهینه باعث بهبود بازیابی نفت خواهد شد. بر اساس نتایج می توان اذعان کرد مایعات یونی با قابلیت هم افزایی با سایر مواد شیمیایی پتانسیل بالایی برای ازدیاد برداشت نفت دارند.

واژگان کلیدی: سورفکتانت، مایع یونی، ازدیاد برداشت نفت، مغزه ماسه سنگی، مغزه کربناته

مقدمه

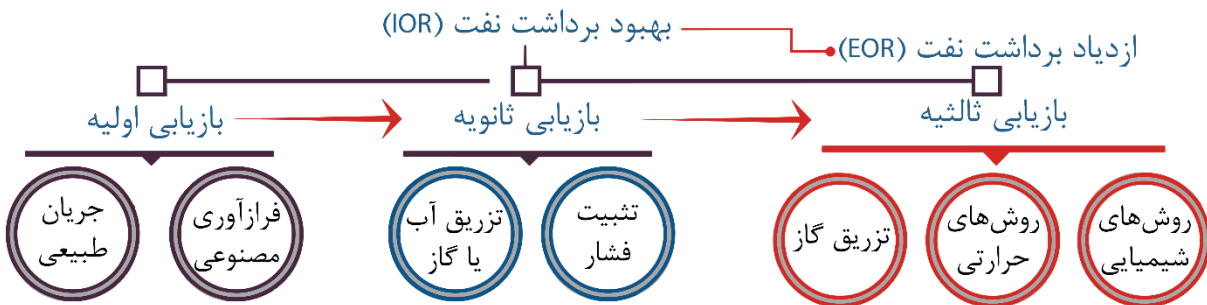
1971 تا 2017 گزارش شده است. در سال‌های اخیر به دلیل مسائل زیست محیطی و نگرانی‌های گرمایش زمین استفاده از کربن به عنوان گاز تزریقی رشد قابل توجهی داشته است. از سوی دیگر موادشیمیایی در سال‌های 1981 تا 1990 در اوج استفاده خود بودند؛ اما قیمت بالا و خطرات محیط‌زیستی باعث کم‌رنگ شدن این دسته در پروژه‌های ازدیاد برداشت نفت شده است. مجدداً با کشف و توسعه مواد شیمیایی جدید و سبز با کارایی بالا در شرایط سخت مخزن، این دسته در سال‌های اخیر در یک شیب توسعه قرار گرفته و استفاده از آن‌ها افزایش یافته است. در واقع با افزودن یک سری مواد شیمیایی به سیلاب سعی در تغییر خواص سنگ و سیال شده تا درصد بالاتری از نفت محبوس در حفرات در حین سیلابزنی به سمت چاه‌های تولیدی روانه گردد [4]، [5].

قلیاهای^۸ از جمله ارزان‌ترین مواد این دسته به حساب می‌آیند که با امولسیون‌سازی درجا و کاهش کشش بین سطحی به تولید هرچه بیشتر نفت کمک می‌کنند.

مواد فعال سطحی به عنوان یکی از اصلی‌ترین دسته‌ها با کاهش کشش بین سطحی و از جهتی با تغییر ترشوندگی سطح در این فرایند نقش دارند. در نهایت پلیمرها نیز از پراستفاده‌ترین مواد در این زمینه به حساب می‌آیند که با افزایش سیال تزریقی به دنبال کاهش نسبت تحرک بوده و می‌توانند بازدهی جاروبی بالاتری را به ارمغان بیاورند.

با توجه به بالغ شدن شمار زیادی از میادین جهان و پایان چرخه تولید طبیعی آن‌ها، استفاده از انواع روش‌های ازدیاد برداشت نفت^۱ مورد توجه ویژه‌ای قرار گرفته است. در واقع پس از تولید با جریان طبیعی و به‌کارگیری انواع روش‌های بازیابی ثانویه همچنان بالغ بر 40 الی 50 درصد از نفت درجا در محیط متخلخل مخزن به‌دام افتاده و توسعه راه‌کارهایی پیشرفته به منظور تولید بازمانده نفت مورد نیاز است که از آن با نام ازدیاد برداشت نفت یاد می‌شود (شکل 1). میزان تولید افزوده از روش‌های ازدیاد برداشت نفت در نیم قرن اخیر رشد قابل توجهی داشته و پیش‌بینی می‌شود سهم تولیدی از این روش‌ها از 2.29 میلیون بشکه در سال، به بیش از دو برابر تا سال 2040 برسد [1]. روش‌های حرارتی^۲، تزریق گاز^۳، شیمیایی^۴ و سایر روش‌ها مانند میکروبی^۵، آکوستیک^۶ و الکتریکی^۷ از جمله اصلی‌ترین طبقه‌بندی‌های ازدیاد برداشت نفت برشمرده می‌شوند [2].

روش‌های شیمیایی از مهم‌ترین روش‌های ازدیاد برداشت نفت به شمار می‌آیند که به خصوص در کشورهای آسیای شرقی رواج پیدا کرده و سهمی 20.4 درصدی از کل ازدیاد برداشت را شامل شده‌اند [3]. در شکل 2 تعداد پروژه‌های فعال و به‌اتمام‌رسیده روش‌های ازدیاد برداشت نفت در دنیا از سال



شکل 1- مراحل بهره‌برداری از یک مخزن

⁵ Microbial EOR

⁶ Acoustic

⁷ Electrical

⁸ Alkalines

¹ Enhanced Oil Recovery (EOR)

² Thermal EOR

³ Gas Injection

⁴ Chemical EOR

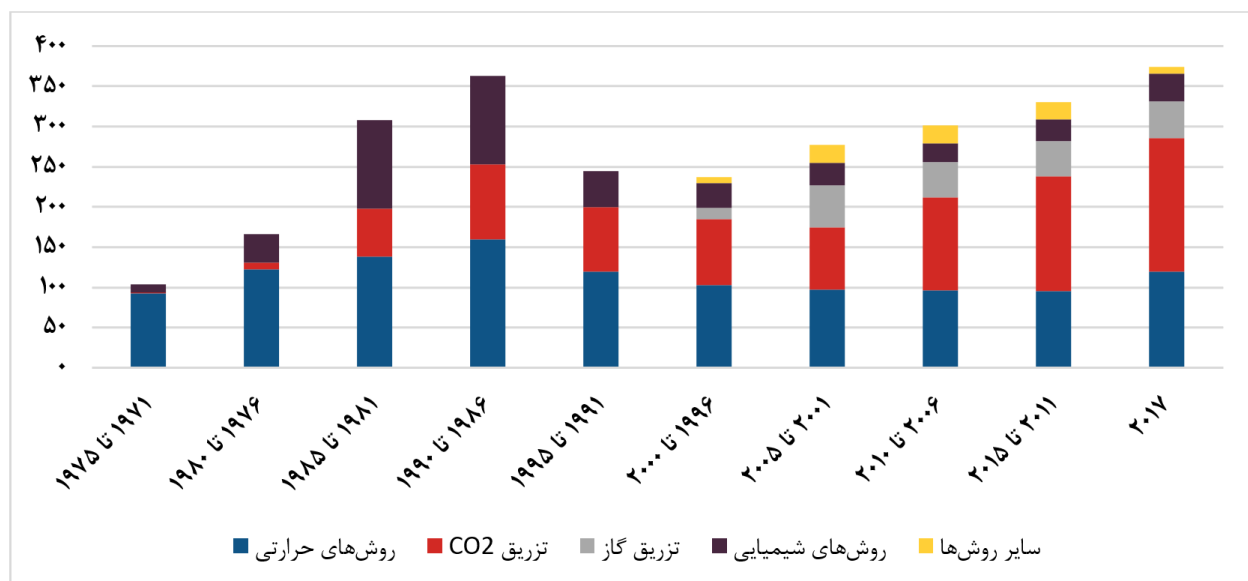
مواد در مقیاس آزمایشگاهی در حال انجام بوده و هر ساله مطالعات بیشتری در این زمینه منتشر می‌شود تا جنبه‌های مختلف آن‌ها مورد بررسی قرار بگیرد. در این مطالعه سعی شده تا تمامی نتایج حاصل از آزمایش مایعات یونی برای ازدیاد برداشت شیمیایی جمع‌آوری شده و با ایجاد یک پایگاه داده مناسب و مقایسه نتایج، عملکرد آن‌ها به طور واضح‌تری مشخص گردد. همچنین در مطالعات از موادی همچون قلیا، سورفکتانت، پلیمر و نانوذرات برای هم‌افزایی در کنار مایعات یونی استفاده شده که تأثیر آن‌ها نیز در بهبود عملکرد کلی مورد بررسی قرار گرفته است.

مواد فعال سطحی

عامل فعال سطحی یا سورفکتانت ماده‌ای است که با افزودن غلظت کمی از آن به سیستم، با جذب بر روی سطح باعث تغییر انرژی آزاد سطحی می‌شود. مولکول‌های سورفکتانت دارای خاصیت آمفیفیلیک هستند؛ بدین معنا که شامل دو بخش قطبی و ناقطبی بوده و می‌توانند همزمان با مولکول‌های قطبی آب و مولکول‌های ناقطبی نفت در تعامل باشند [8].

در روش‌های شیمیایی ازدیاد برداشت معمولاً یک ماده به صورت مستقل و تنها بهترین و بهینه‌ترین عملکرد را نداشته و ترکیب و هم‌افزایی چند دسته منجر به نتیجه بسیار بهتری در مطالعات آزمایشگاهی و عملیاتی شده است.

مطرح‌ترین این روش‌ها ASP¹ است که از ترکیب هر سه روش در چند تزریق پیوسته استفاده می‌شود [6]. برای هر دسته، مواد گوناگونی مطرح شده و سعی شده تا با بهبود خواص و جایگزینی مواد جدید، نواقص موجود برطرف و عملکرد کلی آن‌ها ارتقا یابد. از میان مواد فعال سطحی، سورفکتانت‌های رایج توانایی مقاومت در برابر شوری و دما را نداشته و نیاز است تا با بهبود آن‌ها بتوان شرایطی را برای تزریق عملیاتی در مبادین فراهم کرد. مایعات یونی دسته جدیدی از مواد با قابلیت‌های منحصربه‌فرد هستند که می‌توانند به عنوان جایگزینی برای سورفکتانت‌های رایج تجاری مورد استفاده قرار بگیرند. این مواد ضمن دارا بودن خواص سورفکتانت‌های رایج عملکرد بهتری در شرایط سخت مخزن داشته و می‌توانند بدون ایجاد مشکلات زیست محیطی به تولید نفت بیشتر کمک کنند [7]. تحقیقات بر روی این



شکل 2- تعداد پروژه‌های فعال و به‌اتمام‌رسیده ازدیاد برداشت نفت به شیوه‌های مختلف از سال 1971 تا 2017 به گزارش آژانس بین‌المللی انرژی [5]

¹ Alkaline – Surfactant – Polymer (ASP)

شیمیایی تحقیقاتی بر روی آن‌ها انجام شده است [12]. نکته قابل توجه دیگر قابلیت شخصی‌سازی و سنتز مایعات یونی برای شرایط مختلف است. در حقیقت مایعات یونی از یک سر آلی کاتیونی و یک دنباله آنیونی تشکیل شده که هر کدام از آن‌ها می‌تواند طیف وسیعی از انواع را به خود اختصاص داده و مایع یونی منحصر به فردی را ایجاد کنند [13]. با این حال اکثر مطالعات به مایعات یونی پایه ایمیدازولیوم³ و آنیون‌های هالوژنی و صرفاً با طول‌های زنجیره آلکیل متفاوت خلاصه شده است [14]. مایعات یونی در شرایط محیطی و در آب مقطر قادر به کاهش کشش بین سطحی به مقادیر پایینی بوده و می‌توانند در غلظت‌های بحرانی میسل⁴ کم عملکرد مناسبی از خود داشته باشند. از سوی دیگر این مواد به دلیل جذب⁵ بالا و قطبی بودن چه در سنگ‌های کربناته و چه در سنگ‌های ماسه‌سنگی توانسته‌اند با کاهش زاویه تماس، سطوح سنگ را به آب دوست تغییر داده و به ازدیاد برداشت نفت کمک کنند. نکته قابل توجه دیگر این است که مایعات یونی در شرایط سخت مخزن یعنی دمای بالا و حضور یون در آب سازندی نیز عملکرد خود را حفظ کرده و حتی نتیجه بهتری را نشان داده‌اند [15]. با توجه به وجود مکانیزم‌های تأثیرگذار مناسب، باید عملکرد واقعی آن‌ها در تولید نفت نیز مورد ارزیابی قرار بگیرد که بدین منظور از تزریق در مغزه⁶ و میکرومدل استفاده شده است. در شکل 3 تعداد تحقیقات صورت گرفته در این زمینه نمایش داده شده است. مشخص است که در وهله اول تعداد آزمایشات بسیار کم بوده و نیاز است که با توجه به پتانسیل این مواد مطالعات بیشتری در این زمینه انجام گیرد تا بتوان نتیجه‌گیری‌های قابل استنادتری را از آن‌ها استحصال کرد. نکته قابل توجه دوم سهم تقریباً برابر مغزه‌های کربناته و ماسه‌سنگی در سیلاب است که مقایسه عملکرد مایعات یونی در انواع سنگ‌ها را مشخص تر می‌کند.

سورفکتانت‌ها با کاهش IFT بین مایع جابه‌جاکننده و نفت به‌دام‌افزاده در منافذ مخزن باعث کاهش نیروی موئینگی شده و نفت را متحرک می‌سازند. افزایش غلظت سورفکتانت در سیستم آب و نفت پس از اشباع سطح میانی دو فاز باعث تشکیل میسل می‌شود. به غلظت تشکیل میسل‌ها که تجمعات عموماً گروهی مولکول‌های سورفکتانت هستند، غلظت بحرانی میسل¹ (CMC) گفته می‌شود. پس از این غلظت کشش بین‌سطحی کاهش چندانی نمی‌یابد و تنها به تعداد میسل‌ها افزوده می‌شود. از مهم‌ترین قابلیت میسل‌ها محلول‌سازی فاز امتزاج ناپذیر در مرکز خود بوده که به تشکیل میکروامولسیون می‌انجامد [9].

استفاده از سورفکتانت‌ها بدون مشکل نبوده و می‌توان به چالش‌هایی همچون ناپایداری و عملکرد ضعیف آن‌ها در شوری و دمای بالای مخازن به خصوص در دماهای بالاتر از 120°C و غلظت بالای یون‌های دو ظرفیتی مانند کلسیم و منیزیم اشاره کرد. همچنین جذب سطحی آن‌ها بر روی سنگ مخزن ممکن است باعث از دست رفتن مقدار قابل توجهی شده و توجیه اقتصادی آن‌ها را مشکل‌ساز کند. علاوه بر این، تصفیه آب و دفع مواد شیمیایی تولید شده نیز به عنوان آسیب‌های محیط‌زیستی مطرح شده است. در چند سال اخیر مایعات یونی فعال سطحی² به عنوان موادی دارای پتانسیل لازم برای جایگزینی سورفکتانت‌ها مطرح شده‌اند [10].

مایعات یونی گروهی از یون‌ها هستند که در دمای محیط به حالت مایع بوده و به دلیل خواص منحصر به فرد خود همچون فشار بخار کم، سبز بودن، پایداری در برابر شوری و دما، غیرفرار بودن و رسانایی بالا در صنایع مختلف به خصوص در ساخت باتری‌ها و ابرخازن‌ها، مواد شیمیایی سبز و سنسورها مورد استفاده فراوان قرار گرفته‌اند [11]. صنعت نفت نیز از این موضوع مستثنی نبوده و جهت استفاده در سیال حفاری، تضمین جریان، استخراج نفت سنگین و ازدیاد برداشت

⁴ Critical Micelle Concentration (CMC)

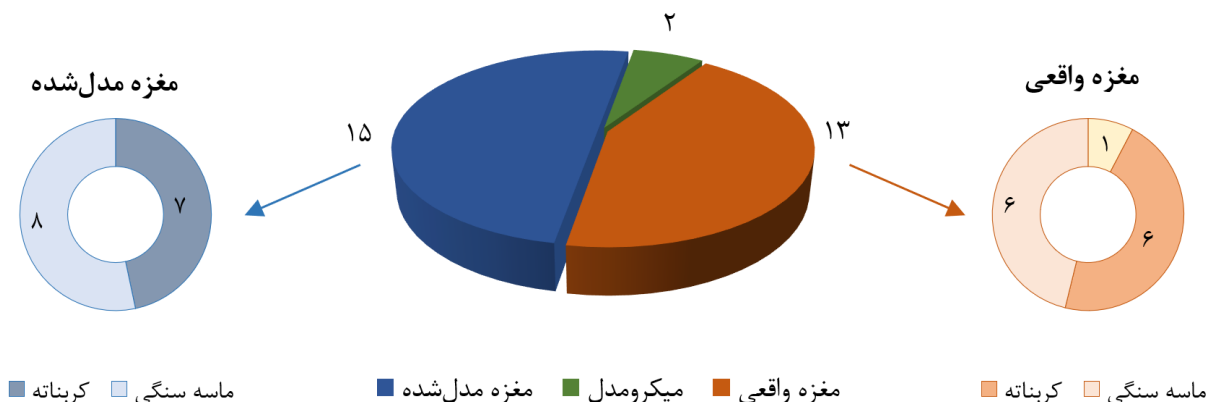
⁵ Adsorption

⁶ Core Flooding

¹ Critical Micelle Concentration (CMC)

² Surface Active Ionic Liquid (SAIL)

³ Imidazolium



شکل 3- تعداد مقالات منتشر شده در بررسی عملکرد سیلاب مایعات یونی به منظور ازدیاد برداشت شیمیایی نفت

سیلابزنی مایعات یونی

در شکل 4 یک ستاپ تزریق به مغزه و انواع مغزه‌های کربناته و ماسه‌سنگی به همراه نقشه توزیع این دو سنگ‌بستر در مخازن دنیا نشان داده شده است. همان طور که مشخص است سیالات مختلف همچون آب، نفت و مواد شیمیایی از طریق یک پمپ به مغزه‌ای که در یک نگهدارنده قرار دارد، تزریق شده و سپس سیال خروجی اندازه‌گیری می‌شود. فرایند به کمک ترموستات می‌تواند در دماهای مختلف انجام بگیرد. اختلاف فشار ابتدا و انتهای مغزه نیز برای اندازه‌گیری تراوایی و آسیب سازند مغزه ثبت می‌گردد. به صورت کلی روند آزمایش به صورت زیر انجام می‌گیرد:

1- در ابتدا مغزه با دستگاه اولتراسونیک شسته شده و پس از تمیز شدن، وزن خشک آن اندازه‌گیری می‌شود.

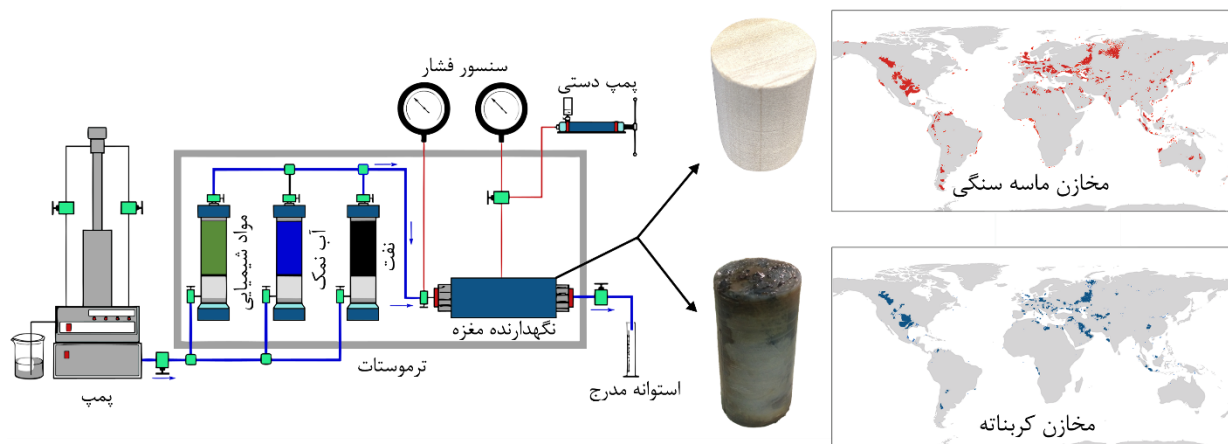
2- سپس مغزه تحت فشار و در محیط خلاء با نفت خام اشباع شده و مجدداً وزن می‌شود. حجم نفت اشباع‌شده و میزان اشباع اولیه نفت بر اساس اختلاف وزن مغزه خشک و مغزه اشباع قابل محاسبه است.

3- مغزه در محفظه مخصوص قرار گرفته و به کمک ترموستات دمای محفظه افزایش می‌یابد. سپس تزریق آب‌نمک تا مادامی که میزان آب² تولیدی به مقادیر بالا برسد، ادامه پیدا می‌کند.

از تزریق مایعات یونی به مغزه‌های ماسه‌سنگی و کربناته برای تعیین کارایی در ازدیاد برداشت نفت استفاده می‌شود. این آزمایش‌ها در مغزه و میکرومدل که یک نماینده‌ای از محیط متخلخل مخزن در مقیاس کوچک هستند، قابل انجام است [11]. برای مقایسه بهتر، نتایج حاصل از مغزه‌های واقعی و بسته‌های شنی غیر تحکیم یافته¹ به صورت جداگانه با یکدیگر مقایسه شده‌اند. مغزه‌های واقعی یک مقطع استوانه‌ای از اعماق مخزن هستند که نتیجه دقیق تری را می‌توانند حاصل کنند و در مقابل مغزه‌های USP نیز یک بسته استوانه‌ای شکل از دانه‌سنگ‌های کوارتز و آهک هستند که شرایط مشابه سنگ مخزن را شبیه‌سازی می‌کنند. نوع دیگر آزمایش‌ها در میکرومدل‌های شیشه‌ای انجام می‌گیرد. طرح‌های همگن، ناهمگن و یا لایه‌ای در الگوهای مختلف می‌توانند بر روی یک سطح شیشه‌ای حک شده و با فیوز شدن یک شیشه دیگر بر روی آن محیطی متخلخل برای تزریق را ایجاد کنند. در مقایسه با مغزه این مدل‌ها به دلیل ساده شدن شرایط محیطی دقت کافی برای رسیدن به میزان دقیق باز یافت نفت را ندارند؛ اما مشاهده رفتار سیال در محیط متخلخل و نحوه تولید از حفرات با شرایط تخلخل و تراوایی مختلف ویژگی کلیدی و مهمی است که از میکرومدل‌ها قابل نتیجه‌گیری است [16].

² Water Cut

¹ Unconsolidated Sand Pack (USP)



شکل 4- شماتیک ستاپ تزریق مواد شیمیایی به مغزه ماسه‌سنگی و کربناته (همراه با نقشه توزیع مخازن دو بستر سنگی) [42]

استفاده می‌شود. در این مدل رفتار سیال در عبور از محیط متخلخل و همچنین توزیع نفت باقیمانده در حفرات کاملاً قابل مشاهده است. میکرومدل‌ها می‌توانند شامل انواع طرح‌ها با مشخصات متفاوت مانند تخلخل و تراوایی گوناگون باشند و یا حتی انواع شکافدار نیز در طراحی آن‌ها قرار بگیرد [18].

در مطالعات تزریق به میکرومدل از سه طرح همگن، ناهمگن و لایه‌ای استفاده شده است. تعداد تحقیقات زیادی در این زمینه صورت نگرفته است. در یک مطالعه از سه مایع یونی پایه ایمیدازولیوم با طول زنجیره متفاوت استفاده شده است. بر اساس نتایج حاصل شده، افزایش طول زنجیره باعث بهبود روند شده و نفت بیشتری به خروجی مدل رسیده است. نکته قابل توجه دیگر مشکلات محیط زیستی است که آنیون‌های هالوژنی می‌توانند ایجاد کنند.

آنیون‌های هالوژنی، خصوصاً حاوی فلوئور، در محیط مرطوب امکان هیدرولیز و تجزیه شدن داشته و فرآورده‌های سمی و خورنده را به همراه خواهند داشت که برای محیط زیست مشکل ساز هستند [19]. در مطالعه صورت گرفته از مایع یونی با آنیون نیترات به عنوان جایگزین آنیون‌های هالوژنی استفاده شده است که نتایج مناسبی به دست آمده و توانسته‌اند به حد بالایی از بازیافت دست پیدا کنند.

4- در ادامه تزریق مواد شیمیایی به میزان حجمی مدنظر (بر اساس حجم حفرات محیط متخلخل¹) انجام می‌گیرد.

5- سیلاب آب‌نمک در صورت تمایل متعاقباً قابل انجام است.

معمولاً برای شبیه‌سازی شرایط مخزن کل پروسه در دمای 90°C صورت گرفته و پارامترهایی همچون حجم نفت تولیدی، حجم آب تولیدی و تغییرات فشار به طور پیوسته ثبت می‌شوند. همچنین برای بررسی مخازن با تخلخل دوگانه از تزریق به دو مغزه که به صورت موازی در کنار هم در نگهدارنده‌های مجزا قرار گرفتند، استفاده می‌شود [17].

در ادامه، تحقیقات صورت گرفته در هر سه بستر میکرومدل شیشه‌ای، مغزه USP و مغزه واقعی به تفکیک و جداگانه لیست شده است. بدیهی است که روند کلی تزریق به مغزه و میکرومدل مشابه یکدیگر بوده و تنها جنبه‌های متفاوتی از تولید به کمک این دو آزمایش مورد بررسی قرار گرفته است و مقایسه این نتایج در کنار هم می‌تواند تفسیر جامع‌تری از عملکرد تزریق مواد شیمیایی را حاصل کند.

تزریق به میکرومدل شیشه‌ای

برای بررسی مکانیزم جابه‌جایی ماکروسکوپی و میکروسکوپی در سیلاب‌زنی شیمیایی از میکرومدل شیشه‌ای

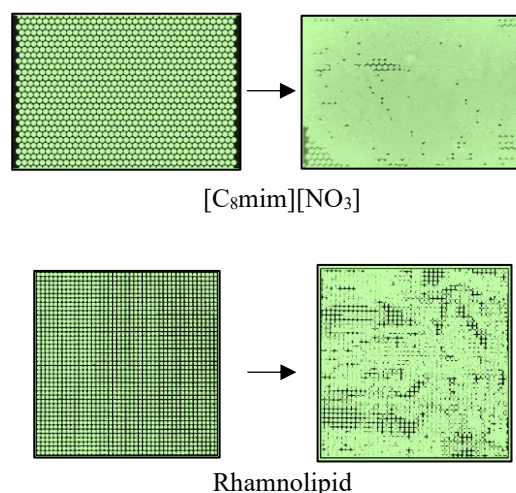
¹ Pore Volume (PV)

سایر مایعات یونی همچون پیریدینیوم⁴، فسفونیوم⁵ و آمونیوم⁶ نیز عملکرد بسیار مناسبی داشته و نیاز است تا تحقیقات مفصل‌تری برای این دسته‌های غیرایمیدازولیومی صورت گیرد [20]–[22]. در مجموع مایعات یونی توانسته‌اند با غلظت‌های بسیار پایین (کمتر از 5000ppm) میزان بازیافت نفت را 6.5 الی 16.5 درصد افزایش دهند که با توجه به عدم ایجاد مشکلات محیط زیستی در مقایسه با تزریق سایر مواد شیمیایی مقدار قابل توجه و مناسبی است.

مقایسه‌ی نتایج مایعات یونی مشابه و صرفاً با طول‌های زنجیره آلکیل متفاوت نشان می‌دهد که با افزایش طول زنجیره، عملکرد کلی در تولید نفت بهبود می‌یابد. استفاده 1000ppm از مایع یونی [C₁₂mim][Cl] نسبت به 5000ppm از مایع یونی [C₈mim][Br] بازیافت نفت بیشتری را به ارمغان آورده است؛ به طوری که میزان تولید نفت از 4.15 به 12.7 درصد افزایش یافته و مایع یونی با طول زنجیره بیشتر چه بسا با غلظت بسیار کمتر به نتیجه به مراتب بالاتری رسیده است [23]، [24]. همین نتیجه درباره مایع یونی [C₁₈mim][Cl] با تعداد اتم کربن بیشتر در زنجیره آلکیل و تنها با غلظت 170ppm تکرار شده است که توانسته به افزایش 13 درصدی نسبت به مرحله دوم بازیافت برسد [25].

در مقایسه دیگری با ثابت فرض شدن طول زنجیره، افزایش غلظت مایع یونی نیز به بهبود تولید کمک شایانی کرده است. با استفاده از 3500ppm از همین نوع مایع یونی بازیافت 16.5 درصدی از نفت درجا حاصل شده که نسبت به غلظت پیشین 3.5 درصد نفت بیشتری استحصال کرده است [26]. در واقع افزایش طول زنجیره آلکیل مایعات یونی باعث دافعه و فاصله بیشتر دو قسمت هیدروفیل و هیدروفوب آنها شده و همچنین با ایجاد نیروی واندروالس بین مایع و سطح نفت، کاهش بیشتر کشش بین سطحی و افزایش ازدیاد برداشت نفت اتفاق افتاده است [27]، [28]. لذا هر دو پارامتر طول

بهترین مایع یونی این تحقیق [C₈mim][NO₃] معرفی شده که در مقایسه با بایوسورفکتانت‌های رامنولیپید و سوفورولیپید عملکرد بهتری از خود نشان داده است. با تزریق 1PV از مایع یونی و بایوسورفکتانت به میکرومدل به ترتیب 79.4 و 69 درصد از نفت درجا بازیابی شده است. همچنین مطابق شکل 5 در مقایسه ماکروسکوپیک دو نمونه، مایع یونی توانسته جاروب بهتری داشته باشد و نفت بیشتری را از فضای منفذی میکرومدل خارج کند [18]، [19].



شکل 5- مقایسه تزریق دو محلول سورفکتانت و مایع یونی به میکرومدل در یک حجم فضای خالی [18]، [19]

تزریق به مغزه‌های USP

در این تحقیقات معمولاً از کوارتز¹ برای ساخت مدل ماسه‌سنگی و همچنین از کلسیت² و دولومیت³ برای ساخت مغزه کربناته استفاده شده است. در جدول 1 مطالعات صورت گرفته از سال 2013 تاکنون برای تزریق مایعات یونی در مغزه‌های USP لیست شده است. همان طور که از نوع مایعات یونی در جدول مشخص است اکثر آنیون‌های مورد استفاده در سنتز این دسته از مواد به کلر و برم (آنیون‌های هالوژنی) و کاتیون ایمیدازولیوم اختصاص داده شده است. با این حال

⁴ Pyridinium

⁵ Phosphonium

⁶ Ammonium

¹ Quartz

² Calcite

³ Dolomite

تزریق به مغزه‌های واقعی

در جدول 2 از مغزه‌های واقعی کربناته و ماسه‌سنگی برای سیلابزنی مایعات یونی استفاده شده است. مایعات یونی متنوع در شرایطی با شوری و دمای بالا آزمایش شده‌اند و نتایج کاملاً امیدوارکننده‌ای در وضعیت نزدیک‌تر به واقعیت حاصل شده است. مایعات یونی در این مطالعات 4.62 الی 33 درصد نفت درجا بیشتری را تولید کرده‌اند که میزان بسیار مطلوبی به حساب می‌آید.

با توجه به متفاوت بودن غلظت و همچنین ویژگی‌های مغزه‌ها از جمله تخلخل و تراوایی نمی‌توان مقایسه کاملاً منصفانه‌ای از عملکرد مایعات یونی نسبت به یکدیگر داشت؛ اما به طور کلی نتایج در مطالعات مختلف در محدوده امیدوارکننده‌ای هستند. Pereira با یک مایع یونی غیرفعال سطحی توانسته میزان تولید را نسبت به تزریق آب‌نمک تقریباً دو برابر افزایش دهد [30].

Sakthivel و همکاران در طی آزمایش و مطالعات گسترده بر روی دو نوع مایع یونی پایه ایمیدازولیوم و لاکتام¹ تحقیقاتی انجام دادند که نتایج خوبی را به همراه داشته است. مایع یونی [C₁₂mim][Cl] در غلظت 500ppm به بالاترین بازیافت نفت برابر 33 درصد رسیده است. همچنین مایع یونی پایه لاکتام نیز در مقایسه با مایع یونی [C₈mim][Cl] در شرایط یکسان نتیجه بهتری داشته و 3.51 درصد نفت درجا بیشتری حاصل کرده است [31]، [32]. Joonobaki و Nandwani به ترتیب بر روی مایعات یونی پایه کولینوم و فسفونیوم در ازدیاد برداشت شیمیایی استفاده کردند و نتایج بازیافت نفت برابر با 12.25 و 20.91 درصدی را گزارش داده‌اند [33]، [34].

هم‌افزایی مایعات یونی در مغزه‌های واقعی در کنار پلیمر، قلیا و سورفکتانت‌ها و حتی دو مورد همزمان از این مواد آزمایش شده و در تمامی این گزارشات بهبود کارایی مشاهده شده است. افزودن 500ppm از پلیمر آکریل آمید PAM به مایع

زنجیره و غلظت مایع یونی با افزایش نهایی تولید رابطه مستقیمی دارند.

حضور پلیمر در مطالعات مختلفی در کنار مایعات یونی مورد بررسی قرار گرفته و همواره نتیجه بسیار بهتری حاصل شده است. Gou و همکاران با استفاده از 3000ppm از پلیمر PAAD همراه با مایع یونی میزان تولید را نسبت به حالت پایه بیش از 3 برابر گزارش کرده‌اند. این پلیمر از واکنش رادیکال آزاد Acrylamide (AM)، acrylic acid (AA) و N,N-Diallyl-2-dodecylbenzenesulfonamide (DBDAP) تهیه شده است [23]. مایعات یونی حتی در کنار سورفکتانت‌ها توانسته‌اند هم‌افزایی مناسبی از خودشان نشان دهند. Jia و همکاران از ترکیب درصدهای مختلفی از مایع یونی L12 و سورفکتانت آنیونی SDS استفاده کردند. با توجه به ماهیت آنیونی و کاتیونی دو ماده احتمال واکنش و ایجاد رسوب محتمل‌ترین مشکل در این هم‌افزایی به شمار می‌رود؛ اما ترکیب بهینه نه تنها مشکلی از این بابت نداشته است؛ بلکه عملکرد نهایی بهتری نسبت به حالت جداگانه استفاده از هر کدام از مواد حاصل شده است [21].

از سوی دیگر حضور نانوذرات Al₂O₃ با غلظت 0.05 درصد وزنی و یک درصد وزنی از پلیمر PVP تولید نفت را از 3.39 به 11.96 درصد افزایش داده است. بزرگترین چالش استفاده از نانوذرات، پایدار بودن آن‌ها در محلول نهایی است که برای رفع این مشکل از عامل تثبیت کننده پلیمر استفاده شده است. نانوذرات با کاهش کشش بین سطحی و همچنین کاهش جذب مایع یونی روی سطوح کربناته به تولید نفت بیشتر کمک کرده‌اند و از سوی دیگر پلیمرها علاوه بر پایدارسازی ذرات نانو، با افزایش ویسکوزیته محلول تزریقی در ازدیاد برداشت نفت نقش مستقیمی نیز بازی کرده‌اند [29]. لذا علاوه بر روند مناسب مایعات یونی در بازیابی نفت در سیلاب به مغزه، هم‌افزایی آن‌ها با سایر مواد شیمیایی به نتیجه مطلوب‌تری رسیده است.

¹ Lactam

مطابق آنچه که در نتایج وجود دارد مایعات یونی هم در سنگ‌های کربناته و هم در سنگ‌های ماسه‌سنگی کارایی خود را حفظ کرده و حتی در مغزه‌هایی با تخلخل و تراوایی بسیار پایین با مکانیزم‌های کاهش IFT، تغییر ترشوندگی و تعاملات آروماتیک در هرچه بیشتر شدن تولید نقش کلیدی بازی می‌کنند.

مطالعات بر روی انواع نفت‌های سبک تا سنگین در هر دو حالت مغزه واقعی و مدل شده نشان می‌دهد که نتایج واضح و مشخصی مبنی بر اثرگذاری نوع نفت مشخص نشده است و نیاز است تا با ثابت فرض شدن مایع یونی تحقیقات بر روی نوع نفت در سیلاب انجام گیرد؛ اما به‌طور کلی نتایج برای انواع نفت سبک تا سنگین در میزان مطلوبی است. تاثیر نمک و دما نیز برخلاف تست‌های زیاد مبنی بر تعیین اثرگذاری بر مکانیزم‌های موثر در از یداد برداشت نفت، به طور مستقیم بر روی فاکتور بازیابی نفت بررسی نشده است و نیاز است تا با در نظر گرفتن شرایط مختلف شوری و دما تزریق صورت گرفته و نتایج مورد مقایسه قرار گیرد.

یونی $[CP][C_6H_{13}COO]$ باعث افزایش تولید از 20 به 31.45 درصد از نفت درجا در مرحله سوم تولید شده است [32]. در مطالعه دیگری نیز افزودن همین مقدار پلیمر به مایع یونی $[OHPPrNH_3][CF_3COO]$ باعث شده تولید بیش از 10 درصد افزایش یابد. در حقیقت پلیمرها با کاهش نسبت تحرک و بهبود بازدهی جاروبی دسترسی سیال تزریقی به نفت بیشتری را حاصل کرده و تولید را افزایش می‌دهند [35].

قلیاهای Na_2CO_3 ، NaOH و TEA نیز به عملکرد مایعات یونی کمک شایانی کرده‌اند. اساساً قلیاها با جذب بر روی سطوح سنگ مخزن و ایجاد امولسیون‌های درجا باعث کاهش بیشتر کشش بین سطحی و جلوگیری از هدررفت سورفکتانت‌ها به دلیل جذب سطحی می‌شوند. استفاده از این مواد به دلیل هزینه کم، دسترسی ساده و استحصال نفت توجیه‌پذیری بالایی به عنوان افزودنی دارند [36].

سورفکتانت Tergitol 15-S-9 نیز در دو مطالعه در کنار مایعات یونی استفاده شده است. با وجود اینکه مایعات یونی در این تحقیقات از دو دسته مختلف انتخاب شدند، اما افزودن این ماده باعث بهبود تولید در هر دو مطالعه شده و مخصوصاً در کنار مایع یونی $[C_{16}mim][Br]$ کشش بین سطحی به مراتب پایین‌تری حاصل شده و تولید نهایی ناشی از سیلاب شیمیایی تقریباً دو برابر شده است [34]، [37].

Kumarsaw و همکاران هم افزایش مایعات یونی با آب کم‌شور را بررسی کرده‌اند. مشخص شده که آب کم‌شور¹ نسبت به آب شور میزان IFT کمتر، تغییر ترشوندگی مطلوب‌تر با نفت دوستی پایین‌تر و همچنین جذب سطحی کمتر مایع یونی را به ارمغان آورده است. انحلال کلسیت، تاثیر متقابل یون‌های تعیین‌کننده پتانسیل و افزایش جفت یون از جمله عوامل مطرح برای افزایش تولید از 8 به 12 درصد به دلیل استفاده از آب کم‌شور است [38].

¹ low salinity water flooding

جدول 1- نتایج حاصل از تزریق مایعات یونی به مغزه‌ی USP جهت ازدیاد برداشت نفت

سال	مایع یونی	غلظت مایع یونی (ppm)	افزودنی‌ها	نفت (°API)	آب سازند	نوع سنگ	میانگین تراوایی سنگ (mD)	دما (°C)	بازیافت ثانویه (%OOIP)	بازیافت ثالثیه (%OOIP)	منبع
2013	[C ₁₂ mim][Cl]	4000	-	30	آب سازند	-	8	25	47	13	[39]
2014	Ammoeng 102	500	-	28.37	20wt%	ماسه‌سنگی	350	60	38	6.5	[20]
2015	[C ₈ mim][Br]	5000	-	-	2wt%	ماسه‌سنگی	1600	70	41.08	4.15	[23]
			3000ppm PAAD						41.92	21.65	
2016	[C ₄ mim][BF ₄]	0.5wt%	-	12.6	3wt%	کریناته	25	25	40	9	[40]
2017	L12:SDS (1:2.5)	500	2000ppm HPAM	-	آب سازند	ماسه‌سنگی	750	65	37.10	25	[21]
2017	[P ₄₄₄₁₄][Cl]	4000	5000ppm NaOH	30.5	4wt%	ماسه‌سنگی	750	25	31.4	8.1	[22]
2017	Poly ionic liquid	-	AMM-MAA-AM-PVP	30.8	آب دریا	ماسه‌سنگی	250	60	-	81.5	[41]
2017	[C ₁₂ mim][Cl]	1000	-	26	آب دریا	کریناته	1.8	-	60.1	12.70	[24]
2017	[C ₁₈ mim][Cl]	170	-	31	آب سازند	کریناته	233	-	38	13	[25]

شیمی سبز و فناوری‌های پایدار- شماره 16 زمستان 1402 صفحات 21 الی 37

[42]	12.5	33.2	30	500	33	ماسه‌سنگی	آب سازند	27	-	1500	BMOT	2018
[26]	16.5	38	80	5	15	کریناته	آب سازند	30	-	3500	[C ₁₈ mim][Cl]	2019
[29]	3.39	66.67	25	25	16	کریناته	0.5wt%	-	-	0.5wt%	[C ₁₂ Py][Cl]	2023
	11.96	58.70							1wt% PVP + 0.05wt% Al ₂ O ₃			
[43]	12.7	59.5	25	6	15	کریناته		37.3	-	-	CIEG	2023
	10.2	54.2	120									

جدول 2- نتایج حاصل از تزریق مایعات یونی به مغزه‌ی واقعی جهت ازدیاد برداشت نفت

سال	مایع یونی	غلظت مایع یونی (ppm)	افزودنی‌ها	نفت (°API)	آب سازند	نوع سنگ	میانگین تخلخل سنگ (%)	میانگین تراوایی سنگ (mD)	دما (°C)	بازیافت ثانویه (%OOIP)	بازیافت ثالثیه (%OOIP)	منبع
2014	[C ₂ mim][OTs]	2000	-	27.6	2wt%	ماسه‌سنگی	37	-	40	35.7	30	[30]
2016	[Et ₃ NH][Cl]/AlCl ₃	0.6wt%	-	-	-	کریناته	13	5	25	42.9	12.25	[33]
2016	[OHP _r NH ₃][CF ₃ COO]	5000	-	25.6	10wt%	ماسه‌سنگی	34	420	80	46.89	17.41	[35]
			500ppm PAM							44.07	27.97	
2017	[C ₈ mim][Cl]	1000	-	14	1wt%	ماسه‌سنگی	35	3600	25	54	8.18	[44]
2017	[CP][C ₆ H ₁₃ COO]	5000	-	25.6	10wt%	ماسه‌سنگی	35	475	80	42.40	20	[32]
			500ppm PAM							41.13	31.45	
			500ppm PAM							43.65	27.94	
2017	[C ₁₆ mim][Br]	0.3wt%	-	-	3wt%	ماسه‌سنگی	41	-	25	-	71.83	[45]
2018	[C ₁₂ mim][BF ₄]	2400	2000ppm HPAM	29	7wt%	ماسه‌سنگی	38	1600	30	48.08	28.17	[46]

	32.28	50.58							2000ppm HPAM + 10000ppm TEA			
[37]	4.62	23.08	35	210	37	ماسه سنگی	32wt%	39.87	-	0.6wt%	[C ₁₆ mim][Br]	2018
	9.79	38.75							Tergitol 15-S-9 (1:4)			
[47]	18.12	46.5	25	4320	37	ماسه سنگی	آب سازند	14	0.7wt% Na ₂ CO ₃	3000	[C ₄ mim][Tf ₂ N]	2019
[34]	20.91	38.88	25	380	36	کربناته	32wt%	-	Tergitol 15-S-9 (1:1)	10000	[P ₆₆₆₁₆ Br]	2019
[48]	19	50	50	630	37	کربناته	15wt%	-	0.6wt% NaOH	0.7wt%	[C ₁₆ mim][BF ₄]	2020
	22	49									[C ₁₆ MPr][Br]	
[31]	33	32	80	130	18	کربناته	240000ppm	28.75	-	500	[C ₁₂ mim][Cl]	2021
[49]	35	35.2	80	142	21	کربناته	240000ppm	28.75	500ppm PAM	1000	[C ₁₂ mim][Cl]	2022
[38]	8	55	90	1.5	16	کربناته	آب دریا	23.40	-	-	[C ₁₂ mim][BF ₄]	2022
	12	74					آب کم شور یونیزه شده					
[36]	10.48	68.86	25	57	17	کربناته	2wt%	42.9	-	4000	[C ₁₀ mim][OTf]	2022

نتیجه‌گیری

با بررسی بیش از سی مورد مطالعه بر روی مایعات یونی عملکرد مناسب این مواد در افزایش تولید نفت مشخص شده است. تحقیقات در سه بخش بر روی مغزه‌های واقعی، مغزه‌های USP و میکرومدل شیشه‌ای طبقه‌بندی شده است. مطابق نتایج مایعات یونی با افزایش غلظت و طول زنجیره آلکیل به بازافت ثالثیه بیشتری رسیده‌اند. همچنین بیشتر مطالعات بر اساس مایعات یونی پایه ایمیدازولیوم و آنیون‌های هالوژنی انجام شده اما سایر مایعات یونی نیز عملکرد مطلوبی داشته و نیاز است تا تحقیقات بیشتری با توجه به پتانسیل این مواد صورت گیرد. دمای بالا و شوری زیاد آب سازند نیز مشکلاتی در تولید ایجاد نکرده و حتی به بهبود مکانیزم‌های آن‌ها کمک کرده است. هم‌افزایی مایعات یونی در کنار سایر سورفکتانت‌ها، قلیاها، پلیمرها و نانوذرات نتایج بسیار بهتری را حاصل کرده است که در مواردی حضور این مواد باعث سه برابر شدن تولید در EOR شده است. تولید حداکثر 32.28 و 33 درصدی به ترتیب در مغزه‌های USP و واقعی گزارش شده و جاروب بهتر مایعات یونی نسبت به سایر سورفکتانت‌ها در میکرومدل شیشه‌ای مشاهده شده است. به‌طور کلی مایعات یونی که موادی سبز و با تخریب‌پذیری ساده هستند به‌راحتی به سیلاب افزوده شده و در کنار تزریق‌پذیری ساده با غلظت‌های بهینه کم به عنوان یک راهکار مناسب پیشنهاد می‌شوند؛ اما برای استفاده در وسعت صنعتی نیاز است که انواع بسیار مختلفی از آن‌ها تحت شرایط مخزن آزمایش شده و سپس در مقیاس پایلوت کاربری عملیاتی آن‌ها مورد بررسی قرار گیرد تا بتوان اعتبارسنجی مناسبی از منظر فنی و اقتصادی نسبت به این دسته از مواد انجام شود.

مراجع

- Nitrogen Injection,” *International Journal of Environmental Science and Development*, vol. 6, no. 9, pp. 693–701, 2015, doi: 10.7763/IJESD.2015.V6.682.
- [3] M. Atilhan and S. Aparicio, “Review on chemical enhanced oil recovery: Utilization of ionic liquids and deep eutectic solvents,” *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol. 205. Elsevier B.V., Oct. 01, 2021. doi: 10.1016/j.petrol.2021.108746.
- [4] Z. Liu *et al.*, “Status and progress of worldwide EOR field applications,” *J Pet Sci Eng*, vol. 193, p. 107449, Oct. 2020, doi: 10.1016/j.petrol.2020.107449.
- [5] IEA, “Whatever happened to enhanced oil recovery?,” 2018.
- [6] A. Ragab and E. M. Mansour, “Enhanced Oil Recovery: Chemical Flooding,” in *Geophysics and Ocean Waves Studies*, IntechOpen, 2021. doi: 10.5772/intechopen.90335.
- [7] M. S. Benzagouta, I. M. AlNashef, W. Karnanda, and K. Al-Khidir, “Ionic liquids as novel surfactants for potential use in enhanced oil recovery,” *Korean Journal of Chemical Engineering*, vol. 30, no. 11, pp. 2108–2117, Nov. 2013, doi: 10.1007/s11814-013-0137-1.
- [8] B. Hou *et al.*, “Mechanisms of Enhanced Oil Recovery by Surfactant-Induced Wettability Alteration,” *J Dispers Sci Technol*, vol. 37, no. 9, pp. 1259–1267, Sep. 2016, doi: 10.1080/01932691.2015.1089778.
- [9] C. Negin, S. Ali, and Q. Xie, “Most common surfactants employed in chemical enhanced oil recovery,” *Petroleum*, vol. 3, no. 2, pp. 197–211, Jun. 2017, doi: 10.1016/j.petlm.2016.11.007.
- [10] A. Bera, J. Agarwal, M. Shah, S. Shah, and R. K. Vij, “Recent advances in ionic liquids as alternative to surfactants/chemicals for application in upstream oil industry,” *Journal of Industrial and Engineering Chemistry*, vol. 82. Korean Society of Industrial Engineering Chemistry, pp. 17–30, Feb. 25, 2020. doi: 10.1016/j.jiec.2019.10.033.
- [11] Y.-R. Gao, J.-F. Cao, Y. Shu, and J.-H. Wang, “Research progress of ionic liquids-based gels
- [1] Christophe McGlade, Glenn Sondak, and Mei Han, “Whatever happened to enhanced oil recovery?,” Int. Energy Agency.
- [2] A. H. Alagorni, Z. Bin Yaacob, and A. H. Nour, “An Overview of Oil Production Stages: Enhanced Oil Recovery Techniques and

- “Evaluation of the interfacial activity of imidazolium-based ionic liquids and their application in enhanced oil recovery process,” *J Mol Liq*, vol. 362, Sep. 2022, doi: 10.1016/j.molliq.2022.119735.
- [20] M. Bin Dahbag, A. AlQuraishi, and M. Benzagouta, “Efficiency of ionic liquids for chemical enhanced oil recovery,” *J Pet Explor Prod Technol*, vol. 5, no. 4, pp. 353–361, Dec. 2015, doi: 10.1007/s13202-014-0147-5.
- [21] H. Jia *et al.*, “Systematic investigation of the effects of mixed cationic/anionic surfactants on the interfacial tension of a water/model oil system and their application to enhance crude oil recovery,” *Colloids Surf A Physicochem Eng Asp*, vol. 529, pp. 621–627, Sep. 2017, doi: 10.1016/j.colsurfa.2017.06.055.
- [22] I. Rodríguez-Palmeiro, I. Rodríguez-Escontrela, O. Rodríguez, A. Soto, S. Reichmann, and M. M. Amro, “Tributyl(tetradecyl)phosphonium Chloride Ionic Liquid for Surfactant-Enhanced Oil Recovery,” *Energy and Fuels*, vol. 31, no. 7, pp. 6758–6765, Jul. 2017, doi: 10.1021/acs.energyfuels.7b00544.
- [23] S. Gou, T. Yin, L. Yan, and Q. Guo, “Water-soluble complexes of hydrophobically modified polymer and surface active imidazolium-based ionic liquids for enhancing oil recovery,” *Colloids Surf A Physicochem Eng Asp*, vol. 471, pp. 45–53, Apr. 2015, doi: 10.1016/j.colsurfa.2015.02.022.
- [24] M. Nabipour, S. Ayatollahi, and P. Keshavarz, “Application of different novel and newly designed commercial ionic liquids and surfactants for more oil recovery from an Iranian oil field,” *J Mol Liq*, vol. 230, pp. 579–588, Mar. 2017, doi: 10.1016/j.molliq.2017.01.062.
- [25] A. K. Manshad, M. Rezaei, S. Moradi, I. Nowrouzi, and A. H. Mohammadi, “Wettability alteration and interfacial tension (IFT) reduction in enhanced oil recovery (EOR) process by ionic liquid flooding,” *J Mol Liq*, vol. 248, pp. 153–162, Dec. 2017, doi: 10.1016/j.molliq.2017.10.009.
- in energy storage, sensors and antibacterial,” *Green Chemical Engineering*, vol. 2, no. 4, pp. 368–383, Dec. 2021, doi: 10.1016/j.gce.2021.07.012.
- [12] P. Pillai, M. Maiti, and A. Mandal, “Mini-review on Recent Advances in the Application of Surface-Active Ionic Liquids: Petroleum Industry Perspective,” *Energy and Fuels*, vol. 36, no. 15, American Chemical Society, pp. 7925–7939, Aug. 04, 2022. doi: 10.1021/acs.energyfuels.2c00964.
- [13] N. V. Plechkova and K. R. Seddon, “Applications of ionic liquids in the chemical industry,” *Chem. Soc. Rev.*, vol. 37, no. 1, pp. 123–150, 2008, doi: 10.1039/B006677J.
- [14] M. Kharazi and J. Saien, “Mechanism responsible altering in interfacial tension and emulsification of the crude oil-water system with nano Gemini surface active ionic liquids, salts and pH,” *J Pet Sci Eng*, vol. 219, Dec. 2022, doi: 10.1016/j.petrol.2022.111090.
- [15] Harighi. H, Baghban Salehi. M, Taghikhani. V, and Mirzaei. M, “A comprehensive assessment of the performance of ionic liquids in Modifying Reservoir Rock and Fluid Properties for Enhanced Oil Recovery,” *Iranian Chemical Engineering Journal*, vol. 22, no. 130, 2023.
- [16] Harighi. H, Baghban Salehi. M, Taghikhani. V, and Mokhtarani. M, “Providing a new solution to enhance oil recovery (EOR) by using properties of imidazolium ionic liquids and synthesis of microgels,” 2023.
- [17] X. Nie *et al.*, “Investigation on Plugging and Profile Control of Polymer Microspheres as a Displacement Fluid in Enhanced Oil Recovery,” *Polymers (Basel)*, vol. 11, no. 12, p. 1993, Dec. 2019, doi: 10.3390/polym11121993.
- [18] Sadegh Aghaei, Mahsa Baghban Salehi, and Vahid Taghikhani, “Performance Evaluation of Rhamnolipid & Sophorolipid Biosurfactants Capable of Wettability Change and Oil Recovery Increase,” 2022.
- [19] R. H. Semnani, M. B. Salehi, B. Mokhtarani, A. Sharifi, M. Mirzaei, and V. Taghikhani,

- recovery in carbonate oil reservoirs,” *Journal of Unconventional Oil and Gas Resources*, vol. 15, pp. 11–21, Sep. 2016, doi: 10.1016/j.juogr.2016.05.001.
- [34] S. K. Nandwani, M. Chakraborty, and S. Gupta, “Chemical flooding with ionic liquid and nonionic surfactant mixture in artificially prepared carbonate cores: A diffusion controlled CFD simulation,” *J Pet Sci Eng*, vol. 173, pp. 835–843, Feb. 2019, doi: 10.1016/j.petrol.2018.10.083.
- [35] S. Sakthivel, R. L. Gardas, and J. S. Sangwai, “Effect of Alkyl Ammonium Ionic Liquids on the Interfacial Tension of the Crude Oil-Water System and Their Use for the Enhanced Oil Recovery Using Ionic Liquid-Polymer Flooding,” *Energy and Fuels*, vol. 30, no. 3, pp. 2514–2523, Mar. 2016, doi: 10.1021/acs.energyfuels.5b03014.
- [36] A. Somoza, A. Arce, and A. Soto, “Oil recovery tests with ionic liquids: A review and evaluation of 1-decyl-3-methylimidazolium triflate,” *Petroleum Science*, vol. 19, no. 4. China University of Petroleum Beijing, pp. 1877–1887, Aug. 01, 2022. doi: 10.1016/j.petsci.2021.10.025.
- [37] S. K. Nandwani, M. Chakraborty, H. J. Bart, and S. Gupta, “Synergism, phase behaviour and characterization of ionic liquid-nonionic surfactant mixture in high salinity environment of oil reservoirs,” *Fuel*, vol. 229, pp. 167–179, Oct. 2018, doi: 10.1016/j.fuel.2018.05.021.
- [38] R. K. Saw, P. Pillai, and A. Mandal, “Synergistic effect of low saline ion tuned Sea Water with ionic liquids for enhanced oil recovery from carbonate reservoirs,” *J Mol Liq*, vol. 364, Oct. 2022, doi: 10.1016/j.molliq.2022.120011.
- [39] A. Z. Hezave, S. Dorostkar, S. Ayatollahi, M. Nabipour, and B. Hemmateenejad, “Investigating the effect of ionic liquid (1-dodecyl-3-methylimidazolium chloride ([C12mim] [Cl])) on the water/oil interfacial tension as a novel surfactant,” *Colloids Surf A Physicochem Eng Asp*, vol. 421, pp. 63–71, Mar. 2013, doi: 10.1016/j.colsurfa.2012.12.008.
- [26] S. Zabihi, D. Faraji, Y. Rahnama, A. Zeinolabedini Hezave, and S. Ayatollahi, “Relative permeability measurement in carbonate rocks, the effects of conventional surfactants vs. Ionic liquid-based surfactants,” *J Dispers Sci Technol*, vol. 41, no. 12, pp. 1797–1811, Oct. 2020, doi: 10.1080/01932691.2019.1637262.
- [27] M. Kharazi, J. Saien, M. Yarie, and M. A. Zolfigol, “The superior effects of a long chain gemini ionic liquid on the interfacial tension, emulsification and oil displacement of crude oil-water,” *J Pet Sci Eng*, vol. 195, Dec. 2020, doi: 10.1016/j.petrol.2020.107543.
- [28] K. Hu *et al.*, “Effect of alkyl chain length of imidazolium cations on foam properties of anionic surface active ionic liquids: Experimental and DFT studies,” *J Mol Liq*, vol. 340, Oct. 2021, doi: 10.1016/j.molliq.2021.117197.
- [29] A. Al-Asadi, A. Somoza, A. Arce, E. Rodil, and A. Soto, “Nanofluid based on 1-dodecylpyridinium chloride for enhanced oil recovery,” *Pet Sci*, vol. 20, no. 1, pp. 600–610, Feb. 2023, doi: 10.1016/j.petsci.2022.08.018.
- [30] J. F. B. Pereira, R. Costa, N. Foios, and J. A. P. Coutinho, “Ionic liquid enhanced oil recovery in sand-pack columns,” *Fuel*, vol. 134, pp. 196–200, Oct. 2014, doi: 10.1016/j.fuel.2014.05.055.
- [31] S. Sakthivel and M. Elsayed, “Enhanced oil recovery by spontaneous imbibition of imidazolium based ionic liquids on the carbonate reservoir,” *J Mol Liq*, vol. 340, Oct. 2021, doi: 10.1016/j.molliq.2021.117301.
- [32] S. Sakthivel, S. Velusamy, V. C. Nair, T. Sharma, and J. S. Sangwai, “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*, vol. 191, pp. 239–250, Mar. 2017, doi: 10.1016/j.fuel.2016.11.064.
- [33] E. Joonaki, H. R. Erfani Gahrooei, and S. Ghanaatian, “Experimental study on adsorption and wettability alteration aspects of a new chemical using for enhanced oil

- [47] A. Tunnish, E. Shirif, and A. Henni, "Alkaline-ionic liquid slug injection for improved heavy oil recovery," *Canadian Journal of Chemical Engineering*, vol. 97, no. S1, pp. 1429–1439, May 2019, doi: 10.1002/cjce.23431.
- [48] S. K. Nandwani, N. I. Malek, M. Chakraborty, and S. Gupta, "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*, vol. 34, no. 8, pp. 9411–9425, Aug. 2020, doi: 10.1021/acs.energyfuels.0c01331.
- [49] S. Sakthivel, "Imidazolium based ionic liquids for enhanced oil recovery on the carbonate reservoir," *J Mol Liq*, vol. 366, Nov. 2022, doi: 10.1016/j.molliq.2022.120284.
- [40] M. A. Mohammed and T. Babadagli, "Experimental Investigation of Wettability Alteration in Oil-Wet Reservoirs Containing Heavy Oil," *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, vol. 19, no. 04, pp. 633–644, Oct. 2016, doi: 10.2118/170034-PA.
- [41] M. M. S. Abdullah, A. A. AlQuraishi, H. A. Allohedan, A. O. AlMansour, and A. M. Atta, "Synthesis of novel water soluble poly (ionic liquids) based on quaternary ammonium acrylamidomethyl propane sulfonate for enhanced oil recovery," *J Mol Liq*, vol. 233, pp. 508–516, May 2017, doi: 10.1016/j.molliq.2017.02.113.
- [42] J. Liu *et al.*, "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," *J Dispers Sci Technol*, vol. 40, no. 11, pp. 1657–1663, Nov. 2019, doi: 10.1080/01932691.2018.1527230.
- [43] N. Tafur *et al.*, "Assessment of a surface-active ionic liquid formulation for EOR applications: Experimental and simulation studies," *Geoenergy Science and Engineering*, vol. 224, p. 211619, May 2023, doi: 10.1016/j.geoen.2023.211619.
- [44] A. Tunnish, E. Shirif, and A. Henni, "The influence of ionic liquid type, concentration, and slug size on heavy oil recovery performance," *Brazilian Journal of Petroleum and Gas*, vol. 11, no. 1, pp. 15–29, Mar. 2017, doi: 10.5419/bjpg2017-0002.
- [45] S. K. Nandwani, N. I. Malek, V. N. Lad, M. Chakraborty, and S. Gupta, "Study on interfacial properties of Imidazolium ionic liquids as surfactant and their application in enhanced oil recovery," *Colloids Surf A Physicochem Eng Asp*, vol. 516, pp. 383–393, Mar. 2017, doi: 10.1016/j.colsurfa.2016.12.037.
- [46] P. Pillai, A. Kumar, and A. Mandal, "Mechanistic studies of enhanced oil recovery by imidazolium-based ionic liquids as novel surfactants," *Journal of Industrial and Engineering Chemistry*, vol. 63, pp. 262–274, Jul. 2018, doi: 10.1016/j.jiec.2018.02.024.