



Journal of Applied Research in Chemical-Polymer Engineering

journal homepage: www.arcpe.modares.ac.ir

Review Paper

Application of Polymeric Surfactants in Enhanced Oil Recovery Process: A Review

Sana Shafiee¹, MohammadHossein Shabani¹, Arezou Jafari^{1,*}, Zahra Fakhroueian^{2,*}

¹ Petroleum Engineering Department, Faculty of Chemical Engineering, Tarbiat Modares University, Tehran, Iran

² School of Chemical Engineering, College of Engineering, IPE, University of Tehran, Tehran, Iran

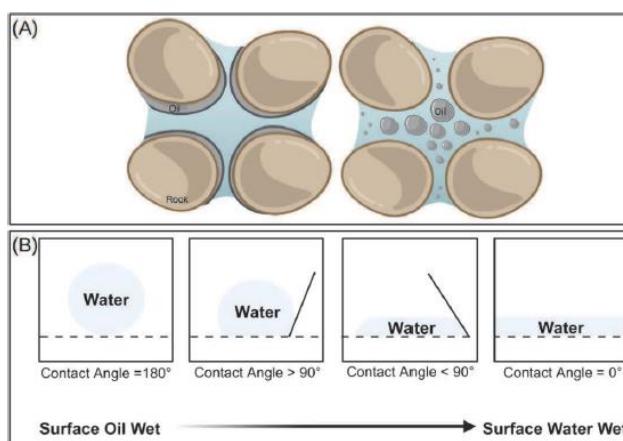
ARTICLE INFO

Received 2025-04-30
Revised 2025-07-08
Accepted 2025-07-09
Available online 2026-05-16
ISSN: 2588-5316
Online ISSN: 2588-5324

Keywords:

Enhanced Oil Recovery
Polymeric Surfactant
Viscosity
Interfacial Tension
Wettability

GRAPHICAL ABSTRACT



ABSTRACT

Research subject: Following the implementation of primary and secondary recovery processes in hydrocarbon reservoirs, enhanced oil recovery (EOR) methods are employed to increase extraction efficiency further. Among the most prominent techniques within this domain is chemical enhanced oil recovery (CEOR), encompassing well-established methods such as polymer flooding, polymer–surfactant hybrid flooding, polymer–nanoparticle flooding, and alkaline–surfactant–polymer (ASP) flooding. Despite their proven efficacy, these conventional approaches are often hindered by high operational costs, technical and operational complexities, and potential environmental concerns. In light of these challenges, polymeric surfactants have recently emerged as a promising and viable alternative, offering the dual functionality of viscosity enhancement and interfacial tension (IFT) reduction in a single agent.

Research approach: This study presents a comprehensive review and critical evaluation of recent research efforts concerning the application of polymeric surfactants in oil recovery processes. Key mechanisms, including viscosity modulation, IFT reduction, and wettability alteration, were systematically analyzed. Furthermore, limitations associated with the synthesis of these materials, elevated production costs, and the fragmented nature of available field data were considered. The review seeks to identify performance trends and knowledge gaps to guide future investigations.

Main results: The findings indicate that, under most reservoir conditions, polymeric surfactants have the potential to significantly improve oil recovery factors. However, their widespread implementation is currently constrained by complex synthesis procedures, economic barriers, and the lack of extensive field validation. This research synthesizes the latest advancements and offers recommendations for future work, including formulation optimization, cost-reduction strategies, and the design of large-scale field trials to assess real-world performance.

* Corresponding author: ajafari@modares.ac.ir – ORCID: 0000-0003-3850-3327



نشریه پژوهش‌های کاربردی مهندسی شیمی- پلیمر

آدرس صفحه: www.arcpe.modares.ac.ir

مقاله مروری

مروری بر عملکرد مواد فعال سطحی پلیمری در فرایند ازدیاد برداشت نفت

ثنا شفیعی^۱، محمدحسین شعبانی^۱، آرزو جعفری^{۱*}، زهرا فخرویان^۲
^۱ گروه مهندسی نفت، دانشکده مهندسی شیمی، دانشگاه تربیت مدرس، تهران، ایران
^۲ انستیتو مهندسی نفت دانشگاه تهران، تهران، ایران

چکیده

موضوع تحقیق: پس از اجرای فرایندهای بازیافت اولیه و ثانویه در مخازن نفت، استفاده از روش‌های ازدیاد برداشت (EOR) به منظور افزایش ضریب بازیافت اهمیت می‌یابد. یکی از مهم‌ترین زیرشاخه‌های EOR، ازدیاد برداشت با استفاده از مواد شیمیایی (CEOR) است که شامل روش‌های تثبیت‌شده‌ای مانند سیلاب‌زنی با پلیمر، ترکیب پلیمر-مواد فعال سطحی، پلیمر-نانوذرات و سامانه‌های سه‌گانه پلیمر، مواد فعال سطحی و قلیا است. با وجود اثربخشی این روش‌ها، چالش‌هایی نظیر هزینه‌های بالا، پیچیدگی‌های فنی و زیست‌محیطی، مانع استفاده گسترده آن‌ها شده است. در این میان، مواد فعال سطحی پلیمری به‌عنوان روشی نوین با قابلیت ترکیب هم‌زمان دو سازوکار افزایش گرانشی و کاهش کشش بین سطحی (IFT)، توجه پژوهشگران را به خود جلب کرده‌اند.

روش تحقیق: در این مطالعه، با مروری تحلیلی بر پژوهش‌های اخیر انجام‌شده در زمینه کاربرد مواد فعال سطحی پلیمری در فرایند ازدیاد برداشت نفت، عملکرد این ترکیبات از جنبه‌های مختلف مورد ارزیابی قرار گرفت. عواملی نظیر تغییرات گرانشی، کاهش کشش بین سطحی و اثرگذاری بر ترشوندگی سنگ مخزن به‌عنوان سازوکارهای اصلی بررسی شدند. همچنین، چالش‌های مربوط به سنتز این مواد، هزینه‌های مرتبط و پراکندگی داده‌های میدانی موجود نیز در تحلیل‌ها لحاظ شد. **نتایج اصلی:** بررسی‌ها نشان می‌دهد که مواد سطحی پلیمری در اکثر شرایط می‌توانند ضریب بازیافت نفت را بهبود بخشند. با این حال، محدودیت‌هایی از جمله فرایندهای پیچیده تولید، هزینه‌های بالا و نبود داده‌های جامع و میدانی، کاربرد آن‌ها را در مقیاس وسیع محدود کرده است. این مطالعه ضمن جمع‌بندی یافته‌های پیشین، مسیریابی برای تحقیقات آینده از جمله بهینه‌سازی فرمول‌بندی، کاهش هزینه‌های تولید و انجام آزمایش‌های میدانی گسترده‌تر به‌منظور ارزیابی عملکرد واقعی این ترکیبات پیشنهاد می‌دهد.

کلیدواژه‌ها

ازدیاد برداشت نفت

ماده فعال سطحی پلیمری

گرانشی

کشش بین سطحی

ترشوندگی

اطلاعات مقاله

دریافت: ۱۴۰۴/۰۲/۱۰

بازنگری: ۱۴۰۴/۰۴/۱۷

پذیرش: ۱۴۰۴/۰۴/۱۸

دسترس آنلاین: ۱۴۰۵/۰۲/۲۶

ISSN: 2588-5316

Online ISSN: 2588-5324

* نویسنده مسئول: ajafari@modares.ac.ir – ORCID: 0000-0003-3850-3327

کپی‌رایت © ۲۰۲۵، نویسندگان. این مقاله به صورت دسترسی آزاد منتشر شده و تحت مجوز بین‌المللی Creative Commons Attribution-NonCommercial 4.0 قرار دارد. بر اساس این مجوز، شما می‌توانید این مطلب را در هر قالب و رسانه‌ای کپی، بازنشر و بازآفرینی کنید و یا آن را ویرایش و بازسازی نمایید، به شرط آنکه نام نویسنده را ذکر کرده و از آن برای مقاصد غیرتجاری استفاده کنید.

۱ مقدمه

در مهندسی نفت، فرایند استخراج از مخازن به سه دوره اصلی تقسیم می‌شود: برداشت اولیه، ثانویه و ثالثیه. در برداشت اولیه، از انرژی طبیعی نهفته در مخزن استفاده می‌شود، بدون آنکه نیازی به تزریق سیالی به مخزن باشد. اما با گذشت زمان و کاهش فشار مخزن، در مرحله برداشت ثانویه، آب یا گاز به منظور تثبیت فشار و ادامه تولید به مخزن تزریق می‌شود. با وجود این اقدامات، همچنان مقادیر قابل توجهی از نفت خام در دل مخزن باقی می‌ماند. از این رو، مرحله بازیافت ثالثیه فرا می‌رسد که با به کارگیری روش‌های پیشرفته‌تر همچون سیلاب‌زنی شیمیایی، تزریق گاز، فرایندهای تزریق میکروب و بازیافت حرارتی، تلاش می‌شود تا نفت باقی‌مانده نیز استخراج و بهره‌برداری شود [۱-۳]. در میان روش‌های نامبرده، انواع شیمیایی که شامل استفاده از موادی مانند پلیمرها (Polymers)، مواد فعال سطحی (Surfactant)، مواد قلیایی (Alkaline)، نانوذرات (Nanoparticles (NPs)) یا ترکیبی از این روش‌ها هستند خودنمایی می‌کنند [۴-۶]. از مزایای این روش می‌توان به افزایش گرانیوی (Viscosity)، کاهش کشش سطحی بین نفت و آب (Interfacial Tension) و تغییر ترشوندگی (Wettability) سطح مخزن که در نتیجه به افزایش ضریب برداشت منجر می‌شوند، اشاره کرد [۷]. در ادامه به بررسی دلایل هر کدام از این تأثیرات به تفصیل پرداخته می‌شود.

یکی از عوامل کلیدی در ازدیاد برداشت شیمیایی نفت ((CEOR) Chemical Enhanced Oil Recovery نسبت تحرک آب-نفت یا همان تحرک‌پذیری ((Mobility (M) است. این عامل تأثیرات تراوایی (Permeability) نسبی و گرانیوی نفت و آب را طبق معادله (۱) نشان می‌دهد.

$$M = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} = \frac{\frac{k_w}{k_o} \mu_o}{\frac{k_o}{k_w} \mu_w} = \frac{k_w \cdot \mu_o}{k_o \cdot \mu_w} \quad (1)$$

در این معادله λ_w تحرک فاز آبی، λ_o تحرک فاز نفتی؛ μ_w گرانیوی آب؛ μ_o گرانیوی نفت؛ k_w تراوایی نسبی فاز آبی و k_o تراوایی نسبی فاز نفت را نشان می‌دهد [۸]. استفاده از پلیمرها باعث افزایش گرانیوی آب تزریقی (μ_w) و کاهش تراوایی نسبی فاز آبی (k_w) در مخزن می‌شود و نسبت تحرک کاهش می‌یابد ($M < 1$) و جریان یکنواختی در جلوی مخزن ایجاد می‌کند که مانند پیستون عمل کرده و نفت را به سمت چاه تولیدی هل می‌دهد، در نتیجه باعث افزایش ضریب بازیافت نفت می‌شود [۹]. برای دستیابی به این هدف، پلیمر باید به عنوان گرانیوساز (Viscosifier) مؤثر برای فاز آبی عمل کند و ویژگی‌هایی نظیر وزن مولکولی بالا، مقاومت به تخریب مکانیکی و حلالیت کامل در آب داشته باشد. همچنین باید ارزان، غیرسمی و مقاوم به شوری و دماهای بالا باشد [۱۰].

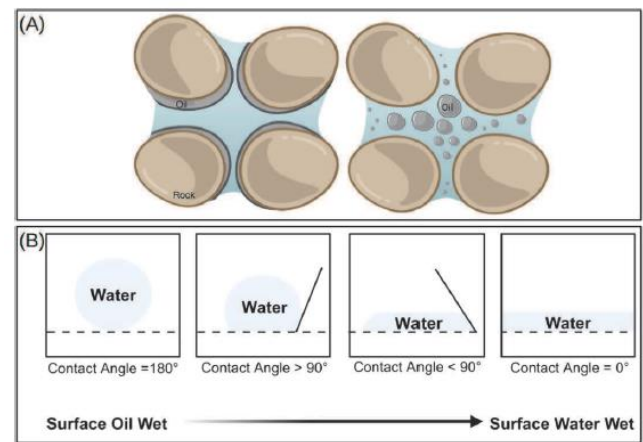
یکی از مهم‌ترین عوامل مؤثر در افزایش ضریب بازیافت نفت، IFT است که بیانگر انرژی آزاد سطحی لازم برای گسترش سطح مشترک بین دو فاز غیرقابل امتزاج مانند آب و نفت است. این عامل درشت، از عدم تعادل نیروهای بین مولکولی در ناحیه مرزی ناشی می‌شود و به طور مستقیم بر پدیده‌های موئینگی در محیط متخلخل اثر می‌گذارد. کاهش IFT منجر به کاهش فشار موئینگی، افزایش عدد موئینگی و در نهایت بهبود تحرک نفت

محسوس شده در سنگ مخزن می‌شود [۱۱]. در CEOR، کاهش کشش بین سطحی می‌تواند نقش مهمی در بهبود جابه‌جایی نفت و کاهش فشار مورد نیاز برای حرکت نفت به سمت سیال تزریقی ایفا کند. به عبارت ساده‌تر، هر چه IFT بیشتر باشد، فشار مورد نیاز برای جابه‌جایی نفت به سیال تزریقی افزایش می‌یابد. از روش‌های مؤثر برای کاهش کشش بین سطحی، استفاده از مواد فعال سطحی است [۱۲]. باین حال، علاوه بر مواد فعال سطحی، روش‌های دیگری نیز برای کاهش IFT وجود دارد که از جمله آن‌ها می‌توان به استفاده از نانوذرات، پلیمرهای فعال سطحی و تزریق گازهایی نظیر CO_2 اشاره کرد. انتخاب روش مناسب بسته به ویژگی‌های مخزن، نوع سنگ، شوری، دما و دیگر عوامل مخزنی تعیین می‌شود [۱۳]. مواد فعال سطحی ترکیبات آلی دوگانه‌دوست (Amphiphilic) هستند که از یک گروه هیدروکربنی (گروه آب‌گریز - دم (Hydrophobic-Tail)) و یک گروه آب‌دوست (Hydrophilic) (سر) تشکیل شده‌اند و بر اساس ماهیت سر قطبی خود به چهار دسته آنیونی (Anionic)، کاتیونی (Cationic)، غیریونی (Nonionic) و زویتریونی (Zwitterionic) تقسیم می‌شوند [۱۴ و ۱۵]. مواد فعال سطحی در این فرایند با کاهش IFT بین آب و نفت باعث افزایش عدد موئینگی می‌شوند که این عدد نشان‌دهنده نسبت نیروهای گرانیوی به نیروهای موئینگی است و رابطه معکوس با IFT و زاویه تماس بین سیال و سنگ دارد [۱۶] عدد موئینگی مطابق با رابطه (۲) تعریف می‌شود:

$$N_c = \frac{\mu U}{\sigma \cos \theta} \quad (2)$$

در این رابطه، N_c عدد موئینگی (Capillary Number)، U سرعت سیال تزریقی است که با استفاده از قانون دارسی محاسبه می‌شود، μ گرانیوی سیال تزریقی، σ کشش بین سطحی بین آب و نفت، و θ زاویه تماس در سطح تماس سنگ-نفت-آب است [۱۷ و ۱۸]. در فرایند تزریق شیمیایی، افزایش عدد موئینگی به مقدار بحرانی (حدود 10^{-2} - 10^{-5}) برای کاهش اشباع نفت باقی‌مانده ضروری است. این در حالی است که در فرایندهای رایج تزریق آب، عدد موئینگی معمولاً در حدود 10^{-7} باقی می‌ماند. بنابراین، کاهش قابل توجه کشش بین سطحی با استفاده از مواد فعال سطحی نقش کلیدی در افزایش این عدد دارد [۱۸]. در مخازن کربناته نفت‌دوست، فشار موئینگی معمولاً منفی است و این ویژگی از جذب خودبه‌خودی آب به درون محیط متخلخل جلوگیری می‌کند، چرا که نفت به واسطه‌ی نیروهای موئینگی به سطح سنگ چسبیده است. همان‌طور که در شکل ۱ مشاهده می‌شود، استفاده از ماده فعال سطحی در فرایندهای EOR باعث کاهش IFT و کاهش نیروهای چسبندگی می‌شود که نفت را در داخل سنگ نگه می‌دارند. این کاهش در نیروهای موئینگی موجب می‌شود که قطرات نفت باقی‌مانده قادر به عبور از گلوگاه‌های منافذ شوند و به سمت ناحیه کم‌فشار در چاه تولیدی حرکت کنند [۱۷]. توانایی مواد فعال سطحی در کاهش IFT به شرایط یونی محیط، به‌ویژه غلظت و نوع یون‌های موجود در سیال پایه (نظیر Na^+ ، Ca^{2+} ، Mg^{2+} ، Cl^-)، وابسته است. این یون‌ها می‌توانند بر رفتار تجمع‌ی ماده فعال سطحی، از جمله تشکیل میسل‌ها (Micelles) و میزان جذب سطحی آن‌ها، تأثیر بگذارند. مطالعات نشان داده‌اند که وجود شوری بهینه (Optimal Salinity) می‌تواند منجر به تشکیل میسل‌های مؤثرتر، به حداقل

رسیدن کشش بین‌سطحی (Ultra-low IFT)، و در نتیجه افزایش عدد موئینگی و بهبود تحرک نفت شود. به‌ویژه در سامانه‌های مواد فعال سطحی-پلیمر یا قلیا-ماده فعال سطحی-پلیمر کنترل دقیق غلظت نمک‌ها برای پایداری و اثربخشی فرمول‌بندی ضروری است [۲۰ و ۱۹].



شکل ۱ (A) طرح‌واره مخزن با سنگ‌های نفت‌دوست و تغییر ترشوندگی که باعث افزایش برداشت نفت می‌شود. (B) ترشوندگی سیال روی سطح به‌عنوان تابعی از زاویه تماس [۲۰]

Figure 1 (A) Schematic representation of a reservoir with oil-wet rocks and wettability alteration, allowing greater oil removal efficiency. (B) Wettability of a liquid on a surface as a function of the contact angle [20]

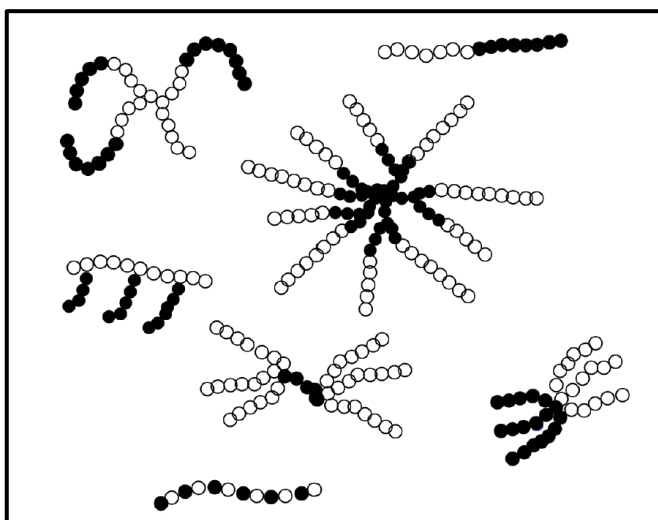
همچنین افزودن ماده فعال سطحی به سیال تزریقی، علاوه بر کاهش کشش بین‌سطحی و افزایش عدد موئینگی، می‌تواند به کاهش پدیده انگشتی شدن (Fingering) نیز کمک کند. این پدیده زمانی رخ می‌دهد که به دلیل اختلاف گرانشی یا تراوایی بین سیال تزریقی و نفت موجود در مخزن، سیال مهاجم به‌صورت انگشت‌مانند و ناپایدار در محیط متخلخل حرکت کرده و بخش‌هایی از نفت در نواحی کم‌تراوا باقی می‌ماند. کاهش نسبت تحرک از طریق افزایش گرانشی سیال تزریقی، باعث بهبود یکنواختی جبهه‌ی جابه‌جایی و مهار این ناپایداری‌ها می‌شود. به‌ویژه در فرمول‌بندی‌های ماده فعال سطحی-پلیمر، این اثر تقویت‌شده و باعث افزایش فشار مؤثر جابه‌جایی و بهبود پخش‌شدگی جریان در سراسر مخزن می‌شود [۲۱]. افزون بر کاهش مستقیم IFT، یکی دیگر از سازوکارهای مؤثر مواد فعال سطحی، ایجاد امولسیون‌های پایدار در حین تزریق به مخزن است. این امولسیون‌ها که معمولاً از نوع نفت در آب هستند، می‌توانند با انسداد موضعی گلوگاه‌های محیط متخلخل (Pore Throats)، جریان سیال تزریقی را به سمت نواحی حاوی نفت باقی‌مانده هدایت کنند و در نتیجه پخش‌شدگی جریان (Sweep Efficiency) را بهبود بخشند. تشکیل امولسیون در حضور مواد فعال سطحی با تغییر رفتار جریان سیال و ایجاد کاهش موضعی در نفوذپذیری باعث افزایش فشار مؤثر و بهبود تحرک نفت می‌شود. به بیان دیگر، در کنار افزایش عدد موئینگی به دلیل کاهش IFT، انسداد قطره‌ای (Droplet Trapping) و سازوکارهای فیزیکی در مقیاس حفره‌ای نیز در بهبود جابه‌جایی نفت نقش دارند. مطالعات همچنین نشان داده‌اند که تشکیل امولسیون در شرایط تزریق قلیا-ماده فعال سطحی یا ماده فعال سطحی-پلیمر می‌تواند باعث کاهش نسبت آب به نفت تولیدی (WOR) شود و به‌عنوان عاملی مکمل

برای بازیافت نفت در محیط‌های ناهمگن عمل کند [۲۲]. با کاهش کشش بین سطحی، نفت راحت‌تر از سنگ‌های مخزن جدا شده و به سمت چاه تولیدی حرکت می‌کند. همچنین گرانشی سیال تزریقی در CEOR می‌تواند از طریق هم‌افزایی نانوذرات و ماده فعال سطحی و همچنین محلول‌های مخلوط نانوذرات-پلیمر افزایش یابد [۲۳]. مطالعات نشان داده‌اند که در مخازن بسیار ناهمگن، محلول‌های نانوذرات-ماده فعال سطحی و نانوذرات-پلیمر می‌توانند جریان نفت را به لایه‌های با تراوایی کمتر هدایت کنند و بازیافت نفت را افزایش دهند [۲۴]. همچنین افزودن ذرات ژل پیش‌ساخته ((Preformed Particle Gels (PPG)) به محلول‌های قلیایی-ماده فعال سطحی-پلیمر (Alkaline/ (ASP) Surfactant/ Polymer باعث بهبود تنظیم جریان و کاهش مصرف مواد شیمیایی می‌شود [۲۵ و ۲۶]. اگرچه نانوذرات قابلیت بالایی در EOR دارند؛ اما پایداری آن‌ها در شرایط دما و شوری بالا به دلیل آب‌دوستی کم و انرژی سطحی بالا، ضعیف است. مشکلاتی مانند انسداد منافذ و هزینه‌های بالای نانوذرات نیز از چالش‌های استفاده از آن‌ها هستند [۲۷]. مواد فعال سطحی پلیمری به‌عنوان راه‌حلی برای این مشکلات پیشنهاد شده‌اند زیرا می‌توانند هم‌زمان کشش سطحی را کاهش داده و گرانشی سیال را افزایش دهند که منجر به ساده‌سازی عملیات و کاهش هزینه‌ها می‌شود [۲۸].

در روش‌های ازدیاد برداشت با استفاده از ترکیب هم‌زمان ماده فعال سطحی و پلیمر ((Surfactant/ Polymer (SP))، اگرچه هرکدام از این اجزا دارای مزایای منحصربه‌فردی هستند، اما ترکیب مستقیم آن‌ها در بسیاری از موارد با چالش‌هایی همراه است. در فرایندهای SP یا ASP، باید به تعاملات بین پلیمر و ماده فعال سطحی و جذب آن بر روی سنگ‌ها توجه شود [۴]. حضور هم‌زمان ماده فعال سطحی و پلیمر می‌تواند موجب پیچیدگی در رفتار رئولوژیکی (Rheological Behavior) سیال، ناپایداری در پراکندگی‌های کلوئیدی، رقابت در فرایندهای جذب سطحی (Surface Adsorption) و همچنین اختلال در تشکیل ساختارهای خودآرا مانند میسل‌ها (Micelles) شود. افزون بر این، برهم‌کنش‌های میان پلیمر و ماده فعال سطحی، شامل نیروهای الکترواستاتیکی، دوقطبی-دوقطبی و به‌ویژه تعاملات آب‌گریز، ممکن است موجب تغییر ناخواسته در ساختار زنجیره‌های پلیمر و کاهش اثربخشی هر دو ترکیب شود [۲۹]. همچنین، در بسیاری از سامانه‌ها مشاهده شده که رقابت میان میسل‌سازی مواد فعال سطحی، خودآرایی پلیمرهای آب‌گریز و برهم‌کنش‌های بین آن‌ها، منجر به تغییر در اندازه مؤثر ذرات و کاهش کنترل‌پذیری خواص فیزیکی-شیمیایی سامانه می‌شود. این موضوع می‌تواند عملکرد فرایند ازدیاد برداشت را، به‌ویژه در شرایط سخت مخزن مانند دمای بالا، شوری زیاد و فشار بالا، تحت تأثیر منفی قرار دهد [۳۰-۳۲].

باتوجه‌به این چالش‌ها، رویکرد جایگزینی که اخیراً موردتوجه محققان قرار گرفته، سنتز ترکیباتی است که خواص پلیمر و ماده فعال سطحی را به‌صورت یکپارچه داشته باشد، مانند مواد فعال سطحی پلیمری. در این روش، به‌جای ترکیب فیزیکی ماده فعال سطحی و پلیمر، ماده جدیدی از طریق پیوندهای شیمیایی طراحی و سنتز می‌شود که هم‌زمان دارای ویژگی‌های هر دو جزء بوده، درعین‌حال، از ناسازگاری‌های بین فازها جلوگیری می‌کند. مواد فعال سطحی پلیمری به دلیل امکان ترکیب آثار مثبت پلیمرها و مواد

پلیمرهای خطی ساده، کوپلیمرهای بلوکی، ساختارهای شاخه‌دار (Branched)، ستاره‌ای (Star Shaped) و دندریتی (Dendritic) باشند. هرکدام از این ساختارها، نحوه خودآرایی، پایداری و خواص رئولوژیکی خاص خود را در سیال تزریقی دارند. شکل ۲ طرح‌واره‌ای از این تنوع ساختار را ارائه و نشان می‌دهد که چگونه این تفاوت‌های ساختاری می‌توانند در کاربردهای ازدیاد برداشت نفت مؤثر باشند؛ زیرا نوع ساختار مولکولی مواد فعال سطحی پلیمری مستقیماً بر رفتار آن‌ها در محیط متخلخل مخزن تأثیر می‌گذارد. برای مثال، پلیمرهای خطی ممکن است در نرخ برش بالا به راحتی تخریب شوند یا از منافذ عبور کنند، درحالی‌که ساختارهای ستاره‌ای یا شاخه‌دار به دلیل حجم مؤثر بیشتر، می‌توانند تحرک آب را بیشتر کاهش دهند و موجب بهبود بازده شوند. همچنین، پلیمرهای دندریتی یا شبکه‌ای به دلیل داشتن تعداد زیاد گروه‌های عاملی آب‌دوست و آب‌گریز، توانایی بالایی در افزایش گرانشی، کاهش جذب سطحی ماده فعال سطحی و بهبود پراکندگی در محیط متخلخل دارند. کوپلیمرهای بلوکی (Block Copolymers) نیز با ساختار منظم خود، قابلیت تشکیل میسل‌های پایدار و کاهش چشمگیر کشش بین سطحی را دارند که منجر به تسهیل حرکت نفت و افزایش بازده بازیافت می‌شود. بنابراین، انتخاب صحیح معماری پلیمری می‌تواند نقش کلیدی در تنظیم رئولوژی، افزایش پایداری، بهبود ترشوندگی و در نهایت بهینه‌سازی عملکرد CEOR ایفا کند [۳۶ و ۳۷].



شکل ۲ طرح‌واره انواع ساختارهای مولکولی مواد فعال سطحی پلیمری شامل شکل‌های خطی، کوپلیمر بلوکی، دندریتی، شاخه‌دار و ستاره‌ای [۳۸]

Figure 2 Schematic representation of the molecular structures of polymeric surfactants, including linear, block copolymer, dendritic, branched, and star-shaped forms [38]

۲-۱ مواد فعال سطحی غیر یونی پلیمری

این نوع ترکیبات شامل ماده فعال سطحی هستند که فاقد گروه‌های یونی هستند و معمولاً از مونومرهای آب‌دوست و آب‌گریز تشکیل شده، به دلیل توانایی بالای خود در ایجاد و پایداری امولسیون، کاربردهای وسیعی در EOR دارند. به‌عنوان مثال، رافا و همکاران در سال ۲۰۱۶ [۲۸] ماده‌ای به نام PS-b-P(PEGA-co-MANa) با استفاده از سه پلیمر، پلی‌اتیلن‌گلیکول متیل اتر اکريلات (Ethylene Glycol Methyl Ether Poly(PEGA))، استایرن (Styrene) و متاکریلات سدیم (Sodium Acrylate)،

فعال سطحی در یک جزء واحد به‌عنوان جایگزینی مناسب مطرح هستند. تحقیقات نشان داده است این ترکیبات می‌توانند اثربخشی بازیافت نفت را بهبود بخشند و مسائل فنی و عملیاتی را کاهش دهند [۳۳]. این ترکیبات سنتزی می‌توانند دارای گروه‌های عاملی آب‌دوست و آب‌گریز به‌صورت هم‌زمان باشند که موجب کاهش کشش بین‌سطحی، افزایش پایداری محلول، بهبود تغییر ترشوندگی سنگ مخزن و ارتقای رفتار رئولوژیکی در محیط متخلخل می‌شوند. همچنین، این مواد به دلیل ساختار مهندسی‌شده و قابل تنظیم، قابلیت تحمل شرایط سخت مخزن را داشته، می‌توانند به‌عنوان گزینه‌ای بسیار کارآمد در فرایندهای EOR مطرح شوند. بنابراین، باتوجه به ملاحظات فوق، سنتز مواد فعال سطحی پلیمری به‌عنوان راهکاری نوین و کارآمد در برابر محدودیت‌های روش‌های ترکیبی سنتی، چشم‌اندازی امیدبخش برای بهبود عملکرد تزریق مواد شیمیایی در فرایند ازدیاد برداشت نفت به شمار می‌رود. قبل از آن که اصطلاح «ماده فعال سطحی پلیمری» برای اشاره به پلیمرهای دوگانه‌دوست (Amphiphile) استفاده شود، این مواد عمدتاً به‌عنوان «پلیمرهای آب‌گریز اصلاح‌شده» شناخته می‌شدند. به‌عنوان مثال، ساختارهای مختلف مبتنی بر پلی‌آکریل‌آمیدهای آب‌گریز اصلاح‌شده (Hydrophobically Modified Polyacrylamide (HMPAM)) یا پلی‌ساکاریدها (Polysaccharides) در این زمینه مورد استفاده قرار گرفته است [۳۴ و ۳۵].

پژوهش‌های بسیاری در دهه‌های اخیر به بررسی خواص سطحی و کاربرد مواد فعال سطحی پلیمری برای عملیات EOR پرداخته‌اند. در سال ۲۰۱۶ رافا و همکاران [۲۸] بررسی جامعی انجام دادند که به ویژگی‌های کلیدی و معیارهای انتخاب مواد فعال سطحی پلیمری برای افزایش بازیافت نفت اشاره داشت. عافولابی و همکاران [۳۵] ساختارهای مولکولی پلیمرهای آب‌گریز و تأثیر آن‌ها بر خواص رئولوژیکی را بررسی کردند و به بررسی آثار عوامل محیطی مخزن بر عملکرد این پلیمرها پرداختند و کاربرد ماده فعال سطحی پلیمری سنتز شده از منابع طبیعی و سازوکارهای امولسیون‌سازی آن‌ها را مورد بحث قرار دادند.

برای بهبود اثربخشی این روش‌ها، مطالعات تجربی و نظری برای بررسی تعاملات و سازوکارهای اثرگذار مواد فعال سطحی پلیمری ضروری است تا سامانه‌های مناسب برای شرایط مختلف مخازن شناسایی و بهینه‌سازی شوند. این مرور به بررسی استفاده از مواد فعال سطحی پلیمری به‌عنوان یکی از جدیدترین روش‌ها در فرایندهای EOR اختصاص دارد. در بخش‌های بعدی مقاله، انواع مختلف مواد فعال سطحی پلیمری (بخش ۲) و عملکرد آن‌ها در فرایند EOR (بخش ۳) تحلیل خواهد شد.

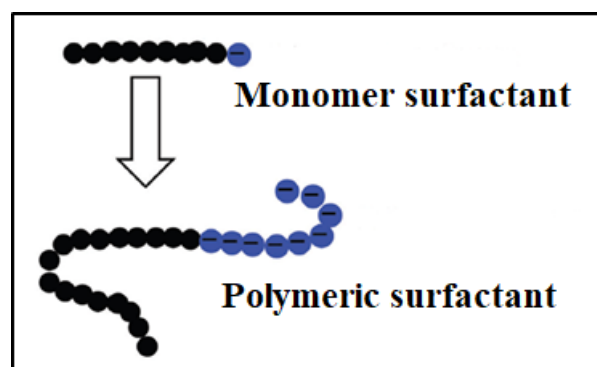
۲ مواد فعال سطحی پلیمری

مواد فعال سطحی پلیمری درشت‌مولکول‌هایی هستند که به دلیل وجود بخش‌های آب‌دوست و آب‌گریز معمولاً به‌عنوان پلیمرهای دوخاصیتی یا دوگانه‌دوست نیز شناخته می‌شوند. باوجود پلیمری بودن، ویژگی‌های منحصر به فرد مولکولی، امکان تعریف آن‌ها را به‌عنوان ماده فعال سطحی فراهم کرده است. این ترکیبات فعال سطحی هستند و می‌توان از طریق فن‌ها و روش‌های مختلف سنتز ساختارهای پیچیده و متنوعی را با طراحی مولکولی آن‌ها ایجاد کرد [۲۸]. انواع مختلف این ساختارها می‌توانند شامل

Phenol Polyoxyethylene Ether Containing 10 Ethoxy LMWAP) سنتز شده است. پس از انجام آزمایش‌های مختلف، به این نتیجه رسیدند که LMWAP به‌عنوان عامل گرانروساز ماده فعال سطحی، عملکرد خوبی در افزایش گرانروی آب و کاهش کشش سطحی دارد. در غلظت ۱۰۰۰ ppm، این پلیمر توانست گرانروی محلول آبی را به مقدار قابل توجهی افزایش دهد و همچنین کشش سطحی محلول را به ۰/۸۸ میلی‌نیوتن بر متر کاهش دهد. بررسی‌های رئولوژیکی انجام‌شده بر روی LMWAP نشان داد که این پلیمر دارای رفتار غیرنیوتنی از نوع روان‌شوندگی برشی (Shear-Thinning) است؛ به این معنا که با افزایش نرخ برش، گرانروی آن کاهش می‌یابد. این ویژگی به ساختار شبکه‌ای پلیمر مربوط می‌شود که شامل درهم‌تنیدگی‌های فیزیکی و برهم‌کنش‌های آب‌گریز بین زنجیره‌هاست. این ساختار سه‌بعدی در برابر تنش برشی مقاومت نشان داده، اما با افزایش نرخ برش، شبکه‌ها تخریب شده و گرانروی کاهش می‌یابد. مقایسه عملکرد LMWAP با پلی‌آکریل‌آمیدهای مرسوم مانند HPAM-800 و HPAM-1800 نشان داد که LMWAP رفتار روان‌شوندگی برشی قوی‌تری دارد و این امر می‌تواند باعث بهبود قابلیت تزریق آن در ناحیه‌ی نزدیک چاه شود. از سوی دیگر، تحلیل خواص گرانروکشسان نیز نشان داد که LMWAP در مقایسه با پلیمرهای مرجع، خاصیت کشسانی بیشتری دارد. این کشسانی بالا به‌واسطه‌ی پیوندهای آب‌گریز در ساختار مولکولی آن ایجاد شده و می‌تواند نقش مؤثری در جابه‌جایی نفت باقی‌مانده در فضاها، تنگ و بن‌بست‌های موجود در محیط متخلخل ایفا کند. نتایج آزمایش‌های سیلاب‌زنی مغزه نشان داد که LMWAP می‌تواند بازیافت نفت را تا ۲۱/۵ درصد افزایش دهد که تقریباً دو برابر مقدار HPAM-800 که پلی‌آکریل‌آمید با وزن مولکولی متوسط است (۱۱/۵ درصد)، این ویژگی‌ها نشان می‌دهد که LMWAP می‌تواند به‌طور مؤثر برای EOR مخازن کم‌تراوا استفاده شود.

در پژوهشی که توسط کوینترو و همکاران [۴۲] انجام شد، ماده فعال سطحی پلیمری BCPS4 با استفاده از کوپلیمر بلوک‌های اکسید اتیلن (Ethylene Oxide (EO) - اکسید پروپیلن ((Propylene Oxide (PO) - اکسید اتیلن در محلول آبی سنتز شد. نتایج نشان‌دهنده قابلیت بالای ماده فعال سطحی پلیمری در بهبود فرایندهای تزریق آب و بازیابی نفت بهبود یافته است. این مواد فعال سطحی با توانایی کاهش قابل توجه کشش سطحی تا 1 mN/m -^۱ موجب 10×2 و ارائه رفتار رئولوژیکی شبه‌پلاستیک در نرخ‌های برش پایین، موجب افزایش قابل توجهی در عدد موینگی و کارایی فرایندهای تزریق آب می‌شوند. به‌ویژه، توانایی این مواد در افزایش کارایی جابه‌جایی تا ۱۶ برابر بیشتر از تزریق آب به‌خوبی نشان می‌دهد که می‌تواند مناطق با تراوایی پایین را به‌طور مؤثری شستشو داده، درعین حال هیچ‌گونه محدودیتی در تزریق‌پذیری ایجاد نکنند. علاوه بر این، شبیه‌سازی‌های عددی نیز نشان داد که استفاده از این مواد فعال سطحی پلیمری در ترکیب با HPAM می‌تواند منجر به تولید نفت افزایشی تا ۲۳۸،۵۰۰ بشکه شود که معادل ۸/۲ درصد افزایش در ضریب بازیافت است. از دیگر مزایای این تحقیق می‌توان به جذب متوسط این مواد فعال سطحی در محیط‌های متخلخل مدل اشاره کرد که از جذب بالای ماده فعال سطحی معمولی کمتر و از پلی‌آکریل‌آمیدهای آب‌کافت‌شده جزئی‌تر است. این ویژگی‌ها نشان می‌دهند که مواد فعال سطحی پلیمری می‌توانند به‌عنوان جایگزینی مؤثر و بهینه در فرایندهای

Methacrylate (MANa)) سنتز کردند و گزارش دادند که این ترکیبات به‌عنوان عامل گرانروساز فعال سطحی، عملکرد خوبی در افزایش گرانروی آب و کاهش کشش سطحی دارد. طبق نتایج در غلظت ۲۵۰۰ ppm، این پلیمر توانست گرانروی محلول آبی را به حدود ۱۰ سانتی‌پواز افزایش دهد و همچنین کشش سطحی محلول را به میزان قابل توجهی کاهش دهد. بررسی‌های رئولوژیکی نشان داد که این پلیمر در محلول‌های شور نیز پایداری مناسبی دارد. با وجود این که PS-b-P(PEGA-co-MANa) یک پلیمر غیریونی است؛ اما به‌دلیل داشتن تمامی خواص فعال سطحی، در این دسته‌بندی قرار می‌گیرد. در همین راستا، طرح‌واره مسیر کلی سنتز این نوع مواد فعال سطحی پلیمری در شکل ۳ نمایش داده شده است. در این روش، ابتدا منومرهای آب‌دوست و آب‌گریز انتخاب می‌شوند و با استفاده از روش RAFT (Fragmentation Chain Transfer Reversible Addition)، فرایند پلیمری‌شدن قابل تنظیم انجام می‌شود. در این مسیر، زنجیره‌های پلیمری به‌گونه‌ای رشد می‌کنند که بخش‌های آب‌دوست و آب‌گریز در موقعیت‌های مشخص درون زنجیره قرار بگیرند و ساختار نهایی دوگانه‌دوست موردنظر شکل بگیرد. این روش سنتزی، موجب تنظیم دقیق وزن مولکولی، ساختار بلوکی و رفتار سطحی نهایی ماده فعال سطحی می‌شود [۳۹ و ۴۰].



شکل ۳ مسیر سنتز ماده فعال سطحی پلیمری دوگانه‌دوست با استفاده از روش RAFT [۳۸]

Figure 3 Schematic synthesis pathway of an amphiphilic polymer surfactant using the RAFT method [38]

یافته دیگری از مطالعه انجام شده توسط چن و همکاران [۳۱] نشان داد که پلیمر پلی‌آکریل‌آمید آب‌کافت شده (Hydrolyzed (HPAM) Polyacrylamide) بر IFT ماده فعال سطحی غیر یونی دودسیل گلوکوزید (Glucoside Dodecyl) تأثیر نداشت. جالب‌توجه است که محلول‌های HPAM با سدیم دودسیل سولفات (Sodium Dodecyl Sulfate) و HPAM Ammonium Dodecyl Trimethyl برومید (Bromide IFT) کمتری نسبت به محلول‌های فعال سطحی خالص نشان دادند. این نتایج تأکید می‌کنند که تعامل الکترواستاتیکی بین پلیمر و مواد فعال سطحی یونی موجب تغییر در آرایش مولکول‌های فعال سطحی در مرز نفت-آب می‌شود.

در جدیدترین پژوهش انجام شده توسط یانگ و همکاران [۴۱] در سال ۲۰۲۴، پلیمر دوگانه‌دوست با وزن مولکولی کم به نام LMWAP سنتز شده است. این پلیمر با استفاده از مونومرهای آکریل‌آمید ((Acrylamide (AM)، اسید آکریلیک ((Acrylic Acid (AA) و ماده فعال سطحی OP-10 (Octyl

حرارتی مناسبی در دمای ۷۰ درجه سانتی‌گراد به مدت ۲۱ روز نشان دهد. بررسی‌های رئولوژیکی نشان داد که این پلیمر در محلول‌های شور نیز پایداری خوبی دارد.

نتنته و همکاران [۴۴]، کوپلیمر دوگانه‌دوست آنیونی به نام P(AMPSA-co-AA-co-DMA) با استفاده از سه پلیمر اسید آکریلیک، دودسیل متاکریلات (Dodecyl Methacrylate(DMA)) و ۲-آکریل آمیدو-۲-متیل-۱-پروپان سولفونیک اسید (2-Acrylamido-2-Methyl-1-Propanesulfonic Acid(AMPSA)) سنتز کردند. این ماده جدید در غلظت ۲۵۰۰ ppm، توانست کشش سطحی محلول آبی را به حدود ۱۴ میلی‌نیوتن بر متر کاهش دهد. همچنین کشش سطحی و بین سطحی با افزایش غلظت پلیمر و حضور نمک‌های سدیم کلرید (Sodium Chloride(NaCl))، کلسیم کلرید (Calcium Chloride (CaCl₂)) و منیزیم سولفات (Magnesium Sulfate(MgSO₄)) کاهش یافته است. نتایج و یافته‌ها نشان داد که کوپلیمرهای سنتز شده پایداری خوبی در حضور نمک‌ها داشته، به خصوص در محیط‌های شور عملکرد مناسبی نشان داده‌اند. همچنین برای بررسی خواص ترشوندگی و زاویه تماس از دو سطح شیشه‌ای و PMMA که نوعی پلاستیک شفاف و مقاوم است، استفاده شده که زوایای تماس در سطوح شیشه‌ای در محدوده ۱۰-۳۰ درجه و در سطوح PMMA در محدوده ۳۰-۷۰ درجه کاهش یافته است که افزایش آب‌دوستی و بهبود خواص ترشوندگی توسط ماده جدید را نشان می‌دهد. بنابراین نتایج این پژوهش نشان می‌دهد با این‌که در سنتز این ماده از ماده فعال سطحی خاصی استفاده نشده بود؛ اما به دلیل اثبات خواص فعالیت سطحی، این ماده جدید در دسته‌بندی مواد فعال سطحی آنیونی پلیمری جای می‌گیرد.

در مطالعه‌ای دیگر، توسط وانگ و همکاران [۴۵] ماده‌ای جدید پلی‌اتر کربوکسیلیک اسید-سولفونات با طول زنجیره متوسط (Polyether Carboxylic Acid-Sulfonate With Medium Side-Chain Length(SAAP600)) با استفاده از پلیمرهای آکریلیک اسید، سدیم پی-استایرن سولفونات (Sulfonate(SSS) Sodium P-Styrene) و آلایل پلی‌اکسی‌اتیلن اتر (Oxyethylene Ether Allyl Poly(APEG)) سنتز شد. نتایج آزمایش‌ها نشان داد که SAAP600 به عنوان عامل کاهش‌دهنده گرانیروی عملکرد بسیار خوبی دارد و می‌تواند گرانیروی نفت سنگین را به ۹۷ سانتی‌پواز کاهش دهد. در غلظت‌های مختلف از ۱۰۰۰۰-۵۰۰۰ ppm، این ماده فعال سطحی توانست سرعت امولسیون‌سازی و پایداری امولسیون را بهبود بخشد. همچنین بررسی‌های انجام شده نشان داد که این پلیمر دارای زاویه تماس کوچکی با نفت سنگین است که نشان‌دهنده ترشوندگی مناسب است.

چن و همکاران [۴۶]، ماده فعال سطحی پلیمری جدیدی با استفاده از چهار پلیمر اتر آلایل گلیسیدیل (AGE)، آکریل آمید (AM)، استر آکریلیک (Acrylic Ester(AE))، و سولفونات آلایل سدیم (Sodium Allyl Sulfonate(SAS)) و سورفکتانت دودسیل سولفات سدیم (Sodium Dodecyl Sulfate(SDS)) به نام IAM سنتز کردند. پس از انجام آزمایش‌های مختلف، به این نتیجه رسیدند که IAM به عنوان عامل گرانیروساز و فعال سطحی، عملکرد خوبی در افزایش گرانیروی آب و کاهش کشش سطحی دارد. در غلظت ۱۰۰۰ ppm، این پلیمر توانست گرانیروی

بازیابی نفت مورد استفاده قرار گیرند و قابلیت صنعتی‌سازی بالایی دارند. این نوع از ماده فعال سطحی پلیمری به دلیل نبود گروه‌های یونی در ساختارشان، کمتر تحت تأثیر شرایط محیطی مانند pH و غلظت یون‌های محلول قرار می‌گیرند. این ویژگی‌ها باعث می‌شود که مواد فعال سطحی غیریونی پلیمری در کاربردهایی که نیاز به پایداری بالا در شرایط مختلف محیطی دارند، بسیار مفید باشند. از جمله مزایای این مواد می‌توان به پایداری شیمیایی بالا، سمیت کم و قابلیت تجدیدپذیری اشاره کرد.

۲-۲ مواد فعال سطحی آنیونی پلیمری

این دسته از مواد فعال سطحی پلیمری موادی پیشرفته هستند که ماده فعال سطحی آنیونی را در ساختار مولکولی خود جای داده‌اند و معمولاً دارای گروه‌های عاملی مانند سولفونات‌ها، کربوکسیلات‌ها یا فسفات‌ها هستند. این گروه‌های آنیونی قابلیت‌های قابل توجهی به مواد سنتز شده در این گروه می‌بخشند. وجود این گروه‌ها برای کاهش کشش سطحی بین نفت و آب بسیار حیاتی است که برای بهبود حرکت نفت و جلوگیری از چسبیدن آن به سطح سنگ‌ها در مخازن ضروری است. به عنوان مثال، کوپلیمرهای حاوی گروه‌های سولفونات نشان داده‌اند که می‌توانند به طور قابل توجهی کشش سطحی را کاهش داده، بازیابی نفت را بهبود بخشند. مطالعات نشان داده‌اند که این مواد فعال سطحی می‌توانند عملکرد خود را در شرایط شدید دما و شوری که معمولاً در بسیاری از مخازن نفتی وجود دارد، حفظ کنند. به علاوه، این مواد را می‌توان از طریق اصلاحات شیمیایی بهبود داد تا کارایی آن‌ها افزایش یابد و جذب آن‌ها روی سطح سنگ‌ها کاهش یابد که یکی از چالش‌های رایج در کاربردهای EOR است [۲۸].

در سال ۲۰۱۸ کومار و ماندال [۱۰]، ماده فعال سطحی پلیمری آنیونی به نام پلی‌متیل استر سولفونات (PMES) را سنتز کردند. این ماده فعال سطحی در ترکیب با نانوذرات سیلیکا برای تهیه نانوامولسیون‌های نفت در آب استفاده شد. پس از انجام آزمایش‌های مختلف، به این نتیجه رسیدند که در غلظت ۶۰۰۰ ppm، این ماده توانایی کاهش کشش بین سطحی را از ۲۶/۵۲ میلی‌نیوتن بر متر به ۱/۷ میلی‌نیوتن بر متر دارد. پتانسیل زتا اندازه‌گیری شده نیز بالاتر از ۳۰ mV گزارش شد که نشان‌دهنده پایداری بالای نانوامولسیون‌ها است. بررسی‌های رئولوژیکی نشان داد که گرانیروی نانوامولسیون‌ها در نرخ‌های برش پایین کاهش و در نرخ‌های برش بالا افزایش می‌یابد. به عنوان مثال، گرانیروی در نرخ برش 100 s^{-1} و دمای ۳۰ درجه سانتی‌گراد از ۱۹ سانتی‌پواز برای غلظت ۵۰۰۰ ppm از PMES به ۳۵ سانتی‌پواز برای غلظت ۲۰۰۰۰ ppm از PMES افزایش یافت. اما گرانیروی با افزایش دما به دلیل از بین رفتن ساختار پلیمری کاهش یافت، به طوری که در دمای ۷۰ درجه سانتی‌گراد گرانیروی نانوامولسیون با ۵۰۰۰ ppm از PMES به ۱۰ سانتی‌پواز کاهش یافت.

در سال ۲۰۲۱، پربانتو و همکاران [۴۳]، ماده فعال سطحی پلیمری جدیدی به نام سدیم لیگنوسولفونات-پلی اتیلن گلیکول (Sodium Lignosulfonate-Polyethylene Glycol 4000(SLS-PEG)) را سنتز کردند. نتایج به دست آمده از این پژوهش نشان می‌دهد که در غلظت ۱۰۰۰ ppm، این پلیمر توانست گرانیروی محلول آبی را به حدود ۰/۹۳۹۳ سانتی‌پواز در محلول نمکی ۲۰۰۰۰ ppm افزایش دهد و همچنین پایداری

با مولکول‌های آسفالتین در مرز بین نفت و آب. در آزمایش‌ها نیز مشخص شد که ماده فعال سطحی پلیمری به‌طور قابل توجهی کارایی پوشش‌دهی را در مخازن ناهمگن بهبود بخشیده و به‌ویژه در لایه‌های کم‌تراوا تأثیر به سزایی در بهبود کارایی استخراج نفت دارد. در درشت مقیاس، این ماده فعال سطحی با کاهش IFT و ایجاد اثر مارانگونی (Marangoni Effect) (که باعث حرکت نفت در مرز بین نفت و آب می‌شود)، توانست نفت باقی‌مانده در منافذ بسته را استخراج کند. همچنین، ماده فعال سطحی آنیونی سدیم دودسیل بنزن سولفونات (SDBS) Sodium Dodecyl Benzenesulfonate) به‌عنوان عامل مقایسه‌ای برای ارزیابی عملکرد ماده فعال سطحی پلیمری در این پژوهش استفاده شده است. نتایج تجربی نشان داد که با استفاده از این ماده فعال سطحی، بازیابی نفت در لایه کم‌تراوا تا حدود ۳۰۰ درصد افزایش یافته است. در نهایت، پژوهش نشان داد که ماده فعال سطحی پلیمری می‌تواند به‌عنوان عامل مؤثر در بهبود بازیابی نفت از مخازن ناهمگن چندلایه عمل کند و مشکلات مربوط به عملکرد ضعیف پوشش‌دهی ناشی از مجاری آب را حل کند.

در جدیدترین پژوهش که توسط یوسف‌روز و همکاران [۴۹] در سال ۲۰۲۵ انجام شد، ماده فعال سطحی پلیمری با استفاده از گرافت شیمیایی فعال سطحی آنیونی سدیم دودسیل سولفات بر روی پلیمر غیر یونی پلی‌وینیل الکل سنتز شد. این فرایند به‌صورت واکنش اسید-باز مستقیم و از طریق فرایند بازروانی (تقطیر بازگشتی) و هیدروترمال انجام شد. بررسی‌های آزمایشگاهی نشان داد که کشش بین‌سطحی محلول از ۲۹ به ۶ میلی‌نیوتن بر متر در غلظت ۳۵۰۰ ppm کاهش یافت. همچنین گرانیوی محلول از ۱۴ سانتی‌پواز در غلظت ۲۰۰۰ ppm به ۲۳ سانتی‌پواز در غلظت ۳۵۰۰ ppm افزایش پیدا کرد. آزمایش‌های میکرومدل نیز نشان دادند که این ترکیب توانست میزان بازیابی نفت را به ۵۷ درصد افزایش دهد. این نتایج نشان می‌دهند که ترکیب SDS@PVA دارای عملکرد بسیار مطلوبی در فرایندهای ازدیاد برداشت نفت بوده و گزینه‌ای مناسب برای استفاده در شرایط میدانی محسوب می‌شود.

۲-۳ مواد فعال سطحی کاتیونی پلیمری

مواد فعال سطحی کاتیونی پلیمری، شامل پلیمرهایی هستند که دارای گروه‌های کاتیونی در ساختار خود هستند. این گروه‌ها معمولاً شامل آمونیوم‌های چهار ظرفیتی هستند. این ترکیبات به‌دلیل توانایی بالای خود در افزایش گرانیوی محلول و کاهش کشش سطحی، در کاربرد EOR دارند. به‌عنوان مثال، کوپلیمرهای حاوی آمونیوم چهار ظرفیتی می‌توانند به‌طور مؤثری گرانیوی محلول‌های آبی را افزایش داده، کشش سطحی را کاهش دهند. این مواد فعال سطحی با بار مثبت خود می‌توانند با سطح سنگ‌های مخازن نفتی که دارای بار منفی هستند، تعامل کنند. این ویژگی باعث می‌شود که ماده فعال سطحی کاتیونی پلیمری بتواند نفت را از سطح سنگ‌ها جدا کرده، بازیابی نفت را افزایش دهند. همچنین، این مواد می‌توانند در برابر شرایط محیطی سخت مانند دمای بالا و شوری مقاوم باشند که این ویژگی‌ها برای استفاده در مخازن نفتی بسیار مهم است [۲۸]. ویژگی اصلی که ماده فعال سطحی پلیمری را متمایز می‌کند، داشتن گروه‌های آب‌گریز و آب‌دوست به‌طور هم‌زمان است. این ویژگی باعث

محلول آبی را از ۲۳/۵ سانتی‌پواز به ۱۵۲/۳۳ سانتی‌پواز افزایش و همچنین کشش سطحی محلول را از ۳۲ به حدود ۰/۰۱ میلی‌نیوتن بر متر کاهش دهد. بررسی‌های رئولوژی نشان داد که این پلیمر دارای پایداری برشی مناسبی است، به‌طوری‌که نسبت نگهداری گرانیوی پس از برش بیش از ۷۰ درصد بود. همچنین پایداری حرارتی IAM تا دمای ۶۰۰ درجه سانتیگراد با کاهش وزن ۶/۰۵ درصد نشان‌دهنده توانایی این ماده برای استفاده در مخازن نفتی با دماهای بالا است.

رای و همکاران [۴۷] به بررسی کارایی ریزامولسیون‌های تثبیت‌شده به سنتز پلیمر پرداخته و تأثیر آن‌ها را در فرایند ازدیاد برداشت نفت مورد ارزیابی قرار دادند. برای این منظور، از ماده فعال سطحی غیر یونی TX-100 استفاده شده و ریزامولسیون‌ها تحت شرایط مختلف شوری آزمایش شده‌اند. نتایج نشان داد که در مقایسه با سامانه‌های سنتی فعال سطحی تثبیت‌شده، این ریزامولسیون‌ها ویژگی‌های بهتری در تغییر کشش بین‌سطحی و پایداری نشان می‌دهند. کشش بین‌سطحی ریزامولسیون آب با افزایش شوری افزایش می‌یابد، در حالی که کشش بین‌سطحی ریزامولسیون نفت به‌طور چشمگیری کاهش می‌یابد. در شرایط شوری بهینه، هر دو عامل حلال‌پذیری برای آب و نفت به توازن می‌رسند و کشش بین‌سطحی به مقدار $10^{-4} \times 4/43$ میلی‌نیوتن بر متر می‌رسد. همچنین، ریزامولسیون‌ها در دماهای مختلف پایداری خوبی از خود نشان دادند. انتقال بین این فازها به معنای تطبیق ریزامولسیون‌ها با شرایط مختلف دمایی در مخازن نفتی است. افزودن پلیمر به سامانه فعال سطحی موجب افزایش قابل توجهی در گرانیوی ریزامولسیون می‌شود. به‌طور خاص، گرانیوی امولسیون ماده فعال سطحی از ۵۰ میلی‌پاسکال ثانیه به ۳۰۰ میلی‌پاسکال ثانیه افزایش یافت. این افزایش گرانیوی موجب بهبود پایداری سامانه می‌شود. مقادیر پتانسیل زتا برای سامانه فعال سطحی به‌تنهایی ۳۱/۱- میلی‌ولت و برای سامانه ماده فعال سطحی پلیمری ۳۲/۲- میلی‌ولت اندازه‌گیری شد که نشان‌دهنده پایداری بالاتر و تمایل بیشتر به حفظ یکپارچگی امولسیون است. ریزامولسیون‌ها قادرند ترشوندگی سنگ‌آهک را از حالت نفت‌دوستی به حالت آب‌دوستی تغییر دهند که این ویژگی به‌طور مؤثر باعث بهبود جابه‌جایی نفت در مخازن می‌شود. این تغییر در ترشوندگی یکی از عوامل کلیدی در افزایش بازیابی نفت است. آزمایش‌های سیلاب‌زنی مغزه نشان داد که تزریق حجم منفذی (Pore Volume) از ریزامولسیون تثبیت‌شده با ماده فعال سطحی پلیمری منجر به افزایش ۲۰/۵۸ درصدی در بازیابی نفت نسبت به سیلاب‌زنی معمولی با آب می‌شود.

ژانگ و همکاران [۴۸] در پژوهشی به بررسی استفاده از مواد فعال سطحی پلیمری سنتز شده برای بهبود بازیابی نفت در مخازن ناهمگن چندلایه پرداختند. این ماده فعال سطحی پلیمری با کاهش IFT و افزایش گرانیوی سیال جابه‌جاکننده، باعث بهبود کارایی پوشش‌دهی و استخراج نفت از لایه‌های مختلف مخزن می‌شود. ماده فعال سطحی پلیمری موجب افزایش گرانیوی آب و کاهش کشش سطحی به میزان $10^{-3} \times 3$ mN/m می‌شود. برای تحلیل رفتار این فعال سطحی در سطح مولکولی، از شبیه‌سازی دینامیک مولکولی (Molecular Dynamics (MD)) استفاده شده است. در شبیه‌سازی‌های مولکولی، مشاهده شد که ماده فعال سطحی پلیمری می‌تواند به تجزیه نفت و افزایش تحرک آن کمک کند، به‌ویژه با برهم‌کنش

می‌شود که این مواد فعال سطحی بتوانند به طور مؤثری در محیط‌های آبی و نفتی عمل کنند. علاوه بر مواد فعال سطحی پلیمری خطی، پلیمرهای چند شاخه آب گریز شده با ساختارهایی مبتنی بر پلی‌گلیسرول (Polyglycerol) نیز به‌عنوان ماده فعال سطحی پلیمری به کار می‌روند. این نوع پلیمرها دارای ساختارهای سه‌بعدی هستند و گروه‌های پایانه‌ای عملکردی فراوانی دارند که آن‌ها را به ماده فعال سطحی پلیمری چندمنظوره تبدیل می‌کند. ویژگی‌هایی مانند زیست‌سازگاری و توانایی محصورسازی و آزادسازی مواد را نیز دارند که باعث می‌شود در کاربردهای مختلف مفید باشند. این پلیمرها همچنین در کاهش کشش سطحی و تغییر خاصیت ترشوندگی سنگ‌های نفت‌دوست مؤثر هستند.

در این زمینه، پلیمر چند شاخه‌ای که از پلی‌گلیسرول (Polyglycerol Hyperbranched (HPG)) مشتق شده است، توسط فریریا و همکاران [۵۰] سنتز شده با ماده فعال سطحی کاتیونی CTAB در مخازن ماسه‌سنگی و کربناته ارزیابی شد. نوآوری این مطالعه در ارزیابی ظرفیت ذخیره‌سازی فعال سطحی کاتیونی در هسته پلیمر HPG بود. اندازه و آرایش مولکولی این پلیمر به آن امکان می‌دهد که به راحتی وارد محیط‌های متخلخل شود. پژوهشگران قابلیت این سامانه را برای EOR از طریق اندازه‌گیری‌های کشش سطحی، زاویه تماس و تشکیل کمپلکس HPG-CTAB با تغییرات غلظت بحرانی میسل (Critical Micelle Concentration (CMC))، اندازه ذرات و پتانسیل زتا نشان دادند. نتایج نشان داد که ضریب بازبایی سامانه HPG-CTAB از مواد فعال سطحی خالص در هر دو نوع مواد معدنی بیشتر است. تغییرات CMC از اهمیت بالایی برخوردار است، زیرا CMC حداقل غلظتی از مواد فعال سطحی است که در آن مولکول‌ها شروع به تشکیل ساختارهای تجمع‌یافته موسوم به میسل می‌کنند. در غلظت‌های زیر CMC، ماده فعال سطحی به صورت مولکول‌های منفرد وجود دارد و تأثیر قابل توجهی بر کاهش کشش بین سطحی ندارد. افزایش غلظت به بالای CMC باعث تشکیل میسل‌ها شده که به طور مؤثری کشش بین سطحی را کاهش می‌دهند و به بهبود روند بازیافت نفت کمک می‌کنند. مقدار CMC به ساختار مولکولی ماده فعال سطحی، شرایط محیطی مانند دما و شوری محلول وابسته است و تعیین دقیق آن برای طراحی مؤثر فرایندهای EOR ضروری است [۵۱].

۲-۴ مواد فعال سطحی زویتریون پلیمری

در پژوهشی که توسط لی و همکاران [۵۴] در سال ۲۰۲۰ منتشر شده است، ترکیبی از ماده فعال سطحی زویتریون به نام اروسیل‌دی‌متیل‌آمیدوپروپیل‌بتائین (Erucyl Dimethyl Amidopropyl Betaine (EDAB)) و پلیمر دوگانه‌دوست به نام APC16 سنتز شده است. نتایج آزمایش‌ها نشان داد که در غلظت ۱۵۰۰ ppm، این ترکیب توانست گرانروی محلول را به حدود ۴۲/۳۲ سانتی‌پواز افزایش دهد که این مقدار حدود ۸/۵ برابر بیشتر از گرانروی APC16 به تنهایی است. همچنین، کشش سطحی بین محلول EDAB-APC16 با غلظت ۱۵۰۰ ppm و نفت خام حدود ۰/۰۹۰۹ میلی‌نیوتن بر متر اندازه‌گیری شد. بررسی‌های رئولوژیکی نشان داد که این ترکیب در دماهای مختلف و در حضور نمک‌های معدنی مختلف پایداری مناسبی دارد. به عنوان مثال، گرانروی این ترکیب در دمای ۴۵ درجه سانتی‌گراد و pH برابر با ۷/۵ و غلظت سدیم‌کلرید ۵۰۰۰ ppm ثابت باقی ماند. این ترکیب با توجه به نتایج آزمایش‌ها، عملکرد بسیار مناسبی در EOR نشان داد و توانست میزان بازبایی نفت را ۱۸/۴ درصد افزایش دهد.

لی و همکاران [۵۵] در سال ۲۰۲۲، دو نوع ماده فعال سطحی پلیمری به نام‌های IAM (Intermolecular Association Molecule) و RCM (Rigid Chain Molecule) سنتز کردند. پلیمرهای استفاده شده در IAM شامل آلایل گلیسیدیل اتر ((Allyl Glycidyl Ether (AGE))، آکریل‌آمید، استراکرلیک و ماده فعال سطحی سدیم‌آلایل‌سولفونات (Sodium Allyl-Sulfonate (SAS)) بوده، پلیمرهای استفاده شده در RCM شامل آکریل‌آمید، آکریل‌امیدو-۲-متیل‌پروپان‌سولفونیک‌اسید ((Acrylamido-2-Methylpropyl Sulfonic Acid)) و پلی‌وینیل‌پیریدینیوم یواید ((Polyvinylpyridinium Iodide (PVPyI)) به عنوان بخش آب‌گریز و پلی‌نیتروژن متیل‌پیرولیدی ((N-Methyl-2-Vinylpyridinium Iodide (N-MVPyI)) به عنوان بخش فعال سطحی استفاده شده است. این ترکیب با تغییرات غلظت بحرانی میسل (CMC)، اندازه ذرات و پتانسیل زتا نشان داد که ضریب بازبایی سامانه HPG-CTAB از مواد فعال سطحی خالص در هر دو نوع مواد معدنی بیشتر است. تغییرات CMC از اهمیت بالایی برخوردار است، زیرا CMC حداقل غلظتی از مواد فعال سطحی است که در آن مولکول‌ها شروع به تشکیل ساختارهای تجمع‌یافته موسوم به میسل می‌کنند. در غلظت‌های زیر CMC، ماده فعال سطحی به صورت مولکول‌های منفرد وجود دارد و تأثیر قابل توجهی بر کاهش کشش بین سطحی ندارد. افزایش غلظت به بالای CMC باعث تشکیل میسل‌ها شده که به طور مؤثری کشش بین سطحی را کاهش می‌دهند و به بهبود روند بازیافت نفت کمک می‌کنند. مقدار CMC به ساختار مولکولی ماده فعال سطحی، شرایط محیطی مانند دما و شوری محلول وابسته است و تعیین دقیق آن برای طراحی مؤثر فرایندهای EOR ضروری است [۵۱].

در این زمینه، پلیمر چند شاخه‌ای که از پلی‌گلیسرول (Polyglycerol Hyperbranched (HPG)) مشتق شده است، توسط فریریا و همکاران [۵۰] سنتز شده با ماده فعال سطحی کاتیونی CTAB در مخازن ماسه‌سنگی و کربناته ارزیابی شد. نوآوری این مطالعه در ارزیابی ظرفیت ذخیره‌سازی فعال سطحی کاتیونی در هسته پلیمر HPG بود. اندازه و آرایش مولکولی این پلیمر به آن امکان می‌دهد که به راحتی وارد محیط‌های متخلخل شود. پژوهشگران قابلیت این سامانه را برای EOR از طریق اندازه‌گیری‌های کشش سطحی، زاویه تماس و تشکیل کمپلکس HPG-CTAB با تغییرات غلظت بحرانی میسل (Critical Micelle Concentration (CMC))، اندازه ذرات و پتانسیل زتا نشان دادند. نتایج نشان داد که ضریب بازبایی سامانه HPG-CTAB از مواد فعال سطحی خالص در هر دو نوع مواد معدنی بیشتر است. تغییرات CMC از اهمیت بالایی برخوردار است، زیرا CMC حداقل غلظتی از مواد فعال سطحی است که در آن مولکول‌ها شروع به تشکیل ساختارهای تجمع‌یافته موسوم به میسل می‌کنند. در غلظت‌های زیر CMC، ماده فعال سطحی به صورت مولکول‌های منفرد وجود دارد و تأثیر قابل توجهی بر کاهش کشش بین سطحی ندارد. افزایش غلظت به بالای CMC باعث تشکیل میسل‌ها شده که به طور مؤثری کشش بین سطحی را کاهش می‌دهند و به بهبود روند بازیافت نفت کمک می‌کنند. مقدار CMC به ساختار مولکولی ماده فعال سطحی، شرایط محیطی مانند دما و شوری محلول وابسته است و تعیین دقیق آن برای طراحی مؤثر فرایندهای EOR ضروری است [۵۱].

از اولین پژوهش‌هایی که در این دسته‌بندی قرار می‌گیرد توسط نایاک و همکاران [۵۲] در سال ۲۰۱۱ انجام شده است. در این پژوهش ماده فعال سطحی کاتیونی پلیمری به نام PIP-b-PNMe-2VP سنتز شده است. پس از انجام آزمایش‌های مختلف، به این نتیجه رسیدند که این ماده میسل‌هایی با پایداری بالا با اندازه‌های بین ۶۰ تا ۶۵ نانومتر در آب خالص و بین ۷۰ تا ۷۲ نانومتر در حضور سدیم‌کلرید (NaCl) تشکیل می‌دهد. با این که ماده پایداری مناسبی در محلول‌های شور دارد؛ اما کشش سطحی محلول با تغییر غلظت ثابت باقی‌مانده است. در سنتز این ماده از ماده فعال سطحی خاصی استفاده نشده است، اما موادی که در ساختار این کوپلیمر به کار رفته‌اند، مانند پلی‌ایزوپرن ((Polyisoprene (PIp)) به عنوان بخش آب‌گریز و پلی‌نیتروژن متیل‌پیرولیدی ((N-Methyl-2-Vinylpyridinium Iodide (N-MVPyI)) به عنوان بخش فعال سطحی استفاده شده است. این ترکیب با تغییرات غلظت بحرانی میسل (CMC)، اندازه ذرات و پتانسیل زتا نشان داد که ضریب بازبایی سامانه HPG-CTAB از مواد فعال سطحی خالص در هر دو نوع مواد معدنی بیشتر است. تغییرات CMC از اهمیت بالایی برخوردار است، زیرا CMC حداقل غلظتی از مواد فعال سطحی است که در آن مولکول‌ها شروع به تشکیل ساختارهای تجمع‌یافته موسوم به میسل می‌کنند. در غلظت‌های زیر CMC، ماده فعال سطحی به صورت مولکول‌های منفرد وجود دارد و تأثیر قابل توجهی بر کاهش کشش بین سطحی ندارد. افزایش غلظت به بالای CMC باعث تشکیل میسل‌ها شده که به طور مؤثری کشش بین سطحی را کاهش می‌دهند و به بهبود روند بازیافت نفت کمک می‌کنند. مقدار CMC به ساختار مولکولی ماده فعال سطحی، شرایط محیطی مانند دما و شوری محلول وابسته است و تعیین دقیق آن برای طراحی مؤثر فرایندهای EOR ضروری است [۵۱].

از اولین پژوهش‌هایی که در این دسته‌بندی قرار می‌گیرد توسط نایاک و همکاران [۵۲] در سال ۲۰۱۱ انجام شده است. در این پژوهش ماده فعال سطحی کاتیونی پلیمری به نام PIP-b-PNMe-2VP سنتز شده است. پس از انجام آزمایش‌های مختلف، به این نتیجه رسیدند که این ماده میسل‌هایی با پایداری بالا با اندازه‌های بین ۶۰ تا ۶۵ نانومتر در آب خالص و بین ۷۰ تا ۷۲ نانومتر در حضور سدیم‌کلرید (NaCl) تشکیل می‌دهد. با این که ماده پایداری مناسبی در محلول‌های شور دارد؛ اما کشش سطحی محلول با تغییر غلظت ثابت باقی‌مانده است. در سنتز این ماده از ماده فعال سطحی خاصی استفاده نشده است، اما موادی که در ساختار این کوپلیمر به کار رفته‌اند، مانند پلی‌ایزوپرن ((Polyisoprene (PIp)) به عنوان بخش آب‌گریز و پلی‌نیتروژن متیل‌پیرولیدی ((N-Methyl-2-Vinylpyridinium Iodide (N-MVPyI)) به عنوان بخش فعال سطحی استفاده شده است. این ترکیب با تغییرات غلظت بحرانی میسل (CMC)، اندازه ذرات و پتانسیل زتا نشان داد که ضریب بازبایی سامانه HPG-CTAB از مواد فعال سطحی خالص در هر دو نوع مواد معدنی بیشتر است. تغییرات CMC از اهمیت بالایی برخوردار است، زیرا CMC حداقل غلظتی از مواد فعال سطحی است که در آن مولکول‌ها شروع به تشکیل ساختارهای تجمع‌یافته موسوم به میسل می‌کنند. در غلظت‌های زیر CMC، ماده فعال سطحی به صورت مولکول‌های منفرد وجود دارد و تأثیر قابل توجهی بر کاهش کشش بین سطحی ندارد. افزایش غلظت به بالای CMC باعث تشکیل میسل‌ها شده که به طور مؤثری کشش بین سطحی را کاهش می‌دهند و به بهبود روند بازیافت نفت کمک می‌کنند. مقدار CMC به ساختار مولکولی ماده فعال سطحی، شرایط محیطی مانند دما و شوری محلول وابسته است و تعیین دقیق آن برای طراحی مؤثر فرایندهای EOR ضروری است [۵۱].

متر کاهش یافت. بررسی‌های رئولوژیکی نشان داد که این پلیمر در محلول‌های شور نیز پایداری مناسبی دارد، اگرچه گرانیروی در حضور نمک به دلیل کاهش آثار الکترواستاتیکی، به مقدار قابل توجهی کاهش یافت. همچنین به کاربرد این ماده در EOR نیز اشاره شده است. تزریق سیال شیمیایی پلیمر-قلیایی به میزان ۲۱/۴ درصد افزایش بازیابی داشته است. این سیال شامل غلظت CMC صمغ کتیرا، نمک و قلیایی بهینه بوده است. این نتایج نشان می‌دهد که صمغ کتیرا می‌تواند به عنوان افزودنی مؤثر برای تزریق آب در فرایندهای ازدیاد برداشت نفت مورد استفاده قرار گیرد.

مهربیان‌فر و همکاران [۵۷]، ماده فعال سطحی پلیمری طبیعی از عصاره گیاه چوبک (*Acanthephyllum*) سنتز کردند. پس از انجام آزمایش‌های مختلف، به این نتیجه رسیدند که این ماده جدید به عنوان عامل فعال سطحی، عملکرد خوبی در کاهش کشش سطحی و بین سطحی و همچنین بهبود ترشوندگی دارد. در غلظت‌های مختلف از ۶۰۰۰ ppm تا ۱۹۰۰۰، این فعال سطحی توانست کشش سطحی را از ۲۹/۱۸ میلی نیوتن بر متر به ۲/۱۶ میلی نیوتن بر متر و به میزان ۶۱/۶ درصد کاهش دهد. بررسی‌های رئولوژیکی نشان داد که این پلیمر در محلول‌های آبی رفتار نیوتونی دارد و گرانیروی آن در تمام غلظت‌ها ثابت مانده است. به عنوان مثال، در غلظت ۱۵۰۰ ppm، گرانیروی محلول آبی از مقدار اولیه ۱ سانتی پواز به مقدار نهایی ۱/۲ سانتی پواز افزایش یافت. همچنین آزمایش‌های ترشوندگی نشان داد که زاویه تماس سنگ کربناته از ۱۴۶ درجه به ۶۴ درجه کاهش یافته است که نشان دهنده بهبود ترشوندگی به سمت حالت آب دوست است.

در پژوهشی که توسط شارما و همکاران [۵۸] انجام شد ماده فعال سطحی پلیمری زیست پایه سنتز شد. پلیمر مورد استفاده در این ماده جدید از نفت پخت‌وپز ضایعاتی ((Waste Cooking Oil(WCO)) و ماده فعال سطحی ۱-متیل ایمیدازول (1-Methylimidazole) به عنوان جزء اصلی بود. در غلظت ۲۵۰۰ ppm، این ماده توانست گرانیروی محلول نفت و آب نمک را به میزان قابل توجهی کاهش دهد. گرانیروی مخلوط نفت خام و آب نمک با حضور ماده فعال سطحی پلیمری از ۶/۴۶ سانتی پواز به ۵/۴۴ سانتی پواز در دمای ۷۵ درجه سانتی گراد کاهش یافت. همچنین، کشش سطحی امولسیون آب نمک و ماده فعال سطحی از ۶۸/۸۲ میلی نیوتن بر متر به ۳۱/۳۵ میلی نیوتن بر متر کاهش یافت. در آزمایش‌های پایداری، ماده فعال سطحی پلیمری تولید شده توانست پایداری خوبی در مخلوط‌های آب و نفت خام داشته باشد. این مطالعه نشان داد که ماده فعال سطحی پلیمری سنتز شده می‌تواند به عنوان عامل مؤثر در افزایش بازیابی نفت و بهبود سازگاری سوخت‌های سبز با جریان‌های پالایشگاهی مورد استفاده قرار گیرد.

در پژوهشی که توسط عافولابی و همکاران [۳۵] در سال ۲۰۲۲ انجام شد دو ماده فعال سطحی پلیمری بر پایه سلولز به نام‌های DPEA-Cell-OSO3-I و DPEA-Cell-OSO3-II سنتز شدند. هر دو این مواد جدید از پلیمر سلولز سولفات سدیم ((Sodium Cellulose Sulfate(SCS)) بوده، ماده فعال سطحی پلی اکریلات دودسیل پلی اتیلن اکسید (Dodecyl Polyoxyethylene) (DPEA) سنتز شدند؛ اما روش سنتز آن‌ها باهم متفاوت است که باعث تغییر در ویژگی‌های ساختاری آن‌ها می‌شود. DPEA-Cell-OSO3-I دارای ساختار خطی تری است و گروه‌های بزرگ آب گریز (hydrophobic) به صورت منظم در طول زنجیره سلولز سولفات آن متصل شده‌اند. در مقابل،

(Methyl Propanesulfonic Acid(AMPS)) و ماده فعال سطحی آلکیل فنول پلی اکسی اتیلن ((Alkyl Phenol Poly Oxyethylene (APEO)) هستند. نتایج آزمایش‌های مختلف به این صورت بود که در نرخ برشی بالا و غلظت ۱۰۰۰ ppm، IAM توانست گرانیروی محلول آبی را به حدود ۷/۸۶ سانتی پواز و RCM به ۲۶/۹۹ سانتی پواز افزایش دهد و همچنین کشش سطحی اولیه بین آب و نفت خام ۳۲ میلی نیوتن بر متر بود که هر دو مواد سنتز شده توانستند آن را تا حد ۰/۱ میلی نیوتن بر متر کاهش دهند. نتایج بررسی‌های زاویه تماس به این صورت است که زاویه تماس اولیه حدود ۱۱۸/۴۸ درجه بود که پس از اضافه کردن IAM به ۶۵/۷۸ درجه کاهش یافت که تغییرات ترشوندگی و اندازه گیری کشش بین سطحی نشان داد IAM با افزایش غلظت، توانایی بیشتری در کاهش زاویه تماس و بهبود پراکندگی فیلم نفت دارد. نتایج رئولوژیکی نشان داد این مواد جدید در محلول‌های شور نیز پایداری مناسبی دارد، هر چند گرانیروی در حضور نمک به دلیل کاهش آثار الکترواستاتیکی، به مقدار کمی کاهش می‌یابد. نتایج EOR نشان داد که IAM در مقایسه با RCM و HPAM عملکرد بهتری دارد. ضریب بازیابی نفت اضافی برای IAM ۱۵/۷ درصد، برای RCM ۱۴/۵ درصد و برای HPAM ۱۱/۴ درصد بود. این نتایج نشان داد که IAM به دلیل ساختار شبکه‌ای پیچیده و پایداری بالاتر، توانایی بیشتری در افزایش بازیافت نفت دارد.

این مواد به دلیل داشتن هر دو بار مثبت و منفی، می‌توانند به طور مؤثری در محیط‌های مختلف عمل کنند. این ویژگی باعث می‌شود که مواد فعال سطحی زویتریون پلیمری در کاربردهایی که نیاز به تنظیم رفتار سطحی در شرایط مختلف محیطی دارند، بسیار مفید باشند. به عنوان مثال، این مواد می‌توانند در فرایندهای ازدیاد برداشت نفت بسیار مؤثر باشند؛ زیرا قادرند کشش سطحی را کاهش داده، رفتار سطحی را در شرایط مختلف pH تنظیم کنند. یکی از مزایای استفاده از ماده فعال سطحی زویتریون پلیمری این است که آن‌ها به سطح سنگ‌ها نمی‌چسبند. این ویژگی باعث می‌شود که مقدار کمتری از مواد فعال سطحی در حین فرایند از دست برود و کارایی کلی فرایند افزایش یابد. به علاوه، این مواد می‌توانند با سایر افزودنی‌ها مانند پلیمرها و قلیاها ترکیب شوند تا عملکرد بهتری در فرایند EOR داشته باشند [۲۸].

۲-۵ مواد فعال سطحی زیستی پلیمری

مواد فعال سطحی زیستی پلیمری از منابع طبیعی به دست می‌آیند و به دلیل سازگاری با محیط زیست و هزینه‌های کمتر تولید، مورد توجه قرار گرفته‌اند. این مواد معمولاً از پلی ساکاریدهای اصلاح شده با گروه‌های آب گریز تشکیل می‌شوند و می‌توانند در شرایط دمایی و شوری مختلف پایدار بمانند. نوروزی و همکاران [۵۶]، مواد فعال سطحی پلیمری با استفاده از صمغ کتیرا (Tragacanth Gum) سنتز کردند. پس از انجام آزمایش‌های مختلف، به این نتیجه رسیدند که صمغ کتیرا به عنوان عامل گرانیروساز ماده فعال سطحی، عملکرد خوبی در افزایش گرانیروی آب و کاهش کشش سطحی دارد. در غلظت ۳۰۰۰ ppm، این پلیمر توانست گرانیروی محلول آبی را به حدود ۷۹/۶۴۲ سانتی پواز افزایش دهد و همچنین کشش سطحی بین آب مقطر و نفت خام از ۲۵/۱۴۵ میلی نیوتن بر متر به ۴/۴۲۹ میلی نیوتن بر

ویبورو و همکاران [۵۹]، ماده فعال سطحی پلیمری زیست‌پایه با استفاده از متیل استر نفت پالم (Palm Oil Methyl Ester (POME)) و اتیل آکریلات (Ethyl Acrylate (EA)) سنتز کردند. پس از انجام آزمایش‌های مختلف، به این نتیجه رسیدند که این ماده توانسته گرانروی محصول را در دمای ۵۰ درجه سانتی‌گراد، به ۱۴/۴۷ سانتی‌پواز افزایش دهد و همچنین کشش بین‌سطحی را به مقدار ۰/۰۰۱۹۵ میلی‌نیوتن بر متر کاهش دهد. بررسی‌های انجام شده نشان داده که این ماده فعال سطحی پلیمری در تغییر ترشوندگی نیز مؤثر بوده، زاویه تماس را از ۵۸/۴۴ درجه به ۱۱/۷۹ درجه کاهش داده است. همچنین آزمایش سیلاب‌زنی مغزه نشان داد که حدود ۱۶/۵۷ درصد نفت می‌تواند بازیابی شود که تمامی این نتایج نشان‌دهنده قابلیت بالای این ماده برای استفاده در EOR است.

زانتان گام (Xanthan gum) یکی از مهم‌ترین مواد فعال سطحی زیستی پلیمری است که به‌طور طبیعی توسط باکتری *Xanthomonas Campestris* تولید می‌شود. این پلیمر طبیعی از زنجیره‌های بلند پلی‌ساکاریدی تشکیل شده که باعث ایجاد خاصیت گرانروی بالا و کاهش کشش سطحی محلول‌های آبی می‌شود. ساختار مولکولی منحصربه‌فرد زانتان گام باعث می‌شود که این ماده علاوه بر افزایش گرانروی، بتواند به‌عنوان عامل فعال سطحی عمل کند و کشش بین سطحی نفت و آب را کاهش دهد. از آن‌جا که زانتان گام هم منشأ زیستی دارد و هم خاصیت پلیمری و فعال سطحی را به‌طور طبیعی داراست، به‌عنوان ماده فعال سطحی پلیمری طبیعی شناخته می‌شود و بررسی خواص و کاربردهای آن در عملیات EOR اهمیت ویژه‌ای دارد. اگرچه پایداری گرانروی زانتان گام در دماهای بالا و زمان‌های طولانی چالش‌برانگیز است، این محدودیت‌ها از طریق اصلاحات شیمیایی و تنظیم شوری محلول‌ها تا حد زیادی بهبود یافته‌اند. مطالعات اخیر بر رابطه ساختار و رفتار رئولوژیکی زانتان گام و مشتقات آن تمرکز کرده، تلاش‌هایی برای افزایش عملکرد این پلیمر در شرایط سخت مخازن نفتی صورت گرفته است [۶۰].

در پژوهشی که توسط کومار و همکاران در سال ۲۰۲۵ [۶۱] انجام شد، زیست‌پلیمر گرانرو ساز به نام VAG (Viscosity Augmented Guar) با استفاده از گوار تصفیه‌شده و حرارت‌دیده سنتز شد. این پلیمر به‌همراه پلی‌آکریل‌امید نیمه آب‌کافت‌شده (PHP) و زانتان گام (XGU) به‌عنوان سیالات تزریقی در EOR مورد ارزیابی قرار گرفتند. طیف‌سنجی FTIR برای شناسایی ساختار شیمیایی پلیمرها به‌کار گرفته شد و پایداری رئولوژیکی آن‌ها تحت شرایط دمایی ۳۰، ۵۰ و ۶۵ درجه سانتی‌گراد و در حضور شوری مخزن بررسی شد. نتایج نشان دادند که پلیمر VAG نسبت به PHP و XGU پایداری و گرانروی بالاتری در شرایط مخزن دارد. آزمایش‌های بازیابی نفت با استفاده از سلول Amott و مدل شنی انجام شد که در هر دو روش، VAG عملکرد بهتری داشت؛ در آزمایش Amott درصد بازیابی نفت برای VAG برابر با ۱۱/۲۲ درصد بود که در مقایسه با PHP و XGU به‌ترتیب ۴/۵۹ و ۵/۲۴ درصد، بهبود قابل‌توجهی نشان داد. همچنین، در آزمایش شنی، بازیابی نفت با VAG به ۸۴/۳۰ درصد رسید که نسبت به PHP و XGU (۷۵/۱۱ و ۷۵/۲۱ درصد) به‌طور محسوسی افزایش یافته بود. این نتایج اهمیت استفاده از زیست‌پلیمرهای طبیعی و سازگار با محیط زیست در فرایندهای EOR را برجسته ساخته، VAG را به‌عنوان گزینه‌ای مؤثر برای

DPEA-Cell-OSO3-II دارای ساختار چندوجهی و شبکه‌های مولکولی پیچیده‌تری است. همچنین مطالعات نشان داد که گرانروی DPEA-Cell-OSO3-II در غلظت ۱۵۰۰ ppm در دمای ۷۵ درجه سانتی‌گراد به ۱۲۰ سانتی‌پواز رسید، درحالی‌که گرانروی DPEA-Cell-OSO3-I در همان شرایط به ۱۰۰ سانتی‌پواز افزایش یافت. همچنین، در شرایط شوری، گرانروی DPEA-Cell-OSO3-II در شوری ۶۰۰۰ ppm به ۸/۵۵ سانتی‌پواز رسید و گرانروی DPEA-Cell-OSO3-I به ۷/۳۵ سانتی‌پواز کاهش یافت. همچنین کشش بین سطحی DPEA-Cell-OSO3-I در غلظت ۱۰۰۰ ppm در دمای ۷۵ درجه سانتی‌گراد به ۰/۰۱ میلی‌نیوتن بر متر کاهش یافت و کشش بین سطحی DPEA-Cell-OSO3-II در همان شرایط به ۰/۰۲ میلی‌نیوتن بر متر رسید. بر اساس مطالعات انجام‌شده، این مواد سطحی پلیمری توانسته‌اند کشش بین سطحی را به مقادیر بسیار پایینی کاهش دهند و در شرایط دمایی و شوری بالا پایداری خوبی از خود نشان دهند. به‌عنوان مثال، در شوری ۴۰۰۰ ppm و دمای ۵۵ درجه سانتی‌گراد، کشش بین سطحی DPEA-Cell-OSO3-I به ۱/۴۷ میلی‌نیوتن بر متر و DPEA-Cell-OSO3-II به ۲/۲۱ میلی‌نیوتن بر متر کاهش یافت.

در آزمایش‌های سیلاب‌زنی مغزه ماسه‌سنگی، مواد فعال سطحی DPEA-Cell-OSO3-I و Cell-OSO3-II به‌ترتیب توانسته‌اند بازیابی‌های ۳۶ درصد و ۵۳ درصد را نسبت به تزریق آب نشان دهند. به‌ویژه، DPEA-Cell-OSO3-II با ضریب مقاومت باقی‌مانده ۸۰ عملکرد بهتری از خود نشان داد که به خاصیت افزایش گرانروی با افزایش نرخ برش (Dilatant) و ظرفیت امولسیون‌سازی آن نسبت داده می‌شود. باتوجه‌به نتایج به‌دست‌آمده، این مواد فعال سطحی پلیمری جدید قابلیت بالایی برای استفاده در ازدیاد برداشت نفت دارند. جهت درک بهتر تفاوت‌ها و شباهت‌های ساختاری و عملکردی، ویژگی‌های مقایسه‌ای دو ماده سنتز شده، DPEA-Cell-OSO3-I و DPEA-Cell-OSO3-II، در جدول ۱ نمایش داده شده است.

جدول ۱ مقایسه ویژگی‌های ساختاری و عملکردی مواد فعال سطحی پلیمری DPEA-Cell-OSO3-I و DPEA-Cell-OSO3-II

Property	Sample	
	DPEA-Cell-OSO3-I	DPEA-Cell-OSO3-II
Overall Structure	Linear, with macro-hydrophobic moieties along the cellulose sulfate chain	Multidimensional, with complex molecular networks
Viscosity at 60,000 ppm salinity (cP)	35.7	55.8
Viscosity at 1500 ppm and 75°C (cP)	100	120
Surface Tension at 1000 ppm and 75°C (mN/m)	0.01	0.02
Surface Tension at 40,000 ppm and 55°C (mN/m)	1.47	2.21
Oil Recovery (%)	36	53

در بررسی مطالعات انجام شده، علاوه بر پژوهش ویدیو و همکاران [۵۹]، در چندین پژوهش دیگر نیز عملکرد مواد فعال سطحی پلیمری بر تغییرات ترشوندگی ماسه‌سنگ‌ها مورد بررسی قرار گرفته است [۶۴-۶۶] و تعداد کمی از این پژوهش‌ها بر روی سنگ کربناته تمرکز کرده‌اند [۵۷]. اما اهمیت سرعت انحلال مواد معدنی سنگ و تأثیر واکنش‌های ژئوشیمیایی در طی تزریق ماده فعال سطحی پلیمری هنوز به‌طور کامل در بسیاری از پژوهش‌ها مشخص نشده است. در تزریق مواد فعال سطحی معمولی به مخازن کربناته، انحلال سنگ تنها در چند متر دورتر از چاه‌های تزریق رخ می‌دهد و سپس آب سازند به حالت اشباع می‌رسد [۶۷]. با این حال، در نمونه‌های مغزه، انحلال در کل نمونه رخ می‌دهد. باید توجه داشت که در برخی از این پژوهش‌ها، تغییرات ترشوندگی روی سطوح شیشه‌ای اندازه‌گیری شده بود که نتایج آن نمی‌تواند به‌طور مستقیم برای شرایط مخزن واقعی استفاده شود. این تفاوت‌ها نشان می‌دهند که تحقیقات بیشتری لازم است تا درک بهتری از اثرات ماده فعال سطحی پلیمری بر تغییرات ترشوندگی در سنگ‌های مخزن به دست آید و نتایج دقیق‌تری برای شرایط واقعی مخزن استخراج شود.

پتانسیل استفاده از مواد فعال سطحی پلیمری در فرایندهای ازدیاد برداشت نفت به دلیل عملکرد بهتر آن‌ها نسبت به پلیمرهای متداول، بیشتر است. این عملکرد بهتر عمدتاً به دلیل ویژگی‌های خاص پلیمرهای دوگانه‌دوست بوده که فراتر از توانایی‌های ساده مثل افزایش گرانروی است. تمامی مطالعاتی که در این پژوهش بررسی شده‌اند، پارامتر ضریب بازیافت را از طریق آزمایش‌های سیلاب‌زنی مغزه‌ها (Core Flooding) به دست آورده‌اند که نتایج این آزمایش‌ها ممکن است به اثرات انتهایی موئینگی نسبت داده شود. این اثرات زمانی رخ می‌دهند که در نرخ‌های تزریق پایین، تغییرات کوچک در گرانروی و کشش بین سطحی باعث افزایش بازیابی نفت می‌شوند که ممکن است به اشتباه به عنوان اثرات واقعی EOR تفسیر شوند. پیشنهاد شده است که استفاده از نرخ‌های تزریق بالا تحت گرادین‌های فشاری می‌تواند خطاهای ناشی از اثرات انتهایی موئینگی (Capillary End Effects) را کاهش دهد. همچنین استفاده از مغزه‌های بلندتر می‌تواند به کاهش این اثرات کمک کند [۳۵ و ۴۱ و ۴۶ و ۵۳ و ۵۷ و ۵۹]. در سال‌های اخیر، استفاده از میکرومدل‌ها به عنوان ابزاری کارآمد برای بررسی سازوکارهای ریزساختاری در فرایندهای EOR افزایش یافته است. این ریزمدل‌ها امکان مشاهده و تحلیل مستقیم جریان سیالات در مقیاس درشت و تأثیر متقابل نیروهای موئینگی، گرانروی و کشش بین سطحی را فراهم می‌کنند. مطالعات متعددی نشان داده‌اند که ریزمدل‌ها می‌توانند پدیده‌هایی مانند تغییر ترشوندگی، تشکیل امولسیون و شکست گلوگاه‌های منافذ را به خوبی شبیه‌سازی و کمی‌سازی کنند [۶۸]. به عنوان مثال، آزمایش‌های ریزمدل نشان داده‌اند کاهش کشش بین سطحی با استفاده از ماده فعال سطحی و مواد فعال سطحی پلیمری موجب افزایش تحرک نفت و بهبود جریان سیالات در محیط متخلخل می‌شود که این موضوع با افزایش ضریب بازیافت نفت همراه است. همچنین، تغییرات ترشوندگی سطحی باعث تسهیل آزادسازی قطرات نفت از منافذ سنگ و بهبود بازیافت می‌شود. این یافته‌ها نقش مهمی در درک بهتر سازوکارهای موثر در EOR داشته، امکان بهینه‌سازی فرایندهای تزریق مواد شیمیایی را فراهم می‌کنند. بنابراین،

افزایش برداشت نفت معرفی می‌کند.

دستجانی و همکاران [۶۲] در مطالعه‌ای به بررسی کارایی زانتان گام، به عنوان پلیمری طبیعی، در تهیه هیدروژل مناسب برای تنظیم تولید آب در مخازن پرداختند. در این تحقیق با استفاده از روش طراحی مرکب مرکزی (CCD) و آزمایش‌های بطری، تأثیر ترکیبات مختلف بر زمان ژل شدن و مدت زمان جداسازی آب (Syneresis) ارزیابی شد. همچنین آزمون‌های تورم و آزمایش‌های دینامیکی سیلاب هسته برای ارزیابی عملکرد هیدروژل‌های زانتان انجام گرفت. نتایج نشان داد افزایش غلظت پلیمر موجب افزایش میزان تورم هیدروژل‌ها شد. تصاویر میکروسکوپ الکترونی روبشی (SEM) ساختار منسجم و یکنواخت شبکه هیدروژل خشک شده را تأیید کردند که با افزایش ضخامت و چگالی همراه بود. از بین نمونه‌ها، چهار هیدروژل با بهترین ویژگی‌ها برای آزمایش سیلاب هسته انتخاب شدند که نمونه بهینه شامل ۸۰۰۰ ppm پلیمر، نسبت عامل شبکه‌ساز ۰/۱۵ و نانوذرات سیلیکا ۰/۰۵ درصد وزنی بود. نتایج نشان داد این نمونه باعث کاهش ۷۱/۹ درصدی تولید آب شد. همچنین، ضریب باقی‌مانده ۲/۲۸۹ مؤید کارایی بالای هیدروژل زانتان-کروم همراه با نانوذرات سیلیکا در کاهش نفوذپذیری آب نسبت به نفت در مخازن ماسه‌سنگی بود.

همین محقق و همکاران در سال ۲۰۲۳ [۶۳] با هدف بهبود خواص رئولوژیکی هیدروژل‌های مبتنی بر پلیمر زانتان در حضور نانوذرات سیلیکا، تأثیر درصد وزنی نانوذرات و عامل شبکه‌ساز را بر ویژگی‌های کشسانی و گرانروی بررسی کردند. در این مطالعه، دو نمونه هیدروژل با غلظت‌های ۵۰۰۰ و ۶۵۰۰ زانتان و مقادیر متفاوت نانوذرات (۰/۰۳، ۰/۰۵، ۰/۱۵ درصد وزنی) تهیه شد. نتایج رئولوژی نشان داد که حضور نانوذرات باعث افزایش مدول کشسانی و گرانروی هیدروژل‌ها شده، استحکام شبکه پلیمر را بهبود بخشیده، همچنین، نمونه با غلظت بالاتر زانتان و درصد نانوذرات بیشتر توانسته رفتار کشسانی و تحمل تغییر شکل بهتری را نشان دهد؛ به طوری که مدول کشسانی ثابت و رفتار شبه‌روان‌شدگی (برشی Semi-Thixotropy) در محدوده تنش‌های اعمالی حفظ شد. این یافته‌ها نشان‌دهنده تأثیر مثبت نانوذرات سیلیکا در بهبود خواص رئولوژیکی هیدروژل‌های زانتان بوده، کاربردهای بالقوه آن‌ها در مهندسی نفت و فرایندهای ازدیاد برداشت نفت را تقویت می‌کند.

این مواد فعال سطحی به دلیل داشتن ویژگی‌های زیست‌پایه، کمتر به محیط زیست آسیب می‌زنند و می‌توانند به عنوان جایگزین‌های مناسبی برای ماده فعال سطحی سنتزی مورد استفاده قرار گیرند. به عنوان مثال، پلی‌ساکاریدهای اصلاح شده می‌توانند به طور مؤثری کشش سطحی را کاهش داده، در فرایندهای EOR به عنوان جایگزین‌های زیست‌پایه مورد استفاده قرار گیرند.

۳ عملکرد مواد فعال سطحی پلیمری در EOR

همان‌طور که در جدول ۲ مشاهده می‌شود، مطالعات زیادی در این زمینه انجام شده و مواد جدید و مناسبی نیز سنتز شده است. با این حال، به دلیل تفاوت در روش‌های آزمایش و شرایط هر مطالعه، مقایسه این مواد با هم دشوار است. اما به طور کلی، می‌توان از این پژوهش‌ها به نتایج مفیدی رسید که در ادامه به آن‌ها می‌پردازیم.

گنجاندن نتایج آزمایش‌های ریزمدل، علاوه بر تأکید بر اهمیت آن‌ها، باعث افزایش اعتبار علمی و عمق تحلیل نتایج می‌شود [۶۸].

جدول ۲ خلاصه پژوهش‌های انجام‌شده

Table 2 Summary of Research Studies Conducted

Row	Source	Research	Synthesized Substance	PS Type	Viscosity (Cp)	IFT (mN/m)	Wettability	EOR (%)
1	[52]	Nayak et al. (2011)	PIp-b-PNMe ₂ VP	Cationic	-	-	-	-
2	[28]	Rafa et al. (2016)	PS-bP (PEGA-co-MANa)	Non-ionic	Increase to 10 (2500 ppm)	Significant reduction	-	-
3	[27]	Kumar and Mandal (2018)	PMES	Anionic	Increase from 19 to 35 (5000 ppm)	Decrease from 52.26 to 7.1	-	-
4	[56]	Norouzi et al. (2020)	Tragacanth gum	Biology	Increase to 642/79 (3000 ppm)	Decrease from 25.14 to 4.42	-	4.21
5	[54]	Lee et al. (2020)	EDAB-APC16	Zwitterion	Increase to 32/42 (1500 ppm)	Decrease to 0.00909	-	4.18
6	[57]	Mehrbianfar et al. (2020)	Chobak plant extract	Biology	Almost constant From 0.1 to 1.2 (15000 ppm)	Decrease from 18.29 to 16.2	Contact angle 146 degrees to 64 degrees	-
7	[45]	Wang et al. (2022)	SAAP600	Anionic	Decrease to 97 (5000 to 10000 ppm)	-	Small contact angle	-
8	[43]	Priyanto et al. (2022)	SLS-PEG	Anionic	Increase to 0.9393 (1000 ppm)	-	-	-
9	[35]	Afulabi et al. (2022)	DPEA-Cell-OSO3-I, DPEA-Cell-OSO3-II	Biology	DPEA-Cell-OSO3-I: 100, DPEA-Cell-OSO3-II: 120 (1500 ppm)	DPEA-Cell-OSO3-I: 0.01, DPEA-Cell-OSO3-II: 0.02	-	DPEA-Cell-OSO3-I 36 DPEA-Cell-OSO3-II 53
10	[53]	Qin et al. (2023)	AD-HPAM	Cationic	Increase from 38 to 2.765 (2000 ppm)	Decrease from 86.15 to 75.8	-	1/15
11	[44]	Netante et al. (2023)	P(AMPSA-co-AA-co-DMA)	Anionic	-	Reduced to 14 (2500 ppm)	10-30 degrees (glass), 30-70 degrees (PMMA)	-
12	[46]	Chen et al. (2023)	IAM	Anionic	Increase from 5.23 to 33.152 (1000 ppm)	Reduction of surface tension from 32 to 0.01	-	-
13	[59]	Widibo et al. (2023)	POME-EA	Biology	Increase to 47/14	Decrease to 0.00195	44.58 to 79.11 degrees	57/16
14	[41]	Yang et al. (2024)	LMWAP	Non-ionic	Increase (1000 ppm)	Decrease from 72 to 0.88	-	5/21

۴ نتیجه‌گیری

مواد فعال سطحی پلیمری نقش کلیدی در فرایندهای ازدیاد برداشت نفت ایفا می‌کنند. این مواد به‌گونه‌ای طراحی شده‌اند که ضمن کاهش کشش بین سطحی میان آب و نفت، پایداری بیشتری در محیط‌های متخلخل مخزن داشته باشند و اتلاف ناشی از جذب روی سطح سنگ مخزن را کاهش دهند.

از طرفی، ساختار پلیمری آن‌ها می‌تواند خواص بین‌سطحی را بهبود بخشیده، در نتیجه منجر به افزایش ضریب بازیافت نفت شود. باتوجه‌به شرایط فعلی تولید جهانی نفت و چالش‌هایی مانند ضریب بازیافت پایین، استفاده از فناوری‌های نوین مانند تزریق ماده فعال سطحی پلیمری در فرایند EOR بیش‌ازپیش موردتوجه قرار گرفته است. برای دستیابی به

پلیمری در شرایط واقعی مخزن شامل دمای بالا، فشار زیاد و شوری بالا است. همچنین، تحلیل اقتصادی تولید این مواد و بررسی اثربخشی آن‌ها در مقایسه با دیگر افزودنی‌های شیمیایی، اهمیت ویژه‌ای دارد. باتوجه به ساختار قابل تنظیم ماده فعال سطحی پلیمری و توانایی آن‌ها در پاسخگویی به نیازهای متنوع مهندسی مخزن، انتظار می‌رود نقش آن‌ها در آینده‌ای نزدیک در فرایندهای EOR بیش‌ازپیش پررنگ‌تر شود.

مراجع

1. Gbadamosi, A. O., Junin, R., Manan, M. A., Agi, A., and Yusuff, A. S. An overview of chemical enhanced oil recovery: Recent advances and prospects. *International Nano Letters*, 9, 171-202, 2019.
2. Shabani, M. H., Jafari, A., Manteghian, M., and Mousavi, S. M. Green synthesis of zinc oxide nanoparticles using *Enterobacter cloacae* microorganism and their application in enhanced oil recovery. *Scientific Reports*, 14(1), 29409, 2024.
3. Shabani, M. H., Torkaman, P., Farshadfar, H., Jafari, A., and Mousavi, S. M. Performance evaluation of bio/chemical leaching solution and nano catalyst in upgrading and enhancing oil recovery. *Results in Engineering*, 25, 104213, 2025.
4. Sheng, J. J., Gulf Professional Publishing, Texas, United States. Modern chemical enhanced oil recovery: theory and practice. 026763, 2010.
5. Gbadamosi, A., Patil, S., Kamal, M. S., Adewunmi, A. A., Yusuff, A. S., Agi, A., and Oseh, J. Application of polymers for chemical enhanced oil recovery: A review. *Polymers*, 14(7), 1433, 2022.
6. Nowrouzi, I., Mohammadi, A. H., and Khaksar Manshad, A. Chemical enhanced oil recovery from carbonate reservoirs by coherent surfactant and surfactant-alkali (SA) slug injection using a green cationic surfactant synthesized from Avocado oil. *Energy & Fuels*, 37(20), 15553-15569, 2023.
7. Jain, S., Pachisia, H., Sharma, A., Patel, S., Patel, S., and Ragunathan, B. A systematic review: Chemical EOR using surfactants and polymers. *Materials Today: Proceedings*, 62, 7220-7223, 2022.
8. Stavland, A., Jonsbråten, H. C., Lohne, A., Moen, A., and Giske, N. H. Polymer flooding-flow properties in porous media versus rheological parameters. In SPE Europec featured at EAGE Conference and Exhibition, (pp. SPE-131103). June, 2010.
9. Kamal, M. S., Sultan, A. S., Al-Mubaiyedd, U. A., and Hussein, I. A. Review on polymer flooding: Rheology, adsorption, stability, and field applications of various polymer systems. *Polymer Reviews*, 55(3), 491-530, 2015.
10. Wever, D. A. Z., Picchioni, F., and Broekhuis, A. A. Polymers for enhanced oil recovery: A paradigm for structure-property relationship in aqueous solution. *Progress in Polymer Science*, 36(11), 1558-1628, 2011.
11. Azad, M. S., Springer International Publishing, Netherlands, In Surfactants in Upstream E&P. IFT role on oil recovery during surfactant based EOR methods. pp. 115-148, 2021.
12. Shabani, M. H., Jafari, A., and Mousavi, S. M. A pore scale evaluation of produced biosurfactants for ex-situ enhanced oil recovery. *Iranian Journal of Oil and Gas Science and Technology*, 6(2), 75-89, 2017.
13. Khademolhosseini, R., Jafari, A., Mousavi, S. M., and Manteghian, M. Investigation of synergistic effects between silica nanoparticles, biosurfactant and salinity in simultaneous

عملکرد مطلوب در این زمینه، شناخت دقیق ویژگی‌ها و رفتار این نوع مواد فعال سطحی در شرایط مختلف مخزن امری حیاتی به شمار می‌آید. با وجود مزایای بالقوه فراوان، انتخاب مواد فعال سطحی پلیمری متناسب با ویژگی‌های خاص هر مخزن و نوع نفت، چالشی جدی محسوب می‌شود. دلیل این امر آن است که ماده فعال سطحی پلیمری، بسته به ساختار شیمیایی، وزن مولکولی و رفتار رئولوژیکی‌شان، سازوکارهای مختلفی در تماس با سیالات و سنگ مخزن از خود نشان می‌دهند. با این حال، اگر این ترکیبات بتوانند الزامات پایه‌ای از جمله کاهش جذب و پایداری در برابر دما و شوری بالا را فراهم کنند، می‌توانند گزینه‌ای بسیار مناسب برای کاربرد در مخازن پیچیده باشند.

برای مثال، در مخازنی که نفت گرانروی بالایی دارد، استفاده از ماده فعال سطحی پلیمری می‌تواند با کنترل نسبت تحرک سیال تزریقی، باعث افزایش کارایی جارو و در نهایت افزایش بازیافت نفت شود. این نوع ترکیب می‌تواند به واسطه ایجاد اثر هم‌افزایی، به صورت توأمان هم کشش بین سطحی را کاهش دهد و هم رفتار جریان سیال را بهبود ببخشد. از سوی دیگر، در مخازنی که با چالش‌هایی نظیر ترشوندگی نامناسب مواجه هستند، مواد فعال سطحی پلیمری می‌توانند با تغییر ترشوندگی سطح سنگ مخزن به نفع آب‌دوستی، مسیر جریان نفت را بهینه کنند. در برخی موارد، ساختار پلیمری می‌تواند به طور مستقیم یا از طریق ترکیب با نانوذرات نیز، موجب مسدودسازی حفره‌های غیرمفید شده، جریان را به سمت مناطق تولیدی هدایت کند. شایان ذکر است که طراحی موضوع‌های مختلف برای کاربرد مواد فعال سطحی پلیمری نیازمند در نظر گرفتن دقیق شرایط خاص مخزن، نوع نفت و محدودیت‌های اقتصادی و عملیاتی است. تصمیم‌گیری نهایی در این زمینه باید بر پایه مطالعات جامع مهندسی مخزن و تحلیل رفتار سیالات در مقیاس واقعی صورت گیرد.

مطالعات و تحقیقات اخیر در مورد مواد فعال سطحی پلیمری بر مواد با وزن مولکولی بالا، به‌ویژه پلی‌اکریل‌آمیدهای اصلاح‌شده، متمرکز است. این مطالعات نشان داده‌اند که این ماده فعال سطحی دارای خواص رئولوژیکی و امولسیون‌سازی بهتری نسبت به پلیمرهای معمولی مانند HPAM هستند. همچنین مطالعات نشان داده‌اند که خواص ترشوندگی سطوح سنگ می‌تواند از شرایط اولیه نفت‌دوست به شرایط آب‌دوست توسط ماده فعال سطحی پلیمری از طریق سازوکارهای جذب تغییر یابد. تغییر ترشوندگی تابعی از زمان، غلظت پلیمر، شوری، دما، نوع سنگ و شرایط ترشوندگی اولیه است. مواد فعال سطحی پلیمری نسبت به شوری، دما و برش مقاومت بیشتری دارند که این ویژگی به دلیل خاصیت آب‌گریزی آن‌ها است. با این حال، این مواد در فعالیتهای سطحی محدودیت دارند؛ بنابراین، نمی‌توانند کشش بین‌سطحی را به اندازه‌ای کاهش دهند که برای تشکیل ریزامولسیون‌ها و آزادسازی مؤثر نفت به‌دام‌افتاده در فضای متخلخل، لازم است. مطالعات منتشر شده نشان داده‌اند که فعالیت سطحی مواد فعال سطحی پلیمری به دما وابسته است، اما نتایج این مطالعات ناسازگار هستند. دلایل این ناسازگاری‌ها هنوز مشخص نیست و نیاز به تحقیقات بیشتری وجود دارد تا اثرات دما بر خواص سطحی و بین سطحی ماده فعال سطحی پلیمری مختلف بهتر درک شود.

چشم‌انداز آینده تحقیقات، تمرکز بر ارزیابی عملکرد مواد فعال سطحی

- cosolvents and anionic surfactants. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 391(1-3), 88-94, 2011.
30. Shabani, M. H., Jafari, A., Mousavi, S. M., and Abdi-Khanghah, M. Comparison of produced biosurfactants performance in in-situ and ex-situ MEOR: Micromodel study. *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, 46(1), 15286-15296, 2024.
31. Chen, S., Han, M., and AlSofi, A. M. Synergistic effects between different types of surfactants and an associating polymer on surfactant-polymer flooding under high-temperature and high-salinity conditions. *Energy & Fuels*, 35(18), 14484-14498, 2021.
32. Gradzielski, M. Polymer-surfactant interaction for controlling the rheological properties of aqueous surfactant solutions. *Current Opinion in Colloid & Interface Science*, 63, 101662, 2023.
33. Raffa, P., Wever, D. A. Z., Picchioni, F., and Broekhuis, A. A. Polymeric surfactants: Synthesis, properties, and links to applications. *Chemical Reviews*, 115(16), 8504-8563, 2015.
34. Taylor, K. C., and Nasr-El-Din, H. A. Water-soluble hydrophobically associating polymers for improved oil recovery: A literature review. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 19(3-4), 265-280, 1998.
35. Afolabi, F., Mahmood, S. M., Sharifigaliuk, H., Kamarozaman, M. I. H. B., and Mansor, F. N. N. B. M. Investigations on the enhanced oil recovery capacity of novel bio-based polymeric surfactants. *Journal of Molecular Liquids*, 368, 120813, 2022.
36. Moldes, A. B., Rodríguez-López, L., Rincón-Fontán, M., López-Prieto, A., Vecino, X., and Cruz, J. M. Synthetic and bio-derived surfactants versus microbial biosurfactants in the cosmetic industry: An overview. *International Journal of Molecular Sciences*, 22(5), 2371, 2021.
37. Krause, S. Dilute solution properties of a styrene-methyl methacrylate block copolymer. *The Journal of Physical Chemistry*, 68(7), 1948-1955, 1964.
38. Aleid, G. M., Alshammari, A. S., Tripathy, D. B., Gupta, A., and Ahmad, S. Polymeric surfactants: recent advancement in their synthesis, properties, and industrial applications. *Macromolecular Chemistry and Physics*, 224(17), 2300107, 2023.
39. Alagi, P., Hadjichristidis, N., Gnanou, Y., & Feng, X. Fast and complete neutralization of thiocarbonylthio compounds using trialkylborane and oxygen: Application to their removal from RAFT-synthesized polymers. *ACS Macro Letters*, 8(6), 664-669, 2019.
40. Deosthali, C., Shete, P., Patil, N., and Jain, A. Biosurfactant producing bacteria, bacillus halosaccharovorans, from a marine ecosystem. *Journal of the Marine Biological Association of India*, 66(1), 90, 2024.
41. Yang, Y., Wang, Y., Liu, Y., and Liu, P. Enhancing oil recovery in low-permeability reservoirs using a low-molecular weight amphiphilic polymer. *Polymers*, 16(8), 1036, 2024.
42. Quintero-Perez, H. I., Rondón-Anton, M. J., Jimenez, J. A., Bermudez-Jaimes, J. H., Gonzalez, J. A., Rodriguez, J. L., and Manrique-Ventura, E. J. Polymeric surfactants as alternative to improve waterflooding oil recovery efficiency. *CT&F-Ciencia, Tecnología y Futuro*, 10(2), 99-113, 2020.
43. Priyanto, S., Sudrajat, R. W., Suherman, S., Pramudono, B., Riyanto, T., Dasilva, T. M., and Aviana, H. High-performance polymeric surfactant of sodium lignosulfonate-polyethylene glycol 4000 (SLS-PEG) for enhanced oil recovery (EOR) process. *Periodica Polytechnica Chemical Engineering*, 66(1), 114-124, 2022.
44. Ntente, C., Iatridi, Z., Theodoropoulou, M., Bokias, G., and Tsakiroglou, C. D. Anionic amphiphilic copolymers as potential agents for enhanced oil recovery. *Reactive and flooding for enhanced oil recovery. RSC Advances*, 9(35), 20281-20294, 2019.
14. Cullum, D., *Introduction to Surfactant Analysis*, Springer, Netherlands. Surfactant types; classification, identification, separation. 17-41, 1994.
15. Iglauer, S., Wu, Y., Shuler, P., Tang, Y., & Goddard III, W. A. New surfactant classes for enhanced oil recovery and their tertiary oil recovery potential. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 71(1-2), 23-29, 2010.
16. Omidvar, M., Shabani, M., Asadzadeh, N., Jafari, A., Fakhroueian, Z., and Biniiaz-Delijani, E. Efficiency of salinity-responsive ZnO/PEG nanocomposite on the immiscible fluid-fluid displacement and interface behavior in different formations. *Journal of Molecular Liquids*, 428, 127462, 2025.
17. Sheng, J. J. Status of surfactant EOR technology. *Petroleum*, 1(2), 97-105, 2015.
18. Dehghan, A. A., Masihi, M., and Ayatollahi, S. Phase behavior and interfacial tension evaluation of a newly designed surfactant on heavy oil displacement efficiency; effects of salinity, wettability, and capillary pressure. *Fluid Phase Equilibria*, 396, 20-27, 2015.
19. Muñoz, S.S., Balbino, T.R., Alba, E.M., Barbosa, F.G., de Pier, F.T., de Almeida, A.L.M., Zilla, A.H.B., Antunes, F.A.F., Hilares, R.T., Balagurusamy, N. and Dos Santos, J.C. Surfactants in biorefineries: Role, challenges & perspectives. *Bioresource technology*, 345, p.126477, 2022.
20. Maia, K. C., Densy dos Santos Francisco, A., Moreira, M. P., Nascimento, R. S., and Grasseschi, D. Advancements in surfactant carriers for enhanced oil recovery: Mechanisms, challenges, and opportunities. *ACS Omega*, 9(35), 36874-36903, 2024.
21. Zarei Ghadadlou, M., Ahmadi Darab, M., and Asadzadeh, N. Effect of temperature on enhanced oil recovery from two-dimensional porous media during polyacrylamide polymer injection. *Iranian Journal of Chemical Engineering*, 22(130), 118-128, 2023. <https://doi.org/10.22034/ijche.2023.367894.1246>
22. Cobos, S., Carvalho, M. S., and Alvarado, V. Flow of oil-water emulsions through a constricted capillary. *International Journal of Multiphase Flow*, 35(6), 507-515, 2009.
23. Khaledialidusti, R., Mahdavi, E., and Barnoush, A. Stabilization of 2D graphene, functionalized graphene, and Ti2CO2 (MXene) in super-critical CO2: A molecular dynamics study. *Physical Chemistry Chemical Physics*, 21(24), 12968-12976, 2019.
24. Carpenter, C. Gelled emulsions of CO2, water, and nanoparticles. *Journal of Petroleum Technology*, 66(07), 135-137, 2014.
25. Yekeen, N., Manan, M. A., Idris, A. K., Samin, A. M., and Risal, A. R. (2017). Experimental investigation of minimization in surfactant adsorption and improvement in surfactant-foam stability in presence of silicon dioxide and aluminum oxide nanoparticles. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 159, 115-134, 2017.
26. Yekeen, N., Padmanabhan, E., and Idris, A. K. Synergistic effects of nanoparticles and surfactants on n-decane-water interfacial tension and bulk foam stability at high temperature. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 179, 814-830, 2019.
27. Kumar, N., and Mandal, A. Oil-in-water nanoemulsion stabilized by polymeric surfactant: Characterization and properties evaluation for enhanced oil recovery. *European Polymer Journal*, 109, 265-276, 2018.
28. Raffa, P., Broekhuis, A. A., and Picchioni, F. Polymeric surfactants for enhanced oil recovery: A review. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 145, 723-733, 2016.
29. Jangher, A., Griffiths, P. C., Paul, A., King, S. M., Heenan, R. K., & Schweins, R. Polymeric micelle disruption by

- surfactant using methyl ester from palm oil for chemical enhanced oil recovery (CEOR). *Communications in Science and Technology*, 8(2), 235-242, 2023.
60. You, F., Wu, Y., Guo, Y., and Zheng, Y. Rheological aspects of xanthan gum: Governing factors and applications in water-based drilling fluids and enhanced oil recovery. *Carbohydrate Polymers*, 123579, 2025.
61. Kumar, G., Mahajan, S., Agrawal, A., Deshmukh, M. P., and Sangwai, J. S. Enhanced oil recovery using viscosity-augmented guar gum: A comparative study with xanthan gum and partially hydrolyzed polyacrylamide. *Energy & Fuels*, 39(4), 1856-1869, 2025.
62. Dastjani-Farahani, R., Asadzadeh, N., Jafari, A., Vafaie-Sefti, M., and Baghban-Salehi, M. Enhancing xanthan hydrogels for water shutoff treatment in sandstone oil reservoirs through core flooding and CCD approach. *Scientific Reports*, 15(1), 14016, 2025.
63. Dastjani-Farahani, R., Jafari, A., Vafaie-Sefti, M., Asadzadeh, N., and Baghban-Salehi, M. Rheological properties evaluation of hydrogels based on xanthan polymer in the presence of nanoparticles. *IQBQ*, 7(3), 67-76, 2023.
64. Bai, Y., Shang, X., Wang, Z., and Zhao, X. Experimental study on hydrophobically associating hydroxyethyl cellulose flooding system for enhanced oil recovery. *Energy & Fuels*, 32(6), 6713-6725, 2018.
65. El-hoshoudy, A. N., Desouky, S. M., Betiha, M. H., and Alsabagh, A. M. InTechopen, United Kingdom, Application and Characterization of Surfactants. *Hydrophobic polymers flooding*, 75-95, 2017.
66. Babu, K., Pal, N., Bera, A., Saxena, V. K., and Mandal, A. Studies on interfacial tension and contact angle of synthesized surfactant and polymeric from castor oil for enhanced oil recovery. *Applied Surface Science*, 353, 1126-1136, 2015.
67. Khaledialidusti, R., Mishra, A. K., and Barnoush, A. Rheological properties of super critical CO₂ with CuO: Multi-scale computational modeling. *The Journal of Chemical Physics*, 149(22), 2018.
68. El-Sakhawy, M., Kamel, S., Salama, A., & Tohamy, H. A. S. Preparation and infrared study of cellulose based amphiphilic materials. *Cellul. Chem. Technol*, 52(3-4), 193-200, 2018.
69. Huang, X., Liu, H., Shang, S., Cai, Z., and Song, J. The equilibrium and dynamic surface tension of polymeric surfactants based on epoxidized soybean oil grafted hydroxyethyl cellulose. *RSC Advances*, 6(68), 64121-64128, 2016.
70. Zhong, J. F., Chai, X. S., and Fu, S. Y. Homogeneous grafting poly (methyl methacrylate) on cellulose by atom transfer radical polymerization. *Carbohydrate Polymers*, 87(2), 1869-1873, 2012.
71. Tomanová, V., Sroková, I., Ebringerová, A., and Sasinková, V. Surface-active and associative properties of ionic polymeric surfactants based on carboxymethylcellulose. *Polymer Engineering & Science*, 51(8), 1476-1483, 2011.
- Functional Polymers, 184, 105521, 2023.
45. Wang, J., Liu, R., Tang, Y., Zhu, J., Sun, Y., and Zhang, G. Synthesis of polycarboxylate viscosity reducer and the effect of different chain lengths of polyether on viscosity reduction of heavy oil. *Polymers*, 14(16), 3367, 2022.
46. Chen, X., Li, Y. Q., Liu, Z. Y., Gao, W. B., and Sui, M. Y. Experimental investigation on the enhanced oil recovery efficiency of polymeric surfactant: Matching relationship with core and emulsification ability. *Petroleum Science*, 20(1), 619-635, 2023.
47. Ray, D., Jangid, L., Joshi, D., Prakash, S., Ojha, K., Manor, O., and Mandal, A. Formulation of polymer-augmented surfactant-based oil-water microemulsions for application in enhanced oil recovery. *ACS Omega*, 9(50), 50024-50040, 2024.
48. Zheng, H., Liu, H., and Tong, K. Insights into molecular dynamics and oil extraction behavior of the polymeric surfactant in a multilayered heterogeneous reservoir. *ACS Omega*, 9(10), 11243-11254, 2024.
49. Yousefrouz, A., Shabani, M. H., Jafari, A., Fakhroueian, Z., and Manteghian, M. Interfacial tension reduction and viscosity control by chemically grafted polymeric surfactant for enhanced oil recovery. *Scientific Reports*, 15(1), 11607, 2025.
50. Ferreira, C. C., da Silva, T. B. G., Francisco, A. D. D. S., Bandeira, L., Cunha, R. D., Coutinho-Neto, M. D., and Nascimento, R. S. V. Hyperbranched polyglycerols derivatives as cetyltrimethylammonium bromide nanocarriers on enhanced oil recovery processes. *Journal of Applied Polymer Science*, 139(9), 51725, 2022.
51. Mahboob, A., Kalam, S., Kamal, M. S., Hussain, S. S., and Solling, T. EOR perspective of microemulsions: A review. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 208, 109312, 2022.
52. Nayak, R. R., Yamada, T., and Matsuoka, H. Non-surface activity of cationic amphiphilic diblock copolymers. In *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 24(1), 012024, September, 2011.
53. Qin, X., Zhu, S., Shi, Q., and Li, C. Synthesis and properties of a dendrimer amphiphilic polymer as enhanced oil recovery chemical. *Journal of Chemistry*, 2023(1), 4271446, 2023.
54. Li, X., Sarsenbekuly, B., Yang, H., Huang, Z., Jiang, H., Kang, X., and Luo, P. Rheological behavior of a wormlike micelle and an amphiphilic polymer combination for enhanced oil recovery. *Physics of Fluids*, 32(7), 2020.
55. Li, Y., Chen, X., Liu, Z., Liu, R., Liu, W., and Zhang, H. Effects of molecular structure of polymeric surfactant on its physico-chemical properties, percolation and enhanced oil recovery. *Journal of Industrial and Engineering Chemistry*, 101, 165-177, 2021.
56. Nowrouzi, I., Manshad, A. K., and Mohammadi, A. H. Effects of tragacanth gum as a natural polymeric surfactant and soluble ions on chemical smart water injection into oil reservoirs. *Journal of Molecular Structure*, 1200, 127078, 2020.
57. Mehrabianfar, P., Bahraminejad, H., and Manshad, A. K. An introductory investigation of a polymeric surfactant from a new natural source in chemical enhanced oil recovery (CEOR). *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 198, 108172, 2021.
58. Sharma, K., Toor, S. S., Brandão, J., Pedersen, T. H., and Rosendahl, L. A. (2021). Optimized conversion of waste cooking oil into ecofriendly bio-based polymeric surfactant-A solution for enhanced oil recovery and green fuel compatibility. *Journal of Cleaner Production*, 294, 126214, 2021.
59. Wibowo, A. D. K., Megawati, R., Setyaningrum, V. K., Putri, E. W., Handayani, A. S., Solikhah, M. D., and Chafidz, A. Investigating potential application of bio-based polymeric