



Обзор

Обзорная статья

УДК 622.243/541.64

Научная специальность ВАК - 1.4.4. Физическая химия

<https://doi.org/10.17308/kcmf.2025.27/13252>

Роль полимерных поверхностно-активных веществ в повышении нефтеотдачи пластов. Обзор

Г. А. Ахмедова^{1✉}, Р. А. Рагимов^{1,2,3}, А. З. Абилова¹, Ш. М. Насибова¹, Х. А. Мамедова¹

¹Институт Нефтехимических Процессов имени академика Ю. Г. Мамедалиева
Министерства Науки и Образования Азербайджанской Республики,
Пр. Ходжалы, 30, AZ 1025, Баку, Азербайджан

²Бакинский Инженерный Университет,
ул. Гасана Алиева, 120, AZ0101 Хырдалан, Баку, Азербайджан

³Университет Хазар,
ул. Месхети, 41, AZ 1096, Баку, Азербайджан

Аннотация

Цель статьи: Постоянно возрастающая потребность в нефти и нефтепродуктах обуславливает дальнейшую разработку методов увеличения нефтеотдачи пластов, в том числе физико-химических, к которым причисляют и полимерное заводнение. В настоящее время миллиарды тонн нефти находится в рассредоточенном и рассеянном виде в заводненных пластах. В статье проведен обзор периодических изданий по синтезу и применению растворов самих поверхностно-активных веществ, а также их смесей с различными компонентами (полимерами, солями, кислотами и др.) в процессах увеличения нефтеотдачи пластов.

Экспериментальная часть: Использование поверхностно-активных веществ способствует снижению межфазного натяжения и увеличению смачивающей способности. Полимерные поверхностно-активные вещества представляют собой перспективную альтернативу современным системам, применяемым для химического увеличения добычи нефти. Они способны объединять в одном компоненте необходимые реологические и межфазные свойства, тогда как обычно для этого требуется использование смесей различных химических веществ. Для повышения извлечения остаточной нефти требуются улучшенные свойства заводнения с использованием полимерных поверхностно-активных веществ. Помимо их уникальных характеристик, важно обеспечить синергию между поверхностно-активным веществом или полимером и другими компонентами, соответствующую строгим требованиям. Помимо этого, повышение нефтеотдачи пластов на основе полимерных поверхностно-активных систем технологически благоприятно сочетается с простым заводнением пласта и не требует значительных капитальных затрат. Необходимо отметить, что изучению процессов повышения нефтеотдачи посвящено большое количество работ.

Выводы: В представленной статье делается акцент на эффективность и целесообразность применения поверхностно-активных веществ с точки зрения результатов тестов по изучению физико-химических показателей, влияющих на процесс нефтевытеснения.

Ключевые слова: повышение нефтеотдачи, полимерное поверхностно-активное вещество, ионная жидкость, поверхностное натяжение, смачиваемость

Для цитирования: Ахмедова Г. А., Рагимов Р. А., Абилова А. З., Насибова Ш. М., Мамедова Х. А. Роль полимерных поверхностно-активных веществ в повышении нефтеотдачи пластов. Обзор. *Конденсированные среды и межфазные границы*. 2025;27(4): 533–546. <https://doi.org/10.17308/kcmf.2025.27/13252>

For citation: Ahmadova G. A., Rahimov R. A., Abilova A. Z., Nasibova Sh. M., Mammadova Kh. A. The role of polymeric surfactants in enhanced oil recovery: a review. *Condensed Matter and Interphases*. 2025;27(4): 533–546. <https://doi.org/10.17308/kcmf.2025.27/13252>

✉ Ахмедова Гюльнара Аллахверди, e-mail: ahmadovagulnara@mail.ru

© Ахмедова Г. А., Рагимов Р. А., Абилова А. З., Насибова Ш. М., Мамедова Х. А., 2025



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.

Значение нефти в мировой экономике хорошо известно. Ее потребление различными отраслями экономики достигло колоссальных масштабов и в ближайшем будущем намечается дальнейший рост в ней. В настоящее время методы первичного и вторичного извлечения нефти обеспечивают добычу примерно половины ее запасов в пласте [1–6]. При неблагоприятных условиях залегания нефти в породе (большая неоднородность коллектора, наличие глинистых примесей, высокая вязкость нефти, низкие значения проницаемости породы и т. д.) коэффициент нефтевытеснения редко достигает 30–35 %. Истощение общих запасов нефтяного сырья обуславливает совершенствование вторичных и третичных методов нефтедобычи [7–9]. Эти методы подразделяют на ряд групп, в том числе физико-химические, которые объединяют способы с применением поверхностно-активных веществ (ПАВ), водорастворимых полимеров, кислот, мицеллярных растворов, а также мицеллярно-полимерное заводнение [10–13].

Физико-химические методы повышения нефтеотдачи пластов являются многообещающими и исключительно перспективными, так как при их применении удается довольно существенно увеличить коэффициент нефтевытеснения и коэффициент охвата пласта заводняющим раствором. Необходимо указать на высокую эффективность физико-химических методов применительно к извлечению сравнительно трудноизвлекаемых тяжелых нефтей, доля которых постоянно растет [14–16]. Также в научно-технической литературе привлекает внимание исследования, посвященные разработке и применению технологий для повышения эффективности добычи нефти с использованием наножидкостей и наногеля [17–21]. Ученые обнаружили, что применение наночастиц способствует изменению смачиваемости породы, снижению межфазного натяжения, вязкости нефти и увеличению расклинивающего давления.

Нефтеотдача пластов в значительной степени зависит от свойств поверхностей контактирования нефти, воды, газа и породы. Высокая скорость извлечения может быть достигнута за счет увеличения капиллярного числа, которое определяется как отношение сил вязкости к поверхностному натяжению [22–25]. Для получения высокого капиллярного числа достаточно эффективного для вытеснения

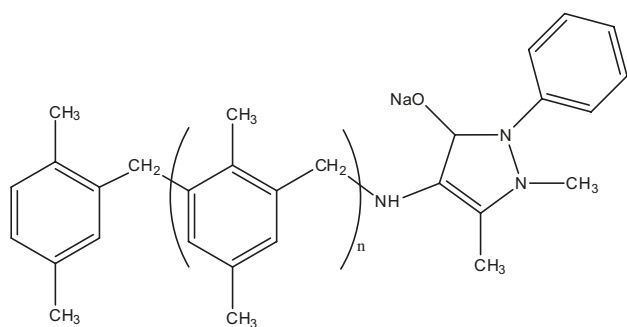
нефти из породы-коллектора и поровых пространств требуется сверхнизкое межфазное натяжение в диапазоне 10^{-3} мН/м [26–34]. Такое низкое межфазное натяжение может быть достигнуто за счет использования ПАВ и/или комбинации ПАВ [35–38]. Использование ПАВ в третичной нефтеотдаче – это перспективное направление, требующее качественного изучения как самих ПАВ, так и смешанных растворов с полимерами, солями, кислотами и другими компонентами, способными улучшить их свойства.

Целью настоящего обзора является краткий анализ исследований в области синтеза и свойств реагентов для применения в третичной нефтеотдаче.

Полимеры, используемые для увеличения добычи нефти, должны хорошо растворяться в соленой воде и обладать способностью снижать поверхностное натяжение. Для этой цели применяются полимеры, содержащие функциональные группы, поверхностно-активные полимеры, ПАВ-полимерные комплексы, ПАВ-полимерные смеси, поверхностно-активные олигомеры [39–48].

В последние годы во избежание побочных эффектов при щелочь-ПАВ-полимерном заводнении (из-за использования едких щелочей) большее внимание уделяется бесщелочному ПАВ-полимерному заводнению [49]. Это делает ПАВ более гидрофобными. Авторы синтезировали новый тип карбоксибетаиновых ПАВ, ди-додецилполиоксиэтиленовый (n) эфир метилкарбоксилбетаинов ($\text{diC}_{12}\text{E}_n\text{B}$, $n = 2, 3, 4$) в виде гомогенных соединений и дикокосовый спирт полиоксиэтиленового эфира метилкарбоксилбетаина и оценили их свойства в качестве ПАВ для бесщелочного ПАВ-полимерного заводнения. С увеличением числа этиленоксидных групп растворимость ПАВ увеличивается, тогда как адсорбционные свойства уменьшаются и, соответственно, увеличивается гидрофильность ПАВ. Использование этих ПАВ позволяет достичь сверхнизких значений межфазного натяжения порядка 10^{-2} мН/м между сырой нефтью и водой.

Н. В. Ключникова с соавторами [50] разработали рецептуру для производства полимерного ПАВ на основе ксилол-формальдегидной смолы и 4-аминоантипирина. ИК-спектроскопическими исследованиями подтверждена предполагаемая структура синтезированного вещества:

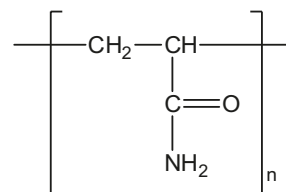


Были исследованы технологические характеристики полученного продукта. Изучение интенсивности смачиваемости твердой поверхности синтезированным полимерным ПАВ показало, что при концентрации ПАВ 0.05 % происходит мгновенное впитывание в поверхность. Также исследовано поверхностное натяжение раствора синтезированного полимерного ПАВ на границе с воздухом. При концентрации 1.2 % поверхностное натяжение снижается до 38.7 мН/м. По методу Дэвиса рассчитан гидрофильно-липофильный баланс, который оказался равным 8.33. Проведенные исследования позволяют прийти к выводу о возможности использования синтезированного полимерного ПАВ в качестве смачивающей добавки.

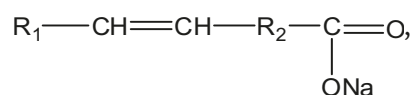
М. Мадани [51] с соавторами провели фундаментальные исследования экологически чистого ПАВ в качестве химического агента для повышения нефтеотдачи. Закачка ПАВ является важным методом химического повышения нефтеотдачи, оказывающее благоприятное воздействие на добычу нефти из подземных коллекторов за счет снижения межфазного натяжения и изменения смачиваемости. Однако большинство доступных или предлагаемых синтетических ПАВ оказывают негативное воздействие на окружающую среду. В данной работе описана новая процедура синтеза ПАВ на основе аминокислот (нетоксичного; биосовместимого, легко биоразлагаемого). Определены межфазное натяжение (методом подвешенной капли) на границе керосин-вода и смачиваемость раствора (методом контактного угла) ПАВ в присутствии нефтяной фазы и характерной породы (как карбоната, так и песчаника). Оценивая значения критической концентрации мицеллообразования (ККМ) была выбрана оптимальная концентрация ПАВ (при типичной солености) для выполнения динамических вторичных и третичных испытаний заводнения ядра. Сравнение вторичных и третичных схем заводнения ПАВ позволяет предположить, что

этот ПАВ потенциально более эффективен при вторичном введении.

Башкирские ученые [52] исследовали физико-химические особенности ПАВ-полимерной системы для увеличения нефтеотдачи. В качестве исходных объектов были взяты полиакриламид



и мицеллообразующий анионный ПАВ (марка А) на основе сырья растительного происхождения



где $R_1, R_2 - C_6-C_9$.

На их основе приготовлены две ПАВ-полимерные системы. В первом случае реагент с добавлением водорастворимого полимера – базовый (марка Б), а во втором случае реагент с добавлением водорастворимого полимера и модифицирующих добавок – оптимизированный (марка Б). Обе системы относятся к реагентам «зеленой химии». Изучена зависимость динамической вязкости исследуемых растворов от концентрации при различных температурах. При концентрации раствора полиакриламида 0.11 % мас. с повышением температуры от 10 до 60 °С вязкость снижается от 22.6 мПа·с до 7.7 мПа·с. Для марки А увеличение температуры и концентрации не приводит к значительным изменениям. Реагенты марки Б ведут себя подобно растворам полиакриламида, т. е. с ростом температуры вязкость снижается, а с увеличением концентрации – растет. Исследована поверхностная активность водных растворов реагентов на границе с керосином. Обнаружено, что максимальную активность проявляет реагент марки А. Так, межфазное натяжение при концентрации 0.3 % составляет 2.5 мН/м. На основе экспериментальных данных построены графики зависимости поверхностного натяжения от концентрации раствора реагента на границе с керосином (рис. 1).

Анализ результатов изучения разработанных составов позволяют говорить о возможном положительном влиянии этих систем на процессы повышения нефтеотдачи.

Синтезированные авторами [53, 54] ПАВ полимерной и олигомерной природы были испы-

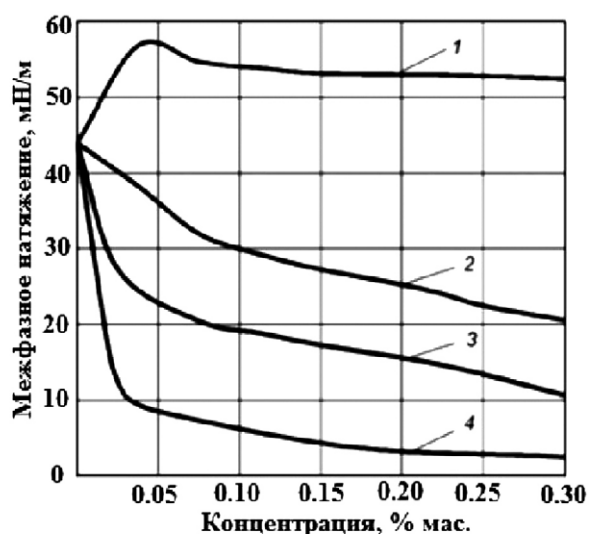


Рис. 1. График зависимости поверхностного натяжения от концентрации раствора реагента на границе с керосином [52]: 1 – полиакриламид; 2 – базовый (марка Б); 3 – оптимизированный (марка Б); 4 – (марка А)

таны на нефтевытесняющую способность с целью применения для увеличения нефтеотдачи пластов [55–61]. Лабораторным испытаниям подверглась оксипропилированная полиметакриловая кислота (ОПМАК), нейтрализованная гидроксидом натрия на 50 % и оксипропилированная полиакриловая кислота (ОНПАК-50), образцы полиакриловой кислоты, частично нейтрализованные другими основаниями и далее подвергнутые оксипропилированию, оксипропилаты сополимеров четвертичных солей 4-винилпиридина с акриловой кислотой и сополимеры гидроксипропилакрилата с акрилатными солями. Стендовые испытания показали, что ОПМАК и ОНПАК-50 по основному показателю не только не уступают широко применяемому в мировой практике нефтевытесняющему полимеру – полиакриламиду, но и превосходит их по расходу. Согласно результатам испытаний, реагент ОНПАК-50 (в качестве натриевой или калиевой модификации) в процессе вытеснения нефти из пористой среды обнаруживает особенности одновременно ПАВ и полимера.

Российские специалисты [62] для выбора эффективной композиции ПАВ-полимерной смеси в лабораторных условиях провели тесты, в ходе которых определены их межфазное натяжение, термическая стабильность, фазовое поведение и реология составов. После лабораторных тестов проведены испытания на двух скважинах хол-

магорского месторождения с разделяющимися химическими трассерами. Результаты полевых испытаний для выбранного ПАВ хорошо согласуются с лабораторными. Проведенные тесты показали, что остаточная нефтенасыщенность в зоне влияния после закачки раствора ПАВ-полимерной смеси снизилась примерно на 11 %, что составляет около трети остаточной нефти после заводнения.

Принцип исследования немецких ученых [63] заключается в прививке сульфогрупп из растворителя в полимерную цепь. Сульфонат метилового эфира представляет собой анионный ПАВ, полученный из пальмового масла. Наилучшие результаты полимеризации наблюдаются при мольном соотношении сульфонат метилового эфира:акриламид, равным 1:0,3. При добавлении полимерного ПАВ значение межфазного натяжения снижается от 8,6 до 2,3 мН/м. Согласно дериватографическому анализу этот полимерный ПАВ термически стабилен при пластовой температуре и может эмульгировать сырую нефть. Исследование адсорбции показало, что адсорбция на поверхность породы увеличивается при увеличении концентрации полимерного ПАВ в системе. Эксперименты по заводнению керна показали увеличение нефтеотдачи при различных концентрациях ПАВ. Несмотря на не очень низкие значения межфазного натяжения полимерного ПАВ, оно может использоваться в качестве альтернативного ПАВ для повышения нефтеотдачи.

В работе [64] внимание уделено синтезу анионного ПАВ с привитым полимером, полученным из непищевого растительного масла – ятрофы для применения в процессах повышения нефтеотдачи. Полимерный ПАВ был получен реакцией мономерного акриламида с сульфонатом метилового эфира, полученного из масла ятрофы по механизму свободно-радикальной полимеризации. Синтезированный полимерный ПАВ охарактеризован различными методами анализа: инфракрасной спектроскопией (FTIR), ядерно-магнитным резонансом (^1H NMR), полевой эмиссией сканирующей электронной микроскопией (FE-SEM), энергодисперсионной рентгеновской спектроскопией (EDX), термогравиметрией (TGA), динамическим рассеянием света (DLS). Полимерный ПАВ проявляет свойства обеих составляющих системы. Эффективность полимерного ПАВ для процесса повышения нефтеотдачи исследовали измерениями физико-химических свойств его водного рас-

твора, а именно снижение межфазного натяжения, изменение смачиваемости и реологическое поведение. Межфазное натяжение между сырой нефтью и ПАВ-полимерным водным раствором при его ККМ равно 2.74 мН/м, которое далее снижается до 0.37 мН/м при добавлении 2.5 мас. % NaCl. Синтезированный полимерный ПАВ термически стабилен в обычных пластовых условиях (80–120 °C). Использование синтезированного полимерного ПАВ в опытах с заводнением системы песчаных фильтров позволяет повысить нефтеотдачу более 26 % после обычного заводнения. Увеличение нефтеотдачи наблюдается при более высокой температуре из-за теплового расширения сырой нефти и снижения межфазного натяжения.

Авторы [65] синтезировали полимерный ПАВ из касторового масла для применения в химической промышленности с целью повышения нефтеотдачи. Были приготовлены композиции полимерного ПАВ при различных массовых соотношениях с акриламидом. Конечный продукт охарактеризован FTIR, FE-SEM, EDX, TGA, DLS методами анализа. Эффективность полимерного ПАВ была изучена путем измерения межфазного натяжения между сырой нефтью и раствором полимерного ПАВ, реологического поведения и угла контакта с поверхностью песчаника. Добавление хлорида натрия в раствор полимерного ПАВ снижает межфазное натяжение до сверхнизкого значения ($2.0 \cdot 10^{-3}$ мН/м). Эксперименты по заводнению керна показывают 26.5, 27.8 и 29.1 % дополнительного извлечения сырой нефти 0.5, 0.6 и 0.7 мас. % раствором полимерного ПАВ, соответственно, после обычного заводнения.

Ионные жидкости в последнее время рассматриваются как альтернатива ПАВ для применения в повышении нефтеотдачи благодаря своим поверхностно-активным свойствам. В обзорной статье испанских ученых [66] выделены основные преимущества использования ионно-жидкостных ПАВ в повышении нефтеотдачи. Основным преимуществом ионно-жидкостных ПАВ являются их настраиваемость и стабильность в суровых условиях (высокая минерализация и/или температура). Однако в настоящее время количество проведенных экспериментов по заводнению пластов с помощью ионных жидкостей все еще ограничен. После вторичного заводнения нефтеотдача составляет 32 % от первоначального запаса нефти. Большинство составов с ионными жидкостями предложены для коллек-

торов из песчаника, количество исследований с карбонатными кернами очень мало. Авторами был предложен и проанализирован ионно-жидкостной ПАВ – трифлат 1-децил-3-метилимидазолия. Показано, что ионно-жидкостной ПАВ $[C_{10}mim][OTf]$ способен значительно снизить межфазное натяжение на границе вода-нефть и это свойство увеличивается с увеличением концентрации NaCl и уменьшением концентрации NaOH. Для увеличения нефтеотдачи предложен состав, состоящий из 4000 ppm $[C_{10}mim][OTf]$ и 1 мас. % NaOH в солевом растворе (2 мас. % NaCl). Была обнаружена высокая адсорбция в породах песчаника, которая снижает его использование в таких породах. В случае с карбонатным керном после вторичного извлечения солевым раствором дополнительное извлечение 10.5 % от исходной нефти достигалось при комнатных условиях. Предлагаемый метод с последующей стадией полимерного заводнения полиакриламидом приводит к меньшему, но все же значительному извлечению, снизив затраты, связанные с ионной жидкостью. Основной механизм повышения нефтеотдачи в большей степени связан со снижением межфазного натяжения, увеличение вязкости оказывает меньший эффект.

Индийские ученые [67] изучали межфазные свойства имидазолиевых ионно-жидкостных ПАВ и их применение для повышения нефтеотдачи. Было подчеркнуто преимущество 1-гексадецил-3-метилимидазолия бромида ($C_{16}mimBr$) по сравнению с традиционным катионным ПАВ – цетилтриметиламмоний бромидом (СТАВ). Эффективность обоих ($C_{16}mimBr$ и СТАВ) в извлечении дополнительной нефти была установлена путем проведения лабораторных экспериментов по заводнению керна. Эксперименты показали, что $C_{16}mimBr$ более эффективно снижает межфазное натяжение между системой вода-нефть и, таким образом, извлекает больше дополнительной нефти, чем традиционный катионный ПАВ – СТАВ. Полученные результаты отражают высокую межфазную активность, высокую растворимость нефти за счет образования эмульсий и устойчивости $C_{16}mimBr$ в процессе увеличения нефтеотдачи в жестких условиях пласта.

В [68] проанализированы синтезированные ионные жидкости (C_8mimBF_4 , $C_{10}mimBF_4$ и $C_{12}mimBF_4$) для возможности их применения в повышении нефтеотдачи. Реакции между 1-метилимидазолом и алкилбромидом (1-бромоктан для $[C_8mimBF_4]$, 1-бромдекан для $[C_{10}mimBF_4]$

и 1-бромододекан для $[C_{12}mimBF_4]$) проводили в мольном соотношении 1:1 при температуре 70 °С в течении 48 часов. Полученные ионные жидкости исследовали с точки зрения поверхностной активности, снижения межфазного натяжения, изменения смачиваемости, адсорбционных свойств, эмульгирования и нефтеотдачи. Было замечено, что поверхностная активность увеличивается с увеличением длины алкильной цепи. Результаты изучения межфазной активности в зависимости от концентрации ионной жидкости, соли (NaCl) и щелочи (триэтиламин) показали, что синтезированные ионные жидкости эффективно снижают межфазное натяжение. Обнаружено, что с удлинением алкильной цепи значения ККМ и межфазного натяжения (0.041 мН/м) снижаются. Синтезированные ионные жидкости способны изменять смачиваемость породы-коллектора в сторону более гидрофильных условий, приводящую к большей эффективности нефтеотдачи. Проводили сравнительные тесты по заводнению: полимер (частично гидролизированный полиакриламид), ионная жидкость+полимер и ионная жидкость+полимер+щелочь. По показателям снижения межфазного натяжения, изменения смачиваемости и дополнительному извлечению нефти (32.28 %) отличилось ионная жидкость+полимер+щелочное заводнение. Авторы пришли к выводу о том, что ионные жидкости могут рассматриваться как новое поколение ПАВ в процессах химического повышения нефтеотдачи для пластов с жесткими условиями.

Ученые из Саудовской Аравии [69] провели сравнительные исследования по изучению эффективности четырех экологически чистых, недорогих и коммерчески доступных ионных жидкостей на основе имидазолия (1-бутил-3-метилимидазолия хлорид $[C_4mim]^+[Cl]^-$, 1-гексил-3-метилимидазолия хлорид $[C_6mim]^+[Cl]^-$, 1-октил-3-метилимидазолия хлорид $[C_8mim]^+[Cl]^-$, и 1-додецил-3-метилимидазолия хлорид $[C_{12}mim]^+[Cl]^-$) с двумя традиционно используемыми ПАВ (СТАВ и додецилсульфат натрия (SDS)) для повышения нефтеотдачи на образце гидрофобного карбоната. Было изучено влияние различных факторов, в том числе концентрация ионной жидкости (0; 50; 100; 250 и 500 ppm), время старения (0; 2 и 8 недель), контрастность проницаемости (50 и 250 mD). Эксперименты проводили на примере сырой нефти Саудовской Аравии при высокой температуре (100 °С) и высокой солености (общее коли-

чество растворенных твердых веществ (TDS) = 240 000 ppm), моделируя жесткие пластовые условия. Образцы породы подвергали анализу методом ЯМР для определения скорости впитывания и оценки фазы распределения нефти и воды во время процесса. В целом ионные жидкости оказали положительное влияние на повышение нефтеотдачи карбонатного пласта. Максимальная нефтеотдача ионной жидкости составляет 64.6 %, что почти вдвое превышает производительность морской воды (31.3 %), а обычные ПАВ SDS и СТАВ только до 40.3 и 42.8 % соответственно. Кроме того, с увеличением длины алкильного радикала эффективность нефтеотдачи растет. Так, максимальную эффективность демонстрирует $[C_{12}mim]^+[Cl]^-$. Достижение 15–35 % увеличения добычи нефти с помощью этой технологии на основе ионных жидкостей может привести к экономической прибыли в нефтяной промышленности. Кроме того, эти ионные жидкости демонстрируют хорошую коллоидную стабильность в условиях высокой температуры и минерализации.

М. С. Бензагута с коллегами [70] исследовали 6 ионных жидкостей типа «Ammonoeng» в качестве ПАВ для повышения нефтеотдачи. Межфазное натяжение на границе между нефтью и растворами вышеуказанных ионных жидкостей в различных концентрациях в 10%-ном мас. водном растворе NaCl измеряли в зависимости от температуры. Значение межфазного натяжения с повышением температуры увеличивается. Во всех случаях с увеличением концентрации ионной жидкости значение межфазного натяжения уменьшается. Наименьшее значение поверхностного натяжения показал Ammonoeng 102, которое уменьшалось с повышением температуры. Полученные значения сопоставляли со значениями коммерчески доступных ПАВ, а именно TritonX100, измеренными в аналогичных условиях. Сравнение показало, что значения поверхностного натяжения при использовании ионных жидкостей намного ниже. Кроме того, значения межфазного натяжения для всех используемых реагентов в 10%-ном мас. водном растворе NaCl были ниже, чем в деионизированной воде при тех же условиях. Были исследованы также возможности синергетического эффекта при использовании смеси Ammonoeng 102 и TritonX100. Эксперименты показали, что значение межфазного натяжения зависит от общей концентрации, массового отношения ПАВ к ионной жидкости и температуры. Наилучшие

результаты показал солевой раствор Ammoeng 102. Изучение влияния этих реагентов на нефтеотдачу показало, что эта способность зависит от контакта трех фаз, а именно нефти, водного раствора и породы.

Иранские ученые [71] провели поисковые работы по стимуляции скважин с помощью ПАВ как практический метод увеличения нефтеотдачи. Были выбраны три разных образца ПАВ: недавно разработанные коммерческие (AN-120, NX-610, NX-1510, NX-2760 и TR-880), традиционные (додецилбензолсульфонат натрия (SDBS) и SDS) и ПАВ на основе ионной жидкости ($[C_{12}mim]^+[Cl]^-$ и $[C_{18}mim]^+[Cl]^-$). Водные растворы готовили в дистиллированной, пластовой и морской воде. Все образцы хорошо совместимы с дистиллированной водой. Коммерческие ПАВ и ПАВ на основе ионных жидкостей совместимы с пластовой и морской водой, в то время как традиционные ПАВ подвергаются потере своей функциональности по мере увеличения солености. Было обнаружено, что коммерческие ПАВ и ПАВ на основе ионных жидкостей хорошо переносят суровые условия солености и обладают способностью снижать межфазное натяжение до 0.07 мН/м. Измерение краевого угла показало, что среди исследованных ПАВ $[C_{12}mim]^+[Cl]^-$, AN-120 и NX-2760 смещали смачиваемость породы в сторону большей гидрофильности, в то время как другие ПАВ не проявляли значительного влияния на изменение смачиваемости породы. Для изучения влияния смачиваемости во время закачки $[C_{12}mim]^+[Cl]^-$, был проведен процесс пропитки (продолжительность 21 день) на затопленном керне, который выявил, что эффективность третичной нефтеотдачи была критически повышена до 12.7 % от первоначального запаса нефти в пласте.

С целью выяснения деталей процесса повышения нефтеотдачи путем заводнения раство-

ром ПАВ, авторы [72] изучили поведение модельных систем, состоящих из насадочной колонны карбоната кальция - как пористой породы, н-декан - как нефти и водные растворы анионного ПАВ бис(2-этилгексил)сульфосукцинат натрия (АОТ). На рис. 2 показана схема установки наполнения колонны насадочного порошка.

Концентрацию АОТ варьировали от нуля до выше критической концентрации агрегации (ККА). Содержание соли в водных растворах варьировали таким образом, чтобы получить системы с широким диапазоном значений межфазного натяжения на границе нефть-вода. Показано, что изменение краевого угла с изменением концентрации ПАВ связано с измерениями поверхностного натяжения и изотермами адсорбции. Изотермы адсорбции позволяют оценить концентрацию не адсорбированного ПАВ в насадочной колонке, что, в свою очередь, позволяет детально проанализировать изменение процентной нефтеотдачи в зависимости от концентрации ПАВ. При концентрации ПАВ ниже ККА процент нефтеотдачи определяется контактным углом. В случае концентрации выше ККА дополнительное извлечение нефти происходит за счет солюбилизации и механизма эмульгирования.

В работе [73] основное внимание уделяется обзору применения процесса заводнения щелочь-ПАВ-полимер (ASP) при добыче нефти и его ограничения при извлечении нефти на суше и в море. Технология ASP метода увеличения нефтеотдачи представляет собой универсальный метод третичной добычи нефти. Заводнение щелочным поверхностно-активным полимером представляет собой комбинированный процесс, в котором все три компонента - щелочь, ПАВ и полимер закачиваются в одной порции. Благодаря синергизму этих трех компонентов, ASP широко применяется как в пилотных, так и в полевых операциях с целью достижения оп-

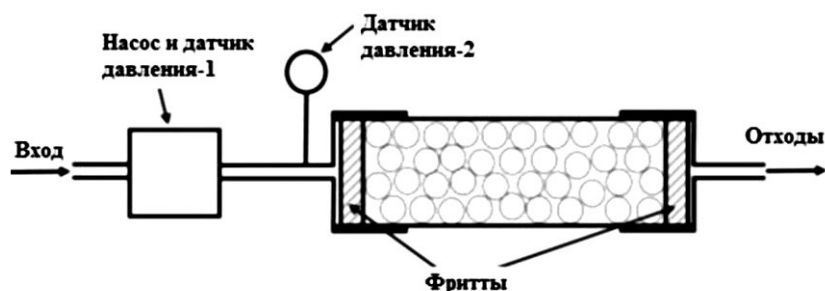


Рис. 2. Схема установки наполнения колонны насадочного порошка [72]

тимальных результатов при минимальных затратах. Чтобы вывести эту технологию на новый уровень, необходимо разработать более совершенные системы ASP с более экономичными ПАВ в слабощелочных системах и с pH-устойчивыми полимерами. В статье обсуждаются технические решения некоторых из этих задач.

Авторы [74] провели обзор исследовательских работ по альтернативным щелочам, ПАВ и полимерным химическим реагентам для повышения нефтеотдачи пластов. На основании этих работ органические щелочи предложены в качестве альтернативы неорганическим щелочам для решения проблем несовместимости с морской водой и пластовым раствором, проблемы образования накипи и вредное влияние щелочи на загущение полимера. Среди органических щелочей этаноламин оказался наиболее эффективным, поэтому наиболее широко изучен как потенциальная щелочь для применения на месторождениях. На рис. 3 даны микроизображения эмульсий типа «нефть-вода» с различными химическими растворами: ПАВ, этаноламин и ПАВ+этанолламин.

Его действие сравнимо с обычными неорганическими щелочами, а в некоторых аспектах превосходит их. На основе различных исследований ПАВ на биологической основе были предложены в качестве экологически чистой и экономически выгодной альтернативы ПАВ. Доказано, что ПАВ на основе растительных масел превосходят синтетические ПАВ, а также являются экологически безопасными. Ионные жидкости были предложены в качестве альтернативных ПАВ для суровых температур и минерализованных пластов.

Тем не менее, необходимы дальнейшие исследования для улучшения их производительности в достижении сверхнизкого межфазного

натяжения. В качестве стабильной альтернативы синтетическим полимерам в жестких температурных условиях в сильно минерализованных пластах были рекомендованы биополимеры.

В [75] сообщается о разработке, исследовании и испытании в нефтедобывающей промышленности Вьетнама энзим комплексов биохимического происхождения. Исследования показали, что во избежание снижения активности энзимов в пластовых условиях (ввиду высокой температуры и солености) требуется применение хелатного вещества, для ограничения влияния ионов металлов. Для улучшения свойств энзимов их комбинировали с ПАВ, в качестве которого был выбран альфаолефинсульфонат. Поверхностное натяжение раствора снизилось до 2.7 мН/м. Поверхностное натяжение исходного энзим-раствора повышается во время термостатирования, в то же время, как в энзим-ПАВ растворе поверхностное натяжение изменяется незначительно. Значит, добавленное ПАВ способствует увеличению поверхностной активности и термостойкости исходного энзим-раствора. С помощью программы Modde 5.0 (Modeling and Design) определяли оптимальную концентрацию энзим-раствора и ПАВ для минимального значения поверхностного натяжения энзим-растворов. По результатам определен следующий компонентный состав, %: энзим – 50.0; ПАВ – 30.0; стабилизатор – 1.0; ингибитор микроорганизмов – 0.5.

В [76] исследованы четыре различных типа ПАВ нового класса на эффективность третичной добычи нефти (TOR): эфир дитридецилсульфоянтарной кислоты; диэтанолламид кокоса; алкилполигликозиды (APG) и натриевые соли алкилпропоксисульфата. Тестируемые составы были выбраны после обширных исследований, включающих измерение межфазного натяжения

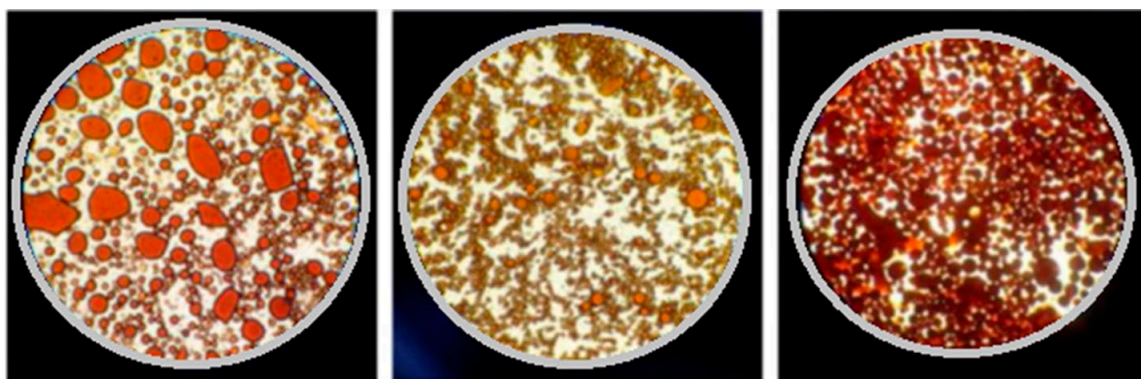


Рис. 3. Микрофотографии эмульсий типа «нефть-вода» с различными химическими растворами [74]: ПАВ (слева), этаноламин (в центре), а также ПАВ и этаноламин (справа) [74]

и адсорбционное поведение на каолининовой глине. Основные результаты этого исследования включают в себя: эфир дитридецилсульфоянтарной кислоты показал только низкий (15 %) TOR; диэтаноламид кокоса продемонстрировал высокий TOR (75 %); APG показал хороший TOR от 40 до 55 %; натриевые соли алкилпропоксисульфата также были эффективны с точки зрения TOR (извлечено от 35 до 50 % дополнительной нефти); диэтаноламид кокоса и натриевые соли алкилпропоксисульфата были эффективны даже при высокой минерализации (4–10 мас. % NaCl); адсорбция ПАВ APG в твердом состоянии зависела от длины алкильной цепи APG. Большая длина цепи привела к большей адсорбции. Все составы ПАВ были пригодны с точки зрения дополнительного извлечения нефти (после заводнения). Наблюдаемое третичное извлечение нефти находилось в диапазоне 15–75 % для консолидированных кернов из песчаника. 94 % извлечения исходного запаса нефти из пласта было зарегистрировано в случае песчаника. Результаты показывают, что широкий спектр ПАВ может соответствовать техническим требованиям к реагентам, повышающим нефтеотдачу.

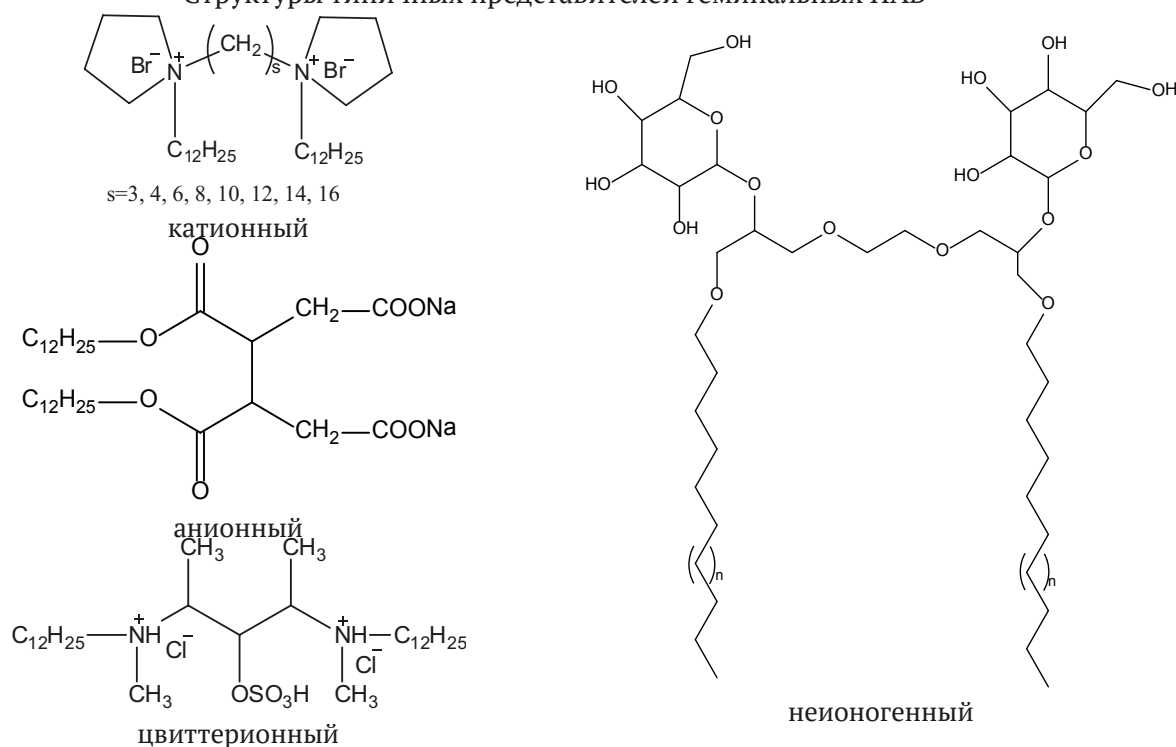
В [77] адсорбция, реология, изменение смачиваемости и межфазные свойства гемини ПАВ рассматриваются вместе с их потенциальным применением в качестве реагентов для повыше-

ния нефтеотдачи. Богатое разнообразие – анионные, неионогенные, катионные и цвиттерионные геминальные ПАВ делает их доступными. Ниже показаны структуры типичных представителей геминальных ПАВ.

Низкий ККМ, лучшие смачивающие и хорошие пенообразующие свойства, способность уменьшать поверхностное натяжение, уникальное агрегационное поведение, способность достигать сверхнизкое межфазное натяжение при низкой концентрации обеспечивает их использование в процессах повышения нефтеотдачи. Несмотря на тот факт, что количество лабораторных исследований геминальных ПАВ увеличилось, и хорошие результаты получены, но данные по заводнению геминальных ПАВ малочисленны. Возможно, это связано с тем, что геминальные ПАВ относительно новый класс ПАВ, но в будущем они точно заменят обычные мономерные ПАВ.

Авторы [78] в хронологическом порядке показали технологические разработки, результаты физико-химических исследований в области систем ПАВ типа гемини. В работе основное внимание уделяется катионным, анионным, неионогенным, цвиттерионным ПАВ. Общепринятые системы повышения нефтеотдачи характеризуются широким использованием мономерных ПАВ, которые самоагрегируются при высо-

Структуры типичных представителей геминальных ПАВ



ких концентрациях. Следовательно, сырая нефть недостаточно подвижна во время вытеснения и требуется введение вязкого буфера для проталкивания поступательного движения нефти в добывающей скважине. Введение геминальных ПАВ, благодаря своей уникальной димерной структуре и улучшенным свойствам, позволяет проявлять новаторские результаты.

Катионные геминальные ПАВ более подробно изучены и демонстрируют хорошие результаты в термодинамически стабильных растворах, микроэмульсиях и жидкостях на основе наночастиц для применения в традиционных и нетрадиционных пластах. Анионные ПАВ, особенно сульфонаты, образуют широкое разнообразие прекрасных эмульсионных и пенных водных растворов для увеличения нефтеотдачи. Неионогенные ПАВ при использовании в композициях и смесях проявляют солеустойчивость, благоприятную адсорбцию породы и совместимость с пластовой жидкостью. Цвиттер-ионные ПАВ, благодаря своему строению обладают стабильностью в широком диапазоне солености, сверхнизкими значениями межфазного натяжения, вязкоупругими и низкосвязывающими свойствами, которые обеспечивают их потенциал в секторе нефтедобычи. Кроме того, геминальные ПАВ требуются в малых количествах при проведении операций по добыче нефти, и их димерная структура обеспечивает синергетическое взаимодействие с другими добавками такими как полимер, наночастицы и др. Это позволяет вытеснить дополнительное количество третичной нефти. Авторы пришли к заключению, что необходимо разработать эффективный, с коммерческой точки зрения, план использования геминальных ПАВ для дополнительного извлечения сырой нефти из пласта методом повышения нефтеотдачи. Очевидно, что применение геминальных ПАВ в области эффективного повышения нефтеотдачи имеет устойчивое и динамическое развитие в будущем.

В [79] взаимодействием 1,3-дибромпропан, 1,4-дибромбутан, 1,5-дибромпентан и 1,6-дибромгексана с N,N-диметилтетрадециламином синтезировали 4 катионных ПАВ типа гемини с различной длиной алифатического углеводородного спейсера. В отличие от обычных ПАВ, геминальные ПАВ имеют очень низкие значения ККМ (< 200 ppm). Было обнаружено, что ККМ увеличивается с повышением температуры. ПАВ показали хороший уровень солеустойчивости и длительную термическую стабильность. Оптималь-

ные значения вязкости были получены для систем геминальных ПАВ с червеобразными мицеллами, образующимися в коротких спейсерных системах (с увеличением длины спейсера меняется на сферические). Исследования динамического напряжения показали начальное снижение значений межфазного натяжения со временем, пока не было достигнуто равновесие. Сверхнизкие значения межфазного натяжения в диапазоне 10^{-2} мН/м наблюдаются в системах сырая нефть-ПАВ, которые далее с добавлением соли снижаются до величины порядка 10^{-3} мН/м. Было обнаружено, что добавление соли и повышение температуры улучшают смачивающие свойства. Третичное извлечение нефти в диапазоне 24–30 % получены для геминальных ПАВ и 30–35 % для системы полимер (частично гидролизированный полиакриламид)-геминальный ПАВ. Состав, состоящий из 14-6-14, показал наилучшие свойства для применения в повышении нефтеотдачи.

Выводы

Проведенный краткий литературный анализ по исследованию полимерных ПАВ в процессах повышения нефтеотдачи пласта позволяет прийти к выводу о том, что применение ПАВ в качестве самостоятельных агентов, а также их смесей с полимерами, кислотами, солями и другими компонентами улучшают их свойства и является перспективным направлением. Исходя из этого, изучение полимерных ПАВ в качестве агентов для увеличения нефтеотдачи пластов остается актуальной темой.

Заявленный вклад авторов

Ахмедова Г. А. – научное руководство, концепция исследования, написание текста, итоговые выводы. Рагимов Р. А. – научное руководство, концепция исследования. Абилова А. З. – проведение исследования, подбор литературы и редактирование текста. Насибова Ш. М. – формальный анализ, курирование данных. Мамедова Х. А. – формальный анализ, курирование данных.

Конфликт интересов

Авторы заявляют, что у них нет известных финансовых конфликтов интересов или личных отношений, которые могли бы повлиять на работу, представленную в этой статье.

Список литературы

1. Firozjahi A. M., Saghaei H. R. Review on chemical enhanced oil recovery using polymer flooding: Fundamentals,

- experimental and numerical simulation. *Petroleum*. 2020;6(2): 115–122. <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2019.09.003>
2. Shah D. O., Schechter R. S. *Improved oil recovery by surfactant and polymer flooding*. New York: Academic Press; 1977. 578 p. Available at: <https://shop.elsevier.com/books/improved-oil-recovery-by-surfactant-and-polymer-flooding/shah/978-0-12-641750-0>
 3. Belhaj A. F., Elraies Kh. A., Ahmood S. M., Zulkifli N. N., Akbari S., Eldin Hussien O. S. The effect of surfactant concentration, salinity, temperature, and pH on surfactant adsorption for chemical enhanced oil recovery: a review. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. 2020;10: 125–137. <https://doi.org/10.1007/s13202-019-0685-y>
 4. Khuzin R. R., Bakhtizin R. N., Andreev V. E., Kuleshova L. S., Mukhametshin V. V., Sultanov Sh. Kh. Oil recovery enhancement by reservoir hydraulic compression technique employment. *SOCAR Proceedings*. 2021;S11: 98–108. <https://doi.org/10.5510/ogp2021si100522>
 5. Tapdigov Sh. Z., Ahmad F. F., Hamidov N. N., Bayramov E. E. Increase in the efficiency of water shut-off with the application of polyethylenpolyamine added cement. *Chemical Problems*. 2022;1(20): 59–67. Available at: <https://cyberleninka.ru/article/n/increase-in-the-efficiency-of-water-shut-off-with-the-application-of-polyetylenpolyamine-added-cement/viewer>
 6. Сулейманов Б. А., Гурбанов А. Г., Тапдыгов Ш. З. Изоляция водопритока в скважину термоактивной гелеобразующей композицией. *SOCAR Proceedings*. 2022;4: 21–26. <https://doi.org/10.5510/ogp20220400779>
 7. Rostamzadeh A. P., Parsa S. A. M., Faramarzi M. Efficiency of ionic liquid/polymer flooding combined with smart water injection on oil recovery through secondary and tertiary patterns using Iranian carbonate rock. *Petroleum Science and Technology*. 2023;41(10): 1081–1098. <https://doi.org/10.1080/10916466.2022.2092501>
 8. Ahmed M. E., Sultan A. S., Al-Sofi A. Optimization of surfactant-polymer flooding for enhanced oil recovery. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. 2023;13: 2109–2123. <https://doi.org/10.1007/s13202-023-01651-0>
 9. Mammadova U. A., Fatullayeva S. S., Tapdiqov S. Z., ... Rajabli A. The use of xanthan gum biopolymer for enhanced oil recovery. *Scientific Collection "Interconf" Proceedings of the 1st International Scientific and Practical Conference. Modern Directions and Movements in Science, Luxembourg, Luxembourg*. 2022;127: 226–229. Available at: <https://archive.interconf.center/index.php/conference-proceeding/article/view/1415>
 10. Pogaku R., Fuat N. H. M., Sakar S., Zeong Woong Cha Z. W., Musa N., Taiudin D. N., Morris L. O. Polymer flooding and its combinations with other chemical injection methods in enhanced oil recovery. *Polymer Bulletin*. 2018;75: 1753–1774. <https://doi.org/10.1007/s00289-017-2106-z>
 11. Veliyev E. F. Application of amphiphilic block-polymer system for emulsion flooding. *SOCAR Proceedings*. 2021;3: 78–86. <https://doi.org/10.5510/ogp20210300532>
 12. Pillai P., Mandal A. Synthesis and characterization of surface-active ionic liquids for their potential application in enhanced oil recovery. *Journal of Molecular Liquids*. 2022;345: 117900. <https://doi.org/10.1016/j.molliq.2021.117900>
 13. Chen X., Feng Q., Liu W., Sepehrnoori K. Modeling preformed particle gel surfactant combined flooding for enhanced oil recovery after polymer flooding. *Fuel*. 2017;194: 42–49. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2016.12.075>
 14. Dong X., Liu H., Chen Zh., Wu K., Lu N., Zhang Q. Enhanced oil recovery techniques for heavy oil and oilsands reservoirs after steam injection. *Applied Energy*. 2019;239: 1190–1211. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.01.244>
 15. Grishchenko V. A., Gareev R. R., Tsiklis I. M., Mukhametshin V. V., Yakupov R. F. Expanding the amount of preferential royalty facilities with hard-to-recover oil reserves. *SOCAR Proceedings*. 2021;2: 8–18. <https://doi.org/10.5510/ogp2021si200575>
 16. Wang F., Xu H., Yikun L., Jiang Y., Wu Ch. Experimental study on the enhanced oil recovery mechanism of an ordinary heavy oil field by polymer flooding. *ACS*. 2023;8(15): 14089–14096. <https://doi.org/10.1021/acsomega.2c08084>
 17. Suleimanov B. A., Abbasov H. F. Enhanced oil recovery mechanism with nanofluid injection. *SOCAR Proceedings*. 2022;3: 028–037. <https://doi.org/10.5510/ogp20220300705>
 18. Suleimanov B. A., Ismailov F. S., Veliyev, E. F. Nanofluid for enhanced oil recovery. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2011;78(2): 431–437. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0920410511001409>
 19. Suleimanov B. A., Veliyev E. F. Novel polymeric nanogel as diversion agent for enhanced oil recovery. *Petroleum Science and Technology*. 2017;35(4): 319–326. <https://doi.org/10.1080/10916466.2016.1258417>
 20. Suleimanov B. A., Ismaylov F. S., Veliyev E. F. On the metal nanoparticles effect on the strength of polymer gels based on carboxymethylcellulose, applying at oil recovery. *Oil Industry*. 2014;1: 86–88. Available at: <https://www.researchgate.net/publication/291309119>
 21. Suleimanov B. A., Ismaylov F. S., Veliyev E. F., Dyshin O. A. The influence of light metal nanoparticles on the strength of polymer gels used in oil industry. *SOCAR Proceedings*. 2013;2: 24–28. <https://doi.org/10.5510/ogp20130200151>
 22. Veliyev E. F. Mechanisms of polymer retention in porous media. *SOCAR Proceedings*. 2020;3: 126–134. <https://doi.org/10.5510/ogp20200300453>
 23. Zhao H., Ding X., Yu P., ... Shao Q. Study on the pressure drop of crude oil-water with surfactant flow in porous media. *Journal of Dispersion Science and Technology*. 2021;44(3): 468–474. <https://doi.org/10.1080/01932691.2021.1950548>
 24. Das A., Nguyen N., Nguyen Q. P. Low tension gas flooding for secondary oil recovery in low-permeability, high-salinity reservoirs. *Fuel*. 2020;264: 116601. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2019.116601>
 25. Ahmadi M. A., Arabsahebi Y., Shadizadeh S. R., Behbahani S. S. Preliminary evaluation of mulberry leaf-derived surfactant on interfacial tension in an oil-aqueous system: EOR application. *Fuel*. 2014;117: 749–755. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2013.08.081>
 26. Kang W., Liu S., Meng L. W., Cao D., Fan H. A novel ultralow interfacial tension foam flooding agent to enhance heavy oil recovery. In: *SPE Improved Oil Recovery Symposium*,

April 24–28, 2010. Tulsa, Oklahoma, USA. Paper Number: SPE-129175-MS. <https://doi.org/10.2118/129175-MS>

27. Zhang G., Yu J., Du C., Lee R. Formulation of surfactants for very low/high salinity surfactant flooding without alkali. In: *SPE International Symposium on Oilfield Chemistry. April 13–15, 2015. The Woodlands, Texas, USA.* Paper Number: SPE-173738-MS. <https://doi.org/10.2118/173738-MS>

28. Kamal M. S., Sultan A. S., Hussein I. A. Screening of amphoteric and anionic surfactants for EOR applications using a novel approach. *Colloid Surface A.* 2014;476: 17–23. <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2015.03.023>

29. Chen P., Mohanty K. K. Surfactant-enhanced oil recovery from fractured oil-wet carbonates: effects of low IFT and wettability alteration. In: *SPE International Symposium on Oilfield Chemistry. April 13–15, 2015. The Woodlands, Texas, USA.* Paper Number: SPE-173797-MS. <https://doi.org/10.2118/173797-MS>

30. Wu X., Han M., Zahrani B. H., Guo L. Effect of surfactant polymer interaction on the interfacial properties for chemical EOR. In: *SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference, March 8–11, 2015. Manama, Bahrain.* Paper Number: SPE-172706-MS. <https://doi.org/10.2118/172706-MS>

31. Cao R., Yang H., Sun W., Ma Y. Z. A new laboratory study on alternate injection of high strength foam and ultra-low interfacial tension foam to enhance oil recovery. *Journal of Petroleum Science and Engineering.* 2015;125: 75–89. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2014.11.018>

32. Yuan F. Q., Cheng Y. Q., Wang H. Y., ... Zhao S. Effect of organic alkali on interfacial tensions of surfactant solutions against crude oils. *Colloid Surface A.* 2015;470: 171–178. <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2015.01.059>

33. Liyanage P. J., Lu J., Arachchilage G. W. P., Weerasooriya U.P., Pope G. A. A novel class of large-hydrophobe tristyrilphenol (TSP) alkoxy sulfate surfactants for chemical enhanced oil recovery. *Journal of Petroleum Science and Engineering.* 2015;128: 73–85. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2015.02.023>

34. Ahmadi M. A., Galedarzadeh M., Shadizadeh S. R. Wettability alteration in carbonate rocks by implementing new derived natural surfactant: enhanced oil recovery applications. *Transport Porous Media.* 2014;106(3): 645–667. <https://doi.org/10.1007/s11242-014-0418-0>

35. Aoudia M., Al-Maamari R. S., Nabipour M., Al-Bemani A. S., Ayatollahi S. Laboratory study of alkyl ether sulfonates for improved oil recovery in high-salinity carbonate reservoirs: a case study. *Energy and Fuel.* 2010;24(6): 3655–3660. <https://pubs.acs.org/doi/abs/10.1021/ef100266p>

36. Aoudia M., Al-Shibli M. N., Al-Kasimi L. H., Al-Maamari R., Al-bemani A. Novel surfactants for ultralow interfacial tension in a wide range of surfactant concentration and temperature. *Journal of Surfactants and Detergents.* 2006;9(3): 287–293. <https://doi.org/10.1007/s11743-006-5009-9>

37. Kamaludin N. A., Suhaidi N. N. S., Ismail N. Green surfactants for enhanced oil recovery: a review. *Materials Today: Proceedings.* 2023. <https://doi.org/10.1016/j.matpr.2023.10.100>

38. Ahmadi M. A., Shadizadeh S. R. Experimental investigation of adsorption of a new nonionic surfactant on

carbonate minerals. *Fuel.* 2013;104: 462–467. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2012.07.039>

39. Dong L., Li Y., Wen J., ... Liu Z. Functional characteristics and dominant enhanced oil recovery mechanism of polymeric surfactant. *Journal of Molecular Liquids.* 2022;354: 118921. <https://doi.org/10.1016/j.molliq.2022.118921>

40. Chen Q., Zhang S., Wang Z., Ye Z., Lai N. Synthesis and characterization of a novel active polymer for enhanced oil recovery. *Journal of Applied Polymer Science.* 2023;140(15): e53734. <https://doi.org/10.1002/app.53734>

41. Chen M., Deng H., Geng X., ... Jia N. Synthesis and evaluation of a low molecular weight amphiphilic polymer for enhanced oil recovery. *Journal of Surfactants and Detergents.* 2021;24: 991–1002. <https://doi.org/10.1002/jds.12531>

42. Zhu Zh., Kou H., Zhang Zh., Wang Y., Wan H. Performance and mechanisms of enhanced oil recovery via amphiphilic polymer flooding in high salinity reservoir. *Petroleum Science and Technology.* 2023;41(21): 2006–2016. <https://doi.org/10.1080/10916466.2022.2105358>

43. Wei J., Chen Y., Zhou X., ... Zhou R. Experimental studies of surfactant-polymer flooding: an application case investigation. *International Journal of Hydrogen Energy.* 2022;47: 32876–32892. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.07.198>

44. Jouenne S. Polymer flooding in high temperature, high salinity conditions: selection of polymer type and polymer chemistry, thermal stability. *Journal of Petroleum Science and Engineering.* 2020;195: 107545. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107545>

45. Sharma T., Joshi A. Jain A., Chaturvedi K. R. Enhanced oil recovery and CO₂ sequestration potential of Bi-polymer polyvinylpyrrolidone-polyvinyl alcohol. *Journal of Petroleum Science and Engineering.* 2022;211: 110167. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.110167>

46. Li P., Zhang F., Zhu T., Zhang C., Liu G., Li X. Synthesis and properties of the active polymer for enhanced heavy oil recovery. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects.* 2021;626: 127036. <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2021.127036>

47. Mehrabianfar P., Bahraminejad H., 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.* 2021;198: 108172. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.108172>

48. Wu Q., Ding L., Zhang L., ... Guérillot D. Polymer enhanced foam for improving oil recovery in oil-wet carbonate reservoirs: a proof of concept and insights into the polymer-surfactant interactions. *Energy.* 2023;264: 126256. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.126256>

49. Song B., Hu X., Shui X., Cui Z., Wang Z. A new type of renewable surfactants for enhanced oil recovery: dialkylpolyoxyethylene ether methyl carboxyl betaines. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects.* 2016;489: 433–440. <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2015.11.018>

50. Klyuchnikova N. V., Genov I., Kudina A. E. Polymer surface-active substance for oil producing industry. *Bulletin of BSTU named after V. G. Shukhov.* 2018;11: 99–104. https://doi.org/10.12737/article_5bf7e357aa4f11.67674617

51. Madani M., Zargar G., Takassi M. A., Daryasafar A., Wood D. A., Zhang Z. Fundamental investigation of an environmentally-friendly surfactant agent for chemical enhanced oil recovery. *Fuel*. 2019;238: 186–197. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2018.10.105>
52. Арсланова И. М., Прочухан К. Ю., Просочкина Т. Р., ... Арсланова Д. И. Изучение физико-химических особенностей ПАВ-полимерной системы для повышения нефтеотдачи. *Нефтепромысловое дело*. 2017;11: 36–39. Режим доступа: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=30558247>
53. Ahmadova G. A., Abilova A. Z., Rahimov R. A., Asadov Z. H., Ahmadbayova S. F. Influence of head-group composition and (chloro)propoxy units disposition consequence on properties of surfactants based on lauric acid, propylene oxide, epichlorohydrin and ethanolamines. *Journal of Materials Chemistry and Physics*. 2018;205: 416–422. <https://doi.org/10.1016/j.matchemphys.2017.11.035>
54. Ahmadova G. A., Abilova A. Z., Rahimov R. A., Asadov Z. H., Ahmadbayova S. F., Musayeva G. M. Synthesis and Properties of surface-active cooligomers based on C₃-epoxides and lauric acid. *Processes of Petrochemistry and Oil Refining*. 2017;18(2): 150–156. Available at: [https://ppor.az/jpdf/Axmedova-2\(2017\).PDF](https://ppor.az/jpdf/Axmedova-2(2017).PDF)
55. Асадов З. Г., Алиев В. С. Синтез, свойства и применение гидрофильных полимеров и сополимеров оксиалкиловых эфиров (мет)акриловой кислоты. *Успехи химии*. 1992;61(5): 1002–1019. Available at: <https://www.uspkhim.ru/RCR962pdf>
56. Асадов З. Г., Агазаде А. Д., Касимов А. А., Алиев В. С. Закономерности и механизм реакции оксипропилирования полиакриловой кислоты, частично нейтрализованной гидроксидом натрия. *Высокомолекулярные соединения*. 1990;10: 792–797. Режим доступа: http://polymsci.ru/static/Archive/1990/VMS_1990_T32ks_10/VMS_1990_T32ks_10_792-797.pdf
57. Nasibova Sh. M., Rahimov R. A., Muradova S. A., Abdullayev Yu. 2-Hydroxyethyl substituted cationic surfactants with dodecyl hydrophobic chain: Properties and application. *Materials Chemistry and Physics*, 2023;296: 127268. <https://doi.org/10.1016/j.matchemphys.2022.127268>
58. Asadov Z. H., Ahmadova G. A., Rahimov R. A., Asadova A. Z., Nazarov I. G. Synthesis and study of nonionic surfactants based on propylene oxide and lauric acid. *Russian Journal of Applied Chemistry*. 2016;89: 559–565. <https://doi.org/10.1134/S1070427216040066>
59. Abilova A. Z., Ahmadova G. A., Rahimov R. A., ... Nadirova Zh. K. Synthesis and study of oligomeric surfactants based on polyethylene polyamine and propylene oxide, enhancing the oil recovery factor. *Processes of Petrochemistry and Oil Refining*. 2025;26(4): 1288–1295. <https://doi.org/10.62972/1726-4685.2025.4.1288>
60. Asadov Z. H., Huseynova Kh. A., Rahimov R. A., Ahmadova G. A., Zubkov F. I. Alkyl chain and head-group effect of mono- and diisopropylolalkylamine-polymethacrylic acid complexes in aqueous solution. *Journal of Molecular Liquids*. 2017;244: 533–539. <https://doi.org/10.1016/j.molliq.2017.09.042>
61. Asadov Z. H., Ahmadova G. A., Rahimov R. A., Abilova A. Z., Zargarova S. H., Zubkov F. I. Synthesis and properties of quaternary ammonium surfactants based on alkylamine, propylene oxide and 2-chloroethanol. *Journal of Surfactants and Detergents*. 2018;21: 247–254. <https://doi.org/10.1002/jsde.12008>
62. Bondar M. Yu., Osipov A. V., Groman A. A., Koltsov I. N., Scherbakov G. Y., Chebysheva O. V. The results of single well chemical tracer tests to assess the effectiveness of surfactant-polymer exposure at the Kholmogorskoye field. *Bulletin of the Oil and Gas Industry of Kazakhstan*. 2022;4(2): 102–112. <https://doi.org/10.54859/kjogi108466>
63. Wibowo A. D. K., Yoshi L. A., Handayani A. S., Joelianingsih. Synthesis of polymeric surfactant from palm oil methyl ester for enhanced oil recovery application. *Colloid and Polymer Science*. 2021;299: 81–92. <https://doi.org/10.1007/s00396-020-04767-5>
64. Kumar S., Saxena N., Mandal A. Synthesis and evaluation of physicochemical properties of anionic polymeric surfactant derived from Jatropha oil for application in enhanced oil recovery. *Journal of Industrial and Engineering Chemistry*. 2016;43: 106–116. <https://doi.org/10.1016/j.jiec.2016.07.055>
65. Babu K., Pal N., Saxena V. K., Mandal A. Synthesis and characterization of a new polymeric surfactant for chemical enhanced oil recovery. *Korean Journal of Chemical Engineering*. 2016;33: 711–719. <https://doi.org/10.1007/s11814-015-0186-8>
66. Somoza A., Arce A., Soto A. Oil recovery tests with ionic liquids: A review and evaluation of 1-decyl-3-methylimidazolium triflate. *Petroleum Science*. 2022;19(4): 1877–1887. <https://doi.org/10.1016/j.petsci.2021.10.025>
67. Nandwani K., Malek N. I., Lad N. V., Chakraborty M., Gupta S. Study on interfacial properties of Imidazolium ionic liquids as surfactant and their application in enhanced oil recovery. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*. 2017;516: 383–393. <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2016.12.037>
68. Pillai P., Kumar A., Mandal A. Mechanistic studies of enhanced oil recovery by imidazolium-based ionic liquids as novel surfactants. *Journal of Industrial and Engineering Chemistry*. 2018;63: 262–274. <https://doi.org/10.1016/j.jiec.2018.02.024>
69. Sakthivel S., Elsayed M. Enhanced oil recovery by spontaneous imbibition of imidazolium based ionic liquids on the carbonate reservoir. *Journal of Molecular Liquids*. 2021;340: 117301. <https://doi.org/10.1016/j.molliq.2021.117301>
70. Benzagouta M. S., Al Nashef I. M., Karnanda W., Al-Khidir K. Ionic liquids as novel surfactants for potential use in enhanced oil recovery. *Korean Journal of Chemical Engineering*. 2013;30(11): 2108–2117. <https://doi.org/10.1007/s11814-013-0137-1>
71. Nabipour M., Ayatollahi S., Keshavarz P. Application of different novel and newly designed commercial ionic liquids and surfactants for more oil recovery from an Iranian oil field. *Journal of Molecular Liquids*. 2017;230: 579–588. <https://doi.org/10.1016/j.molliq.2017.01.062>
72. Fletcher P. D. I., Savory L. D., Woods F., Clarke A., Howe A. M. Model study of enhanced oil recovery by flooding with aqueous surfactant solution and comparison with theory. *Langmuir*. 2015;31(10): 3076–3085. <https://doi.org/10.1021/la5049612>
73. Olajire A. A. Review of ASP EOR (alkaline surfactant polymer enhanced oil recovery) technology in the petroleum

industry: Prospects and challenges. *Energy*. 2014;77: 963–982. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.09.005>

74. Tackie-Otoo B. N., Mohammed M. A. A., Yekeen N., Negash B. M. Alternative chemical agents for alkalis, surfactants and polymers for enhanced oil recovery: Research trend and prospects. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2020: 106828. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106828>

75. Shchetnikov V. I., Mukhametshin V. V., Kuleshova L. S., Veliev E. M., Stepanova R. R., Samigullina L. Z. Surfactant enzymes combined application for oil production intensification in Vietnam. *SOCAR Proceedings*. 2022;2: 035–042. <https://doi.org/10.5510/ogp20220200672>

76. Iglaue 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*. 2010;71: 23–29. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2009.12.009>

77. Kamal M. S. A review of gemini surfactants: potential application in enhanced oil recovery. *Journal of Surfactants and Detergents*. 2015;19(2): 223–236. <https://doi.org/10.1007/s11743-015-1776-5>

78. Pal N., Hoteit H., Mandal A. Structural aspects, mechanisms and emerging prospects of gemini surfactant-based alternative enhanced oil recovery technology: a review. *Journal of Molecular Liquids*. 2021;339: 116811. <https://doi.org/10.1016/j.molliq.2021.116811>

79. Pal N., Saxena N., Mandal A. Studies on the physicochemical properties of synthesized tailor-made gemini surfactants for application in enhanced oil recovery. *Journal of Molecular Liquids*. 2018;258: 211–224. <https://doi.org/10.1016/j.molliq.2018.03.037>

Информация об авторах

Ахмедова Гюльнара Аллахверди, д. х. н., доцент, заведующая лабораторией «Поверхностно-активные реагенты и препараты», Институт Нефтехимических Процессов Министерства Науки и Образования Азербайджанской Республики (Баку, Азербайджан).

<https://orcid.org/0009-0003-7199-6087>
ahmadovagulnara@mail.ru

Рагимов Раван Абдуллатиф, д. х. н., доцент, гл. н. с. лаборатории «Поверхностно-активные реагенты и препараты», Институт Нефтехимических Процессов Министерства Науки и Образования Азербайджанской Республики (Баку, Азербайджан).

<https://orcid.org/0000-0001-5619-4041>
revan_chem@mail.ru

Абилова Айгюль Зияфеддин, к. х. н., в. н. с. лаборатории «Поверхностно-активные реагенты и препараты», Институт Нефтехимических Процессов Министерства Науки и Образования Азербайджанской Республики (Баку, Азербайджан).

<https://orcid.org/0009-0001-3453-5770>
abilova_aygul@inbox.ru

Насибова Шафига Мусеиб, к. х. н., доцент, в. н. с. лаборатории «Поверхностно-активные реагенты и препараты», Институт Нефтехимических Процессов Министерства Науки и Образования Азербайджанской Республики (Баку, Азербайджан).

<https://orcid.org/0009-0009-1446-7270>
nesibova.sefiqe@mail.ru

Мамедова Хураман Акиф, к. х. н., доцент, гл. н. с. лаборатории «Поверхностно-активные реагенты и препараты», Институт Нефтехимических Процессов Министерства Науки и Образования Азербайджанской Республики (Баку, Азербайджан).

<https://orcid.org/0009-0000-0612-5160>
xuraman_akifli@hotmail.com

Поступила в редакцию 07.01.2025; одобрена после рецензирования 14.01.2025; принята к публикации 14.02.2025; опубликована онлайн 25.12.2025.