

Обзор и анализ технологий на основе композиций ПАВ, предназначенных для увеличения эффективности разработки нефтяных месторождений в РФ

Ф.Э. Сафаров^{1,2*}, А.Э. Фетисов¹, А.Г. Телин^{1,3}

¹ООО «Уфимский Научно-Технический Центр», Уфа, Россия

²Уфимский институт химии Уфимского федерального исследовательского центра РАН, Уфа, Россия

³Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

В обзоре рассматриваются исторический экскурс и современное состояние технологий увеличения нефтеотдачи, связанных с закачкой композиций поверхностно-активных веществ (ПАВ) на истощенных нефтяных месторождениях РФ и мира. Обсуждаются современные тенденции и перспективы развития. Уделяется внимание исторической справедливости: не все проекты с ПАВ-заводнением были провальными в советский период, как это принято считать современными исследователями. Наряду с серьезными просчетами, были и достижения. Рассматриваются методические основы скрининга ПАВ, научные основы подбора и оптимизации композиций ПАВ, роль и механизм действия основных компонентов; уделяется внимание исследованиям, сопутствующим закачке композиций ПАВ в нефтяной пласт. Описываются достижения в области синтеза ПАВ, применяемых для увеличения нефтеотдачи, и результаты опытно-промышленных испытаний. Показано, что на современном уровне развития технологий в России с учетом действующего режима налогообложения применение ПАВ-заводнения нерентабельно. В то же время, закачка оторочек ПАВ и их сочетание с технологиями выравнивания профиля приёмистости нагнетательных скважин успешно развиваются и являются действенным инструментом увеличения нефтеотдачи на старых площадях.

Ключевые слова: поверхностно-активные вещества, нефтеотдача, межфазное натяжение, микроэмульсия, солобилизация

Для цитирования: Сафаров Ф.Э., Фетисов А.Э., Телин А.Г. (2026). Обзор и анализ технологий на основе композиций ПАВ, предназначенных для увеличения эффективности разработки нефтяных месторождений в РФ. *Георесурсы*, 28(2), с. 199–235. <https://doi.org/10.18599/grs.2026.2.16>

Введение

Общемировое падение объема разведанных запасов нефти и устойчивый рост доли трудноизвлекаемых диктуют необходимость применения третичных методов увеличения нефтеотдачи (МУН) (Cheng et al., 2014; Lake, 1996; Холмберг и др., 2007; Сургучев, 1985; Weidong et al., 2023). Их грамотное внедрение позволит обеспечить рентабельность добычи нефти на заключительных стадиях разработки месторождений с развитой системой поддержания пластового давления (ППД). В течение долгого времени развитие нефтяной промышленности было связано с оптимизацией процессов бурения и совершенствованием систем ППД. Однако доминирующая часть материковых месторождений России находится на заключительных стадиях разработки. То есть потенциал уплотнительного

бурения и оптимизация системы ППД ограничены всё более истощающимися запасами доступных углеводородов. При этом на действующих месторождениях уже построены системы сбора и транспорта нефти, системы подготовки нефти и воды, проложены внутривнепромысловые и внешние дороги. То есть значительная часть капитальных затрат, необходимых для разработки нефтяных залежей, уже понесена. Такая ситуация актуализирует интерес к развитию технологий, направленных на увеличение коэффициента вытеснения нефти водой ($K_{\text{выт}}$), то есть на значительное увеличение моющего действия закачиваемой воды в условиях промытого нефтяного пласта.

Низкие цены на нефть, которые преобладали с середины 1980-х годов и до сегодняшнего дня, за исключением коротких периодов 2007–2008 гг. и 2012–2014 гг., не позволяли широко развивать и стимулировать исследования в области физико-химических МУН. Это в полной мере относится к технологиям увеличения нефтеотдачи, основанным на применении поверхностно-активных веществ (ПАВ), что связано со значительными затратами на закупку реагентов и на выполнение промысловых работ. В настоящее время актуальный тренд в работах по увеличению

* Ответственный автор: Фарит Эрикович Сафаров
e-mail: SafarovFI@ufntc.ru

© 2026 Коллектив авторов

Статья находится в открытом доступе и распространяется в соответствии с лицензией Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

нефтеотдачи нефтяных пластов заключается в подборе и разработке композиций ПАВ, поскольку метод имеет большой потенциал для мобилизации остаточной нефти в коллекторах (Barnes et al., 2010; Al-Murayri et al., 2021; Máté Hartyányi et al., 2025).

Целью обзора является ознакомление читателя с последними достижениями в области применения композиций ПАВ в методах увеличения нефтеотдачи. Главной задачей обзора служит анализ техники и технологий закачки ПАВ для промышленного внедрения в России и за рубежом. Показано, что ПАВ-заводнение или ПАВ-полимерное заводнение в настоящее время является экономически рискованным мероприятием, требующим предпочтений от государства по части налогообложения. Тем не менее, сегодня у композиций ПАВ существует четко очерченная экономически обоснованная ниша: это закачка оторочек ПАВ после выравнивания профиля приёмности нагнетательной скважины или закачка только оторочки ПАВ на участках, где происходит равномерная выработка запасов.

Роль межфазного натяжения

Величину межфазного натяжения (МФН) в смеси смешивающихся жидкостей можно регулировать в достаточно широких пределах. На границе двух жидких фаз оно может быть уменьшено практически до нуля. Дробление капель одной жидкости в среде другой при исчезающе малом межфазном натяжении практически не требует затрат энергии, и потому оно происходит самопроизвольно с образованием почти гомогенной смеси (мицеллярного раствора) двух взаимно нерастворимых веществ. Этот эффект называется солубилизацией и играет важную роль во многих процессах, в том числе при добыче нефти и в действии моющих средств (Плетнев, 2002; Плетнев, 1990; Ланге, 2004; Кольчев и др., 2023; Kosswig, 2000; Zhang et al., 2020). Поверхностное натяжение раствора может быть понижено введением в растворитель вещества с меньшим натяжением, чем у самого растворителя. По отношению к воде поверхностную активность проявляют водорастворимые органические вещества с меньшим натяжением, чем у воды (практически все органические водорастворимые вещества). Неорганические водорастворимые вещества (соли, кислоты, щелочные агенты) проявляют отрицательную поверхностную активность, то есть в их присутствии натяжение раствора увеличивается.

Идее добавления в нагнетаемую в пласт воду веществ, способных увеличивать нефтеотдачу за счёт снижения межфазного натяжения на границе нефть/вода, более века. Если провести исторический экскурс этой области увеличения нефтеотдачи, то можно отметить пионерскую работу Наттинга, вышедшую в 1925 г. (Nutting, 1925), патент Аткинсона (Atkinson, 1927), публикации Урена и Фахми (Uren, Fahmy, 1927), а также Бекстрема и ван Туйла (Beckstrom, van Tuyl, 1927), вышедшие в 1927 году. В перечисленных работах докладывалось об увеличении нефтеотдачи в ходе закачки щелочных агентов (каустическая и кальцинированная сода) в модель пласта после заводнения водой. По мнению исследователей, увеличение нефтеотдачи происходило вследствие изменения смачиваемости коллектора и уменьшения межфазного натяжения на границе раздела фаз вода/нефть, нефть/поверхность

горной породы, что мобилизовало остаточную нефть. С тех пор значительно улучшилось понимание протекающих в пластовых условиях процессов, и в настоящее время в качестве основного средства воздействия на величину МФН в работах по увеличению нефтеотдачи применяют анионные поверхностно-активные вещества (АПАВ). Эти соединения способны изменять (уменьшать) поверхностное натяжение раствора или натяжение границы раствора с другой конденсированной фазой при изменении (увеличении) концентрации ПАВ в растворе. Основная характеристика ПАВ – его поверхностная активность σ , отношение отрицательной величины приращения натяжения к приращению концентрации ПАВ в пределе, когда концентрация стремится к нулю. Способность АПАВ понижать МФН связана с энергией взаимодействия между полярной головкой ПАВ и водной фазой, а также между углеводородным хвостом дифильной молекулы АПАВ и нефтью. Для сверхнизкого МФН требуется, чтобы эти взаимодействия были как сильными, так и сопоставимыми по величине. Для анионных ПАВ энергия взаимодействия полярной головки и водной фазы может быть «отрегулирована» через изменение минерализации. Увеличение ионной силы раствора повышает экранирование заряда на полярной части молекулы АПАВ и уменьшает энергию взаимодействия между ней и водной фазой. Концентрация соли, при которой величина МФН наименьшая, называется «оптимальной минерализацией» (Nelson, Pope, 1978). Это важное понятие для области МУН, связанной с композициями ПАВ, поскольку оказывает влияние на фазовое поведение ПАВ.

Фазовое поведение АПАВ в системе нефть/вода – один из ключевых факторов их применения, поскольку при образовании в пластовых условиях вязких фаз влияние ПАВ на нефтеотдачу пласта будет негативным. Винзор (Winsor, 1954) впервые описал поведение фаз микроэмульсии как тип I (масло в воде), тип II (вода в масле) и тип III (непрерывная фаза масло/вода, также известная как микроэмульсия средней фазы). Для анионных ПАВ увеличение минерализации вызывает переход от микроэмульсии по классификации Винзора от типа I к типу III, и далее к типу II (обратная эмульсия, характеризуется высокой вязкостью). «Оптимальная минерализация», определяемая по фазовому поведению, представляет собой значение минерализации системы, при которой микроэмульсия средней фазы растворяет равные количества масла (нефти) и воды. При этой минерализации равновесные МФН между фазой микроэмульсии и фазами с избытком нефти или воды становятся равными (и, таким образом, их сумма становится минимальной). Тест на фазовое поведение позволяет оценить перспективность рассматриваемого ПАВ: наличие нежелательных макроэмульсий или жидкокристаллических фаз, смачивающие свойства раствора ПАВ, относительную вязкость и время уравнивания фаз (быстрое уравнивание указывает на более перспективную композицию ПАВ). Структура микроэмульсий представлена нанодисперсными фазами, в отличие от значительно более крупных фаз в макроэмульсиях (которые можно охарактеризовать как неравновесные дисперсии, находящиеся в метастабильных состояниях). Также в системах, включающих ПАВ, могут формироваться жидкокристаллические упорядоченные вязкие фазы,

ограничивающие коалесценцию эмульсии (Healey, Reed, 1974) и расщепляющие световой поток в анизотропной среде на две составляющие (так называемое «двулучепреломление света»). Макроэмульсии и вязкие фазы снижают эффективность мобилизации остаточной нефти, и их образование в пластовых условиях нежелательно. Согласно Нельсону и Попу, объем микроэмульсии средней фазы пропорционален концентрации ПАВ (Nelson, Pope, 1978). В области низких концентраций ПАВ (незначительно превышающих критические концентрации мицеллообразования) объем средней фазы микроэмульсии незначителен, и ее присутствие для измерений сложно обнаружить визуально, тем более отобразить. Напротив, при высоких концентрациях ПАВ большее количество избыточных фаз растворяется, поэтому они имеют меньший объем или отсутствуют. Микроэмульсия средней фазы – это система, в которой две равновесные изотропные непрерывные фазы, с почти нулевым или минимальным краевым углом смачивания находятся в оптимальных условиях или вблизи от них (Scriven, 1976). При оптимальной минерализации и ниже система представлена прямыми мицеллами (углеводородные хвосты АПАВ находятся в капле нефти) в водном растворе; при более высокой минерализации система представлена уже обращенными мицеллами в нефти (дисперсионная среда – нефть, дисперсная фаза – полярное ядро, образованное гидрофильными группами ПАВ, в капле воды).

Для достижения сверхнизкого МФН необходимо, чтобы углеводородный хвост и нефтяная фаза обладали большим сродством, и это требование часто ограничивает возможности конструирования структур новых ПАВ. Сверхнизкое МФН (менее 0,01 мН/м) наблюдается только для тщательно подобранной системы ПАВ по причине сложного состава сырой нефти и необходимости адаптации композиции ПАВ к ней. Отметим также, что свойства сырой нефти, определяющие активность ПАВ, известны лишь в редких случаях. В состав нефти входят как легкие компоненты, так и значительная доля более тяжелых, таких как воски, нафтеновые кислоты, смолы и асфальтены. И даже относительно легкие сорта нефти могут содержать значительные доли тяжелых компонентов. Это может объяснить, почему многие типы ПАВ проявляют превосходную активность и сверхнизкое значение МФН при оптимальной минерализации в модельных алкановых системах (додекан, октан) (Barnes et al., 2010) и плохо работают в системах, включающих реальные образцы нефти, даже если мажорные компоненты сырой нефти имеют эквивалентное число атомов углерода в цепи, аналогичное числу атомов «С» в выбранном алкане. По этой причине выбор ПАВ для химического заводнения все ещё в некоторой степени основан на опыте проб и ошибок, однако достаточно обширный накопленный материал в этой области позволяет отметить основные закономерности. Так, например, энергия взаимодействия нефтяной фазы и неполярного хвоста АПАВ обычно имеет тенденцию к уменьшению с увеличением молекулярной массы компонентов нефти, что логично, если проанализировать энергетические компоненты, способствующие взаимодействию нефти с хвостом ПАВ (Bourel, Schechter, 1988; Bourel et al., 1984). Как правило, сырая нефть содержит достаточно тяжелые компоненты, поэтому величина

энергии, отражающей взаимодействие нефтяной фазы и хвоста ПАВ, будет невысокой, что обуславливает низкое значение параметра солубилизации.

Чёткое понимание концепции обязательного достижения сверхнизкого МФН в ходе ПАВ-заводнения сложилось в конце 70-х годов после опубликованных наблюдений Хили с соавторами (Healy et al., 1976; Reed, Nealy, 1977). Для исключения захвата мобилизованной нефти капиллярными силами композиция ПАВ должна поддерживать сверхнизкое МФН на движущемся фронте вытеснения. В связи с особенностями производства ПАВ, коммерческие товарные формы чаще всего представлены смесью индивидуальных веществ. Вследствие хроматографического разделения компонентов оторочки ПАВ в пластовых условиях (то есть, предпочтительной адсорбции одних ПАВ на поверхностях пор или разделение разных видов ПАВ в нефтяной фазе), результирующее МФН системы может быть далёким от сверхнизкого, что может оказать неблагоприятное воздействие на нефтеотдачу. Когда в композицию входит спирт, он распределяется между фазами сырой нефти, минерализованной воды и плёнками ПАВ способом, отличным от характерного для АПАВ. Для того чтобы в пластовых условиях соразтворитель не усиливал хроматографического разделения компонентов композиции ПАВ, тип спирта также необходимо тщательно подобрать (Dwarakanath et al., 2008; Sahni et al., 2010). Выступающий в качестве соразтворителя спирт увеличивает скорость достижения равновесия с предотвращением образования нежелательных вязких фаз и эмульсий, делая плёнки ПАВ менее жесткими. Применяемые спирты, сами являясь неионогенными ПАВ (начиная с C_4), также могут изменять величину оптимальной минерализации системы, требуемой для достижения сверхнизкого МФН. Короткоцепочечные спирты, такие как пропанол, увеличивают оптимальную минерализацию системы, включающую сульфонатные ПАВ, в то время как спирты с более длинной цепью, такие как пентанол и гексанол, уменьшают величину оптимальной минерализации. Среди короткоцепочечных спиртов при их добавлении в композицию ПАВ в качестве соразтворителя наименьшее влияние на величину оптимальной минерализации оказывает 2-бутанол, что было показано на примере заводнения нефтяными сульфонатами и синтетическими алкил/арилсульфонатами коллектора с легкой нефтью (Hirasaki et al., 2011). Недостаток включения в композицию ПАВ спирта заключается в уменьшении солубилизации нефти и воды в микроэмульсию и, следовательно, в увеличении минимального значения МФН, характерного для этого ПАВ (Salter, 1977).

Ретроспективная оценка области развития физико-химических МУН указывает на несколько этапов развития метода: 1 этап с середины 60-х годов до середины 90-х годов, 2 этап – с середины 90-х годов до настоящего времени. Первый этап (26% от всех выполняемых тогда проектов МУН) характеризуется большим количеством опытных работ, проведенных с невысокой технико-экономической эффективностью, преимущественно в США (3/4 всех проектов) (Thomas, 2007). Такая ситуация была связана с особенностями налогообложения сферы нефтедобычи в США в то время – если проект подходил под существующие льготы Министерства энергетики

США (DE-FC-06NT15569) и Национального нефтяного совета США (NPC, проекты 1976, 1984 и 1989 гг.) (Enhanced oil recovery (EOR) methods in Russia..., 2013; Broome et al., 1986), то вопросы подбора оптимального состава и получения максимального технологического эффекта отходили на второй план. Особенностью проведения работ на этом этапе являются: недостаточное понимание механизма происходящих процессов; слабая изученность геологии коллекторов; низкая надежность перевода лабораторных результатов в условия промысла (трудности с масштабированием технологии); отсутствие 3D-моделирования и экспериментов на керновых моделях; большое количество впервые испытываемых технологий; низкие цены на нефть, за исключением сравнительно коротких временных отрезков (к 1995 г. менее 20 долларов/баррель) (Лозин, 1987, 2024). На этом этапе развития технологии увеличения нефтеотдачи применяемые ПАВ мало подходили для цели максимального снижения остаточной нефтенасыщенности коллектора (Пияков и др., 1983; Алмаев и др., 1986). Для них были характерны: низкая стабильность в пластовых условиях (основные влияющие факторы – температура и состав пластовой воды); высокая адсорбция на поверхности породы-коллектора; формирование вязких трудноразрушаемых эмульсий, снижающих нефтеотдачу пласта. Кроме того, вследствие недостаточного понимания внутрипластовых процессов, закачиваемые составы ПАВ могли быть несовместимы с пластовыми флюидами, образовывать при контакте с ними осадки и вязкие фазы.

Второй этап развития области физико-химических МУН характеризуется небольшим количеством крупных проектов, имеющих коммерческое значение, а также значительным увеличением их технологической эффективности. В лидеры по количеству реализуемых проектов в области физико-химических МУН (7% от всех видов МУН) на этом «условном» втором этапе развития технологии МУН вышел Китай (19 из 27 проектов) (Enhanced oil recovery (EOR) methods in Russia..., 2013; Sheng, 2014; Sheng et al., 2015). Это связано как с гигантскими темпами развития химической и машиностроительной промышленности в этой стране, так и поддержкой со стороны государства (налоговые льготы и т.д.). Особенности работ этого этапа: осмысление ошибок прошлого и разработка критериев выбора методов воздействия; внедрение надежных, оправдавших себя технологий с проведением комплекса лабораторных исследований и математическим моделированием; закачка больших объемов оторочек химических реагентов (до 60% порового объема на объекте воздействия) (Hongwei et al., 2011; Li et al., 2009; Pal et al., 2018); получение значительного технологического (прирост КИН на 10–15%) и экономического эффекта. При этом тенденции развития МУН привели, с одной стороны, к резкому ограничению числа реализуемых проектов, а с другой стороны – к увеличению суммарной дополнительной добычи нефти за счет более глубокого понимания сути процессов, протекающих в пластовых условиях. Такой «коммерческий» подход применительно к условиям России имеет как свои достоинства, так и недостатки. Достоинствами коммерческого подхода к внедрению физико-химических МУН являются: применение наиболее надежных, оправдавших себя технологий;

получение значительного технологического и экономического эффекта; обеспечение существенного прироста нефтеотдачи. Результат – вовлечение в разработку неизвлекаемых при традиционных методах добычи запасов нефти за счет увеличения коэффициента вытеснения нефти водой и коэффициента охвата пласта заводнением в результате применения комплексной технологии увеличения нефтеотдачи.

Недостатками «коммерческого» подхода являются: использование дорогостоящих стационарных установок и значительного количества химических реагентов; трудоемкость подготовительных работ, большие сроки реализации, и, как следствие, отсутствие возможности оперативной реакции на конъюнктуру рынка; невозможность охвата воздействием большого количества месторождений и всего фонда скважин. Также остаются риски, характерные для любых промысловых работ – необходимость значительных капитальных вложений и риск получения отрицательных результатов, связанных с серьезными убытками.

Тем не менее, эпоха первоначального накопления знаний не прошла бесследно. Появились представления о том, какой должна быть молекула ПАВ, и какие требования к ней предъявляются (Третьяков и др., 2021b; Сидоровская и др., 2020a). Их суть заключается в следующих положениях:

А) Высокая поверхностная активность (МФН ниже 0,01 мН/м) и солюбилизующая способность ПАВ (более 10); способность к гидрофилизации поверхности породы коллектора и разрыву плёнки нефти;

Б) Химическая стабильность (устойчивость ПАВ) в термобарических условиях пласта: к окислению, разложению и гидролизу в течение длительного периода времени (не менее 6 мес.);

В) Низкая величина адсорбции ПАВ (динамическая – не более 0,7–1,0 мг/г породы; статическая – не более 3,0–4,0 мг/г породы);

Г) Совместимость с пластовыми флюидами (ПАВ растворяется в агенте заводнения, при этом не наблюдается образования осадков и вязких фаз; поверхностная активность ПАВ не снижается);

Д) Совместимость ПАВ с другими агентами, применяемыми при комплексных технологиях заводнения (SP и ASP-заводнение) – полимером и щелочным агентом;

Е) Характерное фазовое поведение ПАВ и низкая вязкость образующейся среднефазной микроэмульсии (самопроизвольное образование микроэмульсий I или III типа (предпочтительнее) по классификации Винзора);

Ж) Доступная цена (не более 230 руб. за 1 кг товарной формы продукта на 2025 г.) и низкая действующая концентрация (при ПАВ-заводнении содержание активной основы композиции ПАВ в закачиваемых растворах не более 0,5%);

З) Низкое влияние ПАВ на окружающую среду и способность к биодegradации; компоненты, входящие в состав композиций, должны быть доступны, нетоксичны, безопасны;

И) Незначительное влияние ПАВ на процессы подготовки нефти;

К) Отсутствие проблем с приготовлением закачиваемых растворов, закачкой реагентов в пласт, хранением

товарной формы ПАВ (с учётом реалий РФ, в том числе и в условиях Крайнего Севера);

Л) Проведение технологических процессов на стандартном нефтепромысловом оборудовании, контролируемо и надежно.

Безусловно, «идеальной» молекулы или смеси ПАВ для увеличения нефтеотдачи не может существовать. Каждая рецептура – это всегда компромисс, выбираемый по совокупности факторов. Например, композиции ПАВ на основе алкилфосфатного ПАВ (Третьяков и др., 2021b) обладают великолепными поверхностно-активными свойствами, но динамическая адсорбция такого ПАВ на кварцевом песке превышает 1,6 мг/г керна, что значительно выше допустимой ПАО «Газпром нефть» (для которого разрабатывали ПАВ) при организации ПАВ-заводнения (Третьяков и др., 2021b; Сидоровская и др., 2020a). Или сульфатные ПАВ – при слабощелочном pH и небольшом содержании металлов жесткости их гидролиз при температурах до 50–60 °C протекает в незначительной степени (Massarweh, Abushaikha, 2020). В более высокотемпературных коллекторах связь C–O–S в молекуле таких ПАВ подвергается существенному гидролизу, поэтому должны быть применены ПАВ с другими головными группами, такими как сульфонаты или карбоксилаты (Massarweh, Abushaikha, 2020; Talley, 1988). Сульфонаты алкил/арил-олефинов эффективно «работают» в области температур ниже $T = 80\text{ }^{\circ}\text{C}$, выше этой температуры – подвергаются деструкции. Внутренние олефин-сульфонаты обладают превосходной стабильностью по отношению к воздействию температуры и к солевой агрессии (Barnes et al., 2010), но дороги, и ряд из них (гидрофобные C_{24} – C_{28}) формируют при контакте с нефтью прочные лиофильные эмульсии, влияющие на её подготовку. Эти вопросы подробнее будут рассмотрены ниже.

Также в литературе встречаются упоминания о молекулах, которые сочетают в себе и поверхностно-активные свойства, и вязкостные характеристики, свойственные полимерам (Aleid et al., 2023; Бабицкая, 2017; Zhang et al., 2021), что также может быть перспективным направлением разработки ПАВ для МУН. Поэтому можно с уверенностью заключить, что применяемые для увеличения нефтеотдачи композиции ПАВ, как правило, представляет сложную смесь, включающую разные их виды. Смеси нескольких типов ПАВ могут обладать синергетическим эффектом, который выражается в увеличении поверхностной активности, снижении критической концентрации мицеллообразования, росте размеров мицелл, возможности снижения расхода дорогого АПАВ за счет «жертвенного» ПАВ и т.д.

Относительно использования «жертвенных» ПАВ можно отметить, что это должны быть коммерчески доступные химические вещества, которые будут блокировать активные адсорбционные центры горной породы, снижая адсорбцию на них основного, более дорогого ПАВ. Авторы настоящей работы ранее успешно использовали в качестве «жертвенных» ПАВ композиции Неонола АФ₉-12 с техническими лигносульфонатами (Сафаров и др., 2024; Муфтеева и др., 2023), а также отдельно синтезировали «жертвенные» ПАВ на основе сульфозэфиров моноолеината глицерина, сульфозэфиров моно- и диэтаноламидов жирных кислот таллового масла (использование

предполагается также в композиции с доступными неоналами) (Муфтеева и др., 2023). Использование последних ПАВ базируется на следующих публикациях (Исмаилов, 2015; Ткачева и др., 2018; Байда, Агаев, 2012; Ленченкова, 1998; Калинин и др., 2010).

В мировой практике под методами увеличения нефтеотдачи (EOR – Enhanced Oil Recovery) понимают закачку значительных объемов растворов реагентов в обособленные участки месторождений, где работы ведутся долгосрочно по специально разработанному проекту. Если оценивать тему ПАВ-заводнения, то можно описать следующие критерии подбора химических реагентов, подходящих для проведения полномасштабных полевых работ (критерии ГПН = ПАО «Газпром нефть»): прирост $K_{\text{выт}}$ не менее 20%, по отношению к базовому заводнению водой, при прокачке через линейную керновую модель композиции ПАВ в объеме не менее 30% от порового объема модели и содержании активного вещества в композиции не более 0,5%.

Для российской нефтяной школы характерно более ограниченное воздействие на пласт с использованием небольших оторочек реагентов (их объем сопоставим с режимной суточной закачкой обрабатываемой скважиной системы ППД). Поэтому, если смотреть терминологически, через призму мирового опыта и представлений, то подавляющее число реализованных в РФ проектов, направленных на увеличение нефтеотдачи, относятся скорее не к МУН, а к ОПЗ (обработка призабойной зоны пласта) или к ВПП (выравнивание профиля приёмности нагнетательной скважины), то есть обработке подвергается в основном прискважинная область пласта. Это означает, что на данном уровне развития отрасли в РФ (до появления соответствующего сырья и синтеза таких ПАВ), при существующем режиме налогообложения, заводнение с композициями ПАВ сложно реализуемо, а вот малообъемные ВПП и ОПЗ – вполне.

В СССР рассматривали и внедряли композиции ПАВ для увеличения нефтеотдачи пласта. На тот момент (начало 60-х) существовало следующее представление о механизме увеличения нефтеотдачи под действием ПАВ: для получения эффекта следует изменить характер смачиваемости поверхности породы коллектора от гидрофобной к гидрофильной. Поэтому казалось логичным использовать растворы неионогенных поверхностно-активных веществ (НПАВ). Этот класс веществ должен изменять краевой угол смачивания, адсорбируясь на поверхности породы коллектора, тем самым снижая поверхностное натяжение на фронте вытеснения и способствуя высвобождению защемленной нефти. Эти представления излагались в первой российской монографии 1956 года, посвященной вопросам применения ПАВ в нефтяной промышленности, под авторством Бабаляна Г.А. (Бабалян, 1956). Сульфонол стал первым синтетическим ПАВ, производство которого запустили в соответствии с авторским свидетельством Гершеновича А.И. и Хомякова Д.Г. (Homse et al., 1978; Гершенович, Хомяков, 1949; Присадки к маслам, 1966) в г. Сумгаит Азербайджанской ССР (метод сульфирования серным ангидридом в жидком сернистом ангидриде для получения как водорастворимых, так и маслорастворимых сульфонатов).

Представленные выше идеи испытали в ходе проведения ОПИ на месторождениях Башкирии и Татарии (Бабалян и др., 1983). Для этого использовали продукт ОП-10, стабильность которого по отношению к солевой агрессии максимальная относительно доступных в СССР на тот момент НПАВ (как минимум, по сравнению с другими НПАВ линейки ОП). Закачку производили в терригенный коллектор на разных площадях Арланского месторождения:

1. На Нагаевском куполе в 1964 г. провели пилотное ОПИ, в ходе которого была получена дополнительная добыча нефти (в безводный период добычи), что позволило приступить к испытанию МУН на десятках месторождениях СССР (Бабалян и др., 1976; Лозин, 2012). Далее оценивали эффективность применения ПАВ для увеличения нефтеотдачи в различных геолого-физических условиях.

2. На Николо-Березовской площади в 1967 г. в пласт закачивали водный раствор ОП-10 с концентрацией НПАВ 0,05% (Ленченкова, 1998). Несмотря на то, что в первых публикациях (Бабалян и др., 1983) отмечали рост охвата пласта заводнением, увеличение удельного коэффициента приемистости и относительной фазовой проницаемости (ОФП) для нефти, в более поздних публикациях данные подтверждены не были – долговременный мониторинг (в течение 20 лет) двух опытных участков показал, что добавление НПАВ в нагнетаемую в пласт воду не привело к увеличению дебитов реагирующих добывающих скважин по нефти и не снизило обводненность продукции участков (Лозин, 1987, 2012, 2024). При анализе проделанных работ в качестве причин недостижения эффекта указывались возможные причины: переход НПАВ из водного раствора в нефть, адсорбция ОП-10 на поверхности породы коллектора, недостаточный контроль за проведением промысловых работ. Вследствие сорбции водный раствор НПАВ обеднялся реагентом, и на фронте вытеснения оказывалась вода, что и было подтверждено в ходе эксперимента изливом нагнетательных скважин опытного поля (Лозин, 1987).

3. На Ашитской площади Арланского месторождения (1972 г.) в участок, включающий 13 нагнетательных и 72 добывающих скважин (обводнение добываемой продукции 60–80%), в течение 2-х лет закачивали водный раствор ОП-10 со средней концентрацией 0,051% (всего закачали 1005 тыс.м³ раствора). По техническим причинам оценить влияние ПАВ на доотмыв оказалось невозможным. При этом наблюдали увеличение охвата пласта заводнением по мощности: до начала эксперимента – 37%, после закачки раствора ПАВ – 62%. Однако, согласно данным лабораторных исследований (Пияков и др., 1983), полученные результаты были признаны отрицательными. На поздних стадиях разработки остаточная нефтенасыщенность не снижалась, а в условиях ее постоянного значения – увеличивалась относительная фазовая проницаемость обогатенной ОП-10 воды.

4. На Вятской площади Арланского месторождения (каширо-подольские отложения, 1988 г.) в три опытных участка закачивали композиции ПАВ на основе Неонола АФ₉-12 (Ленченкова, 1998). Особенность этих работ заключалась в снижении адсорбции основного ПАВ за счет использования со-ПАВ, «жертвенного» ПАВ и щелочного агента. Поскольку это важная составляющая

обсуждаемых МУН, остановимся на этом моменте подробнее. Результаты лабораторных экспериментов показали, что Неонол АФ₉-12 в моделируемых условиях заметно адсорбируется на карбонатной породе, снижая эффективность его применения для целей увеличения нефтеотдачи. Для изучения изменения концентрации Неонола АФ₉-12 в пластовых условиях каширо-подольских горизонтов Вятской площади в нагнетательную скважину 13339 закачивали композиции ПАВ с последующим изливом (общий объем изливаемой жидкости – 142 м³). По результатам наблюдений за изменением концентраций НПАВ при изливе рассчитали потери ПАВ на адсорбцию в данном конкретном случае (составили 18%). Было обнаружено, что добавление технических лигносульфонатов («жертвенный» ПАВ) и проксамин (эффективно снижает МФН, объединяя свойства НПАВ, деэмульгатора и мягкого щелочного агента) способствует уменьшению потерь активного реагента практически в 2 раза, обеспечивая улучшение технологической эффективности процессов вытеснения нефти из пористой среды и прирост коэффициента нефтеотдачи при использовании выбранной композиции в условиях карбонатных коллекторов Вятской площади Арланского месторождения. По итогу работ была выбрана и обоснована для промысловых испытаний композиция на основе Неонола АФ₉-12, лигносульфоната и проксамин в соотношении 4:1:0,4, снижающая адсорбцию активного НПАВ – Неонола АФ₉-12 и обладающая высокими нефтевытесняющими свойствами, при концентрации НПАВ 5–6%. В 1990 г. провели второй и в 1992 г. третий этап испытаний технологии, где часть проксамин заменили на более доступный КОРБ (кубовые остатки бутиловых спиртов, со-ПАВ – имеет промежуточную растворимость в нефти и воде, за счет этого увеличивает поверхностную активность): Неонол АФ₉-12, лигносульфонат и проксамин или КОРБ в соотношении 4:1:0,3 и 4:1:0,4. За время реализации метода в течение 5 лет было получено 133 670 т дополнительной добычи нефти, что является очень весомым эффектом (Ленченкова, 1998).

Кроме Арланского месторождения, степень довытеснения нефти из пласта оценили в ходе ОПИ на Зеленогорской, Чишминской, Холмовской площадях Ромашкинского месторождения. На Чишминском участке прирост добычи нефти составил 18 тыс. т, или + 14% относительно прогнозируемой добычи. На Зеленогорском участке после 4-х лет закачки 0,025% раствора ПАВ по двум опытным участкам прирост составил 42,8 тыс. т нефти (73 т нефти на 1 т закаченного ПАВ). Отмечалось, что эффективность технологии МУН снижается с ростом обводненности извлекаемой скважинной продукции. Как отмечают авторы работы (Алмаев и др., 1986; Хисамов, 2003), несмотря на положительное воздействие оторочек ПАВ на текущую нефтеотдачу и снижение отбора воды, прирост коэффициента нефтеотдачи не превышает 2–5%.

На Узеньском месторождении в полимиктовый коллектор закачивали 0,05% раствор ОП-10. В результате снизилась обводненность добываемой продукции, увеличилась приемистость нагнетательных скважин, получена дополнительная добыча нефти; в разработку были вовлечены новые участки залежи (Ганиев, 1987;

Кисляков, 1983). Интересным моментом в описанной работе являлся механизм увеличения нефтеотдачи – вместо ожидаемой солубилизации нефти водным раствором НПАВ, получилась иная ситуация – ПАВ из водного раствора экстрагировался в нефть, и тем самым увеличили её подвижность. Такой механизм – следствие высокой минерализации (150–170 г/л) пластовых вод XIII–XVIII горизонтов месторождения Узень – полярная головка ПАВ за счёт экранирования ионной силой солевого раствора вытесняется в масляную фазу. В результате этого процесса возрастает подвижность нефти, и увеличивается нефтеотдача пласта.

Закачка высококонцентрированных растворов (6–8%) неионогенного Неонола АФ₉-12 привела к аналогичным результатам (Васильева и др., 1991). Для снижения величины адсорбции ПАВ на поверхности горной породы использовали бактерицид ЛПЭ-11 и отход синтетического производства глицерина (второе применение «жертвенного» ПАВ в СССР после арланского опыта) (Хазипов и др., 1990; Кииннов и др., 1997).

Аналогичные работы провели на опытном участке Западно-Сургутского месторождения (пласт БС₁₀, 1977 г.). Закачка водного раствора НПАВ типа ОКМ (действующее вещество – оксиэтилированные моноалкилфенолы, разработка СибНИИИП) увеличила охват пласта заводнением и приемистость нагнетательных скважин (Вашуркин и др., 1976). В 1984 г. в тех же условиях закачка водного раствора карпатола (нефтяной сульфат, продукт нейтрализации кислого гудрона аммиаком) также сопровождалась дополнительной добычей нефти (Гусев, 1990; Алтунина, 1995).

Важность выводов, которые можно сделать из этих примеров первых российских опытно-промышленных испытаний (ОПИ), связанных с закачкой ПАВ в пласт, заключается в том, что без чёткого понимания процессов, происходящих в пластовых условиях на молекулярном уровне с закачиваемыми реагентами, сложно ожидать успеха от проведённых промысловых работ (Плетнев, 1987).

Следующий этап развития технологии увеличения нефтеотдачи с ПАВ – это подход, связанный с применением композиций НПАВ + АПАВ (анионное поверхностно-активное вещество). Специально подобранные смеси ПАВ могут превосходить отдельные компоненты по способности к вытеснению остаточной нефти (синергетических эффект). Например, у НПАВ (на основе нонилфенолов) солубилизация ароматических соединений выше, чем у АПАВ, и обычно растёт с увеличением степени оксиэтилирования. Регулирование ионной силы раствора и увеличение концентрации ПАВ способствует увеличению чисел мицеллярной агрегации, что увеличивает солубилизацию нефти и коэффициент вытеснения нефти водой. Солубилизация нефти в мицеллы из индивидуальных ПАВ отличается по механизму от процесса, протекающего в смешанных мицеллах. Это происходит потому, что по отношению к АПАВ, НПАВ ведёт себя как слабое катионное поверхностно-активное вещество (КПАВ). Ионно-электростатическое взаимодействие в мицеллах между молекулами АПАВ снижается даже в присутствии незначительных количеств НПАВ, что, однако, не ведёт к увеличению чисел мицеллярной агрегации. Два ПАВ ассоциируются в результате захвата НПАВ противоиона

(Me^{nt+}). Механизм следующий: оксиэтильные цепи НПАВ являются неким аналогом макроциклических полиэфиров (краун-эфиров). При этом линейная цепь НПАВ гибкая и незамкнутая и может связывать противоионы в растворе. «Обёртывая» катион металла НПАВ становится ассоциированным КПАВ, способным к электростатическому взаимодействию с донором электронов (полярные группы АПАВ). Такие заряженные комплексы более громоздки, по сравнению с размерами исходных катионов металлов, и экранируют мицеллярную поверхность от контакта с водой (одно из объяснений механизма синергетического действия смеси ПАВ) (Плетнев, 1987).

Отрадно заметить, что данная концепция была также известна в СССР и позволила разработать более продвинутую композицию для повышения нефтеотдачи пласта в условиях высоких пластовых температур. В 1987 г. коллектив исследователей под руководством А.С. Касова и А.И. Вашуркина представили патент (Кононова и др., 1992). Основной идеей работы являлась закачка в пласт композиции из смеси АПАВ и НПАВ, где в качестве АПАВ предлагали сульфолон, а НПАВ – ОП-4. Подразумевалась закачка достаточно концентрированных растворов ПАВ (от 6 до 13%), которые снижали МФН до величин 0,010–0,001 мН·м и обеспечивали прирост $K_{\text{выт}}$ до 20–22% (определено в ходе проведенных фильтрационных экспериментов). Основными проблемами состава являлись высокий расход ПАВ и низкая стабильность выбранного АПАВ в присутствии солей жесткости. Несмотря на то, что это достаточно старая работа, основные тенденции, характерные для современных физико-химических МУН с композициями ПАВ, были в ней отражены: это понижение межфазного натяжения на границе нефть/вода до сверхнизких значений, стремление снизить адсорбцию АПАВ на поверхности породы коллектора и увеличить стабильность композиции в пластовых условиях.

Синтез ПАВ

Исторически можно отметить несколько подходов к составлению композиции ПАВ, основанных на синтезе активной формы ПАВ и предложенных впервые на Западе. Первым подходом, позволяющим провести адаптацию ПАВ к геолого-физическим условиям конкретного коллектора, был синтез ПАВ, осуществляемый либо прямым сульфированием ароматических групп соединений, содержащихся в сырой нефти или в продуктах её прямой перегонки, либо путем направленного органического синтеза алкил/арилсульфонатов. Преимуществами таких ПАВ являются: низкая стоимость, широкий диапазон свойств, а также доступность сырья. Среди таких работ можно отметить непрерывную нефтяную микроэмульсию, в которую помимо нефти входят спирт, минерализованная вода и ПАВ на основе нефтяных сульфонов (Gogarty, 1977); или «растворимое масло» от Юнион ойл Холм (Holm, 1977), также представляющее собой микроэмульсию.

Другой подход заключался в закачке в скважину водного раствора электролита с растворенными в нём компонентами – спиртом и синтезированным из нефтяного сульфоната ПАВ. Ключом к успеху этого подхода были систематические исследования вытеснения нефти водным раствором, имеющим вязкость (μ) и МФН (σ) с нефтью. Итогом проведенных работ явилось понимание того,

что безразмерное капиллярное число $N_c = \mu \cdot v / \sigma$ контролирует остаточную нефтенасыщенность, регистрируемую после заводнения нефтесодержащего керна со скоростью v (Taber, 1969; Stegemeier, 1977; Melrose, Brandner, 1974; Foster, 1973). В ситуациях, когда играет роль гравитационное разделение потока, должно быть включено число Бонда (Pennell et al., 1996). Эта работа показала, что для достижения низких значений остаточной нефтенасыщенности ($<0,05$) при типичных скоростях фильтрации флюидов МФН должно быть снижено от величины 20–30 мН/м, характерной для межфазной границы раздела пластовая нефть/вода, до значений, лежащих в диапазоне 0,001–0,010 мН/м.

Авторы обладают опытом промышленных работ, способствующих увеличению нефтеотдачи на истощенных месторождениях РФ, и связанных с закачкой в пласт композиций на основе сульфатов алкилфенолов и алкилтолуолов. В качестве сырья для их синтеза могут рассматриваться различные продукты и полупродукты, доступные на нефтеперерабатывающих заводах. Это ароматические экстракты и фенольные фракции, легкий газойль, олигомеризат и риформат. Упрощенно синтез можно представить так: углеводородный субстрат алкилируют олефином, после полученный продукт сульфатируют олеумом или сернистым ангидридом. То есть применяют известные методы органической химии – алкилирование и сульфирование органических субстратов (Федоров, Черкасов, 2016; Фомин и др., 2010, 2011; Ахметов и др., 2009; Якупов и др., 2014; Шуйкин, Викторова, 1960). Алкилирование фенолов – это один из случаев электрофильного замещения. Фенол обладает положительным мезомерным эффектом – неподеленная электронная пара кислорода, присоединенная к сопряженной π -системе, увеличивает электронную плотность в 2,4,6-положениях, что в присутствии катионита способствует присоединению алкильного заместителя преимущественно в орто- и пара-положения (Баклан и др., 2021).

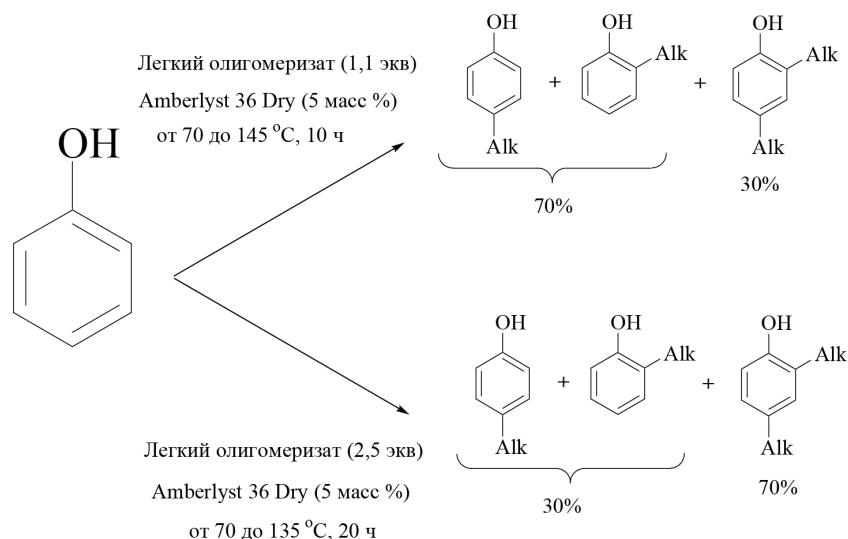
В качестве алкилирующего агента в работе (Овчинников и др., 2023а) использовали легкий олигомеризат, полученный с АО «Газпромнефть – Московский НПЗ». Хромато-масс-спектрометрический анализ показал, что олигомеризат представляет собой фракцию изомерных олефинов

C_5-C_{13} , с преобладанием олефинов C_8 . Алкилирование фенола легким олигомеризатом проводили в присутствии катализатора Amberlyst 36 Dry при температуре от 70 до 145 °С (в начале низкая для изомеризации алкилфенолового эфира; после – температура повышается для увеличения выхода алкилфенола) с медленным дозированием олигомеризата, чтобы снизить количество образующихся продуктов диалкилирования. Конверсия фенола спустя 10 ч реакции превышала 90%. Летучие непрореагировавшие компоненты и большая часть непрореагировавшего фенола отгоняли из реакционной смеси после удаления катионита.

Соотношение реагентов фенол – олефин зависит от характера целевого продукта. При эквимолекулярном соотношении исходных веществ основные продукты реакции, как правило, представлены моноалкилфенолами (Albert, 1954). Для получения способных к увеличению нефтеотдачи сульфатных АПАВ моноалкилфенолы предпочтительнее диалкилфенолов, поскольку поверхностная активность ПАВ на их основе выше. Именно поэтому мы в своих синтетических изысканиях ориентировались именно на эквимолекулярное соотношение фенольной фракции и алкилирующего агента (схема 1). Алкилтолуолы получали в соответствии с реакциями, представленными на схеме 2.

Группа В.В. Коновалова для алкиларилсульфатов предложила следующий выбор условий синтеза ПАВ (Konovalov et al., 2016; Коновалов и др., 2017b, 2019) (подход к синтезу ПАВ разработан в ФГАО ВО «СамГТУ»): на стадии синтеза в систему вводится определенное количество швивающего агента, способствующего преобразованию ПАВ «обычного» строения в олигомерные структуры. Этот процесс приводит к существенному расширению молекулярно-массового распределения (ММР) ПАВ. Это хорошо для цели солубилизации нефти, имеющей также широкое ММР. В качестве сырья для синтеза анионных ПАВ использовали линейные алкилбензолы (ТУ 2414-028-057-66480-2006, ООО «ПО «Киришинефтеоргсинтез») и экстракт селективной очистки масел (ООО «НЗМП») (Федоров, Черкасов, 2016).

Ещё один подход – синтез ПАВ других классов. Так, ООО «ГПН-Промышленные Партнёрства»



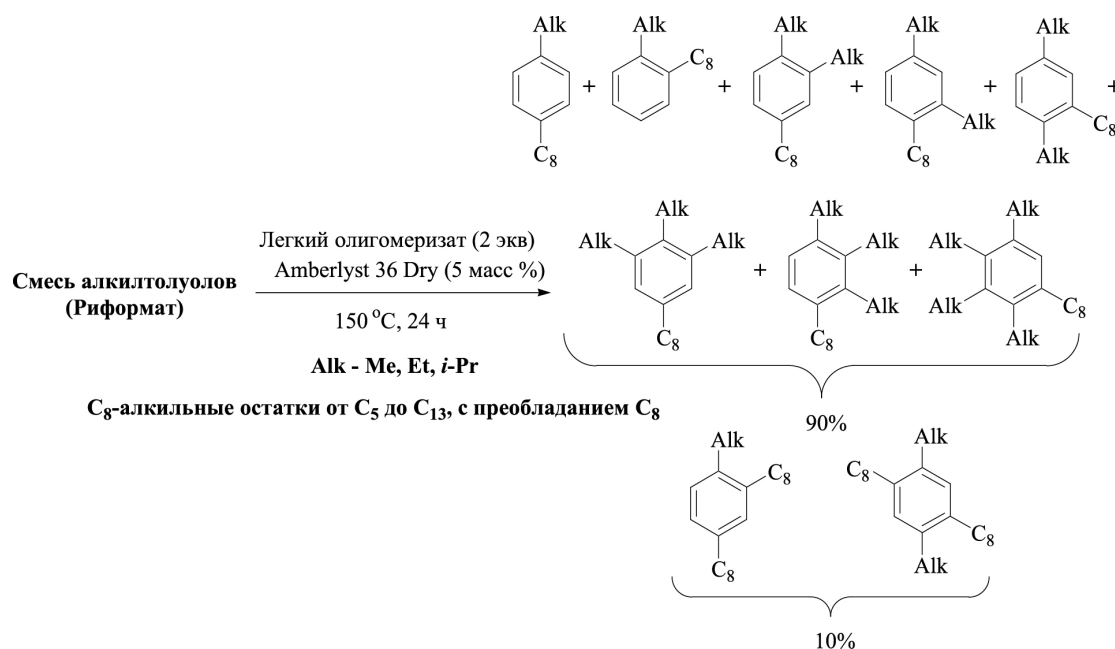


Схема 2. Особенности синтеза алкилтолуолов

в сотрудничестве с ЦКП «Рациональное природопользование и физико-химические исследования» (ФГБОУ ВПО «Тюменский государственный университет») и ГК «НОРКЕМ» предложили алкилфосфаты для ПАВ-заводнения (Третьяков и др., 2021b). Ими был отработан синтез моно- и дизамещённых эфиров фосфорной кислоты. Показана возможность снижения поверхностного натяжения до значений менее 0,01 мН/м. Установлена оптимальная минерализация системы для успешного формирования III фазы микроэмульсии по классификации Винзора (18,0–42,0 г/л). Несмотря на доступность исходного сырья, великолепную поверхностную активность, проблема промышленного применения заключается в высокой адсорбции данных ПАВ на поверхности породы коллектора. Для реализации заводнения нужно дополнительно проработать сложный вопрос с защитой основной оторочки ПАВ от воздействия пластовых условий. Насколько нам известно, данная работа действительно была проведена, однако информацию о природе жертвенного агента авторы не раскрывают (Третьяков и др., 2021b).

Оценивая достижения российской синтетической школы, можно отметить работы (Фан, 2017; Магадова и др., 2017; Кондрат и др., 2021), где показана перспективность использования следующих АПАВ: альфа-олефинсульфонатов, полиэфирсульфонатов, нефтяных сульфонов, алкиларилсульфонатов. В работах (Байда, Агаев, 2012; Байда, 2015) для мицеллярного заводнения предложены аминные мыла, синтезированные из насыщенных и ненасыщенных жирных кислот, а также из моно-, ди- и триэтаноламинов (Вашенко и др., 2015; Гершенович, 1957).

Несмотря на то, что в Российской Федерации имеется существенная научная база, производственные площадки, технологии и наработки, существуют факторы, сдерживающие развитие данного направления в России. Одним из них, к примеру, являются отставание в области разработки и производства трубчатых реакторов, позволяющих эффективно и моментально отводить тепло из зоны

экзотермической реакции сульфирования (борьба с осмолением продукта синтеза). Так, для синтеза сульфоноватных внутренних олефинов (проект Шелл на Западном Сальме) использовали установку итальянской фирмы Balestra (Barnes et al., 2010). К сожалению, сфера тонкого органического синтеза в нашей стране стагнирует, и мы отстаём от лидеров в данной области. Поэтому развитие темы синтеза ПАВ важно и необходимо, поскольку позволяет получать новые перспективные реагенты (Ланге, 2004).

Состав композиций ПАВ для увеличения нефтеотдачи

Анализ патентной информации, российской и зарубежной литературы по композициям для увеличения нефтеотдачи пласта на основе ПАВ показал, что данные технологии являются перспективным направлением повышения нефтеотдачи. Рост активности патентования в данной области подтверждает этот тезис. При обеспечении прироста КИН 15–25% и более, на что претендуют авторы реализованных ОПИ, при разумном внедрении можно дополнительно добыть сотни миллионов тонн нефти на действующих истощенных месторождениях.

Оценивая тенденции развития методов увеличения нефтеотдачи с композициями ПАВ, можно выделить два основных тренда. Первый из них – получение сниженного/сверхнизкого межфазного натяжения на границе раствор композиции ПАВ/нефть (самопроизвольное образование микроэмульсий I или III типа (предпочтительнее) по классификации Винзора) в процессе химического воздействия композиции МУН; синтез разветвлённых термостабильных ПАВ на основе внутренних олефинсульфонатов; введение в структуру ПАВ окиси этилена и пропилена, а также других структур, позволяющих адресно подбирать/оптимизировать композицию ПАВ к условиям конкретного коллектора. В качестве второго тренда можно отметить совокупность борьбы с адсорбцией ПАВ на поверхности породы коллектора;

с осложнениями при приготовлении и закачке рабочих растворов; а также повторное использование сточных вод после ПАВ-заводнения.

Логика развития технологий МУН на основе композиций ПАВ привела к пониманию необходимости добавления других реагентов, усиливающих действие композиции и оказываемый эффект (вследствие синергетического усиления поверхностно-активных свойств отдельных компонентов). Обычно рассматриваются три вида композиций, связанных с ПАВ – S (ПАВ-заводнение), SP (ПАВ-полимерное заводнение) и ASP (щелочно-ПАВ-полимерное заводнение). Полимер используется для выравнивания вязкостной разницы между нагнетаемой водой и пластовой нефтью. Такая добавка к нагнетаемой в пласт воде особенно хорошо «работает» в условиях неоднородных пластов и вязкой нефти. Эффект обусловлен увеличением вязкости воды и снижением её подвижности. Кроме того, адсорбируясь на поверхности породы коллектора, полимер снижает относительную фазовую проницаемость для воды.

С увеличением вязкости нефти повышается вероятность кинжальных прорывов нагнетаемой системой ППД в пласт воды (Seright, Brattekas, 2021; Yang et al., 2006; Lobanova et al., 2020; Тома, 2020). В результате таких процессов эффективность полезной работы по вытеснению нефти снижается, вода «вхолостую» фильтруется в направлении добывающих скважин очага нагнетательной скважины системы ППД. Это приводит к дополнительным издержкам недропользователя, связанным с потерями добычи нефти и переработкой дополнительно добываемой воды, не производящей полезной работы по вытеснению остаточной нефти (Seright, Brattekas, 2021). Как правило, при ASP и SP-заводнении применяются полиакриламиды средней молекулярной массы около 5 млн Да. Степень гидролиза выбирается исходя из минерализации пластовой воды. В общем случае степень гидролиза полимера для ASP и SP-заводнения тем ниже, чем выше уровень минерализации и солевая агрессия пластовой воды, поскольку понижение вязкости раствора ПАА (полиакриламид) связано с гидролизом функциональных групп в полиакриламиде (Maitra, Shukla, 2014; Шахно, 2017). Высокая температура и повышенная солевая агрессия требуют применения сульфонированных полимеров, таких как AN 125 SH, либо сополимеров с поли-N-винилпирролидоном. Монополистом, производящим такие реагенты, является SNF Floerger (Тома, 2020).

Роль полимера в композициях ПАВ понятна и широко описана в многочисленных публикациях, поэтому не будем более уделять внимание ей в данном обзоре. Более подробно остановимся на роли со-ПАВ и щелочных агентов. Если коротко описать применяемые подходы к снижению адсорбции ПАВ, можно отметить следующие: понижение концентрации Ca^{2+} и Mg^{2+} в воде (пластовой или технической), на основе которой готовят композицию ПАВ; введение в систему со-ПАВ, «жертвенных» ПАВ или щелочного агента, снижающих концентрацию катионов металлов жесткости в растворителе.

Как уже упоминалось, наиболее значимыми параметрами, имеющими определяющее значение для экономики проекта ПАВ-заводнения, являются вопросы расхода реагентов (концентрация активной основы в закачиваемых

растворах) и адсорбции на поверхности породы коллектора. Снижению адсорбции ПАВ при заводнении посвящено значительное количество публикаций. Их можно условно разделить на три группы: а) решения, направленные на понижение концентрации $\text{Ca}^{2+} + \text{Mg}^{2+}$ в пластовой или технической воде, на основе которой готовят раствор ПАВ (Al-Murayri et al., 2021; Amirmoshiri et al., 2020; Christian et al., 2020; Máté Hartyányi et al., 2025); б) введение в систему жертвенного ПАВ и со-ПАВ (Daoshan et al., 2004; Rohilla et al., 2016; Сафаров и др., 2024; Муфтыева и др., 2023); в) введение в систему щелочного агента. За счет изменения поверхностного заряда породы, щелочные агенты снижают адсорбцию ПАВ (Lv et al., 2011; Liu et al., 2021; Paria, Khilar, 2004) и изменяют смачиваемость пластов (AlZaabi et al., 2023; Pereira et al., 2020; Rosestolato et al., 2019; Islam, 2020). В сочетании с низким межфазным натяжением, данные эффекты облегчают вытеснение нефти из преимущественно нефтенасыщенной матрицы пласта в трещины по механизму гравитационного дренажа нефть/вода. Закачка щелочных агентов в пласт имеет наивысший положительный отклик на месторождениях с залежами активных нефтей (более 0,3 мг/г КОН) (Тома, 2020), когда кислотные компоненты нефти при омылении проявляют хорошую поверхностную активность (асфальтогеновые кислоты и их ангидриды, соли нафтеновых кислот, а также различные органические примеси, содержащиеся в сырой нефти, – соединения с высокой молекулярной массой, содержащие гетероэлементы, такие как O, N, S, Fe, Ni и V), в результате чего образуются природные мыла, обладающие свойствами АПАВ (для которых характерна широкая область оптимальной минерализации относительно индивидуальных ПАВ) (Aske, 2002; Buckley et al., 1997; Jennings, 1975; Surkalo, 1990). В работах (Guo et al., 2018; Southwick et al., 2015, 2020) показаны исследования, связанные с подбором щелочного агента. В работе (Southwick et al., 2020) предлагается этаноламин, (Southwick et al., 2015) – аммиак, (Curbelo et al., 2020) – глицерин, (Shamsi et al., 2014) – полиакрилат, в работе (Flaaten et al., 2009) был предложен метаборат натрия, в (Guo et al., 2018) сопоставляются самые распространённые щелочные агенты – карбонат и гидроксид натрия. Общая проблема при работе с щелочными агентами заключается в том, что для предотвращения выпадения нерастворимых солей при приготовлении растворов необходима умягченная вода.

Основным механизмом адсорбции анионных ПАВ на породе, представленной песчаниками и карбонатами, является ионное притяжение между положительным зарядом поверхности породы и отрицательным зарядом АПАВ (Tabatabal et al., 1993; Zhang, Somasundaran, 2006). Роль щелочного агента заключается в том, чтобы быть «определяющим потенциал ионом» для обращения знака заряда. Определяющими потенциал ионами для оксидных минералов являются катион гидроксония и гидроксильный анион. Величина pH, при которой заряд меняется на обратный, является «изоэлектрической точкой», если её измерять с помощью метода электроосмоса (дзета-потенциал – разность потенциалов между дисперсионной средой и неподвижным слоем жидкости, прикрепленным к дисперсионной частице); или «точка нулевого заряда», если она определяется титрованием.

Для наиболее распространенных минералов значения приведены в (Lyklema, 1995). В пластовых условиях кремнезём заряжен отрицательно и обладает незначительной адсорбцией АПАВ. Глины (при нейтральном pH) имеют отрицательный заряд на гранях и положительный заряд на краях. Глиняные крошки подобны глинозему, и ожидается, что они будут обращать свой заряд при pH = 9. Такие минералы как кальцит или доломит также имеют изоэлектрическую точку около pH = 9, но карбонат-ионы, ионы кальция и магния определяют потенциал в более значительной степени. Дзета-потенциал кальцита отрицателен даже при нейтральном pH в присутствии 0,1 моль/л карбонат/бикарбонат-ионов (Hirasaki, Zhang, 2004). Если пласт содержит минералы железа, окислительно-восстановительные условия влияют на то, какими именно ионами представлены поверхностные участки: Fe³⁺ или Fe²⁺. В работе (Wang, 1993) докладывалось о том, что адсорбция АПАВ для одного песчаника (условия Fe²⁺) была ниже более чем в два раза адсорбции на другом песчанике (условия Fe³⁺). Адсорбция ПАВ – только один из факторов снижения концентрации ПАВ в композиции. Потери ПАВ при фазовом захвате могут быть ещё быть более значительными.

Общепринято применение щелочного агента в виде предварительной оторочки (Barnes et al., 2010), то есть обычно его закачивают в пласт перед или совместно с композицией ПАВ. Однако нами был предложен другой вариант применения мягкого щелочного агента (Сафаров и др., 2024; Муфтеева и др., 2023), когда диэтанолламин добавляется в завершающую оторочку. Его назначение – десорбция компонентов композиции ПАВ, ранее адсорбированных на активных центрах горной породы. При этом для защиты основной композиции ПАВ, вместо щелочного агента, авторы (Сафаров и др., 2024; Муфтеева и др., 2023) предлагают предварительную закачку жертвенного агента (на основе лигносульфонатов, жирных кислот таллового масла и их амидов). На основании сопоставления данных экспериментов по изучению динамической адсорбции ПАВ в ходе фильтрации нефтеотмывающих композиций через пористую среду, авторы (Сафаров и др., 2024) утверждают, что мягкий щелочной агент стимулирует десорбцию целевого ПАВ. Это отражается в составе продуктов на выходе с кривой модели и сопровождается увеличением прироста $K_{\text{выт}}$. Так, за счёт совокупного действия компонентов технологии – жертвенного агента и мягкого органического щелочного агента, активный компонент нефтевытесняющей композиции (целевое ПАВ) регистрируется на выходе с кривой модели раньше, и в более высокой концентрации, относительно случая отсутствия жертвенного и щелочного агентов.

По механизму действия и логике применения ПАВ являются следующим поколением агентов воздействия на пласт относительно щелочного агента. Это одна из самых логичных добавок к нагнетаемой воде, способная значительно снизить межфазное натяжение на границе нефть/вода. Кроме эмульгирования нефти, ПАВ, аналогично действию щелочного агента (ЩА), также изменяет краевой угол смачивания (КУС) и гидрофилизует поверхность породы коллектора.

Скрининг ПАВ

Существуют разные подходы к подбору ПАВ для увеличения нефтеотдачи. В работах (Alshaikh et al., 2018; Lemahieu et al., 2021; Southwick et al., 2015; Suniga et al., 2016; Unsal et al., 2016; Овчинников и др., 2023b; Паничева и др., 2020; Сафаров и др., 2022; Сидоровская и др., 2020b) приведены подходы к скринингу ПАВ для формирования их композиции на основе: величины МФН (Lemahieu et al., 2021); измерения диэлектрической проницаемости (Alshaikh et al., 2018; Сафаров и др., 2022); свойств микроэмульсий (Suniga et al., 2016) и их особенностей образования (Unsal et al., 2016); скрининга фазового поведения (Southwick et al., 2015); оценки размеров образующихся в водной и углеводородной фазах мицелл (Бабицкая и др., 2015; Бабицкая, 2017; Семихина и др., 2015a, b; Семихина и др., 2020); способности к эффективному разрыву/отмыву плёнки нефти (Овчинников и др., 2023b; Сафаров и др., 2021; Семихина и др., 2015a; Штыков, 2021); по оценке сродства полярных молекул нефти к тому или иному виду ПАВ диэлектрическим методом (величина тангенса угла диэлектрических потерь определяется полярностью молекул ПАВ и нефти) (Ковалева, Зиннатуллин, 2006; Ревизский, Дыбленко, 2002; Сафаров и др., 2022) на основании геологических и геохимических характеристик месторождения и состава нефти (Паничева и др., 2020; Сидоровская и др., 2020b). Таким образом, можно утверждать, что главными функциями отклика при проведении скрининга новых ПАВ являются: величина межфазного натяжения, фазовое поведение, адсорбция, учет компонентного состава нефти и, возможно, размеры образующихся мицелл.

В середине прошлого века для оценки корреляций между структурой ПАВ и оптимальной минерализацией системы был разработан простой подход, система классификации ПАВ, называемая гидрофильно-липофильным балансом (ГЛБ). Данная классификация ПАВ, определяющая относительное сродство рассматриваемой молекулы к водной и нефтяной фазам, была создана Гриффином в 1949 году (Griffin, 1949). В 1957 году Дэвис расширил ГЛБ, предложив метод, основанный на вычислении значения на основе химических групп молекулы ПАВ (Davies, 1957). Этот метод учитывает влияние химических групп в молекуле, которые являются более или менее гидрофильными и липофильными. Интуитивно понятно, что оптимальная минерализация системы коррелирует с ГЛБ, поскольку данный параметр – мера относительной гидрофильности молекулы. Параметр сольубилизации представляет собой отношение энергий взаимодействия хвостов ПАВ с нефтью и полярной головки ПАВ с водной фазой, и не следует ожидать, что он будет коррелировать с относительной гидрофильностью молекулы.

Развитием метода оценки связи между структурой ПАВ и оптимальной минерализацией системы можно считать полуэмпирический подход с использованием молекулярного моделирования, применённый Барнсом (Vuijse et al., 2010) при подборе композиции ПАВ для ОПИ на Западном Салыме. Разработанная молекулярная модель имела в качестве входных данных более тысячи различных структур семейства внутренних олефин-сульфонатов.

Авторы сообщали об обнаружении корреляций между оптимальной минерализацией и молекулярными термодинамическими параметрами, такими как дипольные, квадрупольные и октупольные моменты, площадь поверхности, энергия сольватации и свободная энергия поверхности раздела (Vuijse et al., 2010). Однако для того, чтобы применить представленную 15 лет назад Барнсом молекулярную модель к другим классам ПАВ и композициям, приготовленным на их основе, могут потребоваться значительные усилия.

Вопросы оптимизации состава композиций ПАВ для увеличения нефтеотдачи

Оптимизация композиций ПАВ для промышленных работ заключается в двух стратегиях: а) сокращение концентрации в закачиваемом в пласт растворе и увеличение эффективности действия ПАВ (самое очевидное решение – синтез новых эффективных ПАВ – тенденция развития «западной» школы); б) снижение расхода дорогих реагентов за счет увеличения доли более доступных. Подробнее остановимся на снижении расхода менее доступных и более дорогих ПАВ. Здесь можно отметить наработки, продемонстрированные двумя разными группами из ФГБОУ ВПО «Тюменский государственный университет» под руководством проф. Семихиной Л.П. и Третьякова Н.Ю. (ЦКП «Рациональное природопользование и физико-химические исследования», в сотрудничестве с Кольцовым И.Н. (ООО «ГПН-НТЦ») и Громаном А.А. (ООО «ГПН-Технологические партнёрства»). Задача исследователей заключалась в организации/оптимизации ПАВ-заводнения сначала на Западном Салыме, а после – на Холмогорском и Суторминском месторождениях. Требовалось понизить концентрацию дорогой активной основы, состоящей из смеси внутренних олефин-сульфонатов (преимущественно смесей $C_{15}-C_{19}$ и $C_{24}-C_{28}$). Речь идет об экспериментальном продукте от «Royal Dutch Shell» (с 2022 г. «Shell plc»), известным под торговой маркой ENORDET™ O (в настоящее время недоступна на рынке РФ) (Vuijse et al., 2010; Dijk et al., 2011; Hirasaki, 2011). Это ПАВ, обладающие высокой поверхностной активностью, выдерживающие температурное воздействие, солевую агрессию и способные значительно понижать МФН на границе нефть/вода.

Предлагаемый подход заключается в снижении в смеси ПАВ (IOS) доли дорогостоящего компонента за счет замены на доступные ПАВ российского производства, без значительного снижения поверхностной активности итоговой композиции. Группы Семихиной Л.П. и Коновалова В.В. предложили в качестве опорного параметра для выбора оптимальной «замены» ПАВ рассматривать размеры мицелл. Роль и место размеров мицелл для эффективной солубилизации углеводородной фазы исследовали в работах (Бабицкая и др., 2015; Бабицкая, 2017; Семихина и др., 2015a, b; Семихина и др., 2020; Штыков, 2021). Подход основан на подборе систем, в которых образуются везикулы необходимого размера. Авторы заявляют о надёжно установленной зависимости эффективности вытеснения нефти от размера формирующихся в системе мицелл. Оптимальный размер мицелл – везикулы размером

~ 100–200 нм, причём они должны формироваться равно и в водной, и в нефтяной фазе (Семихина и др., 2020). Композиция ПАВ должна содержать как минимум один реагент, молекула которого может находиться и в водных, и в углеводородных растворах, формируя при этом заданный размер везикул. Так, в работе (Семихина и др., 2015b) предлагается заменить часть ENORDET™ O ($C_{24}-C_{28}$) на Сульфанол (это наиболее доступное крупнотоннажно производимое ПАВ в РФ – алкилбензол сульфонат – объем производства на базе ООО «ПО «Киришинефтеоргсинтез» 60 000 т (Федоров, Черкасов, 2016)). Также оказалось, что IOS ($C_{24}-C_{28}$) в сочетании с НПАВ Неололом АФ₉₋₁₂ способен образовывать везикулы нужного размера. Показано, что в этом случае достигается сверхнизкое значение межфазного натяжения и, соответственно, высокий коэффициент солубилизации нефти (Семихина и др., 2015b). В дополнении темы важности размеров формирующихся под действием ПАВ в системе нефть/вода мицелл, можно отметить монографии (Плетнев, 1990; Холмберг и др., 2007), которые открывают понимание для направленного синтеза НПАВ и АПАВ, способных образовывать «двухвостые» ассоциаты с последующим преобразованием в мицеллы необходимого размера.

Из описанного выше можно сделать вывод, что применение МУН с использованием композиций ПАВ – сложная область, и недостаточное понимание протекающих процессов может привести к значительным убыткам, что часто и происходило на заре развития метода (Лозин, 2003). В наиболее успешных проектах, связанных с закачкой композиций ПАВ, остаточную нефтенасыщенность удавалось снизить до абсолютных значений порядка 4–5% (Al-Murayri et al., 2021; Vuijse et al., 2010).

Трассерные исследования, сопутствующие закачке ПАВ в пласт

Перед составлением дизайна обработки желательнее обладать полной картиной гидродинамических связей, распределения фильтрационных потоков по обрабатываемому участку. Это гидропроводность и пьезопроводность, наличие и объемы высокопроницаемых каналов фильтрации, по которым нагнетаемый в пласт агент заводнения (вода системы ППД, либо композиция ПАВ) фильтруется «вхолостую» (без выполнения полезной работы, связанной с вытеснением нефти). Поэтому перед выполнением любых МУН желательнее обладать данными промысловых трассерных исследований. Полезность можно продемонстрировать на примере нашей работы на Дачном месторождении в Республике Татарстан (РТ), когда трассерные исследования были проведены до работ по ВПП с применением индикатора Уранин-А, и с Эозин-Н – после (Сафаров и др., 2020). Интерпретация результатов исследования при утилитарном подходе даёт не только картину перераспределения фильтрационных потоков, но позволяет поскважинно оценить полученный эффект и оценить взаимовлияние добывающих скважин. В результате исследования строится наглядная карта обработанного участка с отмеченными скважинами – положительно и отрицательно отреагировавшими на воздействие (Сафаров и др., 2020). Такая сводная информация позволяет эффективнее разрабатывать залежи нефти и надёжнее

прогнозировать будущую добычу. Аналогичный подход будет работать и при ПАВ-заводнении, давая информацию по параметрам необходимого предварительного ВПП.

Оценка остаточной нефтенасыщенности призабойной зоны пласта

Метод оценки изменения нефтенасыщенности призабойной зоны пласта (с зоной охвата 3–5 м) после закачки композиций ПАВ в мировой литературе называется **Single-Well Chemical Tracer Test (SWCTT)** (Braconnier et al., 2019; Deans, 1978; Deans, Mut, 1997; Deans et al., 1991; Wellington, Richardson 1994; Wolfenden, Yuan, 2011). Оценка нефтенасыщенности межскважинного пространства производится при помощи **PITT (Partitioning Inter-Well Tracer Test)** с зоной охвата 100–500 м, однако всерьёз обсуждать практику применения/проведения PITT-тестов на месторождениях РФ в настоящий момент преждевременно. Можно с осторожностью говорить о первых попытках разработки алгоритма интерпретации и проведения таких исследований (Келлер, Усков, 2023). В настоящем обзоре рассматривается только SWCTT. Данные исследования уже проводили, получены результаты, и можно делать первые выводы. Суть метода оценки остаточной нефтенасыщенности заключается в закачке в нефтяной пласт специального разделяющегося трассера или нескольких трассеров, один из которых растворим только в воде, а второй – и в воде, и в нефти. Особенность взаимодействия нефтестрастворимого трассера с остаточной нефтью заключается в его задержке в пласте относительно водорастворимого трассера (Tomich et al., 1973; Sheely, Baldwin, 1982).

Обычно в ходе проведения SWCTT используется этилацетат (Tomich et al., 1973). При закачке данного эфира в пласт происходит его перераспределение между мобильной водной и маломобильной нефтяной (остаточная нефть) фазами, причем в водной среде происходит гидролиз с образованием этанола. Скважина останавливается на несколько дней, и после – из неё же отбираются пробы пластовых флюидов. Этанол выходит быстрее этилацетата, и в условиях двухфазной фильтрации разница тем выше, чем ниже остаточная нефтенасыщенность (Cockin et al., 1998; Haggerty, Schroth, 1998; Tomich et al., 1973; Келлер, Усков, 2023). Интерпретируя результаты замера концентраций двух трассеров в продукции добывающих скважин – этанола и этилацетата, задержку выхода одного против другого, можно определить остаточную нефтенасыщенность призабойной зоны пласта. Дополнительно к основному маркеру вводится пропанол, бутанол и другие со-маркеры, называемые маркерами материального баланса, позволяющие улучшить и сделать более достоверной интерпретацию полученных результатов. Очевидно, что метод SWCTT включает в себя множество переменных, требующих учета и численного моделирования. Метод подробно изложен в работах (Cheng et al., 2014; Vu et al., 2015), это отдельный «мир», которому может быть посвящен отдельный обзор.

В качестве примера испытания технологии определения остаточной нефтенасыщенности в РФ можно привести проекты ООО «Газпромнефть»: салымский проект (Buijse et al., 2010; Volokitin et al., 2018) и проект

ПАВ-полимерного заводнения на Холмогорском месторождении (Бондарь и др., 2022а). Интерпретация полученных результатов на Холмогорском месторождении, проведенная специалистами ООО «Газпромнефть – Технологические партнёрства», показала снижение остаточной нефтенасыщенности после ПАВ-полимерного воздействия относительно заводнения, составляющее 0,11 и 0,12 д. ед. для скв. 1 и 2, при этом прирост КИН составил около 18% для обеих скважин (Бондарь и др., 2022а). Также можно отметить несколько проектов АО «Зарубежнефть»: проект по заводнению низкоминерализованной водой карбонатного пласта Харьгинского месторождения (Келлер и др., 2020) и несколько проектов в Ненецком автономном округе, связанных с закачкой композиций ПАВ – на Западно-Хоседаюском и Висовом месторождениях (данные по этим проектам в печати отсутствуют, информация была представлена в мае 2025 г. Алтынбаевой Д.Р. на IV Международной научно-технической конференции «Химические методы увеличения нефтеотдачи», г. Казань).

Обзор достижений в области физико-химических МУН с композициями ПАВ

Шенг (Sheng, 2014) указывает на то, что в настоящее время наибольшее число проектов МУН, связанных с ПАВ-заводнением, реализуется в Китае (Chang et al., 2006; Sheng et al., 2015), и в меньшей степени в США, Канаде, Венесуэле, Индии, и Омане. Особое место занимают проекты, связанные с применением композиций «ASP», включающих смесь внутренних олефин-сульфонатов (АПАВ, ENORDET™ O), щелочной агент и полимер. Здесь можно отметить работы групп Хирасаки и Барнса (Buijse et al., 2010; Hirasaki, 2011; Liu et al., 2010). Для РФ – пилотный проект на Западном Салыме в России (Buijse et al., 2010; Volokitin et al., 2018; van der Heyden et al., 2017). Это первый российский современный полноценный проект, посвященный реализации концепции МУН на основе композиций ПАВ. Такой подход позволил бороться с адсорбцией ПАВ, и выравнивать фронт вытеснения за счет увеличения вязкости завершающей оторочки (полимер). Разработкой месторождения до преобразования занималась компания «Салым Петролеум Девелопмент Н. В.» – совместное предприятие ПАО «Газпромнефть» и «Royal Dutch Shell» (с 2022 г. «Shell plc»). В 2009 году прошли испытания на одной скважине Западно-Салымского месторождения, результаты которых продемонстрировали возможность выработки 90% оставшейся после заводнения нефти (Al-Murayri et al., 2021; Chang et al., 2006; Sheng et al., 2015). Можно подойти с критикой к такому результату, поскольку используемый для оценки остаточной нефтенасыщенности метод SWCTT позволяет оценить только призабойную зону пласта (Volokitin et al., 2018; Волокитин и др., 2015). Но методы увеличения нефтеотдачи пласта подразумевают «работу» с межскважинным пространством, для которого глубина воздействия и объём закачиваемой химии должны быть несравнимо больше (в десятки и сотни раз). Поэтому перспективы кардинального снижения остаточной нефтенасыщенности могут вызывать здоровый скептицизм. Реальные условия истощенных месторождений, находящихся в заключительной

стадии эксплуатации, с наличием в межскважинном пространстве трещин, суперколлекторов и каналов низкого сопротивления фильтрации могут существенно снизить эффективность от воздействия на пласт.

Способность к такому значительному снижению остаточной нефтенасыщенности могут проявить только исключительно эффективные ПАВ. Как уже упоминалось выше, в данном проекте использовали смесь внутренних олефинсульфонатов (Varnes et al., 2010) – гидрофобных ПАВ с длиной углеводородной цепи C_{15} – C_{19} , и чрезвычайно гидрофобных с C_{24} – C_{28} (это экспериментальный продукт ENORDET™ O, представляющий смесь внутренних олефинсульфонатов, вероятно, с переменным составом). Внутренние олефинсульфонаты обладают высокой поверхностной активностью и стабильностью в пластовых условиях. Но бывает так, что недостатки являются продолжением достоинств, что может относиться и к химическим молекулам, и к людям. Так, внутренние олефинсульфонаты не производятся на территории РФ и дороги. Кроме того, оказалось, что стандартные дозировки применяемых на месторождении деэмульгаторов, недостаточны для разрушения образовавшихся стабильных лиофильных эмульсий (продукт взаимодействия ПАВ и пластовых флюидов). То есть система сбора нефти в случае полномасштабного внедрения ПАВ-заводнения на обрабатываемом участке должна быть изолированной от остального месторождения, что создает дополнительные трудности при масштабировании технологии. То же касается и особенностей организации расположения скважин на опытном участке: для него характерно небольшое расстояние между нагнетательными и добывающими скважинами (45–90 м) (Волокитин и др., 2015).

В 2014–2015 гг. для реализации пилотного проекта, посвященного ПАВ-заводнению, на Западном Салыме пробурили 5-точечную ячейку скважин, построили установку подготовки рабочих растворов реагентов, блок разделения эмульсий (для продукции добывающих скважин опытного участка). После проведения полномасштабных работ к 2016 проект заморозили, в настоящий момент группа расформирована, и работы не ведутся. Авторы в качестве причины указывают на невозможность рентабельного внедрения данного метода увеличения нефтеотдачи при существующем режиме налогообложения в РФ (Бондарь и др., 2022а; Волокитин и др., 2015). Мы согласны с тем, что ПАВ-заводнение при таком уровне техники и налоговом законодательстве в России в настоящее время нерентабельно. Но, как уже ранее указывалось/упоминалось, закачка оторочек ПАВ с использованием передвижных агрегатов, блоков реагентного хозяйства и дозирования реагентов вполне осуществима.

Дополнительное осложнение при закачке ПАВ в нагнетательные скважины – отсутствие желания некоторых Недропользователей специально подготавливать скважину к МУН. Кроме требований наличия неизвлеченных запасов нефти на обрабатываемом участке, готовности конструкции самой скважины к проведению работ (отсутствие негерметичности эксплуатационной колонны (ЭК), наличие зумпфа, исправность задвижек, пакера и т.д.), важно состояние призабойной зоны скважины и характер/строение межскважинного пространства (наличие трещин, суперколлекторов, каналов низкого

фильтрационного сопротивления). Как правило, работы по ограничению холостой фильтрации нагнетаемой воды перед закачкой композиций ПАВ, с блокированием трещин, каналов низкого фильтрационного сопротивления и суперколлекторов, многими Недропользователями не производятся. Таким образом, вопросы подготовки пласта к закачке (увеличение коэффициента охвата пласта заводнением в результате выравнивания профиля приёмистости нагнетательной скважины) и увеличение коэффициента вытеснения нефти водой (физико-химический МУН, усиление отмывающего действия нагнетаемой в пласт воды) рассматриваются отдельно. Это приводит к снижению эффективности от воздействия ПАВ (в результате непроизводительных потерь реагентов).

Опытно-промышленные испытания, проводимые на базе ООО «Уфимский НТЦ»

На композицию, в основе которой лежат полученные по представленным выше схемам синтеза алкил-арилсульфонаты (алкилфенолы и алкилтолуолы) (Ахметов и др., 2009; Konovalov et al., 2016; Коновалов и др., 2017, 2019; Федоров, Черкасов, 2016; Фомин и др., 2010, 2011; Шуйкин, Викторова, 1960; Якупов и др., 2014), был получен патент (Овчинников и др., 2023а), и проведены две пробные закачки в нефтяной пласт: на Ивинском и на Заречном нефтяных месторождениях в РТ. Особенность этих ОПИ заключается в том, что продуктивный коллектор указанных месторождений представлен принципиально разными горными породами. На Ивинском месторождении это хорошо проницаемые карбонаты с высокой расчлененностью, а на Заречном – терригенные отложения девона. Рассмотрим эти «две пробы пера» подробнее.

ОПИ на Ивинском месторождении

Опытно-промышленные испытания технологии увеличения нефтеотдачи с композицией ПАВ («Композиция-1», ТУ 20.41.20-008-12726854-2021) провели с 28.06.2021 по 24.09.2021 года на нагнетательной скважине 4109 Ивинского нефтяного месторождения (АО «Татнефтепром», РТ), пласт воздействия – верейский горизонт C_{2vr} (рис. 1).

Участок (очаг) нагнетательной скв. 4109 включает в себя реагирующие добывающие скважины №№ 4959Г, 4960Г, 4961Г, 4962Г, 4116, 5059, 4108, 4107. Только верейский горизонт эксплуатирует шесть скважин: скв. 4116, 4107, горизонтальные скважины – 4959, 4960, 4961, 4962. Гидравлический разрыв пласта (ГРП) по верейскому горизонту проведен в пяти скважинах: скв. 4107, а также многостадийный ГРП в 2 стадии – в скв. 4959, 4960, 4961, 4962. ГРП по башкирскому ярусу выполнен в пяти скважинах: 4963, 4965, 4964, 4958 и 4114. Проведенные селективные ГРП не исключают появления гидродинамической связи между двумя пластами из-за возможного прорыва трещиной ГРП экранирующей перемычки между ними. Совместные скважины 4108 и 5059 эксплуатируются без одновременно-раздельной эксплуатации пластов (ОРЭ), нагн. скв. 4109 оборудована системой одновременно-раздельной закачки (ОРЗ) без мандрелей с закачкой воды по башкирскому ярусу и верейскому горизонту по разным лифтам насосно-компрессорных труб (НКТ).

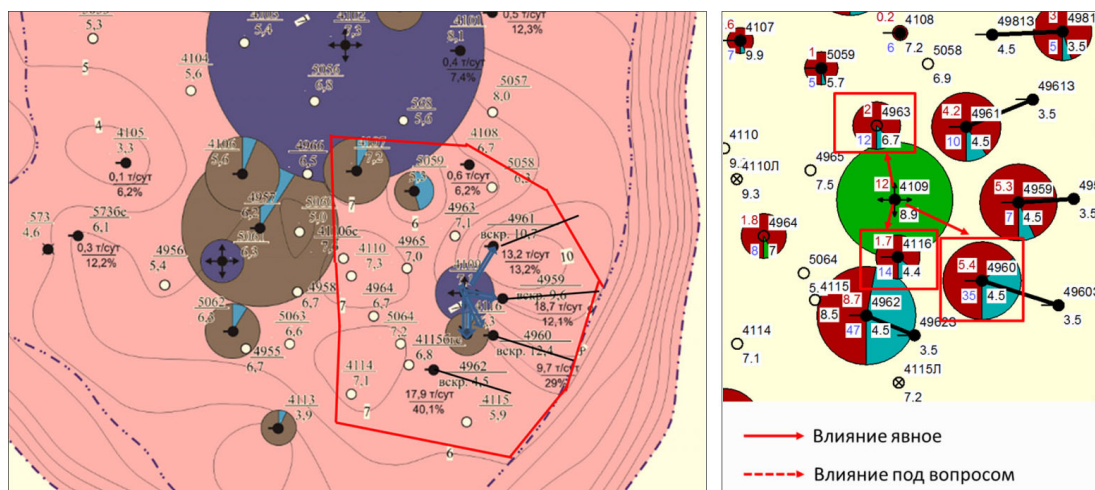


Рис. 1. Карта текущих отборов по C_2 уг на 01.01.2020 г.

Участок характеризуется следующими геолого-техническими параметрами и особенностями: объект воздействия представлен хорошо проницаемыми карбонатами с высокой расчлененностью и значительной вертикальной неоднородностью, содержащими тяжелую вязкую высокосернистую и парафинистую нефть; нагнетаемая вода представлена сильным рассолом с минерализацией 267,98 г/л (содержание Ca^{2+} – 9,80 г/л, Mg^{2+} – 6,00 г/л), и относится к хлоридно-кальций-натриевому типу. Такое большое содержание двухвалентных ионов Ca^{2+} и Mg^{2+} может оказывать существенное влияние на адсорбцию ПАВ, используемых для повышения нефтеотдачи пласта.

Данная технология предусматривает закачку в нагнетательную скважину специального состава («Композиция-1»), увеличивающего эффективность отмывания нефти нагнетаемой водой (увеличение $K_{\text{выт}}$) и восстанавливающего коэффициент приемистости ($K_{\text{прям}}$). Как уже отмечалось выше, для снижения потерь реагентов перед работами по закачке ПАВ в скважины системы ППД, желательно предварительно блокировать промытые нагнетаемой водой трещины и суперколлектора. Однако в данном случае ВПП и промывку ПЗП пласта пресной водой не осуществляли, композицию ПАВ («Композиция 1»)

дозировали через блок реагентного хозяйства (БРХ) в систему ППД (в поток через блок гребёнки) и закачали в пласт. Общий объем закачки композиции составил 1304 м³ (концентрация ПАВ 0,3%), из которых товарной формы ПАВ 4,5 т, остальное – вода системы ППД.

Дополнительная добыча нефти по участку закачки ПАВ на низкодебитном фонде по состоянию на 01.02.22 (через 3 месяца после окончания работ) составила: +231 т, что выше расчётов Недропользователя на гидродинамической модели (+78 т). На рисунках 2 и 3 представлена динамика изменения характеристик работы добывающих скв. 4963 и 4960, наиболее положительно отреагировавших на закачку ПАВ в нагн. скв. 4109.

Таким образом, технологическим эффектом от применения композиции ПАВ «Композиция 1» служит извлечение дополнительного количества нефти из пласта. В результате увеличения отмывающей способности нагнетаемого агента происходит солубилизация остаточной нефти, её доотмыв; при этом изменяется краевой угол смачиваемости породы коллектора (гидрофилизация). Все описанные эффекты увеличивают коэффициент вытеснения нефти водой. В итоге происходит снижение обводненности добываемой продукции и увеличение

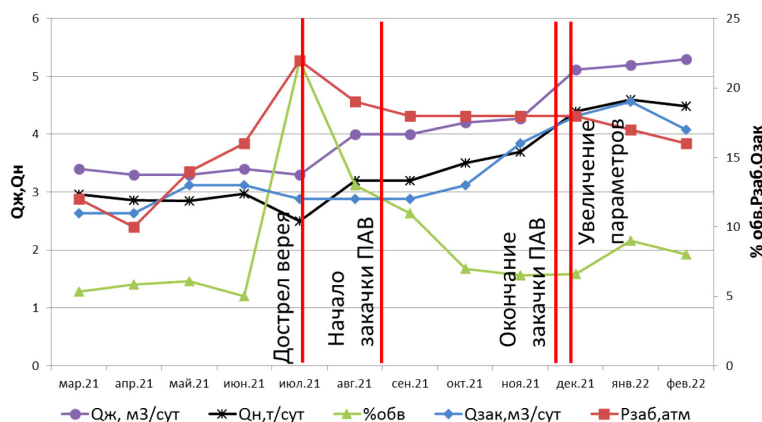


Рис. 2. Динамика работы скважины 4963 (очаг нагн. скв. 4109). Qж – дебит жидкости (или суммарный накопленный объем добытой жидкости), извлекаемой из скважины за определенный период; Qн – дебит нефти (массовый расход), %обв – коэффициент, отражающий удельную долю воды в (нефте содержащей скважинной жидкости); Qзак – (или расход при нагнетании) означает объем жидкости (воды или химических растворов), который закачивается в скважину за единицу времени; Pзаб – это давление флюида (нефти, газа или воды) на забое скважины.

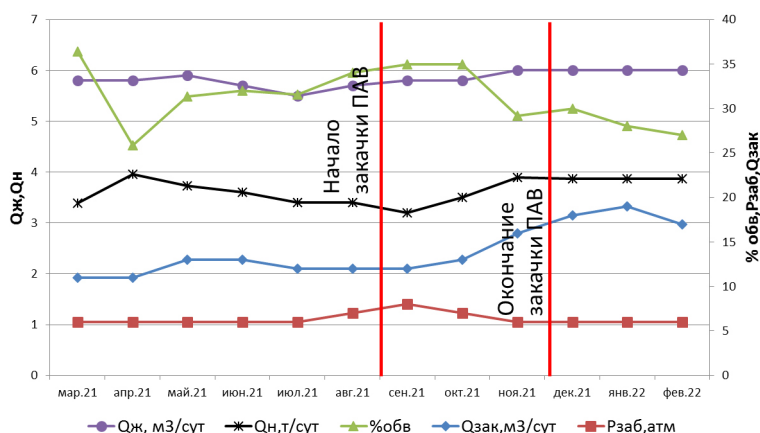


Рис. 3. Динамика работы скважины 4960 (очаг нагн. скв. 4109). Усл. обозначения см. рис. 2.

дебита нефти в добывающих скважинах. По состоянию на 20.02.2022 г. по очагу воздействия нагнетательной скважины 4109 дополнительная добыча нефти составила +231 т. Согласно Программе проведения ОПИ планировалось отслеживание анализа работы данного участка до 31.12.2022 г.

ОПИ на Заречном месторождении

Опытно-промышленные испытания технологии увеличения нефтеотдачи с композицией ПАВ («Композиция-2», ТУ 20.41.20-008-12726854-2021) провели с 25.12.2023 по 27.12.2023 года на нагнетательной скважине 58 Заречного нефтяного месторождения АО «Геотех (тиманский горизонт D3tm (рис. 4)).

Геологическое строение залежей обусловлено сложной геологической историей развития данного региона в четвертичное и неогеновое время, а именно тектоническими процессами, формировавшими рельеф, и связанными с ними процессами осадконакопления. В пределах рассматриваемой территории выделяются нерасчлененный комплекс аллювиальных и аллювиально-делювиальных четвертичных отложений и комплекс верхнепермских отложений. Наиболее вероятным источником пластовой энергии могут быть энергия напора пластовых вод, упругие силы сжатых жидкостей (нефть, вода) и сжатой породы (упруго-водонапорный режим). На возможность

сообщаемости нефтяных залежей с окружающими водонапорными системами и продвижения жидкостей в связи с этим указывает наличие проницаемых пропластков как в пределах, так и за пределами залежей. Дренирование нефти в залежах предполагает естественное падение пластовых давлений. Участок (очаг) нагнетательной скв. 58 включает в себя реагирующие добывающие скважины №№ 59, 60, 63, 64, 66, 73.

Участок характеризуется следующими геологическими параметрами и особенностями: объект воздействия – тиманский горизонт – представлен карбонатно-терригенными породами (терригенные отложения верхнего отдела девонской системы), содержащими тяжелую (842 кг/м³) вязкую (10,3 мПа·с) нефть, обогащенную силикагелевыми смолами (до 15%). В геологическом строении месторождения принимают участие докембрийские, девонские, каменноугольные, пермские, неогеновые и четвертичные образования. Толщина горизонта составляет 24–28 м; пластовые воды являются сильным рассолом 265,7–275,8 г/л (содержание Ca²⁺ – 12,50 г/л, Mg²⁺ – 4,50 г/л), жесткие, хлоральциевого типа, хлоридной группы, натриевой подгруппы, класса S₁.

На Заречном месторождении в нагнетательную скважину 58 закачали специальный состав («Композиция-2»), увеличивающий эффективность отмыывания остаточной нефти. В ходе данного ОПИ предварительное ВПП также не производили, но, в отличие от ОПИ на Ивинском месторождении, начальную оторочку (8 м³) готовили на пресной воде (для удаления из ПЗП ионов жесткости). Основную оторочку ПАВ (217 м³) затворяли в технической воде системы ППД (минерализация – 271,08 г/л; содержание Ca²⁺ – 21,50 г/л, Mg²⁺ – 2,73 г/л). То есть минерализация пластовых вод в обоих ОПИ очень близка, на Заречном месторождении пластовая вода более жесткая. Для приготовления и закачки растворов реагентов в нагнетательную скважину использовали стандартное промышленное оборудование – ЦА-320 и ёмкость объемом 50 м³. Общий объем закаченной композиции составил 225 м³ (концентрация ПАВ 2,0%), из которых 4,56 т – товарная форма ПАВ.

Дополнительная добыча нефти по участку закачки ПАВ по состоянию на 01.02.22 (за 10 месяцев после окончания работ) составила: +1 303 т. На рисунке 5 представлена динамика прироста дополнительной добычи нефти по опытному участку очага нагнетательной скважины 58.

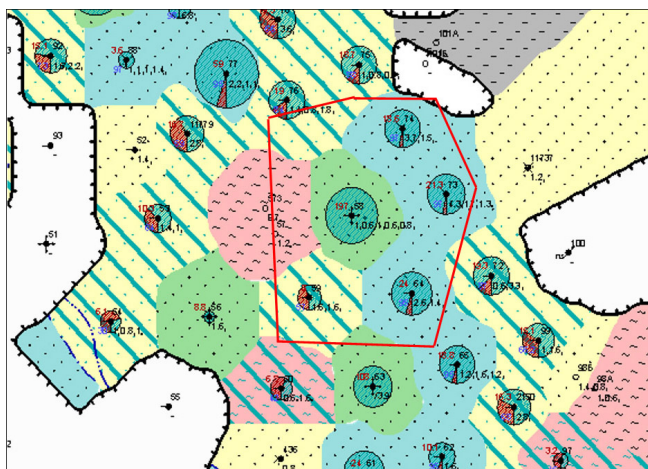


Рис. 4. Карта текущих отборов по D3tm на 01.01.2023 г.

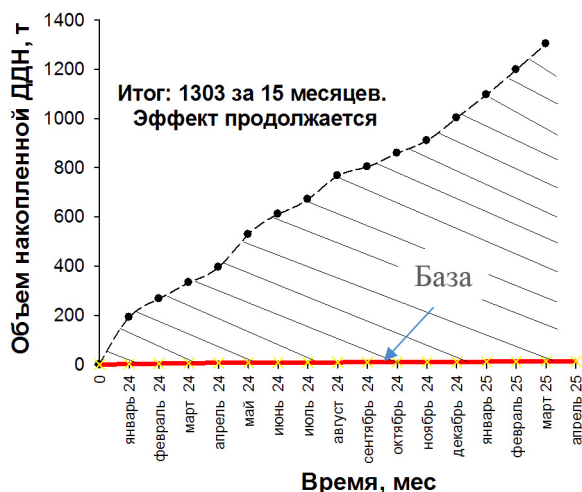


Рис. 5. Дополнительная добыча нефти на Заречном месторождении после закачки в нагнетательную скв. 58 4,56 т товарной формы реагента Композиция 2 («Композиция-2», ТУ 20.41.20-008-12726854-2021). ДДН – дополнительная добыча нефти.

Удельный эффект дополнительно добытой нефти на март 2025 г. составил **285,74 т** на 1 т товарной формы реагента «Композиция 2» (содержание АПАВ в товарной форме реагента приблизительно 20%). Относительно предыдущих месяцев, эффект ежемесячного прироста добычи нефти снизился, но продолжается. В настоящий момент рассматривается возможность полноценного ОПИ с дополнительными операциями: предварительное ВПП, закачка жертвенного агента (для снижения адсорбции ПАВ), а также довытесняющей полимерной оторочки с добавкой щелочного агента (Овчинников и др., 2022, Овчинников и др., 2023а, б; Сафаров и др., 2024).

Современное состояние отрасли ПАВ-заводнения в РФ. Обсуждение достижений и результатов

В данном разделе отметим наиболее интересные российские и западные публикации последних лет, посвященные области использования ПАВ для заводнения, проведенным ОПИ и достигнутым результатам. Как уже упоминалось, эффекты увеличения нефтеотдачи в случае применения различных систем на основе ПАВ могут быть довольно весомыми, в отдельных проектах заявлялось о снижении остаточной нефтенасыщенности коллектора свыше 90% от первоначальной (Al-Murayri et al., 2021; Chang et al., 2006; Sheng et al., 2015). Однако часто эффект значительно скромнее, и прирост на 15–20% относительно базового заводнения водой – в наших условиях уже хороший результат, позволяющий рассчитывать на положительный экономический эффект от проведения ОПЗ/ОПИ. Среди таких выполненных в РФ проектов можно отметить адаптацию технологии мицеллярно-полимерного заводнения пласта $D_{кт}$ Южно-Кубанского поднятия Вахитовского месторождения ($T_{пл} = 58\text{ }^{\circ}\text{C}$) (Мусин и др., 2018). Минусами работы являются довольно скромный эффект, а также значительная концентрация АПАВ в закачиваемом растворе (5% масс.).

Институт промышленной химии, кафедры «Технологии химических веществ для нефтяной и газовой промышленности», РГУ им. И.М. Губкина также занимается разработкой композиций и технологий для увеличения нефтеотдачи. Под руководством д.х.н. Силина М.А. и д.т.н. Магадовой Л.А. был разработан ряд составов и композиций для выравнивания профиля приёмности нагнетательных скважин и увеличения нефтеотдачи пласта (Захаров и др., 2010; Силин и др., 2015, 2016). Особый интерес в рамках темы данного обзора занимают две публикации. Это статья, посвященная разработке методического подхода к подбору и составлению композиции ПАВ (Магадова и др., 2013), а также патент (Силин и др., 2021), посвященный разработке эффективной композиции ПАВ для увеличения нефтеотдачи.

Если рассматривать публикацию, связанную с разработкой методических основ исследований составов для ПАВ-заводнения (Магадова и др., 2013), то можно отметить следующие положения. В первую очередь, для оценки активности ПАВ на начальной стадии разработки состава проводят определение фазового поведения. Далее оценивают адсорбцию ПАВ на поверхности породы коллектора. В основе методики экспериментального определения количества ПАВ, адсорбирующегося на поверхности пористой среды (кernовая модель) в процессе фильтрации через нее раствора ПАВ, заложены следующие предпосылки (Магадова и др., 2019): происходит адсорбция вещества на стенках фильтрующих поровых каналов, что приводит к их сужению и повышению фильтрационного сопротивления пористой среды образца керна. Для прямого определения удельной фильтрующей поверхности поровых каналов образца керна продуктивного коллектора рекомендуется применение метода капиллярных давлений. Сначала отобранные образцы керна после их экстракции высушиваются до постоянного веса, затем насыщенные под вакуумом пластовой водой образцы устанавливают на пористую керамическую мембрану (пропускает газ, но удерживает пластовую воду), расположенную в полости капилляриметра, и предварительно насыщенную той же пластовой водой. Избыточное давление газа вытесняет воду из пор образца через мембрану в атмосферу. Чем большее давление газа создается в капилляриметре, тем большее количество воды вытесняется из образца. При малых избыточных давлениях вода вытесняется из крупных пор, при больших избыточных давлениях – из более мелких. Поэтапно в капилляриметре увеличивается избыточное давление. В конце каждого этапа давление сбрасывается, капилляриметр разбирается, и определяется масса каждого образца керна. По кривой потери веса строится кривая капиллярного давления. Конечное значение насыщенности образца керна соответствует остаточной водонасыщенности. Метод полупроницаемой мембраны позволяет построить распределение пор по радиусам и определить удельную поверхность фильтрации. Образец керна представляется как набор капилляров различного радиуса и длины. Длина отдельного капилляра рассчитывается по известному значению объема воды, вытесненной на данном этапе эксперимента из этого капилляра,

и значения радиуса, полученного из уравнения Лапласа. На основании данных, полученных для всех этапов эксперимента, строится дифференциальное распределение пор по радиусам. Далее донасыщенный водой образец керн с известными значениями удельной поверхности фильтрации порового объема и коэффициента открытой пористости помещается в кернодержатель. После нагрева до температуры эксперимента (соответствует пластовой температуре целевого объекта) определяется исходное значение коэффициента проницаемости по воде. Затем в процессе фильтрации раствора ПАВ проводится сравнение значения перепада давления при закачке раствора без ПАВ и текущие значения перепада давления при закачке раствора, содержащего ПАВ. Фильтрация раствора, содержащего ПАВ, как правило, показывает колебательный характер поведения текущих значений перепада давления, связанного с адсорбцией и десорбцией ПАВ. Поэтому фильтрация раствора должна продолжаться до момента, когда линия тренда на графике зависимости перепада давления от относительного накопленного объема закачки раствора, содержащего ПАВ, превратится в горизонтальную. Текущие значения перепада давления отнесены к значению перепада давления при закачке раствора без ПАВ (фактор сопротивления). Из полученного среднего значения фактора сопротивления рассчитывается удельный объем адсорбированного ПАВ, приходящийся на грамм пористой среды или на площадь (см^2) фильтрующей поверхности пористой среды. Далее выбирается ПАВ с заданной величиной адсорбции. После выбора ПАВ определяют характеристики смесей НПАВ + АПАВ – величину МФН, фазовое поведение смеси, и для лучших композиций в термобарических условиях пласта ставится фильтрация. Конкретные данные по разработанной композиции ПАВ для увеличения нефтеотдачи пласта авторы приводят в патенте (Силин и др., 2021). В состав композиции включено анионное ПАВ разветвленного строения и со-ПАВ (Неонол АФ₉-12), а также изобутиловый спирт, при следующем соотношении компонентов, мас. %: АПАВ 15,0–50,0; со-ПАВ 10,0–20,0; остальное – изобутиловый спирт.

Основной задачей при разработке композиции ПАВ являлась замена дорогих внутренних олефин-сульфонатов серий ENORDET™ O, применявшихся при проведении ОПИ на Западном Салыме (Buijse et al., 2010; Volokitin et al., 2018), на ПАВ, полученный из доступного российского сырья. Им оказалось анионное ПАВ разветвленного строения, полученное сульфированием полиалкилбензола марки ПАВ-С (смесь диалкилбензолов с примесью дифенилалканов) олеумом при массовом соотношении полиалкилбензол марки ПАВ-С: олеум, равном 1,0 : 0,2–1,5. При проведении физико-химических и фильтрационных исследований авторами (Силин и др., 2021) установлено, что заявленная композиция ПАВ обладает хорошими растворимостью и термостабильностью, сверхнизким межфазным натяжением, высоким коэффициентом довытеснения нефти. Кроме того, заявленная композиция не образует устойчивых микроэмульсий, которые могут вызвать проблемы при подготовке нефти, а также не уступает по коэффициенту довытеснения известной композиции (Buijse et al., 2010; Volokitin et al., 2018) и позволяет увеличить коэффициент вытеснения нефти на 36% (!)

по отношению к заводнению водой (Силин и др., 2021). В итоге предлагается композиция ПАВ, водный раствор которой обладает сверхнизким межфазным натяжением на границе с нефтью ($4,3 \cdot 10^{-2}$ – $8,0 \cdot 10^{-5}$ мН/м), что позволяет мобилизовать защемленную между зернами породы нефть при заводнении. Применяемые ПАВ не образует осадки при контакте с пластовой водой, не формирует в пластовых условиях сверхстойких эмульсий, способных отрицательно повлиять на промышленную подготовку нефти. Авторы (Силин и др., 2021) заявляют о снижении себестоимости и расширении сырьевой базы для получения композиций ПАВ. Стоит отметить, что данный состав достаточно близок к разработанному авторами публикаций (Овчинников и др., 2022; Овчинников и др., 2023a). И самое важное – композиции на основе смеси АПАВ и НПАВ, представленные обоими группами (Овчинников и др., 2022; Овчинников и др., 2023b; Силин и др., 2021), могут быть настолько же эффективными, или сопоставимыми с точки зрения увеличения нефтеотдачи пласта, как и композиции на основе внутренних олефинсульфонатов (их расход при закачке в пласт выше, но цена значительно ниже). Это может быть интересно, поскольку в РФ есть проблемы с сырьем для производства внутренних олефинсульфонатов. И в целом это дорогой продукт, применение которого в промышленных условиях без существенных налоговых льгот (которых в настоящий момент нет) затруднено (Бондарь и др., 2022).

Томский Институт химии нефти СО РАН (ИХН СО РАН) также разрабатывает композиции для доотмыва остаточной нефти и обладает профессиональными компетенциями в данном вопросе (Алтунина, 1995; Алтунина и др., 2007, 2018, 2022; Алтунина, Кувшинов, 2025; Altunina et al., 2008, 2015). На базе института под руководством д.х.н. Алтуниной Л.К. созданы 12 промышленных технологий, которые прошли опытно-промышленные испытания на месторождениях России, Вьетнама, Китая, Омана и Германии. Организовано промышленное производство композиций для увеличения нефтеотдачи. Композиции являются буферными саморегулирующимися системами с максимумом буферной емкости в нужном интервале рН. Они химически эволюционируют в пласте с приобретением и длительным сохранением коллоидно-химических свойств, оптимальных для целей нефтевытеснения. Перечень технологий следующий (Алтунина, Кувшинов, 2025):

- композиция ИХН на основе ПАВ и аммиачной буферной системы;
- композиция НИНКА® и «загущенная НИНКА-3», генерирующие в пласте CO_2 и щелочную буферную систему для увеличения нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей;
- кислотные нефтевытесняющие композиции пролонгированного действия на основе ПАВ, координирующих растворителей и комплексных соединений ГБК, ПБК, ГБК-Ф, ПБК-Ф;
- комплексные буферные системы, с регулируемой вязкостью и высокой нефтевытесняющей способностью МФК МИКА на основе ПАВ и глубоких эвтектических растворителей (ГЭР).

Разработанные составы характеризуются: низким межфазным натяжением на границе с пластовой нефтью;

высокой нефтewытесняющей способностью, в том числе за счет гидрофилизации карбонатных пород; высокой совместимостью с горячей водой и пластовыми флюидами; регулируемой вязкостью для достижения оптимального соотношения вязкостей пластовой нефти и вытесняющего ее рабочего агента; регулируемой щелочностью для достижения оптимального уровня pH, обеспечивающего максимальное действие и минимальную адсорбцию ПАВ; использованием в составе композиций доступных на рынке Российской Федерации и экологически безопасных продуктов промышленного производства.

Технологии с применением созданных на принципах «зеленой химии» композиций на основе ПАВ и ГЭР – ИХН, НИНКА® и «загущенная НИНКА-3», ГБК и МФК МИКА – успешно прошли опытно-промышленные испытания и используются в промышленном масштабе для увеличения нефтеотдачи месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, в том числе залежей высоковязких нефтей при естественном режиме разработки и при паротепловом воздействии. В настоящее время проводятся опытно-промышленные испытания новой технологии увеличения нефтеотдачи месторождений с терригенным коллектором с применением кислотных нефтewытесняющих составов на основе ПАВ, аддукта неорганической кислоты, полиола, карбамида и фторсодержащих соединений, созданных с применением метода ГЭР и принципов «зеленой химии».

Авторы указывают на перспективность использования кислотных буферных систем, таких как растворы комплексных кислот и кислот Льюиса в координирующих растворителях (Алтунина и др., 2018, 2022, 2023). В силу своей высокой буферной ёмкости эти системы будут обладать пролонгированным действием и улучшенными поверхностно-активными свойствами, что позволит применять их в качестве эффективного кислотного агента на залежах высоковязкой нефти в карбонатных коллекторах, увеличивая их проницаемость.

Для использования композиций ПАВ и щелочных буферных систем при высоких пластовых температурах в состав композиций ввели ПАВ, повышающие температуру помутнения неионогенного ПАВ (Алтунина, 1995, Алтунина и др., 2007). Для усиления отмыва нефти также ввели в композицию низкомолекулярные органические вещества, совмещающие функции неколлоидного со-ПАВ и ингибитора образования осадков, обусловленных воздействием металлов жесткости (кальция и магния). Разработан и испытан в лабораторных условиях ряд составов на основе ионогенных и неионогенных ПАВ (оксипропилированных алкилфенолов ОП-10, Неонола АФ₉-12 и его аналогов) (Алтунина, 1995; Алтунина и др., 2007); и щелочных буферных систем (композиций ИХН). Основа композиций ИХН – это тройная система «аммиак (NH₃) – нитрат аммония (NH₄NO₃) – вода (H₂O)», являющаяся тройным ГЭР (Алтунина, 1995). В процессе вытеснения нефти композициями ИХН подвижность фильтруемой жидкости возрастает в 3–7 раз. Удельные потери ПАВ (адсорбция) на керновом материале при вытеснении нефти составляют 0,2–0,6 мг/г. Она применима для пластов с температурой 10–130 °С, проницаемостью 0,005–0,500 мкм². Для применения в зимнее время в северных районах авторами (Алтунина и др., 2022, 2025)

предложены низкозастывающие композиции ИХН-60 и ИХН-100 с температурой замерзания (–43)–(–55) °С. ИХН обеспечивают прирост коэффициента вытеснения на 10–20%. Они могут применяться в широком интервале пластовых температур и пластовых вод, при разработке низкопроницаемых и неоднородных пластов (Алтунина, 1995; Алтунина и др., 2007; Алтунина, Кувшинов, 2013).

Физико-химические принципы, реализованные в композициях ИХН, получили дальнейшее развитие при разработке физико-химических методов воздействия на пласт, в которых тепловая энергия пласта или закачиваемого теплоносителя используется для внутрипластовой генерации щелочных буферных систем, CO₂, а также для образования свободно- и связнодисперсных систем (гелей и зелей), повышающих нефтewытеснение и охват пласта заводнением или паротепловым воздействием. Научной основой этих способов послужили результаты исследований кинетики гидролиза и гелеобразования в системе «ПАВ – карбамид – соль аммония – соль алюминия – вода – порода» (Алтунина, 1995; Алтунина и др., 2010; Altunina, Kuvshinov, 2008; Altunina et al., 2013, 2015, 2019, 2020; Кувшинов и др., 2019; Smith et al., 2014).

Для увеличения нефтеотдачи месторождений высоковязких нефтей, разрабатываемых на естественном режиме и тепловыми методами, предложена концепция создания «интеллектуальных» композиций на основе ПАВ, координирующих растворителей и комплексных соединений, химически эволюционирующих в пласте с приобретением коллоидно-химических свойств, оптимальных для целей нефтewытеснения (Altunina et al., 2013, 2019, 2020; Алтунина и др., 2010; Кувшинов и др., 2019). В состав композиции НИНКА® (Алтунина, 1995; Алтунина и др., 2007, 2018, 2022; Altunina, Kuvshinov, 2008; Altunina et al., 2015) входят ПАВ и глубокие эвтектические растворители – бинарный ГЭР «карбамид ((NH₂)₂CO) – NH₄NO₃» и трехкомпонентный ГЭР «(NH₂)₂CO – NH₄NO₃ – H₂O», которые в пласте под действием энергии пласта или закачиваемого теплоносителя образуют CO₂ и аммиачную буферную систему. Перечисленные технологии рекомендованы для внедрения и используются в промышленном масштабе.

Следующая разработка ИХН СО РАН – система «борная кислота – полиол – электролиты – вода». По утверждению авторов, это новый тип кислотных нефтewытесняющих жидкостей, эффективных при низких пластовых температурах (когда традиционные нефтewытесняющие жидкости малоэффективны). Физико-химические свойства этой системы обусловлены донорно-акцепторным взаимодействием полиолов с борной кислотой, в котором анионы кислоты выступают в качестве тетрадендантного лиганда, являющегося кислотой Льюиса. В системах «неорганическая поликислота – полиол» за счет донорно-акцепторного взаимодействия образуются комплексные кислоты, намного более сильные, чем исходная кислота (Шварц, 1990; Шварц и др., 2005).

Развитие указанных выше работ по увеличению нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей связано с многофункциональными композициями (МФК, МФК МИКА) с регулируемой вязкостью и высокой нефтewытесняющей способностью в области температур 20–210 °С на основе

системы «ПАВ – многоосновная кислота – полиол – карбамид – соль алюминия – соль аммония – вода», состоящей из ПАВ и двух ГЭР: трехкомпонентного – «борная кислота – глицерин – карбамид». В перечисленных системах в качестве многоосновной кислоты использовали борную кислоту, в качестве полиола – глицерин; и четырехкомпонентного ГЭР – «карбамид – соль алюминия – соль аммония – вода» (Алтунина и др., 2021; Altunina et al., 2022). Таким образом, в арсенале ИХН СО РАН есть широкая линейка составов, для разных пластовых условий, включающих ПАВ и предназначенных для увеличения нефтеотдачи пласта.

Отметим ПАВ-полимерную систему для увеличения нефтеотдачи карбонатных пластов Центрально-Хорейверского поднятия, разработанную АО «ВНИИнефть» для сильноминерализованной воды (до 210 г/л) и пластовой температуры около 70 °С (Корнилов и др., 2019; Круглов и др., 2023; Петраков и др., 2020; Trushin et al., 2020, 2021). В данных исследованиях представлена схема выбора и тестирования ПАВ и ПАВ-полимерной композиции, оценены потенциальные результаты закачки перспективных систем в пласт. Такие составы вызывают особый интерес в связи с возможностью их затворения в высокоминерализованной попутно добываемой воде (без создания градиента минерализации), поскольку данная минерализация – критическая для многих классов ПАВ. В ходе выполнения работ авторы (Петраков и др., 2020; Trushin et al., 2020) определяли стабильность таких водных растворов ПАВ. После оценивали величину межфазного натяжения водного раствора ПАВ с нефтью и адсорбцию ПАВ. При такой минерализации сложно ожидать образование среднефазной микроэмульсии. По этой причине авторы поставили цель добиться значения МФН на уровне 10^{-2} – 10^{-1} мН/м. На наш взгляд, это значение МФН не позволит рассматривать такие композиции для ПАВ-заводнения, поскольку коэффициент солубилизации будет низким, однозначно менее 10 (Хух установил, что МФН обратно пропорционально квадрату параметра солубилизации) (Nuh, 1979). Так, при параметре солубилизации 10 единиц или выше (целевой параметр солубилизации), МФН для мобилизации остаточной нефти с помощью ПАВ при оптимальной минерализации системы должно быть менее 10^{-2} мН·м. Фильтрация на составной модели зерна показала прирост довытеснения нефти из модельной пористой среды по сравнению с закачкой воды 22%. В качестве следующего этапа авторы предлагают проводить работы по выбору полимера, оценке динамической адсорбции при прокачке ПАВ и полимеров через водонасыщенный керн, а также тестирование совместимости ПАВ и полимеров в составе одной композиции.

Отметим также работы группы В.В. Коновалова, проводившиеся на базе ФГБУ ВО «СамГТУ»: диссертацию К.И. Бабицкой (Бабицкая, 2017) и патент (Коновалов и др., 2017а). Предлагается состав для повышения нефтеотдачи пласта, включающий неионогенное и анионоактивное поверхностно-активные вещества, кубовый остаток ректификации бутиловых спиртов (КОРБС) и водорастворимый полиакриламид. В качестве АПАВ выбраны нефтяные сульфонаты, синтезированные на основе экстрактов селективной очистки масляных погонов

N-метилпирролидоном или фенолом; НПАВ – нонилафенолы марок Неонол АФ₉-8 или АФ₉-12 (Коновалов и др., 2017; Liu et al., 2011). Особенность состава заключается в использовании нефтяных сульфонатов низкой стоимости для увеличения эффективности вытеснения остаточной (пленочно-капельной) нефти после заводнения и улучшения фильтрации закачиваемой воды. Из исследованных композиций наибольшую поверхностную активность проявляют образцы на основе экстрактов селективной очистки масляных погонов N-метилпирролидоном или фенолом. Авторы (Коновалов и др., 2017) утверждают, что их составы с низкой стоимостью на базе экстрактов селективной очистки масляных погонов являются не менее эффективными, по сравнению с нефтяными сульфонатами, полученными из масляных дистиллятов. С учетом более низкой стоимости экстрактов по сравнению с масляными фракциями применение данных нефтяных сульфонатов перспективно. Можем отметить, что величина МФН слишком велика для организации ПАВ-заводнения, и состав подходит для ОПЗ (минимальным МФН обладает образец SRN-2 (0,33 мН/м)) (Коновалов и др., 2017).

Рассматривая достижения специалистов ПАО «Татнефть» в области ПАВ-заводнения, можно утверждать, что в их разработках ПАВ выполняет скорее роль второго плана. В то время как основную – различные полимерные или иные реагенты. Это скорее технологии ВПП, предназначенные для увеличения охвата пласта заводнением. Заявленные эффекты нефтевытеснения спорны, при этом в одной из технологий, описанных ниже, указывается достижение величины МФН порядка $\sim 10^{-2}$ – 10^{-3} мН/м.

В ПАО «Татнефть» успешно применяется технология увеличения нефтеизвлечения из пластов путем закачки микрогелевых полимерных систем с ПАВ (технология МГС-КПС) (Варламова и др., 2013). ПАВ в данной композиции играет вспомогательную роль. Включение поверхностно-активных веществ в состав подвижной микрогелевой системы одновременно способствует увеличению и коэффициентов охвата пласта, и коэффициента вытеснения нефти. На нефтяных месторождениях Татнефти данная технология внедрена на сотнях нагнетательных скважин, начиная с 2012 г.

Отметим технологию применения водных дисперсий маслорастворимых неионогенных ПАВ (Ибатуллин и др., 2005) (Применение регламентируется «Инструкцией на технологию применения водных дисперсий маслорастворимых неионогенных ПАВ для повышения нефтеотдачи заводненных пластов» (РД 153-39.1-527-07)). Технология основана на применении водной дисперсии НПАВ (Неонол АФ₉-6) для увеличения нефтеотдачи пласта и базируется на комплексе физико-химических и коллоидных взаимодействий вытесняющего агента с пластовыми флюидами и породой коллектора. Применение технологии улучшает вытеснение нефти за счет снижения межфазного натяжения воды на границе нефть/вода; за счет реологических свойств растворов, способных блокировать наиболее проницаемые зоны коллектора, перераспределяя фильтрационные потоки, тем самым обеспечивая увеличение охвата пласта заводнением.

Также можно упомянуть технологию увеличения нефтеотдачи пластов закачкой полимер-глинистой

и углеводородной нефтеотмывающей системы (технология ПГ-УВС) (Хисамов и др., 2013), внедряемую с 2009 года. Технология подразумевает последовательную закачку через нагнетательные скважины водной системы водорастворимого полимера, глины и раствора ПАВ (реагент СНПХ-9633 марки С, либо смеси неионогенных ПАВ или смеси НПАВ + АПАВ в углеводородном растворителе) (Собанова, Федорова, 2011). В результате флокулирующего действия полимера и адсорбции его на стенках пор пласта происходит осаждение полимер-глинистой суспензии с образованием блокирующего экрана, что повышает фильтрационное сопротивление промытых зон и приводит к перераспределению фильтрационных потоков в интервале перфорации пласта. Применение углеводородной композиции ПАВ основано на способности снижать МФН на границе раздела сред нефть/вытесняющая вода до значений $\sim 10^{-2}$ – 10^{-3} мН/м; изменении смачиваемости породы коллектора; уменьшении вязкости нефти и повышении её подвижности.

Специалисты ТатНИПИнефть ПАО «Татнефть» разработали и с 2014 г. успешно внедряют на месторождении технологию повышения нефтеотдачи неоднородных пластов с использованием полимер-глинистых композиций и ПАВ (технология ПГК-М, РД 153-39.0-835-13 «Инструкция по технологии повышения нефтеотдачи пластов с использованием полимер-глинистых композиций и ПАВ»). Присутствие макромолекул полимера в дисперсии глинопорошка приводит к процессу флокуляции, вследствие чего образуются полимер-глинистые структуры (частицы), количество и размеры которых можно регулировать за счет изменения концентрации основных компонентов. Увеличение коэффициента нефтеизвлечения достигается последующей закачкой поверхностно-активных веществ, в результате чего ПАВ преимущественно поступает в менее промытые зоны, и это увеличивает коэффициент вытеснения нефти.

Технология НКПС (закачка низкоконцентрированных полимерных систем с добавлением поверхностно-активных веществ), включающая ПАВ и полимеры, разработана в ПАО «Татнефть» для условий низкой приемистости нагнетательных скважин. В технологическом процессе используются три композиции, которые могут содержать полимер, ПАВ, а также индуктор гелеобразования. Вовлечение в разработку низкопроницаемых пропластков осуществляется за счёт свойств ПАВ-полимерной композиции, вытесняющей нефть из ранее не задействованных воздействием зон. Авторы отмечают простоту исполнения и малозатратность технологии, основанной на реагентах российского производства.

Кроме того, в ПАО «Татнефть» занимались моделированием ПАВ-полимерного заводнения для увеличения нефтеотдачи высокопроницаемых коллекторов порового типа, содержащих высоковязкую нефть, с использованием программного продукта FlowER (Насыбуллин и др., 2021). Проведены многовариантные расчеты закачки ПАВ-полимерной системы с изменением объема и концентрации реагентов для двух типов композиций. Получены зависимости прироста добычи нефти от объема закачки, изменение приемистости скважин как при увеличении объема закачки композиции, так и после завершения

прокачки установленного объема при варьировании заданного порового объема пласта.

Подходы специалистов ПАО «Татнефть» близки к нашему пониманию того, как нужно готовить пласт перед закачкой композиций ПАВ: минимизация потерь реагентов в результате «холостой» фильтрации по промытым ранее нагнетаемой водой каналам фильтрации. Однако сами композиции ПАВ, на наш взгляд, далеки от тех, которые в настоящий момент используются для увеличения нефтеотдачи. И явно будут серьёзно проигрывать композициям на основе внутренних олефинсульфонатов и подобным им.

Особое место среди разработчиков российских технологий увеличения нефтеотдачи с композициями ПАВ занимают труды, связанные с ПАО «Газпромнефть». Как уже упоминалось, разработкой технологий ПАВ-заводнения занимается ЦКП «Рациональное природопользование и физико-химические исследования» (ФГАОУ ВО «Тюменский государственный университет», центр возглавляет Третьяков Н.Ю., в сотрудничестве с Кольцовым И.Н. (ООО «ГПН-НТЦ») и Громаном А.А. (ООО «ГПН-Промышленные партнёрства»). Это единственный реализованный пилотный проект в РФ, связанный с закачкой в пласт «полноценной» композиции ПАВ для увеличения нефтеотдачи. Особое внимание при проектировании полевых испытаний уделяется адсорбции, обусловленной электростатическим и ван-дер-ваальсовым взаимодействиями, возникающими между молекулами ПАВ и твердой поверхностью, поскольку это ключевой параметр, влияющий на экономику процесса ПАВ-полимерного заводнения (Amirmoshiri et al., 2020; Christian et al., 2020; Liu et al., 2021; Lv et al., 2011; Shamsi et al., 2014; Tabatabal et al., 1993; Zhang, Somasundaran, 2006; Третьяков и др., 2021a). Подход ПАО «Газпромнефть» к разработке композиций ПАВ заключается в исследовании фазового поведения, статической и динамической адсорбции ПАВ, оценке геологических и геохимических характеристик месторождения, в анализе компонентного состава нефти и в подборе строения молекулы ПАВ для ПАВ-полимерного заводнения исходя из этого состава (van der Heyden et al., 2017; Koltsov et al., 2019; Бондарь и др., 2022a, b; Паничева и др., 2020; Сидоровская и др., 2020b; Третьяков и др., 2021a, b; Турнаева и др., 2021). Геологические и геохимические характеристики месторождения при таком подходе рассматриваются в качестве основы подбора компонентов ПАВ-полимерного заводнения. ПАВ-полимерная композиция оптимизируется в соответствии с составом пластовых флюидов целевого объекта (для нефти – плотность, вязкость, компонентный состав, эквивалентное алкановое углеродное число; для вод – общая минерализация, жесткость, количество гидрокарбонатов). Авторы (Паничева и др., 2020; Сидоровская и др., 2020) отмечают, что гидрофобность нефти и нефтепродуктов может характеризоваться эквивалентным алкановым углеродным числом (EACN). Эта характеристика может быть определена на основе корреляции между данными межфазного натяжения и других характеристик для гомологичных масел и ряда алканов с последующей интерпретацией на нефти и нефтепродукты. EACN предлагается использовать для подбора эффективного ПАВ, способного эмульгировать нефть и нефтепродукты.

В работе (Паничева и др., 2020) определили эквивалентное алкановое углеродное число ряда образцов сырой нефти, отобранных на месторождениях Западной Сибири, с использованием в качестве стандарта высокоэффективных композиций промышленных сульфонатных ПАВ. В соответствии с эмпирическими уравнениями корреляции между параметрами фазового поведения водных растворов ПАВ с нефтью или смесью углеводородов, ЕАСН и параметрами ПАВ, выявлены линейные зависимости и определен характеристический параметр, согласующийся с литературными данными для индивидуальных поверхностно-активных веществ. В работе предложены композиции промышленных ПАВ для определения ЕАСН керосина и семи образцов нефти месторождений Западной Сибири. Утверждается, что на основе этого показателя возможен подбор перспективных ПАВ, обеспечивающих снижение МФН в системе «углеводороды – водный раствор», а также прогнозирование эффективности составов.

Методика подбора химического состава для ПАВ-полимерного воздействия и оценка его эффективности на Холмогорском месторождении достаточно близки с методическим подходом, практикуемым в РГУ (Бондарь и др., 2022а; Магадова и др., 2013; Третьяков и др., 2021b). На основании лабораторных исследований также выбираются ПАВ и полимер. Далее определяется термическая стабильность, фазовое поведение, межфазное натяжение и реология состава. После – проводятся фильтрационные эксперименты, позволяющие оптимизировать концентрации реагентов и размеры оторочек. Далее в полевых условиях в скважину закачивается композиция ПАВ, и проводятся SWCTT с разделяющимися химическими трассерами. Промысловое исследование на Холмогорском месторождении показало снижение остаточной нефтенасыщенности в зоне воздействия ПАВ-полимерной композиции примерно на 10–11%, с приростом коэффициента извлечения нефти около 18%. При интерпретации результатов SWCTT создана и верифицирована температурная модель призабойной зоны скважины, согласно которой температура в призабойных зонах существенно ниже, чем в среднем по коллектору (Volokitin et al., 2018; Бондарь и др., 2022; Волокитин и др., 2015). Авторы отмечают, что температура значительно влияет на МФН на границе нефти и воды, от которого зависит коэффициент вытеснения нефти ПАВ-полимерной композицией. Кроме того, от температуры зависит вязкость полимерного раствора и, следовательно, коэффициент охвата.

Подводя итоги, из российских публикаций, посвященных анализу зарубежного опыта ОПИ, можно отметить работы (Житинский, 2018; Маркова, Севастьянов, 2019; Нажису, Ерофеев, 2017; Шарипова, Севастьянов, 2016). Показан положительный опыт Китая по налаживанию собственного производства качественных ПАВ, себестоимость производства которых удалось снизить до 40%, что сделало их экономически рентабельными. Показаны лидеры в проведении ОПИ с доказанным приростом КИН до 25%: Китай, Канада и Оман. Промышленными испытаниями доказано повышение КИН. В работе (Гладкова, 2020) перечисляются недостатки технологии ПАВ-заводнения, среди которых можно отметить высокие эксплуатационные затраты, большая величина адсорбции ПАВ, хроматографическое разделение компонентного

состава при фильтрации в пласте, повышенное образование малорастворимых солей, высокая вероятность образования трудноразрушаемых эмульсий в процессе подготовки нефти. В работах (Варфоломеев и др., 2019; Петраков и др., 2020; Trushin et al., 2020) показаны перспективы использования ПАВ для вязких нефтей карбонатных объектов. В исследовании (Кожин и др., 2021) отмечен положительный опыт применения НПВВ в ПАВ-полимерных композициях на месторождениях Западной Сибири. Положительный эффект для высокотемпературных пластов объясняется снижением межфазного натяжения вблизи точки инверсии фаз после достижения температуры помутнения. В работе (Третьяков и др., 2021а) описаны синтез и свойства моно- и дизамещённых фосфорных эфиров с низким значением межфазного натяжения, но высокой адсорбцией. В (Коновалов и др., 2016) указана перспективность использования нефтяных сульфонатов, полученных из экстрактов селективной очистки масляных дистиллятов, в статье (Велиев, 2021) отмечена положительная роль закачки предоторочки умягчённой воды перед мицеллярным заводнением.

Анализ опыта зарубежных ОПИ выполнен в работах (Al-Muraygi et al., 2018; Barnes et al., 2010; Buijse et al., 2010; Deng et al., 2002; Volokitin et al., 2018; Sharma et al., 2013; Sun et al., 2020), моделированию и прогнозированию эффекта ОПИ посвящены работы (Fortenberry et al., 2016; Господарев и др., 2022). В работе (Sun et al., 2020) сравнивается ASP и SP; в (Al-Muraygi et al., 2018) сравнивается горячее полимерное заводнение и SP; в работе (Sharma et al., 2013) отмечается важная роль полевой лаборатории и оценки свойств закачиваемых и добываемых флюидов; исследования (Barnes et al., 2010; Buijse et al., 2010) посвящены синтезу ПАВ и применению IOS на западном Салыме; в работе (Deng et al., 2002) рассматривается актуальный для Китая вопрос работы со сточными водами участка, затронутого ПАВ-заводнением. Также упомянем важные обзоры по теме (Negin, Ali, 2017; Hirasaki et al., 2011; Seright, Brattekas, 2021; Sheng, 2014, 2015; Sheng et al., 2015; Yang et al., 2017), в которых сообщается о причинах обводнения продукции добывающих скважин, применении ПАВ-заводнения (ОПИ), марках применяемых ПАВ, роли со-растворителя в композиции ПАВ, а также становлению этой области МУН.

Перспективы развития МУН с композициями ПАВ

В последние годы происходит расширение сферы применения наноматериалов (Kelly C.V. Maia et al., 2024; Иванова, 2020). Они всё чаще становятся объектом, играющим важную роль в новых технологиях и решениях, применяются при очистке сточных вод, в медицине (Mout et al., 2012) и энергетике. В области нефтедобычи они используются в виде добавок к нагнетаемой в пласт воде, как стабилизаторы эмульсий и демульгаторы, доставщики лекарств и т.д. (Ali et al., 2020; Hajiabadi et al., 2019; Thakkar et al., 2019; Sriram, Kumar, 2019). Известно их применение для увеличения нефтеотдачи (Cheraghian, Hendraningrat, 2016; Hendraningrat et al., 2013; Nwidee et al., 2017; Иванова, 2020), в том числе и с композициями ПАВ (Maia et al., 2024).

Как уже упоминалось в разделе, посвященном адсорбции, ключевой параметр, оказывающий влияние на экономику проекта, – это фактор потерь реагентов вследствие их адсорбции на поверхности породы коллектора (Alhassawi, Romero-Zerón, 2015a, b; Nourafkan et al., 2018), а также из-за осаждения в виде кальциевых и магниевых солей при контакте с пластовой водой (Amirianshoja et al., 2013; Budhathoki et al., 2016; Zhang, Somasundaran, 2006). Для решения этой задачи можно использовать наночастицы, способные образовывать ассоциаты с ПАВ, фильтроваться сквозь поровое пространство и высвобождать ПАВ в заданном месте пласта (Islam, 2020; Pereira et al., 2020; Rosestolato et al., 2019). В данном случае наночастицы выполняют роль транспорта ПАВ.

Особого внимания заслуживает способность таких систем работать синергетически с ПАВ, дополнительно снижая межфазное натяжение и изменяя смачиваемость пород в сторону гидрофильности (de Freitas et al., 2019; Caplan et al., 2019; Venancio et al., 2020). Однако, как отмечают исследователи, многие аспекты применения наночастиц, особенно полимерных, остаются малоизученными и требуют дальнейшей разработки (Kalam et al., 2021; Massarweh, Abushaikh, 2020; Pereira et al., 2020).

Композиции на основе ПАВ и неорганических наночастиц (Massarweh, Abushaikh, 2020) меняют смачиваемость породы коллектора и увеличивают эффективность транспорта ПАВ (Almahfood, Bai, 2018; Eltoum et al., 2021; Sircar et al., 2022). В таких системах важная роль принадлежит электростатическим взаимодействиям между её компонентами. При совпадении зарядов поверхности породы коллектора и наночастиц с противоположено заряженным ПАВ наблюдается преимущественная адсорбция ПАВ на поверхности породы без существенного влияния на МФН. При образовании прочных ассоциатов ПАВ/наночастицы наблюдается понижение МФН и снижение величины адсорбции (Almahfood, Bai, 2018; Cheraghian, Hendraningrat, 2016; Tavakkoli et al., 2022). То есть наночастицы осуществляют транспорт ПАВ к границе вода/нефть с минимальными потерями на адсорбцию.

При отрицательном заряде наночастиц и породы коллектора наблюдается электростатическое отталкивание, при котором поверхностно-активные вещества локализуются на границе раздела фаз и значительно понижают МФН (Tavakkoli et al., 2022; Le et al., 2011).

Важное наблюдение особенного поведения наночастиц при фильтрации в пластовых условиях было сделано в работе (Agi et al., 2018): жидкости с наночастицами демонстрируют ньютоновское поведение при низкой скорости сдвига и неньютоновское поведение при высокой скорости сдвига. Это свойство следует учитывать, как при разработке дизайна операций на скважине, так и при приготовлении рабочих закачиваемых растворов.

Углеродные наночастицы (Chen, Schechter, 2021; Massarweh, Abushaikh, 2020) могут усиливать действие ПАВ и дополнительно увеличивать нефтеотдачу пласта благодаря тому, что осуществляют транспорт ПАВ и стабилизируют эмульсии, предотвращая их коалесценцию (Liu et al., 2015; Radnia et al., 2018) (сорбируются на поверхности капель нефти). В работе (Cao et al., 2022) отмечалась перспектива использования сульфированного

оксида графена при высокой минерализации пластовых вод, что связано с его высокой стабильностью.

Также в литературе встречаются предложения по доставке ПАВ при помощи специальных молекул, позволяющих образовывать комплекс «гость-хозяин» за счет полости в центре молекулы, таких как циклодекстрины (Alhassawi, Romero-Zerón, 2015a, b, c). Однако их применение дорого как по причине стоимости самого полисахарида, так и в связи с тем, что такой комплекс переносит только одну молекулу ПАВ. Дополнительно отмечались проблемы со стабильностью таких комплексов, особенно в карбонатных коллекторах.

Обзор литературы, посвященной применению наночастиц в операциях по увеличению нефтеотдачи пласта, указывает на огромный потенциал этой области. Их применение позволяет снизить расход реагентов за счет понижения адсорбции и адресной доставки ПАВ в заданную точку пласта. В настоящее время в фокусе внимания научной общественности находятся изотропные частицы (гомогенные). Однако сегодня уже синтезированы дифильные наночастицы, которые в перспективе могут полностью заменить композиции на основе ПАВ для увеличения нефтеотдачи пласта. Развитие направления связано с разработкой простых и эффективных методик синтеза, которые позволят сделать применение наночастиц доступным. Они должны быть дешевыми, экологически безопасными, а системы на их основе – стабильными в пластовых условиях.

Заключение

Из вышеизложенного можно сделать следующее общее заключение: в России тема увеличения нефтеотдачи нефтяных пластов композициями ПАВ развивается. Научный уровень производимых работ вполне достойный, соответствующий имеющимся мировому уровню и существующим тенденциям. За последние 10 лет проведён ряд опытно-промышленных испытаний с обнадеживающими результатами. Особенно перспективны на данном этапе развития метода являются работы, связанные с закачкой оторочек ПАВ. Заводнение нефтяных пластов с композициями ПАВ (свыше 0,3 открытого порового объема участка) в настоящий момент ограничивается высокой стоимостью реагентов и существующим налоговым режимом в РФ.

Перспективы метода связаны с синтезом новых товарных форм ПАВ и применением комплексных технологий, позволяющих значительно снизить действующие концентрации закачиваемых реагентов. К таким технологиям относятся системы, включающие наночастицы и способные значительно понизить адсорбцию ПАВ, что увеличит эффективность метода увеличения нефтеотдачи. Особое внимание должно уделяться адаптации композиций ПАВ к конкретным геолого-физическим условиям месторождений, включая высокоминерализованные пластовые воды и карбонатные коллекторы.

Можно с уверенностью утверждать, что в будущем будет расширяться география проведения таких работ и геолого-физические условия, в которых можно успешно применять данный физико-химический метод увеличения нефтеотдачи. При этом ключевыми факторами успешного

внедрения останутся экономической эффективностью технологий, включая снижение стоимости реагентов и оптимизация налогового регулирования, а также развитие методов мониторинга и контроля за процессами вытеснения нефти в пластовых условиях.

Литература

- Алмаев Р.Х., Васильев В.В., Пияков Г.Н. (1986). Исследование эффективности применения слабоконцентрированных растворов ОП-10. *Нефтяное хозяйство*, 7, с. 55–57.
- Алтунина Л.К. (1995). Увеличение нефтеотдачи пластов композициями ПАВ. Н.: Наука, 198 с.
- Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. (2025). Фундаментальные и прикладные аспекты физико-химических методов увеличения нефтеотдачи, созданных в ИХН СО РАН. Композиции на основе ПАВ для увеличения нефтеотдачи пластов. *Химия в интересах устойчивого развития*, 33(1), с. 99–129. <https://doi.org/10.15372/KhUR2025635>
- Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. (2007). Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов нефтяных месторождений. *Успехи химии*, 76(10), с. 1034–1052.
- Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. (2013). Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов. *Вестник Санкт-Петербургского университета*, 2, с. 46–76.
- Алтунина Л., Кувшинов В., Кувшинов И. (2010). Увеличение эффективности паротеплового воздействия композициями ПАВ. *Oil & Gas Journal Russia*, 6, с. 34–40.
- Алтунина Л.К., Кувшинов В.А., Кувшинов И.В., Стасьева Л.А. (2021). Многофункциональная композиция на основе ПАВ и комплекса буферных систем для увеличения нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей. *Журнал Сибирского федер. ун-та. Сер.: Химия*, 14(1), с. 30–37. DOI: 10.17516/1998-2836-0213
- Алтунина Л.К., Кувшинов В.А., Кувшинов И.А., Стасьева Л.А. (2022). Композиции на основе поверхностно-активных веществ для увеличения нефтеотдачи месторождений высоковязких нефтей в Арктической зоне. *Петролеумика*, 2(1), с. 49–63. DOI: 10.53392/27823857-2022-2-1-49
- Алтунина Л.К., Кувшинов В.А., Стасьева Л.А., Кувшинов И.В. (2018). Тенденции и перспективы развития физико-химических методов увеличения нефтеотдачи месторождений тяжелой нефти. *Химия в интересах устойчивого развития*, 26(3), с. 261–277. DOI: 10.15372/KhUR20180303
- Алтунина Л.К., Стасьева Л.А., Кувшинов В.А., Шолидодов М.Р., Козлов В.В., Кувшинов И.В. (2023). Кислотная нефтьвытесняющая композиция пролонгированного действия на основе глубоких эвтектических растворителей. *Химия в интересах устойчивого развития*, 31(2), с. 140–152. DOI: 10.15372/KhUR2023448
- Ахметов С.А., Ишмяров М.Х., Кауфман А.А. (2009). Технология переработки нефти, газа и твердых горючих ископаемых. СПб.: Недра, 832 с.
- Бабалян Г.А. (1956). Вопросы механизма нефтеотдачи. Баку: Азнефтеиздат, 232 с.
- Бабалян Г.А., Леви Б.И., Тумасян А.Б., Халимов Э.М. (1983). Разработка нефтяных месторождений с применением поверхностно-активных веществ. М.: Недра, 216 с.
- Бабалян Г.А., Тумасян А.Б., Леви Б.И., Халимов Э.М. (1976). Применение ПАВ для увеличения нефтеотдачи пластов. *Нефтяное хозяйство*, 7, с. 7–16.
- Бабицкая К.И. (2017). Интенсификация добычи высоковязкой нефти и ограничения водопритока мицеллярными растворами селективного действия. Дис. канд. тех. наук. Самара, 124 с. DOI: 10.31660/0445-0108-2015-5-36-40
- Бабицкая К.И., Склюев П.В., Коновалов В.В., Царьков И.В., Жидкова М.В. (2015). Исследование влияния размера мицелл на эффективность вытеснения остаточной нефти. *Известия вузов. Нефть и газ*, 5, с. 36–46.
- Байда А.А. (2015). Разработка композиций поверхностно-активных веществ на основе аминных солей жирных кислот для повышения нефтеотдачи пластов. Дис. канд. тех. наук. Тюмень, 170 с.
- Байда А.А., Агаев С.Г. (2012). Мицеллярные растворы и микроэмульсии для повышения нефтеотдачи. *Нефтепромысловое дело*, 7, с. 37–40.
- Баклан Н.С., Котов С.В., Смирнов Б.Ю. (2021). Алкилирование фенола альфа-олефинами в присутствии катионитов. *Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Химическая технология и биотехнология*, 2, с. 107–116.
- Бондарь М.Ю., Осипов А.В., Громан А.А., Кольцов И.Н., Щербаков Г.Ю., Чебышева О.В. (2022a). Результаты проведения трассерных исследований на единичных скважинах с разделяющими химическими индикаторами для оценки эффективности ПАВ-полимерного воздействия на месторождении Холмогорском. *Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана*, 4(2), с. 102–112. DOI: 10.54859/kjogi108466
- Бондарь М.Ю., Осипов А.В., Громан А.А., Кольцов И.Н., и др. (2022b). Методика подбора химического состава для ПАВ-полимерного воздействия и оценка его эффективности на Холмогорском месторождении. *Нефтяное хозяйство*, 9, с. 100–105. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-9-100-105>
- Бондарь М.Ю., Осипов А.В., Громан А.А., Кольцов И.Н., и др. (2022c). Температурные условия при проектировании ПАВ-полимерного заводнения. *Нефтяное хозяйство*, 12, с. 51–55. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-12-51-55>
- Варламова Е.И., Ганеева З.М., Ибатуллин Р.Р., Михайлов А.В., Ризванов Р.З., Файзуллин И.Н., Федоров А.В., Хисаметдинов М.Р., Хисамов Р.С. (2013). Патент № 2485301 РФ. Способ добычи нефти. Б.Р., №17.
- Варфоломеев М.А., Зинюков Р.А., Чэнгдонг Юань, Хайртдинов Р.К., и др. (2019). Оптимизация разработки залежей высоковязкой нефти в карбонатных коллекторах с использованием заводнения с применением ПАВ: от лабораторного скрининга до пилотного испытания. *Proceedings of SPE Russian Petroleum Technology Conference*. SPE-201905-MS. <https://doi.org/10.2118/201905-MS>
- Васильева Т.Н., Живайкин Б.Ф., Кисляков Ю.П. (1991). Результаты применения высококонцентрированного водного раствора НПАВ. *Нефтяное хозяйство*, 4, с. 24–26.
- Вашуркин А.И., Пятков М.И., Фаин Ю.Б., Ефремов Е.П., Свищев М.Ф. (1976). Применение ПАВ для интенсификации разработки месторождений Западной Сибири. *Нефтяное хозяйство*, 7, с. 21–23.
- Вашенко А.В., Мукминова И.Р., Акьюлова Г.И., Прочухан К.Ю., Прочухан Ю.А. (2015). Нефтеемкость и стабильность водонефтяной эмульсии анионного поверхностно-активного вещества. *Нефтегазовое дело*, 3, с. 396–410.
- Велиев Э.Ф. (2021). Применение смягченной воды для улучшения эффективности мицеллярного заводнения. *Булатовские чтения*, с. 133–137.
- Волокитин Я.Е., Шустер М.Ю., Карпан В.М., Кольцов И.Н. и др. (2015). Внедрение технологии АСП: пилотный проект. *Нефтяное хозяйство*, 6(56), с. 114–121.
- Ганиев Р.Р. (1987). Оценка эффективности применения 0,05%-ного водного раствора ОП-10 для повышения нефтеотдачи пластов. *Нефтяное хозяйство*, 1, с. 31–34.
- Гершенович А.М. (1957). О производстве алкилбензолсульфонатов (сульфонола). *Химия и технология топлив и масел*, 8(14).
- Гершенович А.И., Хомяков Д.Г. (1949). А.С. СССР 74717, SU. Способ получения моющего средства. Заявка 985-46 от 02.12.1946 (А.С. СССР 77018, SU).
- Гладкова Е.А. (2020). Перспективы применения технологии ASP-заводнения. Проблемы управления качеством образования. Поколение будущего. СПб, с. 105–107.
- Господарев Д.А., Лымарь И.В., Ракутько А.Г. (2022). Скрининговые исследования по разработке и оценке эффективности технологии ПАВ-полимерного заводнения на модели пласта. *Нефтегазовое дело*, 20(6), с. 77–87. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2022-6-77-87>
- Гусев С.В. (1990). Эффективность методов повышения нефтеизвлечения на месторождениях Западной Сибири. *Нефтяное хозяйство*, 2, с. 36–39.
- Житинский А.А. (2018). Обзор зарубежного опыта применения физико-химических технологий воздействия на пласт. *Академ. журнал Западной Сибири*, 3(74), с. 15–17.
- Захаров В.П., Исмагилов Т.А., Телин А.Г., Силян М.А. (2010). Регулирование фильтрационных потоков водоизолирующими технологиями при разработке нефтяных месторождений. М.: РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 225 с.
- Ибатуллин Р.Р., Уваров С.Г., Глузов И.Ф., Слесарева В.В., Хисамов Р.С., Ибрагимов Н.Г. (2005). Патент № 2258135 РФ. Способ доотмыва остаточной нефти повышением охвата слоисто-неоднородных пластов заводнением. Б.Р., № 22.
- Иванова А. (2020). Динамическое моделирование и экспериментальная оценка применения наночастичных поверхностно-активных веществ для повышения нефтеотдачи пластов. Дисс. докт. физ.-мат. Москва.
- Исмаилов И.Т. (2015). Синтез и поверхностно-активные свойства сульфатированных амидов на основе олеиновой кислоты и этаноламинов. *Химические проблемы*, 2, с. 144–153.
- Калинин Е.С., Павлов П.В., Кирьянова Е.В., Шерстникова Ю.Е., Волков В.А., Даровских И.В. (2010). Применение водных

растворов лигносульфонатов в процессах повышения нефтеотдачи пластов. *Вестник СамГТУ. Технические науки*, 7(28), с. 186–194.

Келлер Ю.А., Усков А.А. (2023). Методы оценки эффективности химических методов увеличения нефтеотдачи трассерными исследованиями SWCTT и PITT. *Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана*, 5(1), с. 47–56. <https://doi.org/10.548859/kjogil08627>

Келлер Ю.А., Усков А.А., Кривогуз А.Н., Кухленкова Н.О., Зошенко О.Н., Алешенко А.С. (2020). Применение технологии SWCTT для оценки эффективности заводнения низкоминерализованной водой карбонатного пласта Харьягинского месторождения. *Нефтяное хозяйство*, 7, с. 109–113. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2020-7-109-113>

Кинов Л.К., Салихов М.Х., Крымкулов Е.С., Ускумбаев К.Р., Игнатьева В.Е., Телин А.Г. (1997). Первые результаты внедрения ресурсосберегающих физико-химических методов увеличения нефтеотдачи пластов на месторождениях Западного Казахстана. *Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений*, 4, с. 42–44.

Кисляков Ю.П. (1983). Применение ПАВ на месторождении Узень. *Нефтяное хозяйство*, 7, с. 37–39.

Ковалева Л.А., Зиннатуллин Р.Р. (2006). К определению температурно-частотных и диэлектрических характеристик нефтей. *Теплофизика высоких температур*, 44(6), с. 954–956.

Кожин В.Н., Городнов В.П., Калинин Е.С., Рыскин А.Ю., Чернов Е.Н. (2021). Опыт применения неионогенных поверхностно-активных веществ по добыче нефти. *Экспозиция нефть газ*, 4, с. 46–52.

Колычев У.В., Низовцев А.В., Овчинников К.А., Подлеснова Е.В., Сулимов А.В. (2023). Поверхностно-активные вещества широкого назначения на основе алкилтолуолов и алкилфенолов. *НефтеГазХимия*, 2, с. 30–33. <https://doi.org/10.24412/2310-8266-2023-30-33>

Кондрат А.Р., Рудый С.М., Рудый М.И. (2021). Нефтяные сульфонаты торговой марки Карпатол как наиболее эффективные ПАВ для воздействия на пласты добывающих скважин. *SOCAR Proceedings*, 1, с. 63–72.

Коновалов В.В., Городнов В.П., Бабицкая К.И., Жидкова М.В., Склюев П.В. (2017а). Патент № 2612773 РФ. Состав для повышения нефтеотдачи пласта. ФИПС, № 20.

Коновалов В.В., Склюев П.В., Бабицкая К.И., Жидкова М.В., Городнов В.П. (2016). Компонентный состав и поверхностная активность нефтяных сульфонатов из экстрактов селективной очистки масляных дистиллятов. *Нефтяное хозяйство*, 1, с. 122–126.

Коновалов В.В., Ширяев А.К., Бабицкая К.И., Жидкова М.В., Склюев П.В., Кириллов А.С. (2017б). Патент № 2622652 РФ. Способ получения нефтяных сульфонатов. ФИПС, 17.

Коновалов В.В., Ширяев А.К., Склюев П.В., Сергеева О.А., Розенберг Д.А., Кондрашин С.К., Хайрутдинов М.Р. (2019). Патент № 2700772 РФ. Способ получения анионных поверхностно-активных веществ ФИПС, 26.

Кононова Н.А., Барыбина А.Е., Гермашев В.Г., Феоктистова Е.Ф., Иванов В.Н., Власенко Л.А., Нежурина Т.Н., Вашуркин А.И., Касов А.С. (1992). Патент № 1452245 СССР. Композиция для повышения нефтеотдачи пласта. О.И., №2.

Корнилов А., Жиров А., Петраков А., Рогова Т., и др. (2019). Подбор эффективной композиции ПАВ для увеличения коэффициента вытеснения нефти из карбонатных коллекторов с высокой минерализацией пластовой воды. *Proceedings of SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia*. Paper Number: SPE-196772-MS. <https://doi.org/10.2118/196772-MS>

Круглов Д.С., Корнилов А.В., Ткачев И.В., Алтынбаева Д.Р., Сансиев Г.В., Федорченко Г.Д., Фурсов Г.А., Пономаренко Д.М. (2023). Разработка технологии ПАВ-полимерного заводнения для карбонатных коллекторов с высокими минерализацией пластовой воды и пластовой температурой. *Нефтяное хозяйство*, 1, с. 44–48. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2023-1-44-48>

Кувшинов И.В., Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. (2019). Комбинированная обработка скважин химическими композициями различного назначения в сочетании с термическим воздействием. *Журн. Сибирского федер. ун-та. Сер.: Химия*, 12(4), с. 473–482. DOI: 10.17516/1998-2836-0143

Ланге К.Р. (2004). Поверхностно-активные вещества: синтез, свойства, анализ, применение. СПб.: Профессия, 240 с.

Ленченкова Л.Е. (1998). Повышение нефтеотдачи пластов физико-химическими методами. М: ООО «Недра: Бизнесцентр», 394 с.

Лозин Е.В. (1987). Эффективность доработки нефтяных месторождений. Уфа: Башкиргоиздат, 152 с.

Лозин Е.В. (2012). Разработка уникального Арланского нефтяного месторождения востока Русской плиты. Уфа: Скиф, 704 с.

Лозин Е.В. (2024). О выводах, полученных при научном обосновании и промысловых испытаниях физико-химических методов увеличения

нефтеотдачи на месторождениях Башкортостана. *Нефтяное хозяйство*, 2, с. 48–51. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2024-2-48-51>

Лозин Е.В. (2003). Хлебников В.Н. Применение коллоидных реагентов для повышения нефтеотдачи. Уфа: Башнипнефть, 233 с.

Магадова Л.А., Губанов В.П., Фан В.А., Довгий К.А. (2017). Технология ПАВ-полимерного заводнения для условий месторождения Белый Тигр. *Территория НЕФТЕГАЗ*, 1–2, с. 36–39.

Магадова Л.А., Подзорова М.С., Губанов В.Б., Магадов В.Р. (2013). Методические основы проведения лабораторных исследований составов для ASP – заводнения. *Территория НЕФТЕГАЗ*, 6, с. 48–54.

Магадова Л.А., Потешкина К.А., Мухин М.М., Силян М.А., Макиенко В.В. (2019). Определение статической адсорбции полиакриламида оптическими и спектральными методами. *Нефтяное хозяйство*, 5, с. 94–96. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-5-94-96>

Маркова О.М., Севастьянов А.А. (2019). Успешное применение ASP-заводнения для повышения нефтеотдачи. *Молодой учёный*, 46, с. 34–37.

Мусин Р.М., Елисеев А.Н., Кириллов А.С., Коновалов В.В., Калинин Е.С. (2018). Адаптация технологии мицеллярно-полимерного заводнения для пласта Дкт Южно-Кубанского поднытия Вахитовского месторождения ПАО «Оренбургнефть». *Нефтепромысловое дело*, 2, с. 21–25. DOI: 10.30713/0207-2351-2018-2-21-25

Муфтеева Н.Т., Фахреева А.В., Ахметов А.Т., Валиев А.А., Гизатуллин Р.Ф., Рахимов А.А., Сафаров Ф.Э., Телин А.Г. (2023). Технологии разработки месторождений и моделирование процессов в нефтегазодобыче. Сб. тезисов Международной научно-практической конференции. Уфа: УНПЦ «Изд-во УГНТУ», с. 171–173.

Нажису, Ерофеев В.И. (2017). Исследование и применение комплексной технологии заводнения для повышения нефтеотдачи пластов. *Успехи современного естествознания*, 10, с. 96–100.

Насыбуллин А.В., Персова М.Г., Орехов Е.В., Лутфуллин А.А., Хисаметдинов М.Р., Орлова Е.П. (2021). Моделирование ПАВ-полимерного заводнения с использованием нового программного продукта FlowER. *Нефтяное хозяйство*, 7, с. 40–43. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2021-7-40-43>

Овчинников К. А., Подлеснова Е. В., Телин А. Г., Сафаров Ф. Э., Сергеева Н. А., Ратнер А. А. (2023а). Патент № 2800175 РФ. Состав для повышения нефтеотдачи пласта и способ его применения, Бюл. № 20.

Овчинников К.А., Подлеснова Е.В., Сафаров Ф.Э., Сергеева Н.А., Телин А.Г., Клейменов А.В. (2023б). Подбор композиций ПАВ для извлечения остаточных нефтяных запасов в условиях высокотемпературных коллекторов неокосских отложений пластов группы БС Западной Сибири. *Нефтегазовое дело*, 21(5), с. 29–43. <https://doi.org/10.17122/gdelo-2023-5-29-43>

Овчинников К.А., Подлеснова Е.В., Ведерников О.С., Клейменов А.В., Сафаров Ф.Э., Сергеева Н.А., Телин А.Г. (2022). Извлечение остаточной нефти композицией ПАВ. *Нефтяное хозяйство*, 8, с. 70–75. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-8-70-75>

Паничева Л.П., Сидоровская Е.А., Третьяков Н.Ю., Волкова С.С., Турнаева Е.А., Громан А.А., Нуриева О.А., Щербак Г.Ю., Кольцов И.Н. (2020). Определение эквивалентного алканового углеродного числа западносибирских нефтей как стадия оптимизации ПАВ-полимерных композиций для химического заводнения. *Известия вузов. Прикладная химия и биотехнология*, 10(1), с. 149–158. <https://doi.org/10.21285/2227-2925-2020-10-1-149-158>

Петраков А.М., Рогова Т.С., Макашкин С.В., Корнилов А.В., Жиров А.В., Сансиев Г.В. (2020). Подбор технологии увеличения нефтеотдачи карбонатных пластов Центрально-Хорейверского поднытия с использованием ПАВ-полимерных композиций. *Нефтяное хозяйство*, 1, с. 66–70. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2020-1-66-70>

Пияков Г.Н., Усенко В.Ф., Кудашев Р.И., Павлов В.Н. (1983). Исследование эффективности применения водного раствора ПАВ ОП-10 на поздней стадии заводнения. *Нефтяное хозяйство*, 11, с. 43–46.

Плетнев М.Ю. (1987). О природе взаимодействия в растворе смесей неионогенных и анионных поверхностно-активных веществ. *Коллоидный журнал*, 49(1), с. 184–187.

Плетнев М.Ю. (1990). Косметико-гигиенические моющие средства. М.: Химия, 272 с.

Плетнев М.Ю. (2002). Поверхностно-активные вещества и композиции. М: Клавель, 768 с.

Присадки к маслам (1966). Под ред. С.Э. Крейна, П.И. Санина и др. Изд. Химия, кн. 1, 400 с.

Ревизский Ю.В., Дыбленко В.П. (2002). Исследование и обоснование механизма нефтеотдачи пластов с применением физических методов. М.: Недра-Бизнесцентр, 317 с.

Сафаров Ф.Э., Вежнин С.А., Вульфвич С.Л., Исмагилов О.З., Малыхин В.И., Исаев А.А., Тахаутдинов Р.Ш., Телин А.Г. (2020).

Трассерные исследования и работы по выравниванию профиля проницаемости в скважине Дачного месторождения. *Нефтяное хозяйство*, 4, с. 38–43. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2020-4-38-43>

Сафаров Ф.Э., Вежин С.А., Сергеева Н.А., Ратнер А.А., Латыпова Л.Н., Халитов И.Ф., Ленченкова Л.Е., Телин А.Г. (2021). Разработка комплексной технологии воздействия на проницаемостно-неоднородные высокотемпературные залежи юрских отложений. *Socar Proceedings*, 2, с. 62–76. <https://doi.org/10.5510/OGP20210200497>

Сафаров Ф.Э., Сергеева Н.А., Ратнер А.А., Ковалева Л.А., Зиннатуллин Р.Р., Халитов И.Ф., Ленченкова Л.Е., Телин А.Г. (2022). Композиция поверхностно-активных веществ для увеличения нефтеотдачи истощенных залежей девонских песчаников Волго-Уральского региона. *Нефтепромысловое дело*, 7(643), с. 32–38. [https://doi.org/10.33285/0207-2351-2022-7\(643\)-32-38](https://doi.org/10.33285/0207-2351-2022-7(643)-32-38)

Сафаров Ф.Э., Телин А.Г., Фахреева А.В., Баянов Р.Р., Сергеева Н.А., Овчинников К.А., Подлеснова Е.В., Клейменов А.В. (2024). Применение жертвенных реагентов для увеличения эффективности композиций ПАВ в технологиях повышения нефтеотдачи в условиях высокотемпературных коллекторов неокимских отложений пластов группы БС Западной Сибири. *Нефть. Газ. Новации*, 1, с. 37–45.

Семихина Л.П., Карелин Е.А., Пашнина А.М., Пимнева Л.А., Андреев О.В., Семихин Д.В. (2020). Анализ пригодности реагентов для ASP-технологии повышения нефтеотдачи пластов по размерам и типу их мицелл. *SOCAR Proceedings*, 2, с. 91–104.

Семихина Л.П., Штыков С.В., Карелин Е.А. (2015а). Исследование пригодности реагентов для химических методов заводнения по их способности отмывать пленки нефти. *Нефтегазовое дело*, 5.

Семихина Л.П., Штыков С.В., Карелин Е.А. (2015б). Отбор реагентов для ASP-технологии повышения нефтеотдачи пластов. *Нефтегазовое дело*, 4.

Сидоровская Е.А., Адаховский Д.С., Третьяков Н.Ю., Паничева Л.Н., Волкова С.С., Турнаева Е.А. (2020а). Комплексные лабораторные исследования при оптимизации состава ПАВ-полимерных композиций для месторождений Западной Сибири. *Известия Вузов. Нефть и газ*, 6, с. 107–118. <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2020-6-107-118>

Сидоровская Е.А., Турнаева Е.А., Третьяков Н.Ю., Паничева Л.П., Громан А.А., Мулявин С.Ф. (2020б). Геологические и геохимические характеристики месторождения как основа подбора компонентов ПАВ-полимерного заводнения. *Нефть. Газ. Новации*, 2(230), с. 29–35.

Силин М.А., Магадов В.Р., Подзорова М.С., Магадова Л.А. (2021). Патент № 2782550 РФ. Композиция ПАВ для повышения нефтеотдачи пластов, Бюл. №31.

Силин М.А., Магадова Л.А., Толстых Л.И., Давлетшина Л.Ф. (2015). Химические реагенты и технологии для повышения нефтеотдачи пластов. М.: Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губина, 145 с.

Силин М.А., Магадова Л.А., Толстых Л.И., Давлетшина Л.Ф. и др. (2016). Промысловая химия. М.: Издательский центр РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 352 с.

Собанова О.Б., Федорова И.Л. (2011). Технологии применения углеводородных композиций ПАВ (реагент СНПХ-9633) для обработки призабойной зоны скважин и повышения нефтеотдачи пластов. *Георесурсы*, 3(39).

Сургучев М.Л. (1985). Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. М.: Недра, 308 с.

Ткачева Т.А., Мезенцева В.Н., Чигринова П.А. (2018). Синтез и изучение поверхностной активной соли сульфатированного амида на основе олеиновой кислоты и моноэтаноламина. *Известия вузов. Прикладная химия и биотехнология*, 8(3), с. 12–17.

Тома А. (2020). Основы технологии полимерного заводнения. СПб: ЦОП «Профессия», 240 с.

Третьяков Н.Ю., Адаховский Д.С., Нестерова Н.В., Кикирева Е.В. (2021а). Повышение нефтеотдачи. Изучение адсорбции ПАВ-полимерных коктейлей. *Деловой журнал*, 8(116), с. 56–63.

Третьяков Н.Ю., Паничева Л.П., Турнаева Е.А., Волкова С.С., Адаховский Д.С., Матвеев М.Р., Кольцов И.Н., Громан А.А. (2021б). Синтез и изучение свойств алкилфосфатов как поверхностно-активных компонентов щелочно-ПАВ-полимерного состава для повышения нефтеотдачи пласта. *Известия вузов. Прикладная химия и биотехнология*, 11(1), pp. 147–158. <https://doi.org/10.21285/2227-2925-2021-11-1-147-158>

Турнаева Е.А., Сидоровская Е.А., Адаховский Д.С., Кикирева Е.В., Третьяков Н.Ю., Кольцов И.Н., Волкова С.С., Громан А.А. (2021). Характеристики эмульсий и их значение при прогнозе эффективности нефтевытесняющих композиций на основе поверхностно-активных веществ. *Известия высших учебных заведений. Нефть и газ*, 3, с. 91–107.

Фан В.А. (2017). Разработка состава для технологии ПАВ-полимерного заводнения применительно к условиям нижнего миоцена месторождения Белый Тигр. Дис. канд. тех. наук. Москва.

Федоров А.Э., Черкасов Е.И. (2016). Производство альфа-олефинов для синтеза линейных алкилбензолов. *Вестник технологического университета*, 19(7), с. 60–65.

Фомин В.Н., Котов С.В., Зерзева И.М., Тимофеева Г.В., Тарасов А.В., Терехин А.А., Котова Н.С., Моисеев И.К. (2010). Алкилирование фенола олигомерами этилена. *Нефтепереработка и нефтехимия*, 9, с. 14–17.

Фомин В.Н., Котов С.В., Зерзева И.М., Тимофеева Г.В., Тарасов А.В., Терехин А.А., Котова Н.С., Моисеев И.К. (2011). Оптимизация алкилфенолов - полупродуктов при производстве присадок на макропористом сульфокатионите «Amberlyst 36 Drg». *Катализ в промышленности*, 1, с. 25–29.

Хазипов Р.Х., Ганиев Р.Р., Игнатъева В.Е., Герштанский О.С., Кисляков Ю.П., Живайкин Б.Ф. (1990). Применение НПВ с добавкой понизителя адсорбции и биодеструкции для повышения нефтеизвлечения. *Нефтяное хозяйство*, 12, с. 46–49.

Хисамов Р.С. (2003). Увеличение охвата продуктивных пластов воздействием. М.: ВНИИОЭНГ, 564 с.

Хисамов Р.С., Файзуллин И.Н., Фархутдинов Г.Н., Собанова О.Б., Хисаметдинов М.Р., Рахматулина М.Н., Федорова И.Л., Ганеева З.М., Краснов Д.В. (2013). Патент № 2487234 РФ. Способ разработки неоднородных по проницаемости обводненных нефтяных пластов. Б.Р., №19.

Холмберг К., Йёнссон Б., Кронберг Б., Линдман Б. (2007). Поверхностно-активные вещества и полимеры в водных растворах. М: Бином. Лаборатория знаний, 526 с.

Шарипова Н.Д., Севастьянов А.А. (2016). Анализ зарубежного и российского опыта по применению ASP-технологии. *Sci-Article.Ru*, 33, с. 119–124.

Шахно О.В. (2017). Металлополимерные комплексы Cr(III) в полиэлектролитных гидрогелях на основе функционализированного полиакриламида. Дис. канд. хим. наук. Минск, 157 с.

Шварц Е.М. (1990). Взаимодействие борной кислоты со спиртами и оксикислотами. Рига: Зинатне, 410 с.

Шварц Е.М., Игнаш Р.Т., Белоусова Р.Г. (2005). Взаимодействие полиолов с борной кислотой и моноборатом натрия. *Журнал общей химии*, 75(11), с. 1768–1774.

Штыков С.В. (2021). Кинетический и энергетический параметры взаимодействия водных растворов ПАВ нефтяными плёнками на поверхности твёрдого тела. Дис. канд. тех. наук. Челябинск, 133 с.

Шуйкин Н.И., Викторова Е.А. (1960). Каталитический синтез алкилфенолов. *Успехи химии*, 29(10), с. 1229–1259.

Якупов И.Р., Юрченко В.В., Ахметов А.В., Имашева М.У., Ахметов А.Ф. (2014). Оценка дистиллятов легкого газойля каталитического крекинга как сырья установки гидроочистки дизельных фракций. *Нефтегазовое дело*, 5, с. 209–222.

Agi A., Junin R. & Gbadamosi A. (2018). Mechanism governing nanoparticle flow behaviour in porous media: insight for enhanced oil recovery applications. *International Nano Letters*, 8, pp. 49–77. <https://doi.org/10.1007/s40089-018-0237-3>

Al-Murayri M., Fadli E.H., Al-Shati F.M., Qubian A., Li Z., Trine E., Alizadeh A.H., Delshad M., (2018). A feasibility study of hybrid thermal and chemical EOR methods in a low permeability carbonate heavy oil reservoir with strong aquifer drive. *Proceedings of SPE International Heavy Oil Conference and Exhibition*. Kuwait City, Kuwait. Paper Number: SPE-10.2118/193796-MS. <https://doi.org/10.2118/193796-MS>

Al-Murayri M.T., Kamal D.S., Al-Qattan A., Wino-to W., Britton Z. Li C., Delshad M. (2021). A practical and economically feasible surfactant EOR strategy: Impact of injection water ions on surfactant utilization. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 201, 108479. <https://doi.org/10.2118/198002-MS>

Albert H. E. (1954). Some new amino alkylphenols. *J. Am. Chem. Soc.*, 76, pp. 4985–4988. <https://doi.org/10.1021/ja01648a069>

Aleid G.M., Alshammari A.S., Tripathy D.B., Gupta A., Ahmad S. (2023). Polymeric Surfactants: Recent Advancement in Their Synthesis, Properties, and Industrial Applications. *Macromolecular Chemistry and Physics*, 224, 2300107. <https://doi.org/10.1002/macp.202300107>

Alhassawi H., Romero-Zerón L. (2015a). New Surfactant Delivery System for Controlling Surfactant Adsorption onto Solid Surfaces. Part I: Static Adsorption Tests. *The Canadian Journal of Chemical Engineering*, 93, pp. 1188–1193. <https://doi.org/10.1002/cjce.22217>

Alhassawi H., Romero-Zerón L. (2015b). Novel surfactant delivery system for controlling surfactant adsorption onto solid surfaces. Part II: Dynamic adsorption tests. *The Canadian Journal of Chemical Engineering*, 93, pp.1371–1379. <https://doi.org/10.1002/cjce.22217>

- Alhassawi H., Romero-Zerón L. (2015c). Novel Surfactant Delivery System for Controlling Surfactant Adsorption onto Solid Surfaces. Part III: Oil Displacement Tests. *The Canadian Journal of Chemical Engineering*, 93, pp. 1539–1546. <https://doi.org/10.1002/cjce.22239>
- Ali M., Sahito M.F., Jha N.K., Memon S., Keshavarz A., Iglauer S., et al. (2020). Effect of nanofluid on CO₂-wettability reversal of sandstone formation; implications for CO₂ geo-storage. *Journal of Colloid and Interface Science*, 559(304), pp. 304–312. <https://doi.org/10.1016/j.jcis.2019.10.028>
- Almahfood M., Bai B. (2018). The synergistic effects of nanoparticle-surfactant nanofluids in EOR applications. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 171, pp. 196–210. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.07.030>
- Alshaikh M., Huff G., Hascakir B. (2018). An Innovative Dielectric Constant Measurement Method to Determine the Ideal Surfactant Candidate to Enhance Heavy Oil Recovery. Proceedings of SPE Canada Heavy Oil Technical Conference. Calgary, Canada. Paper Number: SPE-189752-MS. <https://doi.org/10.2118/189752-MS>
- Altunina L.K., Kuvshinov V.A. (2008). Improved oil recovery of high-viscosity oil pools with physicochemical methods at thermal-steam treatments. *Oil Gas Science Technology*, 63(1), pp. 37–48. <https://doi.org/10.2516/ogst.2007075>
- Altunina L.K., Kuvshinov V.A., Kuvshinov I.V., Chertenkova M.V., Ursegov S.O. (2015). Pilot tests of new EOR technologies for heavy oil reservoirs. Proceedings of SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia. Paper Number: SPE-176703-MS. <https://doi.org/10.2118/176703-MS>
- Altunina L., Kuvshinov V., Kuvshinov I. (2013). Promising physical-chemical IOR technologies for Arctic oilfields. Proceedings of SPE Arctic and Extreme Environments Technical Conference and Exhibition, Moscow, Russia. Paper Number: SPE-166872-MS. <https://doi.org/10.2118/166872-MS>
- Altunina L., Kuvshinov V., Kuvshinov I., Stasyeva L. (2019). Enhanced oil recovery from high-viscosity oil deposits by chemically evolving systems. *Proceedings of 20th European Symposium on Improved Oil Recovery*, pp. 1–11. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201900175>
- Altunina L.K., Kuvshinov V.A., Stasyeva L.A., Kuvshinov I.V. (2020). Enhanced oil recovery for deposits of high viscosity oils using multifunctional systems based on surfactants. *J. Phys. Conf. Ser.*, 1611, 012033. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1611/1/012033>
- Altunina L.K., Kuvshinov V.A., Kuvshinov I.V., Stasyeva L.A., Kozlov V.V. (2022). Multifunctional chemical oil-displacing composition: from laboratory to field. *AIP Conference Proceedings*, 2509(1), 020014. <https://doi.org/10.1063/5.0084768>
- AlZaabi A., Arif M., Ali M., Adila A., Abbas Y., Kumar R.S., Keshavarz A., Iglauer S. (2023). Impact of carbonate mineral heterogeneity on wettability alteration potential of surfactants. *Fuel*, 342, 127819. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2023.127819>
- Amirianshoja T., Junin R., Kamal Idris A., Rahmani O. (2013). A comparative study of surfactant adsorption by clay minerals. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 101, pp. 21–27. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2012.10.002>
- Amirmoshiri M., Zhang L., Puerto M.C., Tewari R.D., Bahrim R.Zh.B.K., Farajzadeh R., Hirasaki G.J., Biswal S.L. (2020). Role of wettability on the adsorption of an anionic surfactant on sandstone cores. *Langmuir*, 36, pp. 10725010738. <https://doi.org/10.1021/acs.langmuir.0c01521>
- Atkinson H. (1927). Patent 1,651,311 U.S. Recovery of petroleum from oil bearing sands. United States Patent Office.
- Aske N. (2002). Characterization of Crude Oil Components, Asphaltene Aggregation and Emulsion Stability by Means of near Infrared Spectroscopy and Multivariate Analysis. Ph.D. Thesis.—Norwegian University of Science and Technology, Trondheim.
- Barnes J.R., Dirkwager H., Smit J.R., et al. (2010). Application of Internal Olefin Sulfonates and Other Surfactants to EOR. Part I: Structure—Performance Relationships for Selection at Different Reservoir Conditions. *Proceedings of SPE Improved Oil Recovery Symposium*. Tulsa, USA. <https://doi.org/10.2118/129766-MS>
- Beckstrom R.C., van Tuyl F.M. (1927). The effect of flooding oil sands with alkaline solutions. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 11(3), pp. 223–235. <https://doi.org/10.1306/3D932778-16B1-11D7-8645000102C1865D>
- Bourrel M., Schechter R.S. (1988). Microemulsions and Related Systems: Formulation, Solvency, and Physical Properties. New York: Surfactant Science Series, 504 p.
- Bourrel M., Verzaro F., Chambu C. (1984). Effect of Oil Type on Solubilization by Amphiphiles. *Society Of Petroleum Engineers J.*, 12674. <https://doi.org/10.2118/12674-PA>
- Braconnier B., Preux Ch., Douarche F., Bourbiaux B. (2019). MUSCL scheme for Single Well Chemical Tracer Test simulation, design and interpretation. *Oil & Gas Science and Technology*, 74, 10. <https://doi.org/10.2516/ogst/2018090>
- Broome J.H., Bohannon J.M., Stewart W.C. (1986). The 1984 National Petroleum Council Study on EOR: An Overview. *Journal of Petroleum Technology*, 9(38), pp. 869–874. <https://doi.org/10.2118/13239-PA>
- Bu P.X., AlSofi A.M., Liu J. et al. (2015). Simulation of single well tracer tests for surfactant–polymer flooding. *Journal of Petroleum Exploration and Production*, 5, pp. 339–351. <https://doi.org/10.1007/s13202-014-0143-9>
- Budhathoki M., Barnee S.H.R., Shiao B.-J., Harwell J.H. (2016). Improved oil recovery by reducing surfactant adsorption with polyelectrolyte in high saline brine. *Physicochemical and Engineering Society of Petroleum Engineers J.*, 498, pp. 66–73. <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2016.03.012>
- Buckley J.S., Liu Y., Xie X., Morrow N.R. (1997). Asphaltenes and Crude Oil Wetting – The Effect of Oil Composition. *Society of Petroleum Engineers J.*, 2(2), pp. 107–119. <https://doi.org/10.2118/35366-PA>
- Buijse M.A., Prelicz R.M., Barnes J.R., Cosmo C. (2010). Application of internal olefin sulfonates and other surfactants to EOR. Part 2. *Proceedings of SPE Improved Oil Recovery Symposium*, Tulsa, USA. Paper Number: SPE-129769-MS. <https://doi.org/10.2118/129769-MS>
- Cao J., Chen Y., Wang X., Zhang J., Li Y., Wang S., Wang, X., Liu C. (2022). Janus sulfonated graphene oxide nanosheets with excellent interfacial properties for enhanced oil recovery. *Chemical Engineering Journal*, 443, 136391. <https://doi.org/10.1016/j.cej.2022.136391>
- Caplan S.P.C., Silva T.B.G., Francisco A.D.S., Lachter E.R., Nascimento R.S.V. (2019). Sulfonated Polystyrene Nanoparticles as Oleic Acid Diethanolamide Surfactant Nanocarriers for Enhanced Oil Recovery Processes. *Polymers*, 11(9), 1513. <https://doi.org/10.3390/polym11091513>
- Chang H.L., Zhang Z.Q., Wang Q.M., Xu Z.S., et al. (2006). Advances in Polymer Flooding and Alkaline/Surfactant/Polymer Processes as Developed and Applied in the Peoples Republic of China. *Society of Petroleum Engineers J.*, 58(2), pp. 84–89. <https://doi.org/10.2118/89175-JPT>
- Chen W., Schechter D.S. (2021). Surfactant selection for enhanced oil recovery based on surfactant molecular structure in unconventional liquid reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 196, 107702. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107702>
- Cheng J.C., Wu J.Z., Hu J.Q. (2014). Key theories and technologies for enhanced oil recovery of alkaline/surfactant/polymer flooding. *Shiyou Xuebao/Acta Petrolei Sinica*, 35(2), pp. 310–318. <https://doi.org/10.7623/syxb201402011>
- Cheraghian G., Hendraningrat L. (2016). A review on applications of nanotechnology in the enhanced oil recovery part a: Effects of nanoparticles on interfacial tension. *International Nano Letters*, 6, pp. 129–138. <https://doi.org/10.1007/s40089-015-0173-4>
- Christian A., Paternina A., Londoño K., Rondon M., Mercado R., Botett J. (2020). Influence of salinity and hardness on the static adsorption of an extended surfactant for an oil recovery purpose. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 195, 107592. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107592>
- Cockin A.P., Malcolm L.T., McGuire P.L. (1998). Design, implementation and simulation analysis of a single-well chemical tracer test to measure the residual oil saturation to a hydrocarbon miscible gas at Prudhoe Bay. *Proceedings of SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, New Orleans, Louisiana. <https://doi.org/10.2118/48951-MS>
- Curbelo F.D.S., Garnica A.I.C., Leit D.F.Q., Carvalho A.B., Silva R.R., Paiva E.M. (2020). Study of enhanced oil recovery and adsorption using Glycerol in surfactant solution. *Energies*, 13(12), 3135. <https://doi.org/10.3390/en13123135>
- Daoshan L., Shouliang L., Yi L., Demin W. (2004). The effect of biosurfactant on the interfacial tension and adsorption loss of surfactant in ASP flooding. *Physicochemical and Engineering Society of Petroleum Engineers J.*, 244(1–3), pp. 53–60. <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2004.06.017>
- Davies J.T. (1957). A quantitative kinetic theory of emulsion type, I. Physical chemistry of the emulsifying agent. Gas/Liquid and Liquid/Liquid Interface. *Proceedings of the International Congress of Surface Activity*, pp. 426–438.
- Deans H.A. (1978). Using Chemical Tracers to Measure Fractional Flow and Saturation. *Proceedings of SPE Symposium on Improved Methods of Oil Recovery*, Tulsa, 7076. <https://doi.org/10.2118/7076-MS>
- Deans H.A., Mut A.D. (1997). Chemical Tracer Studies To Determine water Saturation at Prudhoe Bay. *Society Of Petroleum Engineers J.*, 12(1), pp. 52–57. <https://doi.org/10.2118/28591-PA>
- Deans H.A., Parks Y.J., Tezduyar T.E. (1991). Thermal Effects on Single Well Chemical Tracer Test for Measuring Residual Oil Saturation. *SPE Formation Evaluation*, 6(3), pp. 401–408. <https://doi.org/10.2118/19683-PA>
- Deng S., Bai R., Chen J.P., Yu G., Jiang Z., Zhou F. (2002). Effects of alkaline/surfactant/polymer on stability of oil droplets in produced water from

- ASP flooding. *Society of Petroleum Engineers J.*, 211, pp. 275–284. [https://doi.org/10.1016/S0927-7757\(02\)00281-9](https://doi.org/10.1016/S0927-7757(02)00281-9)
- Dijk H., Buijse M.A., Nieuwerf D.J., Weatherill A. (2011). Salym chemical EOR project, integration leads the way to success. *Proceedings of SPE Russian Oil and Gas Conference and Exhibition*. Moscow, Russia. Paper Number: SPE-136328-MS. <https://doi.org/10.2118/136328-MS>
- Dwarakanath V., Chaturvedi T., Jackson A., Malik T., Siregar A., и Zhao P. (2008). Using Co-Solvents to Provide Gradients and Improve Oil Recovery During Chemical Flooding in a Light Oil Reservoir. *Proceedings of SPE Symposium on Improved Oil Recovery Symposium*. Tulsa, USA. <https://doi.org/10.2118/113965-MS>
- Eltoum H., Yang Y.-L., Hou J.-R. (2021). The effect of nanoparticles on reservoir wettability alteration: a critical review. *Petroleum Science*, 18, pp. 136–153. <https://doi.org/10.1007/s12182-020-00496-0>
- Enhanced oil recovery (EOR) methods in Russia: time is of the essence. (2013). EYGM Limited. <https://www.pdhexpress.com/wp-content/themes/pdhexpress/pdf-courses/enhanced-oil-recovery-methods-in-russia.pdf>
- Flaaten A.K., Nguyen Q.P., Pope G.A., Zhang J.A. (2009). Systematic laboratory Approach to Low-Cost, High-Performance Chemical Flooding. *Society of Petroleum Engineers J.*, 12(5), pp. 713–723. doi: 10.2118/113469-PA
- Fortenberry R., Delshad M., Suniga P., Veedu K.F., Wang P., Al-Kaoud H., Singh B.B., Ba-roon B., Tiwari S., Pope G.A. (2016). Optimized interwell ASP pilot design for Kuwait's sabri-yah-maaddud. *Proceedings of SPE Improved Oil Recovery Conference*. Tulsa, USA. Paper Number: SPE-179703-MS. <https://doi.org/10.2118/179703-MS>
- Foster W.R. (1973). A Low Tension Waterflooding Process. *Journal of Petroleum Technology*, 25(2), pp. 205–210. <https://doi.org/10.2118/3803-PA>
- de Freitas F.A. Keils D., Lachter E.R., Maia C.E., Pais da Silva M.I., Veiga Nascimento R.S. (2019). Synthesis and evaluation of the potential of nonionic surfactants/mesoporous silica systems as nanocarriers for surfactant controlled release in enhanced oil recovery. *Fuel*, 241, pp. 1184–1194. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2018.12.059>
- Gogarty W.B. (1977). Oil recovery with surfactants: History and a current appraisal. *Improved Oil Recovery by Surfactant and Polymer Flooding*. New York: Academic Press, pp. 27–54. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-641750-0.50006-2>
- Griffin W.C. (1949). Classification of Surface-Active Agents by 'HLB. *Journal of the Society of Cosmetic Chemists*, 1, 311 p.
- Guo J., Li, Y., Kong, D., Ma, R., Li, B., Wang, F. (2018). Lessons learned from alkali/ surfactant/polymer-flooding fields in China. *Society of Petroleum Engineers J.*, 22(1), pp. 78–99. <https://doi.org/10.2118/186036-PA>
- Haggerty R., Schroth M.H. (1998). Simplified method of "push-pull" test data analysis for determining in situ reaction rate coefficient. *Groundwater*, 36(2), pp. 314–324. <https://doi.org/10.1111/j.1745-6584.1998.tb01097.x>
- Hajjibadi SH, Aghaei H, Kalateh-Aghamohammadi M, Sanati A, Kazemi-Beydokhti A, Esmailzadeh F. (2019). A comprehensive empirical, analytical and tomographic investigation on rheology and formation damage behavior of a novel nano-modified invert emulsion drilling fluid. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 181, 106257. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106257>
- Healey R.N., Reed R.L. (1974). Physicochemical of Microemulsion Flooding. *Society of Petroleum Engineers J.*, 14(5), pp. 491–501. <https://doi.org/10.2118/4583-PA>
- Healy R.N., Reed, R.L., Stenmark D.K. (1976). Multiphase Microemulsion Systems. *Society of Petroleum Engineers J.*, 16(3), pp. 147–160. <https://doi.org/10.2118/5565-PA>
- Hendraningrat L., Li S., Torsæter O. (2013). A coreflood investigation of nanofluid enhanced oil recovery. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 111, pp. 128–138. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2013.07.003>
- Hirasaki G.J. (2011). Recent Advances in Surfactant EOR. *Society of Petroleum Engineers J.*, 16(4), pp. 889–907. <https://doi.org/10.2118/115386-PA>
- Hirasaki G.J., Miller C.A., Puerto M. (2011). Recent Advances in Surfactant EOR. *Society of Petroleum Engineers J.*, pp. 889–907. <https://doi.org/10.2118/115386-PA>
- Hirasaki G., Zhang D.L. (2004). Surface Chemistry of Oil Recovery From Fractured, Oil-Wet, Carbonate Formation. *Society of Petroleum Engineers J.*, 9(2), pp. 151–162. <https://doi.org/10.2118/88365-PA>
- Holm L.W. (1977). Soluble oils for improved oil recovery. *Improved Oil Recovery by Surfactant and Polymer Flooding*. New York: Academic Press, pp. 453–485. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-641750-0.50019-0>
- Homse A., Gibot B., Canselier J. (1978). *J. Appl. Chem. and Biotechnol.*, 28, 405.
- Hongwei Yu, Chen T., Gao M., Liu J., Jijun L. (2011). Estimates Of Surfactant Concentration Used For EOR In Daqing Oilfield Low Permeability Oil Reservoir. *Proceeding of SPE Enhanced Oil Recovery Conference*. Kuala Lumpur, Malaysia. <https://doi.org/10.2118/144040-MS>
- Huh, C. (1979). Interfacial tensions and solubilizing ability of a microemulsion phase that coexists with oil and brine. *Journal of Colloid and Interface Science*, 71(2), pp. 408–426. [https://doi.org/10.1016/0021-9797\(79\)90249-2](https://doi.org/10.1016/0021-9797(79)90249-2)
- Islam M.R. (2020). Economically and Environmentally Sustainable Enhanced Oil Recovery. 816 p. <https://doi.org/10.1002/9781119479239>
- Jennings H.Y. Jr. (1975). A Study of Caustic Solution-Crude Oil Interfacial Tensions. *Society of Petroleum Engineers J.*, 15(3), pp. 197–202. <https://doi.org/10.2118/5049-PA>
- Kalam S., Abu-Khamsin S.A., Kamal M.S., Patil S. (2021). A review on surfactant retention on rocks: mechanisms, measurements, and influencing factors. *Fuel*, 293, 120459. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2021.120459>
- Kelly C.B. Maia, Agatha Densy dos Santos Francisco, Mateus Perissé Moreira, Regina S. V. Nascimento, and Daniel Grasseschi (2024). Advancements in Surfactant Carriers for Enhanced Oil Recovery: Mechanisms, Challenges, and Opportunities. *ACS Omega*, 9(35), pp. 36874–36903. <https://doi.org/10.1021/acsomega.4c04058ACS>
- Koltsov I., Groman A., Milchakov S., Tretyakov N., et al. (2019). Evaluating reservoir fluids geochemistry for planning of surfactant-polymer flooding. *Conference Proceedings, IOR*, pp. 1–17. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201900091>
- Kononov V., Kirillov A., Shiryayev A., Sklyuev P. (2016). Synthesis, surface activity, and composition of dimeric petroleum sulfonates from low quality hydrocarbon feedstock. *Petroleum Science and Technology*, 34(22), pp. 1861–1865. <https://doi.org/10.1080/10916466.2016.1230756>
- Kosswig K. (2000). Surfactants. Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry, 506 p. https://doi.org/10.1002/14356007.a25_747
- Lake L.W. (1996). *Enhanced Oil Recovery*. New York: Prentice Hall, 550 p.
- Le N.Y., Pham D.K., Le K.H., Nguyen P.T. (2011). Design and screening of synergistic blends of SiO₂ nanoparticles and surfactants for enhanced oil recovery in high-temperature reservoirs. *Advances in Natural Sciences: Nanoscience and Nanotechnology*, 2, 035013. <https://doi.org/10.1088/2043-6262/2/3/035013>
- Lemahieu G., Ontiveros J.F., Souza N.T.T., Molinier V., Aubry J.-M. (2021). Fast and accurate selection of surfactants for enhanced oil recovery by dynamic Salinity-Phase-Inversion (SPI). *Fuel*, 289, pp. 1–11. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2020.119928>
- Li D, Shi M, Wang D, et al. (2009). Chromatographic separation of chemicals in alkaline surfactant polymer flooding in reservoir rocks in the Daqing oil field. *Proceeding of SPE International Symposium on Oilfield Chemistry*. The Woodlands, Texas. Paper Number: SPE-121598-MS. <https://doi.org/10.2118/121598-MS>
- Liu S., Feng Li R., Miller C.A., & Hirasaki G.J. (2010). Alkaline/ Surfactant/ Polymer Processes: Wide Range of Conditions for Good Recovery. *Society of Petroleum Engineers J.*, 15(2), pp. 282–293. <https://doi.org/10.2118/113936-PA>
- Liu Y., Liang F., Wang Q., Qu X., Yang Z. (2015). Flexible responsive Janus nanosheets. *Chemical Communications*, 51, pp. 3562–3565. <https://doi.org/10.1039/C4CC08420A>
- Liu J., Wang H. et al. (2011). Preparation of Surfactant for Oil Displacing Refined from Furfural Extract Oil. *Journal of Petroleum Science and Technology*, 29, pp. 1317–1323. <https://doi.org/10.1080/10916460903502464>
- Liu Z., Zhao G., Brewer M., Lv Q., Sudhölter E.J. (2021). Comprehensive review on surfactant adsorption on mineral surfaces in chemical enhanced oil recovery. *Advance Colloid Interface Science*, 294, 102467. <https://doi.org/10.1016/j.cis.2021.102467>
- Lobanova, Svetlana Yur'evna, Yelubaev, Berdibek Ulanovich, Talamonov, Nikolay Evgen'evich, Sun, Zhijian, Wang, Chunxi, Zhao, Bo, Ismagilov, Tagir Akhmetsultanovich, and Aleksey Geroldovich Telin (2020). Cyclical Gel-Polymer Flooding Technology is an Effective Method of Enhanced Oil Recovery in High-Viscosity Oil Fields. *Society of Petroleum Engineers J.*, 201824. <https://doi.org/10.2118/201824-MS>
- Lv W., Bazin B., Ma D.; Liu Q., Han D., Wu K. (2011). Static and dynamic adsorption of anionic and amphoteric surfactants with and without the presence of alkali. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 77, pp. 209–218. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2011.03.006>
- Lyklema J. (1995). *Fundamentals of Interface and Colloid Science*. Volume II: Solid-Liquid Interfaces. California: Academic Press, 776 p. [https://doi.org/10.1016/S1874-5679\(06\)80002-4](https://doi.org/10.1016/S1874-5679(06)80002-4)
- Maitra J., Shukla V.Sh. (2014). Cross-linking in Hydrogels. *American Journal of Polymer Science*, 4(2), pp. 25–31.
- Máté Hartványi, Roland Nagy, Rebeka Bejczy, László Bartha, Sándor Puskás (2025). The impact of salt concentration on the screening of surfactant packages for EOR applications. *Energy Science and Engineering*, 13, pp. 3296–3306. <https://doi.org/10.1002/ese3.70103>

- Massarweh O., Abushaikha A.S. (2020). The use of surfactants in enhanced oil recovery: A review of recent advances. *Energy Reports*, 6, pp. 3150–3178. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2020.11.009>
- Melrose J.C., Brandner C.F. (1974). Role of Capillary Forces In Detennining Microscopic Displacement Efficiency For Oil Recovery By Waterflooding. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 13(4). pp. 54–62. <https://doi.org/10.2118/74-04-05>
- Mout R., Moyano D.F., Rana S. and Rotello V.M. (2012). Surface functionalization of nanoparticles for nanomedicine. *Chemical Society Reviews*, 41(7), pp. 2539–2544. <https://doi.org/10.1039/C2CS15294K>
- Negin C.S., Ali Xie Q. (2017). Most common surfactants employed in chemical enhanced oil recovery. *Petroleum*, 3(2), pp. 197–211. <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2016.11.007>
- Nelson R.C., Pope G.A. (1978). Phase Relationships in Chemical Flooding. *Society Of Petroleum Engineers J.*, 18(5), pp. 325–338. <https://doi.org/10.2118/6773-PA>
- Nourafkan E., Hu Z., Wen D. (2018). Nanoparticle-enabled delivery of surfactants in porous media. *Journal of Colloid and Interface Science*, 519, pp. 44–57. <https://doi.org/10.1016/j.jcis.2018.02.032>
- Nutting P.G. (1925). Chemical Problems in the Water Driving of Petroleum from Oil Sands. *Ind. Eng. Chem.*, 17(10), pp. 1035–1036. <https://doi.org/10.1021/ie50190a014>
- Nwidae L.N., Lebedev M., Barifcani A., Sarmadivaleh M., Iglauer S. (2017). Wettability alteration of oilwet limestone using surfactant-nanoparticle formulation. *Journal of Colloid and Interface Science*, 504, pp. 334–345. <https://doi.org/10.1016/j.jcis.2017.04.078>
- Pal S., Mushtaq M., Banat F. et al. (2018). Review of surfactant-assisted chemical enhanced oil recovery for carbonate reservoirs: challenges and future per actives. *Petroleum Science*, 15, pp. 77–102. <https://doi.org/10.1007/s12182-017-0198-6>
- Paria S., Khilar K.C. (2004). A review on experimental studies of surfactant adsorption at the hydrophilic solid-water interface. *Advance Colloid Interface Science*, 110, pp. 75–95. <https://doi.org/10.1016/j.cis.2004.03.001>
- Pennell K.D., Pope G.A., Abriola L.M. (1996). Influence of Viscous and Buoyancy Forces on the Mobilization of Residual Tetrachloroethylene during Surfactant Flushing. *Environmental Science & Technology*, 30(4). pp. 1328–1335. <https://doi.org/10.1021/es9505311>
- Pereira M.L.D.O., Maia K.C.B., Silva W.C., Leite A.C., Francisco A.D.d.S., Vasconcelos T.L., Nascimento R.S.V., Grasseschi D. (2020). Fe3O4 Nanoparticles as Surfactant Carriers for Enhanced. Oil Recovery and Scale Prevention. *ACS Applied Nano Materials*, 3, pp. 5762–5772. <https://doi.org/10.1021/acsnanm.0c00939>
- Radnia H., Rashidi A., Solaimany Nazar, A.R., Eskandari M.M., Jalilian M. (2018). A novel nanofluid based on sulfonated graphene for enhanced oil recovery. *Journal of Molecular Liquids*, 271, pp. 795–806. <https://doi.org/10.1016/j.molliq.2018.09.070>
- Reed R.L., Healy R.N. (1977). Some physico-chemical of microemulsion flooding: a review. *Improved Oil Recovery by Surfactant and Polymer Flooding*. New York: Academic Press, pp. 383–437. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-641750-0.50017-7>
- Rohilla N., Ravikiran R., Carlisle C. (2016). Design of a Robust ASP formulation for clay rich and moderate permeability sandstone reservoirs: from laboratory to single well chemical tracer test in the field. *Proceeding of SPE Improved Oil Recovery Conference*. Tulsa, USA. Paper Number: SPE-179678-MS. <https://doi.org/10.2118/179678-MS>
- Rosestolato J.C., Pérez-Gramatges A., Lachter E.R., Nascimento R.S. (2019). Lipid nanostructures as surfactant carriers for enhanced oil recovery. *Fuel*, 239, pp. 403–412. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2018.11.027>
- Sahni V., Dean R.M., Britton C., Weerasooriya U., Pope G.A. (2010). The Role of Co-Solvents and Co-Surfactants in Making Chemical Floods Robust. *Proceedings of SPE Symposium on Improved Oil Recovery Symposium*. Tulsa, USA. <https://doi.org/10.2118/130007-MS>
- Salter S.J. (1977). The Influence of Type and Amount of Alcohol on Surfactant-Oil-Brine Phase Behavior and Properties. *Proceedings of SPE Annual Fall Technical Conference and Exhibition*. Denver, Colorado Paper Number: SPE-6843-MS. <https://doi.org/10.2118/6843-MS>
- Scriven L.E. (1976). Equilibrium bicontinuous structure. *Nature*, 263, pp. 123–125. <https://doi.org/10.1038/263123a0>
- Seright R., Brattekas B. (2021). Water shutoff and conformance improvement: an introduction. *Petroleum Science*, 18, pp. 450–478. <https://doi.org/10.1007/s12182-021-00546-1>
- Shamsi Jazeyi H., Verduzco R., Hirasaki G.J. (2014). Reducing adsorption of anionic surfactants for enhanced oil recovery: Part II. *Society of Petroleum Engineers J.*, 453, pp. 168–175. <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2014.02.021>
- Sharma A., Azizi-Yarand A., Clayton B., Baker G., McKinney P., Britton C., Delshad M., Pope G.A. (2013). The design and execution of an alkaline-surfactant-polymer pilot test. *SPE Res Eval & Eng.*, 16(4), pp. 423–431. <https://doi.org/10.2118/154318-PA>
- Sheely C.Q., Baldwin D.E. (1982). Single-well tracer tests for evaluating chemical enhanced oil recovery processes. *Journal of Petroleum Technology*, 34 (08), pp. 1887–1896. <https://doi.org/10.2118/8838-PA>
- Sheng J.J. (2014). A Comprehensive Review of Alkaline-Surfactant-Polymer (ASP) Flooding. *Asia-Pacific Journal of Chemical Engineering*, 9(4), pp. 471–489. <https://doi.org/10.1002/apj.1824>
- Sheng J.J. (2015a). Status of surfactant EOR technology. *Petroleum*, 1(2), pp. 97–105. <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2015.07.003>
- Sheng J.J., Leonhardt B., Azri N. (2015b). Status of polymer-flooding technology. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 54(2), pp. 116–126. <https://doi.org/10.2118/174541-PA>
- Sircar A., Rayavarapu K., Bist N., Yadav K., Singh S. (2022). Applications of nanoparticles in enhanced oil recovery. *Petroleum Research*, 7, pp. 77–90. <https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2021.08.004>
- Smith E.L., Abbott A.P., Ryder K.S. (2014). Deep eutectic solvents (DESs) and their applications. *Chemical Reviews*, 114(21), pp. 11060–11082. <https://doi.org/10.1021/cr300162p>
- Southwick J., Brewer M., van Batenburg D., Peitser S., Bouwmeester R., Mahrui D., Alkindi A., Mjeni R. (2020). Ethanolamine as alkali for alkali surfactant polymer flooding - development of a low-complexity field implementation concept. *Proceedings of SPE Improved Oil Recovery Conference*. Paper Number: SPE-200432-MS. <https://doi.org/10.2118/200432-MS>
- Southwick J.G., van den Pol E., van Rijn C.H.T., van Batenburg D.W., Boersma D., Svec Y., Mastan A.A., Shahin G., Raney K. (2015). Ammonia as alkali for alkaline/ surfactant/polymer floods. *Society of Petroleum Engineers J.*, 21(1), pp. 10–21. <https://doi.org/10.2118/169057-PA>
- Sriram S, Kumar A. (2019). Separation of oil-water via porous PMMA/SiO₂ nanoparticles superhydrophobic surface. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 563, pp. 271–279. <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2018.12.017>
- Stegemeier G.L. (1977). Mechanisms of entrapment and mobilization of oil in porous media. *Improved Oil Recovery by Surfactant and Polymer Flooding*. New York: Academic Press, pp. 55–91.
- Sun C., Guo H., Li Y., Song K. (2020). Recent Advances of Surfactant-Polymer (SP) Flooding Enhanced Oil Recovery Field Tests in China. *Hindawi. Geofluids*, Article ID 8286706. <https://doi.org/10.1155/2020/8286706>
- Suniga P.T., Fortenberry R., Delshad M. (2016). Observations of microemulsion viscosity for surfactant EOR processes. *Proceedings of SPE Improved Oil Recovery Conference*. Tulsa, USA. <https://doi.org/10.2118/179669-MS>
- Surkalo H. (1990). Enhanced Alkaline Flooding. *Journal of Petroleum Technology*, 42(1), pp. 6–7. <https://doi.org/10.2118/19896-PA>
- Tabatabaia A., Gonzalez M.V., Harwell J.H., Scamehorn J.F. (1993). Reducing Surfactant Adsorption in Carbonate Reservoirs. *Society Of Petroleum Engineers J.*, 8(2), pp. 117–122. <https://doi.org/10.2118/24105-PA>
- Taber J.J. (1969). Dynamic and Static Forces Required To Remove a Discontinuous Oil Phase from Porous Media Containing Both Oil and Water. *Society Of Petroleum Engineers J.*, 9(1), pp. 3–12. <https://doi.org/10.2118/2098-PA>
- Talley L.D. (1988). Hydrolytic Stability of Alkylethoxy Sulfates. *SPE Res Eng.*, 3(1), pp. 235–242. <https://doi.org/10.2118/14912-PA>
- Tavakkoli O., Kamyab H., Shariati, M., Mustafa Mohamed, A., Junin R. (2022). Effect of nanoparticles on the performance of polymer/ surfactant flooding for enhanced oil recovery: A review. *Fuel*, 312, 122867. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2021.122867>
- Thakkar A, Raval A, Chandra S, Shah M, Sircar A. (2019). A comprehensive review of the application of nano-silica in oil well cementing. *Petroleum*, 6(2), pp. 123–129. <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2019.06.005>
- Thomas S. (2007). Enhanced Oil Recovery - An Overview. *Oil & Gas Science and Technology*, 63(1), pp. 9–19. <https://doi.org/10.2516/ogst:2007060>
- Tomich J.F., Dalton Jr R.L., Deans H.A., Shallenberger L.K. (1973). Single well tracer method to measure residual oil saturation. *Journal of Petroleum Technology*, 25(02), pp. 211–218. <https://doi.org/10.2118/3792-PA>
- Trushin, Yuri, Aleshchenko, Anton, Arsamakov, Mark, Klimenko, Alexandra, Molinier, Valérie, Jouenne, Stephane, Kornilov, Alexey, and George Sansiev (2020). EOR Technology: Surfactant-Polymer Injection to Increase Oil Recovery from Carbonate Reservoir of Kharyaga Oilfield. *Paper presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference*. doi: <https://doi.org/10.2118/201830-MS>

Trushin, Yuri Mikhailovich, Aleshchenko, Anton Sergeevich, Zoshchenko, Oleg Nikolaevich, Arsamakov, Mark Suleimanovich, Tkachev, Ivan Vasilevich, Kruglov, Dmitry Sergeevich, Kornilov, Alexey Viktorovich, and Denis Radikov Batrshin (2021). Planning of Pilot Injection of Surfactant-Polymer Composition to Improve Oil Recovery from Carbonate Reservoir of Kharyaga Oilfield and Evaluation of the Results. *Paper presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference*. doi: <https://doi.org/10.2118/206420-MS>

Unsal E., Oedai S., Van Wunnik J. (2016). Microemulsion formation and its effects on in situ rheology during ASP corefloods: scouting study. *Proceedings of SPE Improved Oil Recovery Conference*. Tulsa, USA. Paper Number: SPE-179630-MS. <https://doi.org/10.2118/179630-MS>

Uren L.C., Fahmy E.H. (1927). Factors influencing the recovery of petroleum from unconsolidated sands by waterflooding. *Transaction of the AIME. Petroleum Development and Technology*, 77(1), pp. 318–335. <https://doi.org/10.2118/927318-G>

van der Heyden F.H.J., Mikhaylenko E., de Reus A.J., van Batenburg D.W., Karpan V.M. и Volokitin Y. (2017). Injectivity experiences and its surveillance in the West Salym ASP pilot. *European Association of Geoscientists & Engineers*, pp. 1–11. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201700243>

Venancio J.C.C., Nascimento R.S.V., Pérez-Gramatges A. (2020). Colloidal stability and dynamic adsorption behavior of nanofluids containing alkyl-modified silica nanoparticles and anionic surfactant. *Journal of Molecular Liquids*, 308, 113079. <https://doi.org/10.1016/j.molliq.2020.113079>

Volokitin Y., Shuster M., Karpan V., Koltsov I., et al. (2018). Results of Alkaline-Surfactant-Polymer Flooding Pilot at West Salym Field. *Proceedings of SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia*, Muscat, Oman. Paper Number: SPE-190382-MS. <https://doi.org/10.2118/190382-MS>

Wang, F.H.L. (1993). Effects of Reservoir Anaerobic, Reducing Conditions on Surfactant Retention in Chemical Flooding. *SPE Res Eng* 8 (2), SPE-22648-PA. doi: 10.2118/22648-PA

Weidong C., Xiangfei G., Weidong L., Bin D., Chunming X., Jianfeng S., Chen W., Ke J. A. (2023). Comprehensive Review on Screening, Application, and Perspectives of Surfactant-Based Chemical-Enhanced Oil Recovery Methods in Unconventional Oil Reservoirs. *Energy & Fuels*, 37(7), pp. 4729–4750. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.2c03612>

Wellington S., Richardson E. (1994). Redesigned ester single-well tracer test that incorporates pH driven hydrolysis rate changes. *Society Of Petroleum Engineers J.*, 9(4), pp. 233–239. <https://doi.org/10.2118/24135-PA>

Winsor P.A. (1954). *Solvent properties of amphiphilic compounds*. London: Butterworths, 362 p.

Wolfenden R., Yuan Y. (2011). The “Neutral” Hydrolysis of Simple Carboxylic Esters in Water and the Rate Enhancements Produced by Acetylcholinesterase and Other Carboxylic Acid Esterases. *Journal of the American Chemical Society*, 133(35), pp. 13821–13823. <https://doi.org/10.1021/ja204116a>

Yang F., Demin, Gang W., Xinguang W., Sui, Liu W., Chunling K. (2006). Study on High-Concentration Polymer Flooding To Further Enhance Oil Recovery. *Proceedings of SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. San Antonio, USA. <https://doi.org/10.2118/101202-MS>

Yang P., Xia B., Li Z., Yuan Y., Huang Q., Liu W., Cheng C. (2017). Comprehensive Review of Alkaline-Surfactant-Polymer (ASP)-Enhanced Oil Recovery (EOR). *Proceedings of the International Field Exploration and Development Conference*, pp. 858–872 https://doi.org/10.1007/978-981-10-7560-5_79

Zhang L., Wang Y., Li J. (2020). Surfactants: Recent advances and their applications. *Composites Communications*, 22(1), 10537. <https://doi.org/10.1016/j.coco.2020.100537>

Zhang, R., Somasundaran, P. (2006). Advances in adsorption of surfactants and their mixtures at solid/solution interfaces. *Adv. Colloid Interface Sci.*, 123–126 (Special Issue, 16 November 2006), pp. 213–229. doi: 10.1016/j.cis.2006.07.004

Zhang H., Bai Y., Zhao J., Shi Q., Zang Y. (2021). Designing, Synthesizing, and Analyzing a Comb-like Polymeric Surfactant, Poly(acrylic acid-co-octadecyl acrylate), in a Multidisciplinary Laboratory Experiment. *Journal of Chemical Education*, 98(6), pp. 2074–2082. <https://doi.org/10.1021/acs.jchemed.0c01509>

Сведения об авторах

Фарит Эрикович Сафаров – кандидат химических наук, старший научный сотрудник отдела МУН, ООО «Уфимский Научно-Технический Центр»; старший инженер, Уфимский институт химии Уфимского федерального исследовательского центра РАН

Россия, 450076, Уфа, ул. Аксакова, д. 59.

Россия, 450054, Уфа, пр. Октября, д. 71

e-mail: SafarovFI@ufntc.ru

Андрей Эдуардович Фетисов – аспирант кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газонефтяных месторождений, Уфимский государственный нефтяной технический университет

Россия, 450062, Уфа, ул. Космонавтов, д. 1

e-mail: fetisovae@ufntc.ru

Алексей Герольдович Телин – кандидат химических наук, заместитель директора по научной работе, ООО «Уфимский Научно-Технический Центр»

Россия, 450076, Уфа, ул. Аксакова, д. 59

e-mail: telinag@ufntc.ru

Статья поступила в редакцию 04.08.2025;

Принята к публикации 21.01.2026;

Опубликована 30.06.2026

IN ENGLISH

REVIEW ARTICLE

A Review and Analysis of Technologies Based on Surfactant Compositions Designed to Enhance Oil Field Development Efficiency in the Russian Federation

F.E. Safarov^{1,2*}, A.E. Fetisov¹, A.G. Telin^{1,3}

¹Ufa Scientific and Technical Center, Ufa, Russian Federation

²Ufa Institute of Chemistry of the Ufa Federal Research Center of the Russian Academy of Sciences, Ufa, Russian Federation

³Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russian Federation

*Corresponding author: Farit E. Safarov, e-mail: SafarovFI@ufntc.ru

Abstract. This review examines the historical background and current state of enhanced oil recovery (EOR) using surfactant injection in depleted oil fields in Russia and around the world. Current trends and prospects for the development of this method are discussed. Historical accuracy

is emphasized: not all surfactant flooding projects during the Soviet period were failures, as is commonly believed by modern researchers. Along with significant miscalculations, there were also some significant achievements. The review discusses the methodological foundations of surfactant

screening, the scientific basis for selecting and optimizing surfactant compositions, and the role and mechanism of action of the main components. It also focuses on research related to the injection of surfactant compositions into oil reservoirs. Advances in the synthesis of surfactants used for EOR are described. Particular attention is given to the results of pilot tests and the effects achieved. It is shown that, given the current level of technological development in Russia and the current tax regime, the use of surfactant flooding is unprofitable. At the same time, the injection of surfactant rims and their combination with injection well slurries is successfully developing and is an effective tool for enhancing oil recovery in brownfield areas.

Keywords: surfactant; oil recovery; interfacial tension; microemulsion; solubilization

Recommended citation: Safarov F.E., Fetisov A.E., Telin A.G. (2026). A Review and Analysis of Technologies Based on Surfactant Compositions Designed to Enhance Oil Field Development Efficiency in the Russian Federation. *Georesursy = Georesources*, 28(2), pp. 199–235. <https://doi.org/10.18599/grs.2026.2.16>

References

- Agi A., Junin R. & Gbadamosi A. (2018). Mechanism governing nanoparticle flow behaviour in porous media: insight for enhanced oil recovery applications. *International Nano Letters*, 8, pp. 49–77. <https://doi.org/10.1007/s40089-018-0237-3>
- Akhmetov, S.A., Ishmiyarov, M.Kh. & Kaufman, A.A. (2009). Technology of oil, gas, and solid fossil fuel processing. St. Petersburg: Nedra. 832 p. (In Russ.)
- Al-Murayri M., Fadli E.H., Al-Shati F.M., Qubian A., Li Z., Trine E., Alizadeh A.H., Delshad M., (2018). A feasibility study of hybrid thermal and chemical EOR methods in a low permeability carbonate heavy oil reservoir with strong aquifer drive. *Proceedings of SPE International Heavy Oil Conference and Exhibition*. Kuwait City, Kuwait. Paper Number: SPE-10.2118/193796-MS. <https://doi.org/10.2118/193796-MS>
- Al-Murayri M.T., Kamal D.S., Al-Qattan A., Wino-to W., Britton Z. Li C., Delshad M. (2021). A practical and economically feasible surfactant EOR strategy: Impact of injection water ions on surfactant utilization. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 201, 108479. <https://doi.org/10.2118/198002-MS>
- Albert H. E. (1954). Some new amino alkylphenols. *J. Am. Chem. Soc.*, 76, pp. 4985–4988. <https://doi.org/10.1021/ja01648a069>
- Aleid G.M., Alshammari A.S., Tripathy D.B., Gupta A., Ahmad S. (2023). Polymeric Surfactants: Recent Advancement in Their Synthesis, Properties, and Industrial Applications. *Macromolecular Chemistry and Physics*, 224, 2300107. <https://doi.org/10.1002/macp.202300107>
- Alhassawi H., Romero-Zerón L. (2015a). New Surfactant Delivery System for Controlling Surfactant Adsorption onto Solid Surfaces. Part I: Static Adsorption Tests. *The Canadian Journal of Chemical Engineering*, 93, pp. 1188–1193. <https://doi.org/10.1002/cjce.22217>
- Alhassawi H., Romero-Zerón L. (2015b). Novel surfactant delivery system for controlling surfactant adsorption onto solid surfaces. Part II: Dynamic adsorption tests. *The Canadian Journal of Chemical Engineering*, 93, pp. 1371–1379. <https://doi.org/10.1002/cjce.22217>
- Alhassawi H., Romero-Zerón L. (2015c). Novel Surfactant Delivery System for Controlling Surfactant Adsorption onto Solid Surfaces. Part III: Oil Displacement Tests. *The Canadian Journal of Chemical Engineering*, 93, pp. 1539–1546. <https://doi.org/10.1002/cjce.22239>
- Ali M., Sahito M.F., Jha N.K., Memon S., Keshavarz A., Iglauer S., et al. (2020). Effect of nanofluid on CO₂-wettability reversal of sandstone formation; implications for CO₂ geo-storage. *Journal of Colloid and Interface Science*, 559(304), pp. 304–312. <https://doi.org/10.1016/j.jcis.2019.10.028>
- Almaev, R.Kh., Vasil'ev, V.V., & Piyakov, G.N. (1986). Study of the effectiveness of low-concentration solutions of OP-10. *Neftyanoe Khozyaystvo = Oil Industry*, 7, pp. 55–57. (In Russ.)
- Almahfood M., Bai B. (2018). The synergistic effects of nanoparticle-surfactant nanofluids in EOR applications. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 171, pp. 196–210. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.07.030>
- Alshaikh M., Huff G., Hascakir B. (2018). An Innovative Dielectric Constant Measurement Method to Determine the Ideal Surfactant Candidate to Enhance Heavy Oil Recovery. *Proceedings of SPE Canada Heavy Oil Technical Conference*. Calgary, Canada. Paper Number: SPE-189752-MS. <https://doi.org/10.2118/189752-MS>
- Altunina, L.K. (1995). Enhanced oil recovery by surfactant compositions. Novosibirsk: Nauka, 198 p. (In Russ.)
- Altunina, L. K., Kuvshinov, V. A. (2007). Physico-chemical methods for enhanced oil recovery in petroleum reservoirs. *Uspekhi Khimii = Russian Chemical Reviews*, 76(10), pp. 1034–1052.
- Altunina L.K., Kuvshinov V.A. (2008). Improved oil recovery of high-viscosity oil pools with physicochemical methods at thermal-steam treatments. *Oil Gas Science Technology*, 63(1), pp. 37–48.
- Altunina, L.K., Kuvshinov, V.A. (2013). Physicochemical methods for enhanced oil recovery. *Vestnik Sankt-Peterburgskogo Universiteta. Seriya Fizika i Khimiya = Bulletin of St. Petersburg University. Series Physics and Chemistry*, 2, pp. 46–76. (In Russ.)
- Altunina, L. K., Kuvshinov, V. A. (2025). Fundamental and applied aspects of physicochemical methods for enhancing oil recovery, developed at the Institute of Chemical Sciences of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences. Surfactant-based compositions for enhanced oil recovery. *Khimiia v interesakh ustoichivogo razvitiia = Chemistry in the interests of sustainable development*, 33(1), pp. 99–129. <https://doi.org/10.15372/KhUR2025635>
- Altunina, L., Kuvshinov, V., & Kuvshinov, I. (2010). Increasing the efficiency of steam-thermal stimulation using surfactant compositions. *Oil & Gas Journal Russia*, 6, pp. 34–40. (In Russ.)
- Altunina L., Kuvshinov V., Kuvshinov I. (2013). Promising physical-chemical IOR technologies for Arctic oilfields. *Proceedings of SPE Arctic and Extreme Environments Technical Conference and Exhibition*, Moscow, Russia. Paper Number: SPE-166872-MS. <https://doi.org/10.2118/166872-MS>
- Altunina L.K., Kuvshinov V.A., Kuvshinov I.V., Chertenkov M.V., Ursegov S.O. (2015). Pilot tests of new EOR technologies for heavy oil reservoirs. *Proceedings of SPE Russian Petroleum Technology Conference*, Moscow, Russia. Paper Number: SPE-176703-MS. <https://doi.org/10.2118/176703-MS>
- Altunina L., Kuvshinov V., Kuvshinov I., Stasyeva L. (2019). Enhanced oil recovery from high-viscosity oil deposits by chemically evolving systems. *Proceedings of 20th European Symposium on Improved Oil Recovery*, pp. 1–11. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201900175>
- Altunina, L.K., Kuvshinov, V.A., Kuvshinov, I.V., & Stasyeva, L.A. (2021). Multifunctional surfactant-based composition with a complex of buffer systems for enhanced recovery of high-viscosity oil reservoirs. *Zhurnal Sibirskogo Federal'nogo Universiteta. Seriya: Khimiya = Journal of Siberian Federal University. Chemistry Series*, 14(1), pp. 30–37. (In Russ.)
- Altunina L.K., Kuvshinov V.A., Kuvshinov I.V., Stasyeva L.A., Kozlov V.V. (2022). Multifunctional chemical oil-displacing composition: from laboratory to field. *AIP Conference Proceedings*, 2509(1), pp. 020014. <https://doi.org/10.1063/5.0084768>
- Altunina, L.K., Kuvshinov, V.A., Kuvshinov, I.A., & Stasyeva, L.A. (2022). Surfactant-based compositions for enhanced oil recovery in high-viscosity oil fields in the Arctic zone. *Petroleomika*, 2(1), pp. 49–63. (In Russ.)
- Altunina, L.K., Kuvshinov, V.A., Stasyeva, L.A., & Kuvshinov, I.V. (2018). Trends and prospects in the development of physicochemical methods for enhancing oil recovery in heavy oil fields. *Khimiya v Interesakh Ustoichivogo Razvitiya = Chemistry for Sustainable Development*, 26(3), pp. 261–277. (In Russ.)
- Altunina L.K., Kuvshinov V.A., Stasyeva L.A., Kuvshinov I.V. (2020). Enhanced oil recovery for deposits of high viscosity oils using multifunctional systems based on surfactants. *J. Phys. Conf. Ser.*, 1611, 012033.
- Altunina, L.K., Stasyeva, L.A., Kuvshinov, V.A., Sholidodov, M.R., Kozlov, V.V., & Kuvshinov, I.V. (2023). Prolonged-action acid oil-displacing composition based on deep eutectic solvents. *Khimiya v Interesakh Ustoichivogo Razvitiya = Chemistry for Sustainable Development*, 31(2), pp. 140–152. (In Russ.)
- AlZaabi A., Arif M., Ali M., Adila A., Abbas Y., Kumar R.S., Keshavarz A., Iglauer S. (2023). Impact of carbonate mineral heterogeneity on wettability alteration potential of surfactants. *Fuel*, 342, 127819. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2023.127819>
- Amirianshoja T., Junin R., Kamal Idris A., Rahmani O. (2013). A comparative study of surfactant adsorption by clay minerals. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 101, pp. 21–27. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2012.10.002>
- Amirmoshiri M., Zhang L., Puerto M.C., Tewari R.D., Bahrim R.Zh.B.K., Farajzadeh R., Hirasaki G.J., Biswal S.L. (2020). Role of wettability on

- the adsorption of an anionic surfactant on sandstone cores. *Langmuir*, 36, 10725010738. <https://doi.org/10-1021/acs.langmuir.0c01521>
- Atkinson H. (1927). Patent 1,651,311 U.S. Recovery of petroleum from oil bearing sands. United States Patent Office.
- Aske N. (2002). Characterization of Crude Oil Components, Asphaltene Aggregation and Emulsion Stability by Means of near Infrared Spectroscopy and Multivariate Analysis. Ph.D. Thesis.– Norwegian University of Science and Technology, Trondheim.
- Babalyan, G.A. (1956). Oil recovery mechanism issues. Baku: Aznefteizdat, 232 p. (In Russ.)
- Babalyan, G.A., Levi, B.I., Tumasyan, A.B., & Khalimov, E.M. (1983). Oil field development using surfactants. Moscow: Nedra, 216 p. (In Russ.)
- Babalyan, G.A., Tumasyan, A.B., Levi, B.I., & Khalimov, E.M. (1976). Application of surfactants for enhanced oil recovery. *Neftyanoe Khozyaystvo = Oil Industry*, 7, pp. 7–16. (In Russ.)
- Babitskaya, K.I. (2017). Intensification of heavy oil production and water inflow limitation by micellar selective-action solutions (Cand. sci. tech. diss.). Samara. 124 p. (In Russ.)
- Babitskaya, K.I., Sklyuev, P.V., Konovalov, V.V., Tsarkov, I.V., & Zhidkova, M.V. (2015). Study of the effect of micelle size on residual oil displacement efficiency. *Izvestiya VUZov. Neft i Gaz = Proceedings of Universities. Oil and Gas*, 5, pp. 36–46. (In Russ.)
- Baklan N.S., Kotov S.V., Smirnov B.Yu. (2021). Alkylation of phenol with alpha-olefins in the presence of cation exchangers. *Vestnik Permskogo nacional'nogo issledovatel'skogo politehnicheskogo universiteta. Himicheskaya tehnologiya i biotekhnologiya*, 2, pp. 107–116. (In Russ.)
- Barnes J.R., Dirkszwaiger H., Smit J.R., et al. (2010). Application of Internal Olefin Sulfonates and Other Surfactants to EOR. Part I: Structure—Performance Relationships for Selection at Different Reservoir Conditions. *Proceedings of SPE Improved Oil Recovery Symposium*. Tulsa, USA. <https://doi.org/10.2118/129766-MS>
- Bayda, A.A. (2015). Development of surfactant compositions based on amine salts of fatty acids for EOR. Cand. tech. sci. dissertation. Tyumen, 170 p. (In Russ.)
- Bayda, A.A., Agaev, S.G. (2012). Micellar solutions and microemulsions for enhanced oil recovery. *Neftepromyslovoe Delo*, 7, pp. 37–40. (In Russ.)
- Beckstrom R.C., van Tuyl F.M. (1927). The effect of flooding oil sands with alkaline solutions. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 11(3), pp. 223–235. <https://doi.org/10.1306/3D932778-16B1-11D7-8645000102C1865D>
- Bondar, M.Yu., Osipov, A.V., Groman, A.A., Koltsov, I.N., Shcherbakov, G.Yu., & Chebysheva, O.V. (2022). Results of tracer studies in individual wells using separating chemical indicators to assess the efficiency of surfactant-polymer flooding at the Kholmogorskoye field. *Vestnik Neft i Gazovoy Otrastli Kazakhstana = Kazakhstan Oil and Gas Industry Bulletin*, 4(2), pp. 102–112. (In Russ.)
- Bondar, M.Yu., Osipov, A.V., Groman, A.A., Koltsov, I.N., et al. (2022). Methodology for selection of chemical compositions for surfactant-polymer treatment and assessment of their efficiency at the Kholmogorskoye field. *Neftyanoe Khozyaystvo = Oil Industry*, 9, pp. 100–105. (In Russ.) <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-9-100-105>
- Bondar, M.Yu., Osipov, A.V., Groman, A.A., Koltsov, I.N., et al. (2022). Temperature conditions in surfactant-polymer flooding design. *Neftyanoe Khozyaystvo = Oil Industry*, 12, pp. 51–55. (In Russ.) <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-12-51-55>
- Bourrel M., Schechter R.S. (1988). *Microemulsions and Related Systems: Formulation, Solvency, and Physical Properties*. New York: Surfactant Science Series, 504 p.
- Bourrel M., Verzaro F., Chambu C. (1984). Effect of Oil Type on Solubilization by Amphiphiles. *Society Of Petroleum Engineers J.*, 12674. <https://doi.org/10.2118/12674-PA>
- Braconnier B., Preux Ch., Douarche F., Bourbiaux B. (2019). MUSCL scheme for Single Well Chemical Tracer Test simulation, design and interpretation. *Oil & Gas Science and Technology*, 74, 10. <https://doi.org/10.2516/ogst/2018090>
- Broome J.H., Bohannon J.M., Stewart W.C. (1986). The 1984 National Petroleum Council Study on EOR: An Overview. *Journal of Petroleum Technology*, 9(38), pp. 869–874. <https://doi.org/10.2118/13239-PA>
- Bu P.X., AlSofi A.M., Liu J. et al. (2015). Simulation of single well tracer tests for surfactant–polymer flooding. *Journal of Petroleum Exploration and Production*, 5, pp. 339–351. <https://doi.org/10.1007/s13202-014-0143-9>
- Budhathoki M., Barnee S.H.R., Shiau B.-J., Harwell J.H. (2016). Improved oil recovery by reducing surfactant adsorption with polyelectrolyte in high saline brine. *Physicochemical and Engineering Society of Petroleum Engineers J.*, 498, pp. 66–73. <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2016.03.012>
- Buckley J.S., Liu Y., Xie X., Morrow N.R. (1997). Asphaltenes and Crude Oil Wetting – The Effect of Oil Composition. *Society of Petroleum Engineers J.*, 2(2), pp. 107–119. <https://doi.org/10.2118/35366-PA>
- Buijse M.A., Prelicz R.M., Barnes J.R., Cosmo C. (2010). Application of internal olefin sulfonates and other surfactants to EOR. Part 2. *Proceedings of SPE Improved Oil Recovery Symposium*, Tulsa, USA. Paper Number: SPE-129769-MS. <https://doi.org/10.2118/129769-MS>
- Cao J., Chen Y., Wang X., Zhang J., Li Y., Wang S., Wang X., Liu C. (2022). Janus sulfonated graphene oxide nanosheets with excellent interfacial properties for enhanced oil recovery. *Chemical Engineering Journal*, 443, 136391. <https://doi.org/10.1016/j.cej.2022.136391>
- Caplan S.P.C., Silva T.B.G., Francisco A.D.S., Lachter E.R., Nascimento R.S.V. (2019). Sulfonated Polystyrene Nanoparticles as Oleic Acid Diethanolamide Surfactant Nanocarriers for Enhanced Oil Recovery Processes. *Polymers*, 11(9), 1513. <https://doi.org/10.3390/polym11091513>
- Chang H.L., Zhang Z.Q., Wang Q.M., Xu Z.S., et al. (2006). Advances in Polymer Flooding and Alkaline/Surfactant/Polymer Processes as Developed and Applied in the Peoples Republic of China. *Society of Petroleum Engineers J.*, 58(2), pp. 84–89. <https://doi.org/10.2118/89175-JPT>
- Chen W., Schechter D.S. (2021). Surfactant selection for enhanced oil recovery based on surfactant molecular structure in unconventional liquid reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 196, 107702. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107702>
- Cheng J.C., Wu J.Z., Hu J.Q. (2014). Key theories and technologies for enhanced oil recovery of alkaline/surfactant/polymer flooding. *Shiyou Xuebao/Acta Petrolei Sinica*, 35(2), pp. 310–318. <https://doi.org/10.7623/syxb201402011>
- Cheraghian G., Hendraningrat L. (2016). A review on applications of nanotechnology in the enhanced oil recovery part a: Effects of nanoparticles on interfacial tension. *International Nano Letters*, 6, pp. 129–138. <https://doi.org/10.1007/s40089-015-0173-4>
- Christian A., Paternina A., Londoño K., Rondon M., Mercado R., Botett J. (2020). Influence of salinity and hardness on the static adsorption of an extended surfactant for an oil recovery purpose. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 195, 107592. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107592>
- Cockin A.P., Malcolm L.T., McGuire P.L. (1998). Design, implementation and simulation analysis of a single-well chemical tracer test to measure the residual oil saturation to a hydrocarbon miscible gas at Prudhoe Bay. *Proceedings of SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, New Orleans, Louisiana. <https://doi.org/10.2118/48951-MS>
- Curbelo F.D.S., Garnica A.I.C., Leit D.F.Q., Carvalho A.B., Silva R.R., Paiva E.M. (2020). Study of enhanced oil recovery and adsorption using Glycerol in surfactant solution. *Energies*, 13(12), 3135. <https://doi.org/10.3390/en13123135>
- Daoshan L., Shouliang L., Yi L., Demin W. (2004). The effect of biosurfactant on the interfacial tension and adsorption loss of surfactant in ASP flooding. *Physicochemical and Engineering Society of Petroleum Engineers J.*, 244(1–3), pp. 53–60. <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2004.06.017>
- Davies J.T. (1957). A quantitative kinetic theory of emulsion type, I. Physical chemistry of the emulsifying agent. Gas/Liquid and Liquid/Liquid Interface. *Proceedings of the International Congress of Surface Activity*, pp. 426–438.
- Deans H.A. (1978). Using Chemical Tracers to Measure Fractional Flow and Saturation. *Proceedings of SPE Symposium on Improved Methods of Oil Recovery*, Tulsa, 7076. <https://doi.org/10.2118/7076-MS>
- Deans H.A., Mut A.D. (1997). Chemical Tracer Studies To Determine water Saturation at Prudhoe Bay. *Society Of Petroleum Engineers J.*, 12(1), pp. 52–57. <https://doi.org/10.2118/28591-PA>
- Deans H.A., Parks Y.J., Tezduyar T.E. (1991). Thermal Effects on Single Well Chemical Tracer Test for Measuring Residual Oil Saturation. *SPE Formation Evaluation*, 6(3), pp. 401–408. <https://doi.org/10.2118/19683-PA>
- Deng S., Bai R., Chen J.P., Yu G., Jiang Z., Zhou F. (2002). Effects of alkaline/surfactant/polymer on stability of oil droplets in produced water from ASP flooding. *Society of Petroleum Engineers J.*, 211, pp. 275–284. [https://doi.org/10.1016/S0927-7757\(02\)00281-9](https://doi.org/10.1016/S0927-7757(02)00281-9)
- Dijk H., Buijse M.A., Nieuwerf D.J., Weatherill A. (2011). Salym chemical EOR project, integration leads the way to success. *Proceedings of SPE Russian Oil and Gas Conference and Exhibition*. Moscow, Russia. Paper Number: SPE-136328-MS. <https://doi.org/10.2118/136328-MS>
- Dwarakanath V., Chaturvedi T., Jackson A., Malik T., Siregar A., и Zhao P. (2008). Using Co-Solvents to Provide Gradients and Improve Oil Recovery During Chemical Flooding in a Light Oil Reservoir. *Proceedings of SPE Symposium on Improved Oil Recovery Symposium*. Tulsa, USA. <https://doi.org/10.2118/113965-MS>

- Eltoum H., Yang Y.-L., Hou J.-R. (2021). The effect of nanoparticles on reservoir wettability alteration: a critical review. *Petroleum Science*, 18, pp. 136–153. <https://doi.org/10.1007/s12182-020-00496-0>
- Enhanced oil recovery (EOR) methods in Russia: time is of the essence. (2013). EYGM Limited. <https://www.pdhexpress.com/wp-content/themes/pdhexpress/pdf-courses/enhanced-oil-recovery-methods-in-russia.pdf>
- Fan, V.A. (2017). Development of a composition for surfactant-polymer flooding under conditions of the Lower Miocene of the White Tiger field. Cand. tech. sci. dissertation. Moscow, 11 p. (In Russ.)
- Fedorov, A.E., Cherkasov, E.I. (2016). Production of alpha-olefins for synthesis of linear alkylbenzenes. *Vestnik Tekhnologicheskogo Universiteta = Bulletin of the Technological University*, 19(7), pp. 60–65. (In Russ.)
- Flaaten A.K., Nguyen Q.P., Pope G.A., Zhang J.A. (2009). Systematic laboratory Approach to Low-Cost, High-Performance Chemical Flooding. *Society Of Petroleum Engineers J.*, 12(5), pp. 713–723. doi: 10.2118/113469-PA
- Fomin, V.N., Kotov, S.B., Zerzeva, I.M., Timofeeva, G.V., Tarasov, A.V., Terekhin, A.A., Kotova, N.S., & Moiseev, I.K. (2010). Alkylation of phenol by ethylene oligomers. *Neftepererabotka i Neftekhimiya = Oil Refining and Petrochemicals*, 9, pp. 14–17. (In Russ.)
- Fomin, V.N., Kotov, S.B., Zerzeva, I.M., Timofeeva, G.V., Tarasov, A.V., Terekhin, A.A., Kotova, N.S., & Moiseev, I.K. (2011). Optimization of alkylphenols—intermediates for additive production on macroporous sulfonic resin Amberlyst 36 Dry. *Kataliz v Promyshlennosti = Catalysis in Industry*, 1, pp. 25–29. (In Russ.)
- Fortenberry R., Delshad M., Suniga P., Veedu K.F., Wang P., Al-Kaoud H., Singh B.B., Baroon B., Tiwari S., Pope G.A. (2016). Optimized interwell ASP pilot design for Kuwait's Sabriyah-Maudud. *Proceedings of SPE Improved Oil Recovery Conference*. Tulsa, USA. Paper Number: SPE-179703-MS. <https://doi.org/10.2118/179703-MS>
- Foster W.R. (1973). A Low Tension Waterflooding Process. *Journal of Petroleum Technology*, 25(2), pp. 205–210. <https://doi.org/10.2118/3803-PA>
- de Freitas F.A. Keils D. Lachter E.R., Maia C.E., Pais da Silva M.I., Veiga Nascimento R.S. (2019). Synthesis and evaluation of the potential of nonionic surfactants/mesoporous silica systems as nanocarriers for surfactant controlled release in enhanced oil recovery. *Fuel*, 241, pp. 1184–1194. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2018.12.059>
- Ganiev, R.R. (1987). Evaluation of the efficiency of 0.05% aqueous solution of OP-10 for enhanced oil recovery. *Neftyanoe Khozyaystvo = Oil Industry*, 1, pp. 31–34. (In Russ.)
- Gershenovich, A.M. (1957). On the production of alkylbenzenesulfonates (sulfonol). *Chemistry and technology of fuels and oils*, 8(14). (In Russ.)
- Gershenovich, A.I., Khomyakov, D.G. (1949). USSR Author's Certificate No. 74717, SU. Method for producing a detergent. Application No. 98546 dated 02.12.1946 (USSR Author's Certificate No. 77018, SU). (In Russ.)
- Gladkova, E.A. (2020). Prospects for ASP flooding technology application. In *Problems of Quality Management in Education. Generation of the Future* (pp. 105–107). St. Petersburg. (In Russ.)
- Gogarty W.B. (1977). Oil recovery with surfactants: History and a current appraisal. *Improved Oil Recovery by Surfactant and Polymer Flooding*. New York: Academic Press, pp. 27–54. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-641750-0.50006-2>
- Gospodarev, D.A., Lymar, I.V., & Rakutko, A.G. (2022). Screening studies on the development and evaluation of the efficiency of surfactant-polymer flooding technology using reservoir models. *Neftegazovoe Delo*, 20(6), pp. 77–87. (In Russ.) <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2022-6-77-87>
- Griffin W.C. (1949). Classification of Surface-Active Agents by 'HLB. *Journal of the Society of Cosmetic Chemists*, 1, 311 p.
- Guo J., Li, Y., Kong, D., Ma, R., Li, B., Wang, F. (2018). Lessons learned from alkali/surfactant/polymer-flooding fields in China. *Society of Petroleum Engineers J.*, 22(1), pp. 78–99. <https://doi.org/10.2118/186036-PA>
- Gusev, S.V. (1990). Effectiveness of enhanced oil recovery methods at West Siberian fields. *Neftyanoe Khozyaystvo = Oil Industry*, 2, pp. 36–39. (In Russ.)
- Haggerty R., Schroth M.H. (1998). Simplified method of “push-pull” test data analysis for determining in situ reaction rate coefficient. *Groundwater*, 36(2), pp. 314–324. <https://doi.org/10.1111/j.1745-6584.1998.tb01097.x>
- Hajiabadi SH, Aghaei H, Kalateh-Aghamohammadi M, Sanati A, Kazemi-Beydokhti A, Esmailzadeh F. (2019). A comprehensive empirical, analytical and tomographic investigation on rheology and formation damage behavior of a novel nano-modified invert emulsion drilling fluid. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 181, 106257. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106257>
- Healy R.N., Reed R.L. (1974). Physicochemical of Microemulsion Flooding. *Society Of Petroleum Engineers J.*, 14(5), pp. 491–501. <https://doi.org/10.2118/4583-PA>
- Healy R.N., Reed, R.L., Stenmark D.K. (1976). Multiphase Microemulsion Systems. *Society of Petroleum Engineers J.*, 16(3), pp. 147–160. <https://doi.org/10.2118/5565-PA>
- Hendraningrat L., Li S., Torsæter O. (2013). A coreflood investigation of nanofluid enhanced oil recovery. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 111, pp. 128–138. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2013.07.003>
- van der Heyden F.H.J., Mikhaylenko E., de Reus A.J., van Batenburg D.W., Karpan V.M. и Volokitin Y. (2017). Injectivity experiences and its surveillance in the West Salym ASP pilot. *European Association of Geoscientists & Engineers*, pp. 1–11. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201700243>
- Hirasaki G.J. (2011). Recent Advances in Surfactant EOR. *Society of Petroleum Engineers J.*, 16(4), pp. 889–907. <https://doi.org/10.2118/115386-PA>
- Hirasaki G.J., Miller C.A., Puerto M. (2011). Recent Advances in Surfactant EOR. *Society of Petroleum Engineers J.*, pp. 889–907. <https://doi.org/10.2118/115386-PA>
- Hirasaki G., Zhang D.L. (2004). Surface Chemistry of Oil Recovery From Fractured, Oil-Wet, Carbonate Formation. *Society of Petroleum Engineers J.*, 9(2), pp. 151–162. <https://doi.org/10.2118/88365-PA>
- Holm L.W. (1977). Soluble oils for improved oil recovery. *Improved Oil Recovery by Surfactant and Polymer Flooding*. New York: Academic Press, pp. 453–485. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-641750-0.50019-0>
- Holmberg, K., Jönsson, B., Kronberg, B., & Lindman, B. (2007). Surface-active substances and polymers in aqueous solutions. Moscow: Binom. *Laboratoriya znaniy*, 526 p. (In Russ.)
- Homse A., Gibot B., Canselier J. (1978). *J. Appl. Chem. and Biotechnol.*, 28, 405.
- Hongwei Yu, Chen T., Gao M., Liu J., Jijun L. (2011). Estimates Of Surfactant Concentration Used For EOR In Daqing Oilfield Low Permeability Oil Reservoir. *Proceeding of SPE Enhanced Oil Recovery Conference*. Kuala Lumpur, Malaysia. <https://doi.org/10.2118/144040-MS>
- Huh, C. (1979). Interfacial tensions and solubilizing ability of a microemulsion phase that coexists with oil and brine. *Journal of Colloid and Interface Science*, 71(2), pp. 408–426. [https://doi.org/10.1016/0021-9797\(79\)90249-2](https://doi.org/10.1016/0021-9797(79)90249-2)
- Ibatullin, R.R., Uvarov, S.G., Glumov, I.F., Slesareva, V.V., Khisamov, R.S., & Ibragimov, N.G. (2005). Method for residual oil displacement in layered-heterogeneous reservoirs by improved sweep efficiency during waterflooding. Russian Federation Patent No. 2258135. *Bulletin No. 22*. (In Russ.)
- Islam M.R. (2020). Economically and Environmentally Sustainable Enhanced Oil Recovery, 816 p. <https://doi.org/10.1002/9781119479239>
- Ismailov, I.T. (2015). Synthesis and surface-active properties of sulfated amides based on oleic acid and ethanalamines. *Kimya Problemleri*, 2, pp. 144–153. (In Russ.)
- Ivanova, A. (2020). Dynamic modeling and experimental evaluation of the use of nanoparticle-based surfactants for enhanced oil recovery. Doctoral dissertation in physics and mathematics. Dynamic modeling and experimental evaluation of the application of nanoparticles for enhanced oil recovery. Moscow. (In Russ.)
- Jennings H.Y. Jr. (1975). A Study of Caustic Solution-Crude Oil Interfacial Tensions. *Society of Petroleum Engineers J.*, 15(3), pp. 197–202. <https://doi.org/10.2118/5049-PA>
- Kalam S., Abu-Khamsin S.A., Kamal M.S., Patil S. (2021). A review on surfactant retention on rocks: mechanisms, measurements, and influencing factors. *Fuel*, 293, 120459. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2021.120459>
- Kalinin, E.S., Pavlov, P.V., Kir'yanova, E.V., Sherstnikova, Yu.E., Volkov, V.A., & Darovskikh, I.V. (2010). Application of aqueous lignosulfonate solutions in enhanced oil recovery. *Vestnik SamGTU. Tekhnicheskie Nauki = Technical Sciences*, 7(28), pp. 186–194. (In Russ.)
- Keller, Yu.A., & Uskov, A.A. (2023). Methods for evaluating the effectiveness of chemical EOR using tracer tests SWCTT and PITT. *Vestnik Neft i Gazovoi Otrashi Kazakhstana = Kazakhstan Oil and Gas Industry Bulletin*, 5(1), pp. 47–56. (In Russ.) <https://doi.org/10.54859/kjogii108627>
- Keller, Yu.A., Uskov, A.A., Krivoguz, A.N., Kukhlenkova, N.O., Zoshchenko, O.N., & Aleshchenko, A.S. (2020). Application of SWCTT technology to evaluate the efficiency of low-salinity waterflooding of a carbonate reservoir at the Kharyaginskoye field. *Neftyanoe Khozyaystvo = Oil Industry*, 7, pp. 109–113. (In Russ.) <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2020-7-109-113>
- Kelly C.B. Maia, Agatha Densy dos Santos Francisco, Mateus Perissé Moreira, Regina S. V. Nascimento, and Daniel Grasseschi (2024). Advancements in Surfactant Carriers for Enhanced Oil Recovery: Mechanisms, Challenges, and Opportunities. *ACS Omega*, 9(35), pp. 36874–36903. <https://doi.org/10.1021/acsomega.4c04058ACS>
- Khazipov, R.Kh., Ganiev, R.R., Ignat'eva, V.E., Gershtanskii, O.S., Kislyakov, Yu.P., & Zhivaykin, B.F. (1990). Application of nonionic

- surfactants with additives reducing adsorption and biodegradation for enhanced oil recovery. *Neftyanoe Khozyaystvo = Oil Industry*, 12, pp. 46–49. (In Russ.)
- Khisamov, R.S. (2003). Increasing the coverage of productive layers by impact. Moscow: VNIIOENG, 564 p. (In Russ.)
- Khisamov, R.S., Faizullin, I.N., Farkhutdinov, G.N., Sobanova, O.B., Khisametdinov, M.R., Rakhmatulina, M.N., Fedorova, I.L., Ganeeva, Z.M., & Krasnov, D.V. (2013). Method for development of watered-out heterogeneous oil reservoirs. Russian Federation Patent No. 2487234. Bulletin No. 19. (In Russ.)
- Kiinov, L.K., Salikhov, M.Kh., Krymkulov, E.S., Uskumbaev, K.R., Ignat'eva, V.E., & Telin, A.G. (1997). First results of implementation of resource-saving physicochemical EOR methods in West Kazakhstan. *Geologiya, Geofizika i Razrabotka Neftyanykh Mestorozhdenii*, 4, pp. 42–44. (In Russ.)
- Kislyakov, Yu.P. (1983). Application of surfactants at the Uzen field. *Neftyanoe Khozyaystvo = Oil Industry*, 7, pp. 37–39. (In Russ.)
- Koltsov I., Groman A., Milchakov S., Tretyakov N., et al. (2019). Evaluating reservoir fluids geochemistry for planning of surfactant-polymer flooding. *Conference Proceedings, IOR*, pp. 1–17. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201900091>
- Kolychev, U.V., Nizovtsev, A.V., Ovchinnikov, K.A., Podlesnova, E.V., & Sulimov, A.V. (2023). Surface-active agents of broad purpose based on alkyltoluenes and alkylphenols. *NeftGazoKhimia*, 2, pp. 30–33. (In Russ.) <https://doi.org/10.24412/2310-8266-2023-30-33>
- Kondrat, A.R., Rudyi, S.M., & Rudyi, M.I. (2021). Karpatol-brand petroleum sulfonates as the most effective surfactants for formation treatment in production wells. *SOCAR Proceedings*, 1, pp. 63–72. (In Russ.)
- Kononova, N.A., Barybina, A.E., Germashev, V.G., Feoktistova, E.F., Ivanov, V.N., Vlasenko, L.A., Nezhurina, T.N., Vashurkin, A.I., & Kasov, A.S. (1992). Patent No. 1452245 USSR. Composition for enhancing oil recovery. Bulletin No. 2. (In Russ.)
- Konovvalov, V.V., Gorodnov, V.P., Babitskaya, K.I., Zhidkova, M.V., & Sklyuev, P.V. (2017). Composition for enhanced oil recovery. Russian Federation Patent No. 2612773. FIPS, No. 20. (In Russ.)
- Konovvalov V., Kirillov A., Shiryayev A., Sklyuev P. (2016). Synthesis, surface activity, and composition of dimeric petroleum sulfonates from low quality hydrocarbon feedstock. *Petroleum Science and Technology*, 34(22), pp. 1861–1865. <https://doi.org/10.1080/10916466.2016.1230756>
- Konovvalov, V.V., Shiryayev, A.K., Babitskaya, K.I., Zhidkova, M.V., Sklyuev, P.V., & Kirillov, A.S. (2017). Patent No. 2622652 Method for obtaining petroleum sulfonates. FIPS, Bulletin No. 17. (In Russ.)
- Konovvalov, V.V., Shiryayev, A.K., Sklyuev, P.V., Sergeeva, O.A., Rozenberg, D.A., Kondrashin, S.K., & Khayrutdinov, M.R. (2019). Patent No. 2700772 Method for obtaining anionic surfactants. FIPS, Bulletin No. 26. (In Russ.)
- Konovvalov, V.V., Sklyuev, P.V., Babitskaya, K.I., Zhidkova, M.V., & Gorodnov, V.P. (2016). Component composition and surface activity of petroleum sulfonates from selective purification extracts of oil distillates. *Neftyanoe Khozyaystvo = Oil Industry*, 1, pp. 122–126. (In Russ.)
- Kornilov, A., Zhironov, A., Petrakov, A., Rogova, T., et al. (2019). Selection of an effective surfactant composition to increase oil displacement efficiency in carbonate reservoirs with high formation water salinity. *Proceedings of the SPE Russian Petroleum Technology Conference*, Moscow, Russia. (Paper No. SPE-196772-MS). (In Russ.) <https://doi.org/10.2118/196772-MS>
- Kosswig K. (2000). Surfactants. Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry, 506 p. https://doi.org/10.1002/14356007.a25_747
- Kovaleva, L.A., & Zinnatullin, R.R. (2006). On determining temperature-frequency and dielectric properties of crude oils. *Teplofizika Vysokikh Temperatur = High Temperature physics*, 44(6), pp. 954–956. (In Russ.)
- Kovaleva, L.A., & Zinnatullin, R.R. (2005). Experimental study of the effect of chemical reagents on filtration and rheological properties of oils. *Neftpromyslovoe Delo*, 6, pp. 40–43. (In Russ.)
- Kozhin, V.N., Gorodnov, V.P., Kalinin, E.S., Ryskin, A.Yu., & Chernov, E.N. (2021). Experience in applying nonionic surfactants for oil production. *Ekspozitsiya Neft Gaz*, 4, pp. 46–52. (In Russ.)
- Kruglov, D.S., Kornilov, A.V., Tkachev, I.V., Altynbayeva, D.R., Sansiev, G.V., Fedorchenko, G.D., Fursov, G.A., & Ponomarenko, D.M. (2023). Development of surfactant-polymer flooding technology for carbonate reservoirs with high formation water salinity and temperature. *Neftyanoe Khozyaystvo = Oil Industry*, 1, pp. 44–48. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2023-1-44-48> (In Russ.)
- Kuvshinov, I.V., Altunina, L.K., & Kuvshinov, V.A. (2019). Combined treatment of wells using multifunctional chemical compositions and thermal methods. *Zhurnal Sibirskogo Federal'nogo Universiteta. Seriya: Khimiya = Journal of Siberian Federal University. Chemistry Series*, 12(4), pp. 473–482. (In Russ.)
- Lake L.W. (1996). Enhanced Oil Recovery. New York: Prentice Hall, 550 p.
- Lange, K.R. (2004). Surface-active substances: synthesis, properties, analysis, application. Saint Petersburg: Professiya, 240 p. (In Russ.)
- Le N.Y., Pham D.K., Le K.H., Nguyen P.T. (2011). Design and screening of synergistic blends of SiO₂ nanoparticles and surfactants for enhanced oil recovery in high-temperature reservoirs. *Advances in Natural Sciences: Nanoscience and Nanotechnology*, 2, 035013. <https://doi.org/10.1088/2043-6262/2/3/035013>
- Lemahieu G., Ontiveros J.F., Souza N.T.T., Molinier V., Aubry J-M. (2021). Fast and accurate selection of surfactants for enhanced oil recovery by dynamic Salinity-Phase-Inversion (SPI). *Fuel*, 289, pp. 1–11. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2020.119928>
- Lenchenkova, L.E. (1998). Povyshenie nefteotdachi plastov fiziko-khimicheskimi metodami. Moscow: OOO "Nedra: BiznesTsentr", 394 p. (In Russ.)
- Li D, Shi M, Wang D, et al. (2009). Chromatographic separation of chemicals in alkaline surfactant polymer flooding in reservoir rocks in the Daqing oil field. Proceeding of SPE International Symposium on Oilfield Chemistry. The Woodlands, Texas. Paper Number: SPE-121598-MS. <https://doi.org/10.2118/121598-MS>
- Liu S., Feng Li R., Miller C.A., & Hirasaki G.J. (2010). Alkaline/Surfactant/ Polymer Processes: Wide Range of Conditions for Good Recovery. *Society of Petroleum Engineers J.*, 15(2), pp. 282–293. <https://doi.org/10.2118/113936-PA>
- Liu Y., Liang F., Wang Q., Qu X., Yang Z. (2015). Flexible responsive Janus nanosheets. *Chemical Communications*, 51, pp. 3562–3565. <https://doi.org/10.1039/C4CC08420A>
- Liu J., Wang H. et al. (2011). Preparation of Surfactant for Oil Displacing Refined from Furfural Extract Oil. *Journal of Petroleum Science and Technology*, 29, pp. 1317–1323. <https://doi.org/10.1080/10916460903502464>
- Liu Z., Zhao G., Brewer M., Lv Q., Sudhölter E.J. (2021). Comprehensive review on surfactant adsorption on mineral surfaces in chemical enhanced oil recovery. *Advance Colloid Interface Science*, 294, 102467. <https://doi.org/10.1016/j.cis.2021.102467>
- Lobanova, Svetlana Yur'evna, Yelubaev, Berdibek Ulanovich, Talamanov, Nikolay Evgen'evich, Sun, Zhijian, Wang, Chunxi, Zhao, Bo, Ismagilov, Tagir Akhmetsultanovich, and Aleksey Geroldovich Telin (2020). Cyclical Gel-Polymer Flooding Technology is an Effective Method of Enhanced Oil Recovery in High-Viscosity Oil Fields. *Society of Petroleum Engineers J.*, 201824. <https://doi.org/10.2118/201824-MS>
- Lozin, E.V. (1987). Efficiency of additional development of oil fields. Ufa: Bashknigoizdat. 152 p. (In Russ.)
- Lozin, E.V. (2012). Development of the unique Arlan oil field in the east of the Russian Plate. Ufa: Skif, 704 p. (In Russ.)
- Lozin, E.V. (2024). On the conclusions obtained from scientific justification and field tests of physicochemical methods for enhanced oil recovery at the fields of Bashkortostan. *Neftyanoe Khozyaystvo = Oil Industry*, 2, pp. 48–51. (In Russ.) <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2024-2-48-51>
- Lozin, E.V., Khlebnikov, V.N. (2003). Application of colloidal reagents for enhanced oil recovery. Ufa: BashNIPIneft, 233 p. (In Russ.)
- Lv W., Bazin B., Ma D.; Liu Q., Han D., Wu K. (2011). Static and dynamic adsorption of anionic and amphoteric surfactants with and without the presence of alkali. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 77, pp. 209–218. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2011.03.006>
- Lyklema J. (1995). Fundamentals of Interface and Colloid Science. Volume II: Solid-Liquid Interfaces. California: Academic Press, 776 p. [https://doi.org/10.1016/S1874-5679\(06\)80002-4](https://doi.org/10.1016/S1874-5679(06)80002-4)
- Magadova, L.A., Gubanov, V.P., Fan, V.A., & Dovgii, K.A. (2017). Surfactant-polymer flooding technology for the White Tiger field. *Territoriya NEFTEGAZ*, 1–2, pp. 36–39. (In Russ.)
- Magadova, L.A., Podzorova, M.S., Gubanov, V.B., & Magadov, V.R. (2013). Methodological foundations for laboratory testing of ASP-flooding compositions. *Territoriya Nefti i Gaza*, 6, pp. 48–54. (In Russ.)
- Magadova, L.A., Poteshkina, K.A., Mukhin, M.M., Silin, M.A., & Makienco, V.V. (2019). Determination of polyacrylamide static adsorption by optical and spectral methods. *Neftyanoe Khozyaystvo = Oil Industry*, 5, pp. 94–96. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-5-94-96> (In Russ.)
- Maitra J., Shukla V.Sh. (2014). Cross-linking in Hydrogels. *American Journal of Polymer Science*, 4(2). pp. 25–31.
- Markova, O.M., Sevastyanov, A.A. (2019). Successful application of ASP flooding for enhanced oil recovery. *Molodoy Uchyonyy*, 46, pp. 34–37. (In Russ.)

- Máté Hartyányi, Roland Nagy, Rebeka Bejczy, László Bartha, Sándor Puskás (2025). The impact of salt concentration on the screening of surfactant packages for EOR applications. *Energy Science and Engineering*, 13, pp. 3296–3306. <https://doi.org/10.1002/ese3.70103>
- Massarweh O., Abushaikha A.S. (2020). The use of surfactants in enhanced oil recovery: A review of recent advances. *Energy Reports*, 6, pp. 3150–3178. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2020.11.009>
- Melrose J.C., Brandner C.F. (1974). Role of Capillary Forces in Determining Microscopic Displacement Efficiency For Oil Recovery By Waterflooding. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 13(4), pp. 54–62. <https://doi.org/10.2118/74-04-05>
- Mout R., Moyano D.F., Rana S. and Rotello V.M. (2012). Surface functionalization of nanoparticles for nanomedicine. *Chemical Society Reviews*, 41(7), pp. 2539–2544. <https://doi.org/10.1039/C2CS15294K>
- Mufteeva, N.T., Fakhreeva, A.V., Akhmetov, A.T., Valiev, A.A., Gizatullin, R.F., Rakhimov, A.A., Safarov, F.E., & Telin, A.G. (2023). Field development technologies and modeling of processes in oil and gas production: a collection of abstracts from the International scientific and practical conference. (pp. 171–173). Ufa: UNPTs “Izd-vo UGNTU”. (In Russ.)
- Musin, R.M., Eliseev, A.N., Kirillov, A.S., Kononov, V.V., & Kalinin, E.S. (2018). Adaptation of micellar-polymer flooding technology for the Dkt reservoir of the Yuzhno-Kubanskoye uplift, Vakhitovskoe field, PJSC “Orenburgneft”. *Neftepromyslovoe Delo*, 2, pp. 21–25. (In Russ.)
- Nasybullin, A.V., Persova, M.G., Orekhov, E.V., Lutfullin, A.A., Khisametdinov, M.R., & Orlova, E.P. (2021). Modeling of surfactant-polymer flooding using the new software product FlowER. *Neftyanoe Khozyaystvo = Oil Industry*, 7, pp. 40–43. (In Russ.) <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2021-7-40-43>
- Nazhisu, & Erofeev, V.I. (2017). Investigation and application of integrated waterflooding technology to enhance oil recovery. *Uspekhi Sovremennogo Estestvoznaniya*, 10, pp. 97–100. (In Russ.)
- Negin C.S., Ali Xie Q. (2017). Most common surfactants employed in chemical enhanced oil recovery. *Petroleum*, 3(2), pp. 197–211. <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2016.11.007>
- Nelson R.C., Pope G.A. (1978). Phase Relationships in Chemical Flooding. *Society Of Petroleum Engineers J.*, 18(5), pp. 325–338. <https://doi.org/10.2118/6773-PA>
- Nourafkan E., Hu Z., Wen D. (2018). Nanoparticle-enabled delivery of surfactants in porous media. *Journal of Colloid and Interface Science*, 519, pp. 44–57. <https://doi.org/10.1016/j.jcis.2018.02.032>
- Nutting P.G. (1925). Chemical Problems in the Water Driving of Petroleum from Oil Sands. *Ind. Eng. Chem.*, 17(10), pp. 1035–1036. <https://doi.org/10.1021/ie50190a014>
- Nwidae L.N., Lebedev M., Barifcani A., Sarmadivaleh M., Iglauer S. (2017). Wettability alteration of oilwet limestone using surfactant-nanoparticle formulation. *Journal of Colloid and Interface Science*, 504, pp. 334–345. <https://doi.org/10.1016/j.jcis.2017.04.078>
- Oil additives (1966). Ed. by S.E. Krein, P.I. Sanin, et al. Vol. 1. Moscow: Khimiya. 400 p. (In Russ.)
- Ovchinnikov, K.A., Podlesnova, E.V., Telin, A.G., Safarov, F.E., Sergeeva, N.A., & Ratner, A.A. (2023). Patent No. 2800175 RF. Composition for enhanced oil recovery and method of its use. Bulletin No. 20. (In Russ.)
- Ovchinnikov, K.A., Podlesnova, E.V., Safarov, F.E., Sergeeva, N.A., Telin, A.G., & Kleymentov, A.V. (2023). Selection of surfactant compositions for residual oil recovery under high-temperature conditions of Neocomian reservoirs, group BS, West Siberia. *Neftegazovoe Delo*, 21(5), pp. 29–43. (In Russ.) <https://doi.org/10.17122/gdolo-2023-5-29-43>
- Ovchinnikov, K.A., Podlesnova, E.V., Vedernikov, O.S., Kleymentov, A.V., Safarov, F.E., Sergeeva, N.A., & Telin, A.G. (2022). Residual oil recovery using a surfactant composition. *Neftyanoe Khozyaystvo = Oil Industry*, 8, pp. 70–75. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-8-70-75> (In Russ.)
- Pal S., Mushtaq M., Banat F. et al. (2018). Review of surfactant-assisted chemical enhanced oil recovery for carbonate reservoirs: challenges and future perspectives. *Petroleum Science*, 15, pp. 77–102. <https://doi.org/10.1007/s12182-017-0198-6>
- Panicheva, L.P., Sidorovskaya, E.A., Tretyakov, N.Yu., Volkova, S.S., Turnaeva, E.A., Groman, A.A., Nuriyeva, O.A., Shcherbakov, G.Yu., & Kol'tsov, I.N. (2020). Determination of equivalent alkane carbon number of West Siberian oils as a stage in optimizing surfactant-polymer compositions for chemical flooding. *Izvestiya VUZov. Prikladnaya Khimiya i Biokhimiya = Proceedings of Universities. Applied Chemistry and Biotechnology*, 10(1), pp. 149–158. (In Russ.) <https://doi.org/10.21285/2227-2925-2020-10-1-149-158>
- Paria S., Khilar K.C. (2004). A review on experimental studies of surfactant adsorption at the hydrophilic solid-water interface. *Advance Colloid Interface Science*, 110, pp. 75–95. <https://doi.org/10.1016/j.cis.2004.03.001>
- Pennell K.D., Pope G.A., Abriola L.M. (1996). Influence of Viscous and Buoyancy Forces on the Mobilization of Residual Tetrachloroethylene during Surfactant Flooding. *Environmental Science & Technology*, 30(4), pp. 1328–1335. <https://doi.org/10.1021/es9505311>
- Petrakov, A.M., Rogova, T.S., Makarshin, S.V., Kornilov, A.V., Zhironov, A.V., & Sansiev, G.V. (2020). Selection of enhanced oil recovery technology for carbonate reservoirs of the Central-Khoreyver uplift using surfactant-polymer compositions. *Neftyanoe Khozyaystvo = Oil Industry*, 1, pp. 66–70. (In Russ.) <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2020-1-66-70>
- Piyakov, G.N., Usenko, V.F., Kudashev, R.I., & Pavlov, V.N. (1983). Study of the efficiency of aqueous surfactant OP-10 solution application at the late stage of waterflooding. *Neftyanoe Khozyaystvo = Oil Industry*, 11, pp. 43–46. (In Russ.)
- Pletnev, M.Yu. (1987). On the nature of interactions in solutions of mixtures of nonionic and anionic surfactants. *Kolloidnyi Zhurnal = Colloidal Journal*, 49(1), pp. 184–187. (In Russ.)
- Pletnev, M.Yu. (1990). Cosmetic and hygienic detergents. Moscow: Khimiya, 272 p. (In Russ.)
- Pletnev, M.Yu. (2002). Surface-active substances and compositions. Moscow: Klavel', 768 p. (In Russ.)
- Pereira M.L.D.O., Maia K.C.B., Silva W.C., Leite A.C., Francisco A.D.d.S., Vasconcelos T.L., Nascimento R.S.V., Grasseschi D. (2020). Fe3O4 Nanoparticles as Surfactant Carriers for Enhanced Oil Recovery and Scale Prevention. *ACS Applied Nano Materials*, 3, pp. 5762–5772. <https://doi.org/10.1021/acsnm.0c00939>
- Radnia H., Rashidi A., Solaimany Nazar, A.R., Eskandari M.M., Jalilian M. (2018). A novel nanofluid based on sulfonated graphene for enhanced oil recovery. *Journal of Molecular Liquids*, 271, pp. 795–806. <https://doi.org/10.1016/j.molliq.2018.09.070>
- Reed R.L., Healy R.N. (1977). Some physico-chemical of microemulsion flooding: a review. *Improved Oil Recovery by Surfactant and Polymer Flooding*. New York: Academic Press, pp. 383–437. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-641750-0.50017-7>
- Revizsky, Yu.V. & Dyblenko, V.P. (2002). Study and justification of oil displacement mechanisms using physical methods. Moscow: Nedra-BiznesTsentr, 317 p. (In Russ.)
- Rohilla N., Ravikiran R., Carlisle C. (2016). Design of a Robust ASP formulation for clay rich and moderate permeability sandstone reservoirs: from laboratory to single well chemical tracer test in the field. *Proceeding of SPE Improved Oil Recovery Conference*. Tulsa, USA. Paper Number: SPE-179678-MS. <https://doi.org/10.2118/179678-MS>
- Rosestolato J.C., Pérez-Gramatges A., Lachter E.R., Nascimento R.S. (2019). Lipid nanostructures as surfactant carriers for enhanced oil recovery. *Fuel*, 239, pp. 403–412. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2018.11.027>
- Safarov, F.E., Sergeeva, N.A., Ratner, A.A., Kovaleva, L.A., Zinnatullin, R.R., Khalitov, I.F., Lenchenkova, L.E., & Telin, A.G. (2022). Composition of surfactants to enhance oil recovery from depleted Devonian sandstone reservoirs in the Volga-Ural region. *Neftepromyslovoe Delo*, 7(643), pp. 32–38. (In Russ.) [https://doi.org/10.33285/0207-2351-2022-7\(643\)-32-38](https://doi.org/10.33285/0207-2351-2022-7(643)-32-38)
- Safarov, F.E., Telin, A.G., Fakhreeva, A.V., Bayanov, R.R., Sergeeva, N.A., Ovchinnikov, K.A., Podlesnova, E.V., & Kleymentov, A.V. (2024). Application of sacrificial agents to increase the efficiency of surfactant compositions in enhanced oil recovery under high-temperature conditions of the Neocomian reservoirs of the BS group in Western Siberia. *Neft. Gaz. Novosti*, 1, pp. 37–45. (In Russ.)
- Safarov, F.E., Vezhnin, S.A., Vulfovich, S.L., Ismagilov, O.Z., Malykhin, V.I., Isaev, A.A., Takhautdinov, R.Sh., & Telin, A.G. (2020). Tracer studies and conformance control at the Dachnoe field. *Neftyanoe Khozyaystvo = Oil Industry*, 4, pp. 38–43. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2020-4-38-43> (In Russ.)
- Safarov, F.E., Vezhnin, S.A., Sergeeva, N.A., Ratner, A.A., Latypova, L.N., Khalitov, I.F., Lenchenkova, L.E., & Telin, A.G. (2021). Development of integrated technology for treating permeability-heterogeneous high-temperature Jurassic reservoirs. *SOCAR Proceedings*, 2, pp. 62–76. (In Russ.) <https://doi.org/10.5510/OGP20210200497>
- Sahni V., Dean R.M., Britton C., Weerasooriya U., Pope G.A. (2010). The Role of Co-Solvents and Co-Surfactants in Making Chemical Floods Robust. *Proceedings of SPE Symposium on Improved Oil Recovery Symposium*. Tulsa, USA. <https://doi.org/10.2118/130007-MS>
- Salter S.J. (1977). The Influence of Type and Amount of Alcohol on Surfactant-Oil-Brine Phase Behavior and Properties. *Proceedings of SPE*

Annual Fall Technical Conference and Exhibition. Denver, Colorado Paper Number: SPE-6843-MS. <https://doi.org/10.2118/6843-MS>

Scriven L.E. (1976). Equilibrium bicontinuous structure. *Nature*, 263, pp. 123–125. <https://doi.org/10.1038/263123a0>

Semikhina, L.P., Karelin, E.A., Pashnina, A.M., Pimneva, L.A., Andreev, O.V., & Semikhin, D.V. (2020). Analysis of reagent suitability for ASP technology based on micelle size and type. *SOCAR Proceedings*, 2, pp. 91–104. (In Russ.)

Semikhina, L.P., Shtykov, S.V., & Karelin, E.A. (2015). Evaluation of reagents for chemical flooding based on their ability to remove oil films. *Neftegazovoe Delo*, 5. (In Russ.)

Semikhina, L.P., Shtykov, S.V., & Karelin, E.A. (2015). Selection of reagents for ASP technology in enhanced oil recovery. *Neftegazovoe Delo*, 4. (In Russ.)

Seright R., Brattekas B. (2021). Water shutoff and conformance improvement: an introduction. *Petroleum Science*, 18, pp. 450–478. <https://doi.org/10.1007/s12182-021-00546-1>

Shakhno, O.V. (2017). Cr(III) metal-polymer complexes in polyelectrolyte hydrogels based on functionalized polyacrylamide. Cand. chem. sci. dissertation. Minsk, 157 p. (In Russ.)

Shamsi Jazeyi H., Verduzco R., Hirasaki G.J. (2014). Reducing adsorption of anionic surfactants for enhanced oil recovery: Part II. *Society of Petroleum Engineers J.*, 453, pp. 168–175. <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2014.02.021>

Sharipova, N.D., Sevastyanov, A.A. (2016). Analysis of foreign and Russian experience in ASP technology application. *Sci-Article.Ru*, 33, 119–124. (In Russ.)

Sharma A., Azizi-Yarand A., Clayton B., Baker G., McKinney P., Britton C., Delshad M., Pope G.A. (2013). The design and execution of an alkaline-surfactant-polymer pilot test. *SPE Res Eval & Eng.*, 16(4), pp. 423–431. <https://doi.org/10.2118/154318-PA>

Sheely C.Q., Baldwin D.E. (1982). Single-well tracer tests for evaluating chemical enhanced oil recovery processes. *Journal of Petroleum Technology*, 34 (08), pp. 1887–1896. <https://doi.org/10.2118/8838-PA>

Sheng J.J. (2014). A Comprehensive Review of Alkaline-Surfactant-Polymer (ASP) Flooding. *Asia-Pacific Journal of Chemical Engineering*, 9(4), pp. 471–489. <https://doi.org/10.1002/apj.1824>

Sheng J.J. (2015a). Status of surfactant EOR technology. *Petroleum*, 1(2), pp. 97–105. <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2015.07.003>

Sheng J.J., Leonhardt B., Azri N. (2015b). Status of polymer-flooding technology. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 54(2), pp. 116–126. <https://doi.org/10.2118/174541-PA>

Shtykov, S.V. (2021). Kinetic and energetic parameters of interaction between aqueous surfactant solutions and oil films on solid surfaces. Cand. tech. sci. dissertation. Chelyabinsk, 133 p. (In Russ.)

Shuikin, N.I., Viktorova, E.A. (1960). Catalytic synthesis of alkylphenols. *Uspekhi Khimii*, 29(10), pp. 1229–1259. (In Russ.)

Shvarts, E.M. (1990). Interaction of boric acid with alcohols and oxyacids. Riga: Zinatne, 410 p. (In Russ.)

Shvarts, E.M., Ignash, R.T., & Belousova, R.G. (2005). Interaction of polyols with boric acid and sodium monoborate. *Zhurnal Obshchei Khimii = Journal of General Chemistry*, 75(11), pp. 1768–1774. (In Russ.)

Sidorovskaya, E.A., Adakhovskiy, D.S., Tretyakov, N.Yu., Panicheva, L.N., Volkova, S.S., & Turnaeva, E.A. (2020). Complex laboratory studies in optimizing surfactant-polymer compositions for West Siberian oil fields. *Izvestiya VUZov. Neft' i gaz*, 6, pp. 107–118. (In Russ.) <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2020-6-107-118>

Sidorovskaya, E.A., Turnaeva, E.A., Tretyakov, N.Yu., Panicheva, L.P., Groman, A.A., & Mulyavin, S.F. (2020). Geological and geochemical characteristics of the field as a basis for selecting surfactant-polymer flooding components. *Neft'. Gaz. Novatsii*, 2(230), pp. 29–35. (In Russ.)

Silin, M.A., Magadova, L.A., Tolstykh, L.I., Davletshina, L.F., et al. (2016). *Promyslovaya khimiya*. Moscow: Gubkin Russian State University of Oil and Gas Publishing Center, 352 p. (In Russ.)

Silin, M.A., Magadova, L.A., Tolstykh, L.I., & Davletshina, L.F. (2015). Chemical reagents and technologies for enhanced oil recovery. Moscow: Gubkin Russian State University of Oil and Gas (NIU) Publishing Center, 145 p. (In Russ.)

R.F. Silin, M.A., Magadov, V.R., Podzorova, M.S., & Magadova, L.A. (2021). Patent No. 2782550 Surfactant composition for enhanced oil recovery. Bull. No. 31. (In Russ.)

Sircar A., Rayavarapu K., Bist N., Yadav K., Singh S. (2022). Applications of nanoparticles in enhanced oil recovery. *Petroleum Research*, 7, pp. 77–90. <https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2021.08.004>

Smith E.L., Abbott A.P., Ryder K.S. (2014). Deep eutectic solvents (DESS) and their applications. *Chemical Reviews*, 114(21), pp. 11060–11082. <https://doi.org/10.1021/cr300162p>

Sobanova, O.B., & Fedorova, I.L. (2011). Application technologies of hydrocarbon-based surfactant compositions (SNPKh-9633 reagent) for near-wellbore treatment and enhanced oil recovery. *Georesursy = Georesources*, 3(39). (In Russ.)

Southwick J., Brewer M., van Batenburg D., Peitense S., Bouwmeester R., Mahruqi D., Alkindi A., Mjeni R. (2020). Ethanolamine as alkali for alkali surfactant polymer flooding - development of a low-complexity field implementation concept. *Proceedings of SPE Improved Oil Recovery Conference*. Paper Number: SPE-200432-MS. <https://doi.org/10.2118/200432-MS>

Southwick J.G., van den Pol E., van Rijn C.H.T., van Batenburg D.W., Boersma D., Svec Y., Mastan A.A., Shahin G., Raney K. (2015). Ammonia as alkali for alkaline/ surfactant/polymer floods. *Society of Petroleum Engineers J.*, 21(1), pp. 10–21. <https://doi.org/10.2118/169057-PA>

Sriram S., Kumar A. (2019). Separation of oil-water via porous PMMA/SiO₂ nanoparticles superhydrophobic surface. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 563, pp. 271–279. <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2018.12.017>

Stegemeier G.L. (1977). Mechanisms of entrapment and mobilization of oil in porous media. *Improved Oil Recovery by Surfactant and Polymer Flooding*. New York: Academic Press, pp. 55–91.

Sun C., Guo H., Li Y., Song K. (2020). Recent Advances of Surfactant-Polymer (SP) Flooding Enhanced Oil Recovery Field Tests in China. *Hindawi Geofluids*, Article ID 8286706. <https://doi.org/10.1155/2020/8286706>

Surguchev, M.L. (1985). Secondary and tertiary methods of increasing oil recovery. Moscow: Nedra, 308 p. (In Russ.)

Suniga P.T., Fortenberry R., Delshad M. (2016). Observations of microemulsion viscosity for surfactant EOR processes. *Proceedings of SPE Improved Oil Recovery Conference*. Tulsa, USA. <https://doi.org/10.2118/179669-MS>

Surkalo H. (1990). Enhanced Alkaline Flooding. *Journal of Petroleum Technology*, 42(1), pp. 6–7. <https://doi.org/10.2118/19896-PA>

Tabatabal A., Gonzalez M.V., Harwell J.H., Scamehorn J.F. (1993). Reducing Surfactant Adsorption in Carbonate Reservoirs. *Society Of Petroleum Engineers J.*, 8(2), pp. 117–122. <https://doi.org/10.2118/24105-PA>

Taber J.J. (1969). Dynamic and Static Forces Required To Remove a Discontinuous Oil Phase from Porous Media Containing Both Oil and Water. *Society Of Petroleum Engineers J.*, 9(1), pp. 3–12. <https://doi.org/10.2118/2098-PA>

Talley L.D. (1988). Hydrolytic Stability of Alkylethoxy Sulfates. *SPE Res Eng.*, 3(1), pp. 235–242. <https://doi.org/10.2118/14912-PA>

Tavakkoli O., Kamyab H., Shariati, M., Mustafa Mohamed, A., Junin R. (2022). Effect of nanoparticles on the performance of polymer/ surfactant flooding for enhanced oil recovery: A review. *Fuel*, 312, 122867. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2021.122867>

Telin, A., Ismagilov, T., Lobanova, S., Elubaev, B., Talamanov, N., Chzhidzian', S., Chun'xi, V., & Chzhao Bo. (2020). Cyclic gel-polymer flooding: an effective method for enhancing oil recovery in high-viscosity reservoirs. *Society of Petroleum Engineers Journal*, Article No. 201824. (In Russ.)

Thakkar A., Raval A., Chandra S., Shah M., Sircar A. (2019). A comprehensive review of the application of nano-silica in oil well cementing. *Petroleum*, 6(2), pp. 123–129. <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2019.06.005>

Tkacheva, T.A., Mezentseva, V.N., & Chigrinova, P.A. (2018). Synthesis and study of the surface-active salt of sulfated amide based on oleic acid and monoethanolamine. *Izvestiya VUZov. Prikladnaya Khimiya i Biotehnologiya = Proceedings of Universities. Applied Chemistry and Biotechnology*, 8(3), pp. 12–17. (In Russ.)

Toma, A. (2020). Fundamentals of polymer flooding technology. St. Petersburg: TsOP "Professiya", 240 p. (In Russ.)

Thomas S. (2007). Enhanced Oil Recovery - An Overview. *Oil & Gas Science and Technology*, 63(1), pp. 9–19. <https://doi.org/10.2516/ogst:2007060>

Tomich J.F., Dalton Jr R.L., Deans H.A., Shallenberger L.K. (1973). Single well tracer method to measure residual oil saturation. *Journal of Petroleum Technology*, 25(02), pp. 211–218. <https://doi.org/10.2118/3792-PA>

Trushin, Yuri, Aleshchenko, Anton, Arsamakov, Mark, Klimenko, Alexandra, Molinier, Valérie, Jouenne, Stephane, Kornilov, Alexey, and George Sansiev (2020). EOR Technology: Surfactant-Polymer Injection to Increase Oil Recovery from Carbonate Reservoir of Kharyaga Oilfield. *Paper presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference*. doi: <https://doi.org/10.2118/201830-MS>

- Tretyakov, N.Yu., Adakhovskiy, D.S., Nesterova, N.V., & Kikireva, E.V. (2021). Enhanced oil recovery: Study of surfactant-polymer cocktail adsorption. *Delovoy Zhurnal*, 8(116), pp. 56–63. (In Russ.)
- Tretyakov, N.Yu., Panicheva, L.P., Turnaeva, E.A., Volkova, S.S., Adakhovskiy, D.S., Matveev, M.R., Koltsov, I.N., & Groman, A.A. (2021). Synthesis and study of the properties of alkylphosphates as surface-active components of alkali-surfactant-polymer compositions for enhanced oil recovery. *Izvestiya VUZov. Prikladnaya khimiya i biotekhnologiya = Proceedings of Universities. Applied Chemistry and Biotechnology*, 11(1), pp. 147–158. <https://doi.org/10.21285/2227-2925-2021-11-1-147-158> (In Russ.)
- Trushin, Yuri Mikhailovich, Aleshchenko, Anton Sergeevich, Zoshchenko, Oleg Nikolaevich, Arsamakov, Mark Suleimanovich, Tkachev, Ivan Vasilevich, Kruglov, Dmitry Sergeevich, Kornilov, Alexey Viktorovich, and Denis Radikovich Batrshin (2021). Planning of Pilot Injection of Surfactant-Polymer Composition to Improve Oil Recovery from Carbonate Reservoir of Kharyaga Oilfield and Evaluation of the Results. Paper presented at the *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. doi: <https://doi.org/10.2118/206420-MS>
- Turnaeva, E.A., Sidorovskaya, E.A., Adakhovskiy, D.S., Kikireva, E.V., Tretyakov, N.Yu., Koltsov, I.N., Volkova, S.S., & Groman, A.A. (2021). Emulsion characteristics and their importance for forecasting the efficiency of surfactant-based oil-displacing compositions. *Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedeniy. Neft i Gaz = Proceedings of Higher Educational Institutions. Oil and Gas*, 3, pp. 91–107. (In Russ.)
- Prepared for U.S. Department of Energy. A Technical, Economic, and Legal Assessment of North American Heavy Oil, Oil Sands, and Oil Shale Resources. (2007). Work Performed Under DE-FC-06NT15569.
- Unsal E., Oedai S., Van Wunnik J. (2016). Microemulsion formation and its effects on in situ rheology during ASP corefloods: scouting study. *Proceedings of SPE Improved Oil Recovery Conference*. Tulsa, USA. Paper Number: SPE-179630-MS. <https://doi.org/10.2118/179630-MS>
- Uren L.C., Fahmy E.H. (1927). Factors influencing the recovery of petroleum from unconsolidated sands by waterflooding. *Transaction of the AIME. Petroleum Development and Technology*, 77(1), pp. 318–335. <https://doi.org/10.2118/927318-G>
- Varfolomeev, M.A., Zinyukov, R.A., Yuang, C., Khairtdinov, R.K., et al. (2019). Optimization of the development of high-viscosity oil reservoirs in carbonate rocks using surfactant-based waterflooding: From laboratory screening to pilot testing. *Proceedings of the SPE Russian Petroleum Technology Conference*. Paper No. SPE-201905-MS. (In Russ.) <https://doi.org/10.2118/201905-MS>
- Varlamova, E.I., Ganeeva, Z.M., Ibatullin, R.R., Mikhailov, A.V., Rizvanov, R.Z., Faizullin, I.N., Fedorov, A.V., Khisametdinov, M.R., & Khisamov, R.S. (2013). Method for oil production. Russian Federation Patent No. 2485301. Bulletin No. 17. (In Russ.)
- Vashchenko, A.V., Mukminova, I.R., Akyulova, G.I., Prochukhan, K.Yu., & Prochukhan, Yu.A. (2015). Oil capacity and stability of water-oil emulsions based on anionic surfactants. *Neftegazovoe Delo*, 3, pp. 396–410. (In Russ.)
- Vashurkin, A.I., Pyatkov, M.I., Fain, Yu.B., Efremov, E.P., & Svischev, M.F. (1976). Application of surfactants for intensification of West Siberian fields development. *Neftyanoe Khozyaystvo = Oil Industry*, 7, pp. 21–23. (In Russ.)
- Vasil'eva, T.N., Zhivaykin, B.F., & Kislyakov, Yu.P. (1991). Results of the application of highly concentrated aqueous solution of nonionic surfactants. *Neftyanoe Khozyaystvo = Oil Industry*, 4, pp. 24–26. (In Russ.)
- Veliev, E.F. (2021). Application of softened water to improve the efficiency of micellar flooding. *Bulatovskie Chteniya = Bulatov Readings*, pp. 133–137. (In Russ.)
- Venancio J.C.C., Nascimento R.S.V., Pérez-Gramatges A. (2020). Colloidal stability and dynamic adsorption behavior of nanofluids containing alkyl-modified silica nanoparticles and anionic surfactant. *Journal of Molecular Liquids*, 308, 113079. <https://doi.org/10.1016/j.molliq.2020.113079>
- Volokitin, Ya.E., Shuster, M.Yu., Karpan, V.M., Koltsov, I.N., et al. (2015). Implementation of ASP technology: A pilot project. *Neftyanoe Khozyaystvo = Oil Industry*, 6(56), pp. 114–121. (In Russ.)
- Volokitin Y., Shuster M., Karpan V., Koltsov I., et al. (2018). Results of Alkaline-Surfactant-Polymer Flooding Pilot at West Salym Field. *Proceedings of SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia, Muscat, Oman*. Paper Number: SPE-190382-MS. <https://doi.org/10.2118/190382-MS>
- Wang, F.H.L. (1993). Effects of Reservoir Anaerobic, Reducing Conditions on Surfactant Retention in Chemical Flooding. *SPE Res Eng* 8 (2), pp. 108–116. SPE-22648-PA. doi: 10.2118/22648-PA.
- Weidong C., Xiangfei G., Weidong L., Bin D., Chunming X., Jianfeng S., Chen W., Ke J.A. (2023). Comprehensive Review on Screening, Application, and Perspectives of Surfactant-Based Chemical-Enhanced Oil Recovery Methods in Unconventional Oil Reservoirs. *Energy & Fuels*, 37(7), pp. 4729–4750. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.2c03612>
- Wellington S., Richardson E. (1994). Redesign ester single-well tracer test that incorporates pH driven hydrolysis rate changes. *Society Of Petroleum Engineers J.*, 9(4), pp. 233–239. <https://doi.org/10.2118/24135-PA>
- Winsor P.A. (1954). Solvent properties of amphiphilic compounds. London: Butterworths, 362 p.
- Wolffenden R., Yuan Y. (2011). The “Neutral” Hydrolysis of Simple Carboxylic Esters in Water and the Rate Enhancements Produced by Acetylcholinesterase and Other Carboxylic Acid Esterases. *Journal of the American Chemical Society*, 133(35), pp. 13821–13823. <https://doi.org/10.1021/ja204116a>
- Yakupov, I.R., Yurchenko, V.V., Akhmetov, A.V., Imasheva, M.U., & Akhmetov, A.F. (2014). Evaluation of catalytic cracking light gasoil distillates as feedstock for diesel hydrotreating units. *Neftegazovoe Delo*, 5, pp. 209–222. (In Russ.)
- Yang F., Demin, Gang W., Xinguang W., Sui, Liu W., Chunling K. (2006). Study on High-Concentration Polymer Flooding To Further Enhance Oil Recovery. *Proceedings of SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. San Antonio, USA. <https://doi.org/10.2118/101202-MS>
- Yang P., Xia B., Li Z., Yuan Y., Huang Q., Liu W., Cheng C. (2017). Comprehensive Review of Alkaline-Surfactant-Polymer (ASP)-Enhanced Oil Recovery (EOR). *Proceedings of the International Field Exploration and Development Conference*, pp. 858–872 https://doi.org/10.1007/978-981-10-7560-5_79
- Zakharov, V.P., Ismagilov, T.A., Telin, A.G., & Silin, M.A. (2010). Control of filtration flows using water-shutoff technologies in oil field development. Moscow: Gubkin University of Oil and Gas, 225 p. (In Russ.)
- Zhang L., Wang Y., Li J. (2020). Surfactants: Recent advances and their applications. *Composites Communications*, 22(1), 10537. <https://doi.org/10.1016/j.coco.2020.100537>
- Zhang, R. and Somasundaran, P. 2006. Advances in adsorption of surfactants and their mixtures at solid/solution interfaces. *Adv. Colloid Interface Sci.* 123–126 (Special Issue, 16 November 2006): 213–229. doi: 10.1016/j.cis.2006.07.004.
- Zhang H., Bai Y., Zhao J., Shi Q., Zang Y. (2021). Designing, Synthesizing, and Analyzing a Comb-like Polymeric Surfactant, Poly(acrylic acid-co-octadecyl acrylate), in a Multidisciplinary Laboratory Experiment. *Journal of Chemical Education*, 98(6), pp. 2074–2082. <https://doi.org/10.1021/acs.jchemed.0c01509>
- Zhitinskiy, A.A. (2018). Review of foreign experience in applying physicochemical reservoir stimulation technologies. *Akademicheskij Zhurnal Zapadnoy Sibiri*, 3(74), pp. 15–17. (In Russ.)

About the Authors

Farit E. Safarov – Candidate of Chemical Sciences, Senior Researcher at the EOR Department, Ufa Scientific and Technical Center; Senior Engineer, Ufa Institute of Chemistry of the Ufa Federal Research Center of the Russian Academy of Sciences

59 Aksakov St., Ufa, 450076, Russian Federation
71 Oktyabrya ave., Ufa, 450054, Russian Federation
e-mail: SafarovFI@ufntc.ru

Andrey E. Fetisov – Postgraduate student of Oil and Gas Fields Development and Operation Department, Ufa State Petroleum Technological University
1 Kosmonavtov St., Ufa, 450062, Russian Federation
e-mail: Fetisovae@ufntc.ru

Alexey G. Telin – Candidate of Chemical Sciences, Deputy Director for Scientific Work, Ufa Scientific and Technical Center
59 Aksakov St., Ufa, 450076, Russian Federation
e-mail: telinag@ufntc.ru

Manuscript received 4 August 2025;
Accepted 21 January 2026; Published 30 June 2026

© 2026 The Authors. This article is published in open access under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)