

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2026.3.142-171>

EDN DTAGQQ

УДК 622.276.8:665.622.43

Влияние химических реагентов и температуры на динамику всплытия нефтяных глобул

¹Гарипов Н.Р., ¹Исмагилова З.Ф., ²Файзуллина З.С., ³Гареев А.Р.,
³Фаттахов И.Г.

¹Альметьевский государственный технологический университет

«Высшая школа нефти», Альметьевск, Россия

²Казанский национальный исследовательский технологический университет,

Казань, Россия

³Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина,

Альметьевск, Россия

Effects of chemicals and temperature on dynamics of oil globules floating up

¹N.R. Garipov, ¹Z.F. Ismagilova, ²Z.S. Faizullina, ³A.R. Gareev,
³I.G. Fattakhov

¹Almetyevsk State Technological University – Higher School of Petroleum,

Almetyevsk, Russia

²Kazan National Research Technological University, Kazan, Russia

³TatNIPIneft Institute – PJSC TATNEFT, Almetievsk, Russia

E-mail: nail.garipov@list.ru

Аннотация. В статье представлены результаты комплексного исследования динамики всплытия глобул нефти Ромашкинского месторождения в нефтепромысловой воде при различных температурных режимах и с применением химических реагентов. Актуальность работы обусловлена необходимостью повышения эффективности процессов разделения нефти и воды на этапах подготовки нефтепромысловой воды, что напрямую влияет на её качество и экологические показатели производства. В результате экс-

периментов установлено, что эффективность процесса всплытия нефтяных глобул существенно зависит от температуры и типа применяемого реагента. Полученные данные имеют высокую практическую значимость для нефтедобывающей отрасли, так как позволяют оптимизировать процессы подготовки нефтепромысловой воды, снизить затраты на химическую обработку и улучшить качество её очистки. Результаты исследования могут быть использованы при проектировании и модернизации нефтепромыслового оборудования, а также при разработке новых методов реагентного воздействия для разделения стойких эмульсий.

Ключевые слова: *нефтепромысловая вода, глобулы нефти, динамика всплытия, деэмульгаторы, коагулянты, водоочистители (деойлеры), коалесценция*

Для цитирования: Гарипов Н.Р., Исмагилова З.Ф., Файзуллина З.С., Гареев А.Р., Фаттахов И.Г. Влияние химических реагентов и температуры на динамику всплытия нефтяных глобул // Нефтяная провинция.-2026.-№3(47).-С. 142-171. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2026.3.142-171>. - EDN DTAGQQ

Abstract. The paper presents results of a comprehensive study of the dynamics of floating up process of oil globules in produced water from Romashkinskoye field under various temperature conditions and with different chemicals. This study is important in view of the need to improve the efficiency of oil–water separation processes during oilfield water treatment, which directly affects water quality and the environmental performance of production operations. The experiments revealed that the efficiency of oil globules floating up process depends heavily on temperature and chemical type. Obtained data are of high practical value for petroleum industry, because they enable optimization of oilfield water treatment processes, reduction of chemical treatment costs, and improvement of water purification quality. The results of this study can be used during the design and modernization of oilfield equipment, as well as in the development of new reagent-based methods for breaking water–oil emulsions.

Key words: *oilfield water, oil globules, floating up dynamics, demulsifiers, coagulants, deoilers, coalescence*

For citation: N.R. Garipov, Z.F. Ismagilova, Z.S. Faizullina, A.R. Gareev, I.G. Fattakhov Vliyaniye khimicheskikh reagentov i temperatury na dinamiku vsplytiya neftyanykh globul [Effects of chemicals and temperature on dynamics of oil globules floating up]. Neftyanaya Provintsiya, No. 3(47), 2026. pp. 142-171. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2026.3.142-171>. EDN DTAGQQ (in Russian)

Введение

В современных условиях добычи нефти на поздних стадиях разработки месторождений проблема эффективного разделения нефти и воды приобретает особую актуальность. Высокая обводнённость продукции сква-

жин Ромашкинского месторождения способствует формированию мелко-дисперсных стойких эмульсий, устойчивость которых дополнительно повышена за счёт природных стабилизаторов — асфальтенов, смол и парафинов. Нефтепромысловые технологии предусматривают использование различных методов воздействия на эмульсионные системы: термического, химического и механического [1]. Однако выбор оптимальных параметров процесса разделения фаз остается сложной задачей, требующей комплексного подхода с учетом физико-химических свойств нефти Ромашкинского месторождения, минерализации воды, температурных условий и эффективности применяемых реагентов [2, 3].

Химические реагенты, такие как деэмульгаторы и коагулянты, играют важную роль в разрушении эмульсионных систем. Деэмульгаторы разрушают стабилизирующие агенты, позволяя нефти, воде и твердым частицам разделяться более эффективно и улучшая качество сырой нефти [6, 7]. Коагулянты способствуют агрегации мелких нефтяных частиц в более крупные структуры, которые легче всплывают на поверхность [8].

Актуальность данного исследования обусловлена необходимостью разработки научно обоснованных рекомендаций по оптимизации процессов разделения нефти и воды с учетом температурных режимов и эффективности различных реагентов для условий Ромашкинского месторождения, что позволит снизить эксплуатационные затраты [1, 9].

Целями настоящего исследования являются изучение влияния температуры и применения химических реагентов (деэмульгатора и коагулянта) на динамику всплытия глобул нефти Ромашкинского месторождения в нефтепромысловой воде и выявление оптимальных условий для ускорения процесса всплытия капель нефти, что обеспечит повышение эффективности разделения на этапах подготовки воды в условиях нефтяных месторождений.

В рамках исследования также ставилась задача разработки рекомендаций по оптимизации технологических процессов подготовки нефтепромысловой воды в зависимости от температуры и применяемых реагентов, что позволит снизить затраты на химическую обработку, улучшить качество воды и уменьшить содержание нефтепродуктов в готовой продукции.

Материалы и методы

Общая характеристика проблематики процесса подготовки воды

В процессе подготовки нефтепромысловой воды особую сложность представляет удаление остаточных нефтепродуктов. В условиях высокого уровня обводнённости глобулы нефти имеют микронные размеры и устойчивую структуру за счёт наличия природных стабилизаторов: асфальтенов, смол, парафинов и мелкодисперсных твердых частиц. Эти вещества образуют прочную межфазную оболочку, предотвращающую слияние капель. В результате капли нефти не соединяются в более крупные структуры, не всплывают и остаются во взвешенном состоянии. Стабильность подобных систем зависит от таких параметров, как соотношение фаз; степень дисперсности; химический состав нефти; минерализация и pH воды; температура и давление; наличие стабилизирующих или разрушающих реагентов [2,5].

В результате, для достижения нормативных показателей качества воды, закачиваемой в систему ППД, требуется разработка комплексных методов воздействия, сочетающих как применение химреагентов, так и термическое воздействие.

Влияние температуры на процесс всплытия

Температурный фактор оказывает одно из ключевых воздействий на процессы коалесценции и всплытия глобул нефти. С повышением температуры происходит снижение вязкости нефти и воды, а также уменьшение межфазного натяжения, что в соответствии с уравнением Стокса ведёт к

увеличению скорости всплытия глобул [3, 4]. Чем меньше вязкость дисперсионной среды и чем больше диаметр капли, тем выше её скорость подъёма [3, 4]. Работы показали, что при температуре выше 40–50 °С наблюдается резкое снижение вязкости высокопарафинистой и тяжёлой нефти, что существенно упрощает разделение фаз. Также при повышенной температуре возрастает кинетическая энергия молекул, что способствует разрушению стабилизирующего межфазного слоя и сближению капель [3, 4].

Однако следует учитывать, что температурное воздействие имеет ограниченные рамки. При достижении температуры выше 70–80 °С наблюдается усиление эмульгирования при высоком турбулентном потоке, термическая деструкция некоторых типов реагентов и повышение энергозатрат при нагреве на промышленных установках [5]. Таким образом, температура должна подбираться в оптимальных пределах – с учётом состава нефти и типа применяемых реагентов [10].

Механизм действия химических реагентов

Для эффективного разрушения эмульсионных систем и ускорения всплытия нефтяных глобул в воде используются специальные химические реагенты – преимущественно деэмульгаторы и коалесценты. Механизм их действия заключается в снижении поверхностного натяжения и разрушении стабилизирующих плёнок, образующихся на границе раздела фаз [6, 7].

Деэмульгаторы делятся на несколько типов:

- неионогенные поверхностно-активные вещества (ПАВ) (наиболее распространённые, хорошо работают в широком диапазоне температур и pH);
- анионные и катионные ПАВ;
- полимерные композиции с комплексным действием (например, смеси этоксилированных соединений, алкилфенолов, полиамидов) [6].

Химический состав и молекулярная масса реагента определяют его способность к диффузии и адсорбции на поверхности нефтяных капель [5].

Важно также учитывать совместимость реагента с конкретной нефтью: эффективность одного и того же вещества может отличаться в зависимости от плотности нефти, содержания смол и асфальтенов, температуры всплытия, минерализации воды и других факторов [6, 7]. Работы подтверждают, что скорость коалесценции нефтяных глобул после введения реагента увеличивается в 2–4 раза по сравнению с системой без реагента. Это связано с тем, что реагент разрушает структурно-механическую оболочку капли, снижает заряд капель (уменьшая электростатическое отталкивание) и способствует адгезии капель при столкновении [6, 7]. Эффективность действия деэмульгатора зависит от режима его ввода: дозировки, точки подачи, времени контакта с эмульсией и перемешивания [6].

Влияние физико-химических свойств нефти и воды

Ключевое значение в формировании устойчивых эмульсий играет химический состав нефти Ромашкинского месторождения. В частности, высокий уровень смолисто-асфальтеновых веществ увеличивает устойчивость глобул к разрушению. Смолы и асфальтены адсорбируются на границе раздела фаз и образуют стабильный защитный слой, который препятствует коалесценции. Более того, асфальтены способны взаимодействовать с минеральными ионами, присутствующими в воде, образуя дополнительный стабилизирующий слой.

Также важным фактором является солесодержание пластовой воды, в особенности присутствие двухвалентных катионов (Ca^{2+} , Mg^{2+} , Fe^{2+}), которые способствуют стабилизации нефтяной фазы. В солёной воде межфазные свойства изменяются: увеличиваются плотность и ионная сила раствора, что влияет на диффузию и адсорбцию реагентов [2].

Кроме того, при высокой минерализации воды снижается эффективность некоторых типов ПАВ, особенно ионных. Это требует дополнитель-

ного подбора реагентов, способных сохранять стабильность в широком диапазоне солесодержания. В таких случаях применяются гидрофильно-лиофильные сбалансированные композиции, устойчивые к ионной силе [8].

Физико-химические параметры, определяющие поведение нефтяных глобул в воде:

- вязкость нефти – влияет на подвижность и сопротивление движению;
- плотность нефти и воды – определяет разность плотностей, влияющую на подъём капель;
- размер глобул – капли диаметром менее 10 мкм всплывают крайне медленно;
- дзета-потенциал – характеризует заряд глобул и влияет на коалесценцию [5].

Синергетическое действие температуры и реагентов

Наиболее выраженный эффект ускорения всплытия наблюдается при одновременном воздействии температуры и химических реагентов. В этом случае проявляется синергетический эффект: высокая температура облегчает разрушение стабилизирующих слоёв и снижает вязкость, а реагенты способствуют коалесценции и агрегации капель [10, 11].

При повышении температуры возрастает растворимость и подвижность молекул ПАВ, увеличивается скорость их адсорбции на границе раздела фаз. Также возрастает диффузионная способность деэмульгатора, благодаря чему он быстрее проникает к поверхности нефтяных глобул. Работы показали, что при температуре 60–70 °С эффективность реагентов увеличивается на 30–50 % по сравнению с условиями комнатной температуры.

Однако важно учитывать термическую устойчивость используемых реагентов. Некоторые вещества начинают разрушаться при температурах

выше 80–90 °С, теряя свою активность. В таких условиях применяются термостабильные композиции: полигликолевые эфиры, полиамиды, сополимеры с добавками антиоксидантов [10].

Практика показывает, что наилучший результат достигается при следующем сочетании условий:

- температура 50–65 °С;
- размер глобул >20 мкм;
- содержание смол и асфальтенов не выше 10 %;
- минерализация воды до 100 г/л;
- реагент смесь ПАВ с полярной группой, стабильна к температуре и солям [10, 11].

Методика эксперимента

На первом этапе подготовки к экспериментам по исследованию динамики всплытия глобул нефти Ромашкинского месторождения в воде с применением реагентов при различных температурах проводилась тщательная подготовка лабораторного оборудования. Были включены и приведены в рабочее состояние весы лабораторные электронные с высокой точностью взвешивания, а также водяная баня (Рис. 1, а), которая использовалась для создания стабильной термостатируемой среды, необходимой для проведения экспериментов при строго определённых температурах. Температурные режимы, которые были заданы для работы водяной бани, составляли 21 °С (комнатная температура), 60 и 80 °С соответственно. Эти температуры были выбраны с целью моделирования реальных условий, в которых может происходить обработка нефтепромысловой воды на месторождениях, а также для оценки влияния нагрева на эффективность различных типов реагентов. Контроль температуры в бане осуществлялся с помощью встроенного термометра, отклонения температуры в ходе экспериментов строго контролировались. Параллельно осуществлялась подготовка стеклянной лаборатор-

ной посуды: все колбы, цилиндры и пипетки тщательно промывались дистиллированной водой и высушивались, что исключало влияние посторонних загрязнений на результаты визуальных наблюдений и физико-химические процессы.

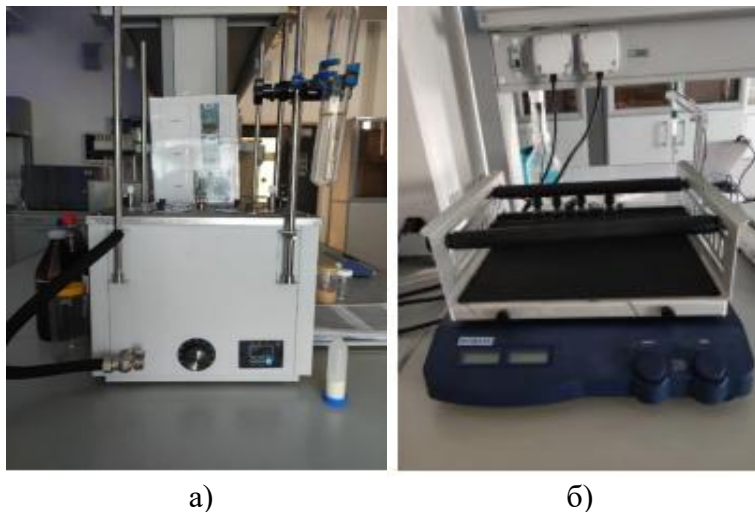


Рис. 1. Лабораторное оборудование: водяная баня (а), мешалка (б)

На следующем этапе была осуществлена подготовка образцов. Образцы представляли собой эмульсию нефти в воде с диапазоном обводнённости от 90 % до 96 %. Все образцы были гомогенизированы перед проведением экспериментов с целью получения однородной структуры и исключения фазового расслоения. Для гомогенизации применялась мешалка, настроенная на скорость перемешивания 100 двойных шагов/мин (Рис. 1, б). Каждый образец перемешивался на мешалке в течение 15 мин. Это время было выбрано опытным путём как оптимальное для достижения равномерного распределения водной и нефтяной фаз. При перемешивании обеспечивалось отсутствие перегрева, а сама процедура проводилась в одинаковых условиях для всех серий экспериментов [2].

После перемешивания полученные гомогенизированные эмульсии разливались в чистые мерные колбы объёмом 100 мл. Каждая колба заполнялась до уровня 50 мл. Это количество было выбрано как достаточное для

наблюдения за процессами всплытия, визуальной фиксации и последующего анализа. Для исключения загрязнения и взаимодействия с посторонними веществами использовались только стеклянные химически инертные ёмкости. Каждая колба маркировалась соответствующим образом: указывались номер образца, тип добавленного реагента, его дозировка, а также температура, при которой проводился данный эксперимент [5].

Далее проводился важнейший этап эксперимента – дозирование химических реагентов. В рамках данного исследования использовались три типа реагентов:

- деэмульгатор №1, предназначенный для разрушения устойчивых эмульсий;
- водоочистители (деойлеры) – реагенты, способствующие ускорению отделения свободной нефти от воды (Рис. 2). Протестировано 10 различных образцов водоочистителей [1];
- коагулянт на основе алюминия, предназначенный для агломерации мелких нефтяных частиц и ускорения их всплытия за счёт увеличения размера агрегатов [8].



Рис. 2. Водоочистители (деойлеры)

Дозировка всех реагентов рассчитывалась из массы нефти в образцах и составляла: для деэмульгатора №1 – 100, 500 и 1000 г/т; для каждого из 10 образцов водоочистителей – по 100 г/т; для коагулянта – 100 и 500 г/т.

Дозирование осуществлялось с помощью микропипеток и шприцев-дозаторов для обеспечения точности внесения вещества. Реагенты вводились непосредственно в эмульсии в колбах после их разлива, затем производилось мягкое встряхивание или перемешивание для равномерного распределения реагента [5].

Эксперименты проводились при температурах от 20 °С до 80 °С. Поддержание температурного режима в водяной бане (Рис. 1, а) являлось критически важным условием, так как от этого напрямую зависели вязкость нефти и динамика разделения фаз. Таким образом, выбранный диапазон позволил смоделировать условия, приближенные как к нормальным, так и к осложненным условиям подготовки нефтепромысловой воды.

После добавления химреагентов и установления заданной температуры в течение определённого времени проводилось наблюдение за процессом всплытия нефтяных глобул. Визуальная оценка относится к наиболее простым и вместе с тем информативным методам контроля динамики расслоения эмульсий, поскольку позволяет непрерывно фиксировать изменения состояния системы, не нарушая её целостности. Основным визуальным критерием служили следующие признаки:

- образование нефтяного слоя на поверхности;
- уменьшение мутности водной фазы;
- наличие или отсутствие нефтяных налипаний на стенках колбы;
- степень прозрачности воды [5].

Наблюдение велось каждые 3 мин в течение 90 мин, время фиксации результатов составило 3, 6, 9, 15, 20, 25, 30, 35, 40, 45, 50, 55, 60, 70, 80, 90 мин [5].

Результаты

Исследования действия коагулянта

Для экспериментов использовался коагулянт на основе алюминия. Изучалось его влияние при температуре 20 и 60 °С в двух дозировках: 100 и 500 г/т. Отдельные фотографии были сделаны для каждого из условий с визуальной фиксацией стадии отделения нефти и воды.

При 20 °С с дозировкой 100 г/т: отделение фаз происходило медленно и неравномерно (Рис. 3, а). Даже спустя 90 мин вода сохраняла выраженную мутность, наблюдалось сильное загрязнение стенок.

При 20 °С с дозировкой 500 г/т наблюдалось улучшение по сравнению с меньшей дозировкой, однако эффективность оставалась неудовлетворительной по сравнению с результатами при 60 °С (Рис. 3, б).

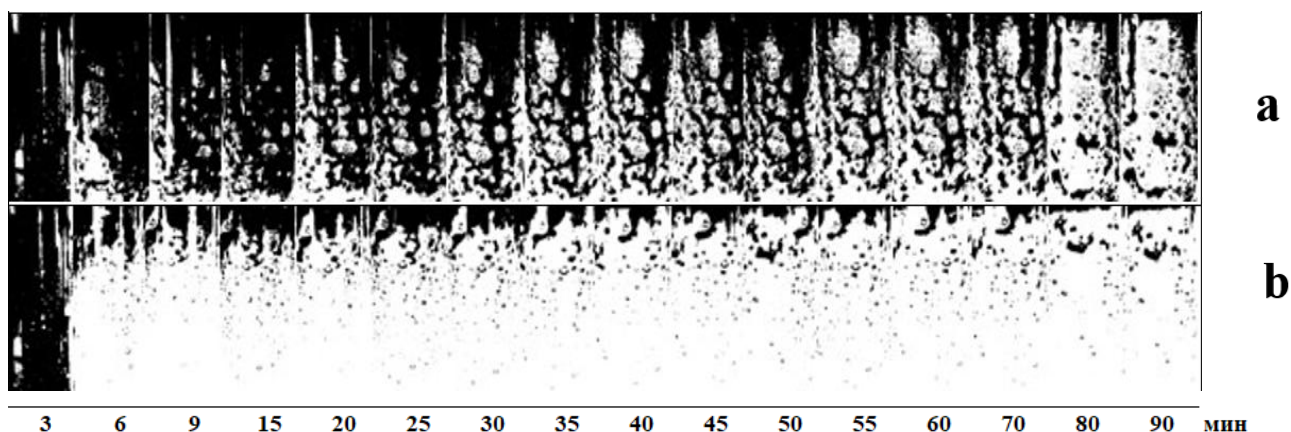


Рис. 3. Исследование скорости всплытия нефти в воде с добавлением коагулянта при 20 °С с дозировкой 100 г/т нефти (а) и 500 г/т нефти (б)

При 60 °С с дозировкой 100 г/т наблюдалось начало процесса коагуляции, однако разделение происходило медленно. Вода оставалась мутной в течение всего времени эксперимента (90 мин). Налип нефти на стенках колб был средним (Рис. 4, а).

При 60 °С с дозировкой 500 г/т зафиксировано значительно более быстрое и качественное разделение фаз. Уже к 20-й мин видны явные признаки чистого слоя воды. К 60-й мин вода в колбах была визуалью почти прозрачной. Данный вариант показал наилучшие результаты (Рис. 4, б). Это

делает возможным использование алюминиевого коагулянта в промышленных условиях при доступности подогрева. Однако эффективность резко снижается в зимних температурных условиях, что ограничивает применение в холодное время года без дополнительных затрат на нагрев.

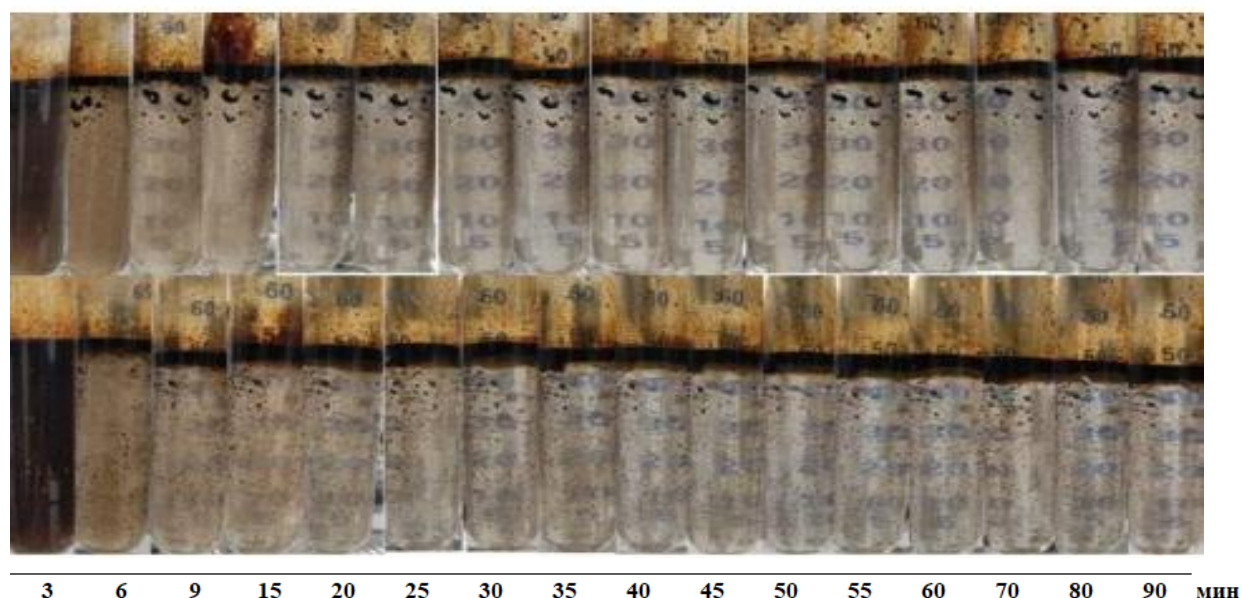


Рис. 4. Исследование скорости всплытия нефти в воде с добавлением коагулянта при 60 °С с дозировкой 100 г/т нефти (а) и 500 г/т нефти (б)

Исследование действия деэмульгатора №1

Для оценки эффективности деэмульгатора применялись различные температурные режимы и дозировки. При 20 °С с дозировкой 500 г/т процесс разделения происходил крайне медленно, вода оставалась мутной. Значительное количество нефтяных глобул сохраняло устойчивость и не поддавалось коалесценции (Рис. 5, б).

При 60 °С с дозировкой 500 г/т наблюдалось некоторое улучшение, однако прозрачность воды оставалась на среднем уровне (Рис. 5, а).

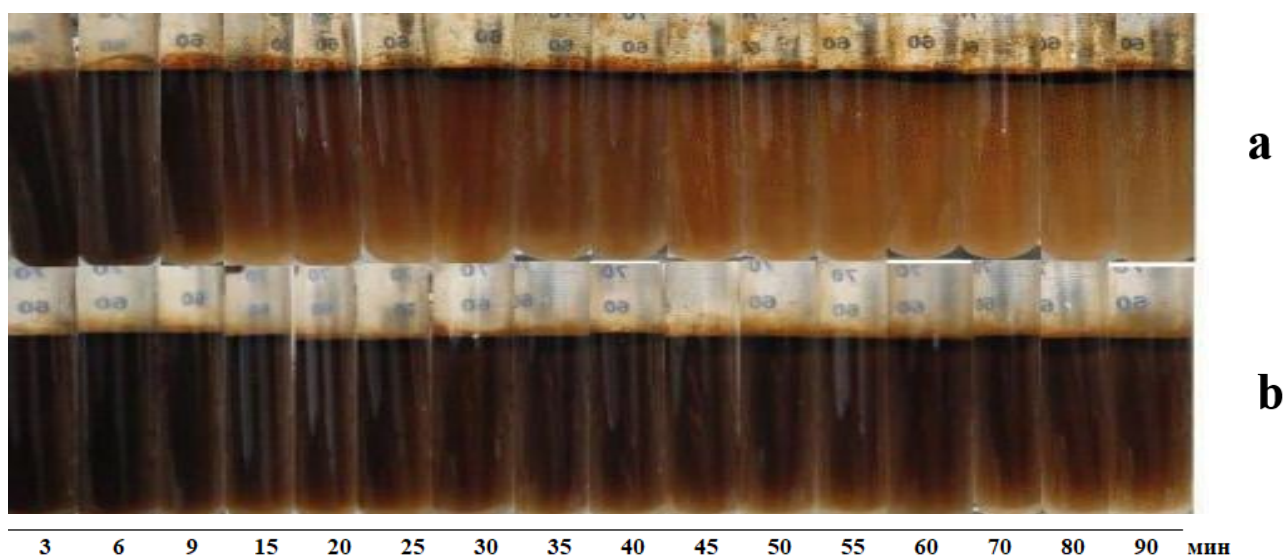
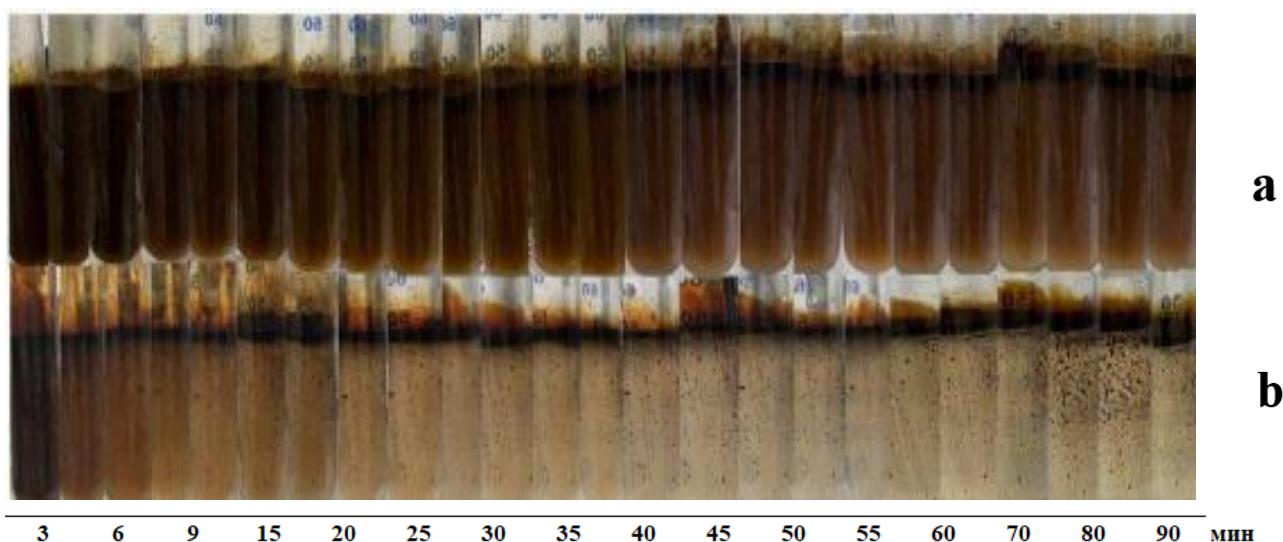


Рис. 5. Исследование скорости всплытия нефти в воде с добавлением деэмульгатора №1 (дозировка 500 г/т нефти) при температуре 60 °С (а) и комнатной температуре (б)

При 30 °С с дозировкой 1000 г/т, несмотря на повышенную дозировку, результаты не дали значительного улучшения. Образцы оставались частично мутными, слой нефти сохранялся в виде плёнки (Рис. 6, а).

При 80 °С с дозировкой 1000 г/т отмечено относительно чёткое разделение фаз, вода становилась прозрачной, налип был минимален. Однако данная температура является мало реализуемой в условиях скважин без дополнительного нагрева (Рис. 6, б).

Деэмульгатор №1 проявляет эффективность исключительно при очень высоких температурах (80 °С). Учитывая сложность достижения 80 °С в процессах очистки сточных вод в промышленных условиях, использование данного деэмульгатора для подготовки воды не рекомендуется. В то же время деэмульгатор №1 успешно применяется в системе нефтесбора для внутритрубной деэмульсации.



**Рис. 6. Исследование скорости всплытия нефти в воде с добавлением
деэмульгатора №1 (дозировка 1000 г/т нефти) при температурах
30 °C (а) и 80 °C (б)**

Исследование действия водоочистителей (деойлеров)

Для анализа использованы 10 различных образцов водоочистителей. Основные замеры проводились при температуре 60 °C, дополнительно были изучены образцы 7, 9 и 10 при 27 °C. Все пробы имели одинаковую дозировку – 100 г/т.

При температуре 27 °C эффективность водоочистителей ожидаемо снижалась, однако образцы 9 и 10 продолжали демонстрировать приемлемое качество разделения. В этих опытах нефтяной слой начинал формироваться не ранее 15–20 мин, а осветление воды происходило медленнее: визуально удовлетворительная прозрачность достигалась лишь после 60–90 мин отстаивания. Образец 7 в этих условиях оказался менее эффективным, уступая 9 и 10 по скорости осветления и степени налипания. Фотофиксация и последующая пиксельная обработка изображений объективно подтвердили, что образец 9 обеспечивает наименьшее количество остаточных нефтяных включений и максимальную чистоту водной фазы при 27 °C (Рис. 7).

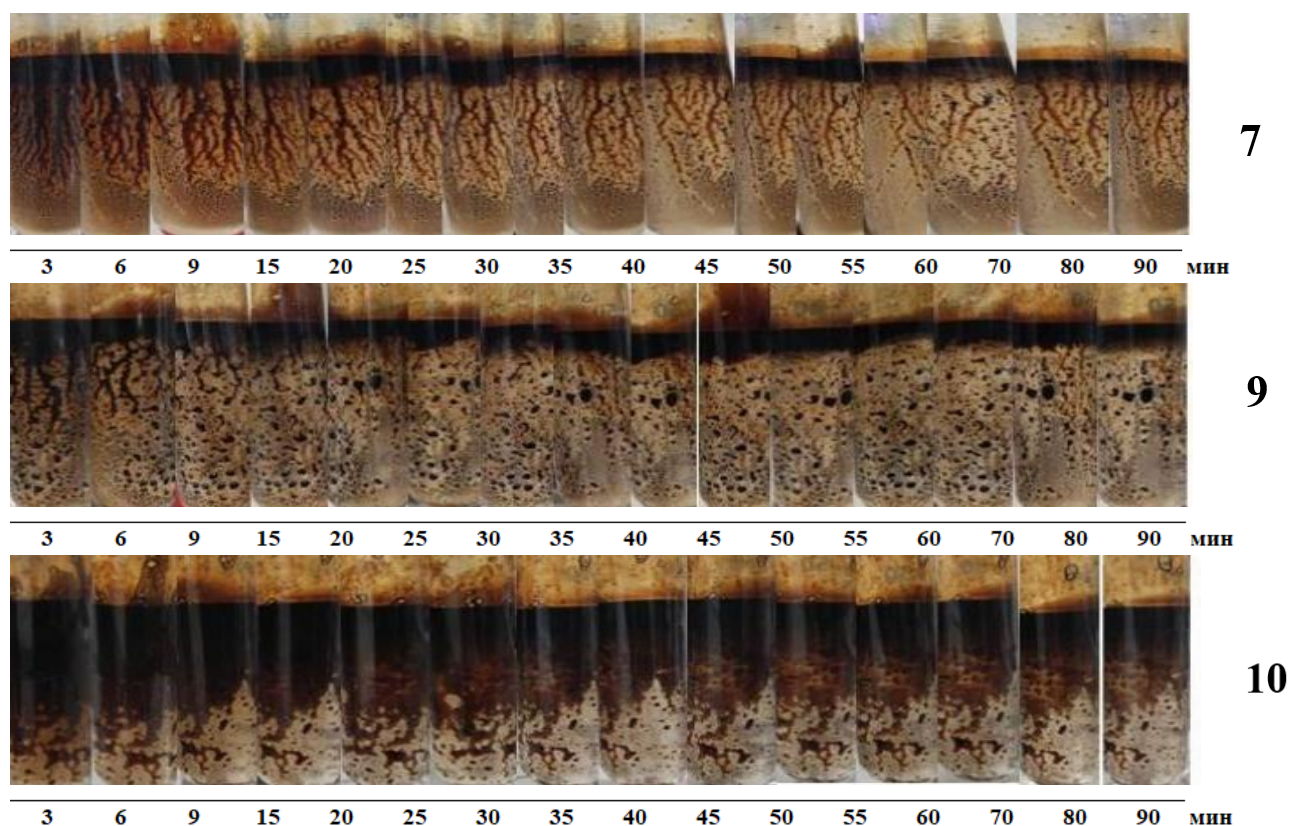


Рис. 7. Исследование скорости всплытия нефти в воде с добавлением водоочистителей (образцы 7, 9, 10) при температуре 27 °С (дозировка 100 г/т нефти)

При 60 °С из десяти протестированных композиций лишь образцы 7, 9 и 10 обеспечили быстрое и качественное разделение фаз. Для этих водоочистителей первые признаки образования нефтяного слоя регистрировались уже через 5–10 мин после начала отстаивания; к 20–30-й мин наблюдалось выраженное осветление водной фазы, а к 60-й мин вода становилась визуально прозрачной, налипание нефти на стенки колб было минимальным. Образцы 9 и 7 показали наилучшие результаты: помимо высокой прозрачности воды, количество нефтяных налипов было наименьшим (Рис. 8).

Водоочистители 7, 9 и 10 являются оптимальными реагентами для подготовки нефтепромысловых вод при работе в умеренных и низких температурах. Несмотря на их более высокую стоимость по сравнению с коагулянтами, их эффективность при пониженных температурах делает их оправданным выбором в зимний период или в системах без подогрева (Рис. 8–11).

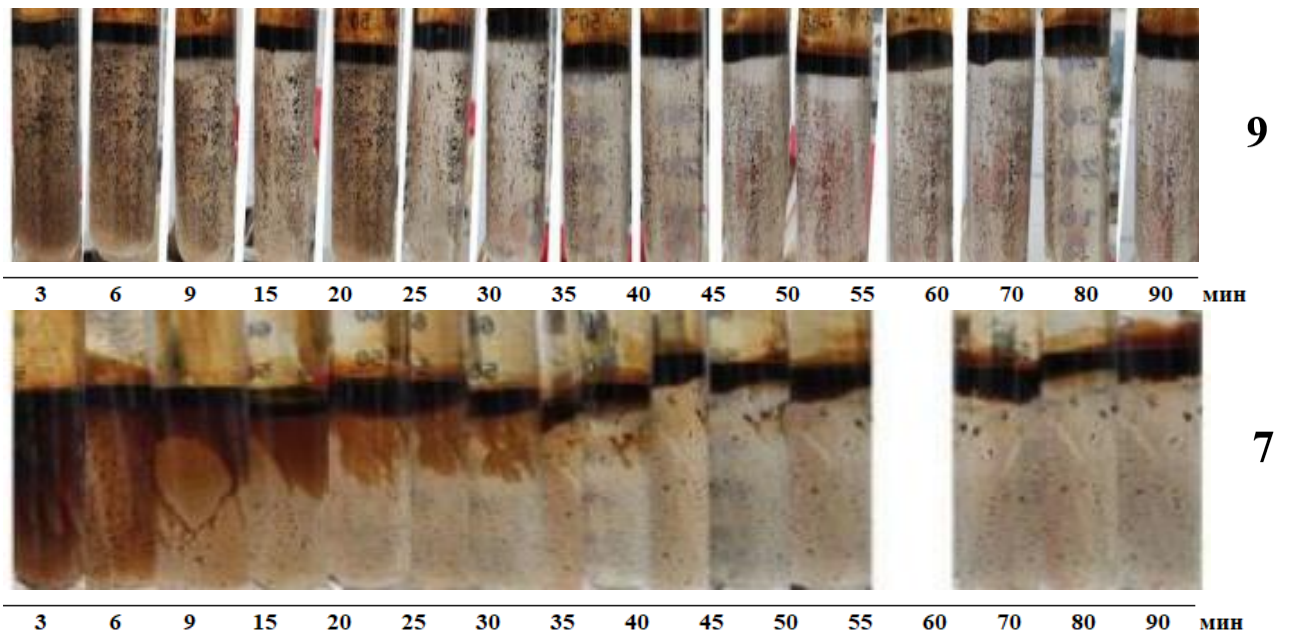


Рис. 8. Исследование скорости всплытия нефти в воде с добавлением водоочистителей (образцы 9 и 7) при температуре 60 °С (дозировка 100 г/т нефти)

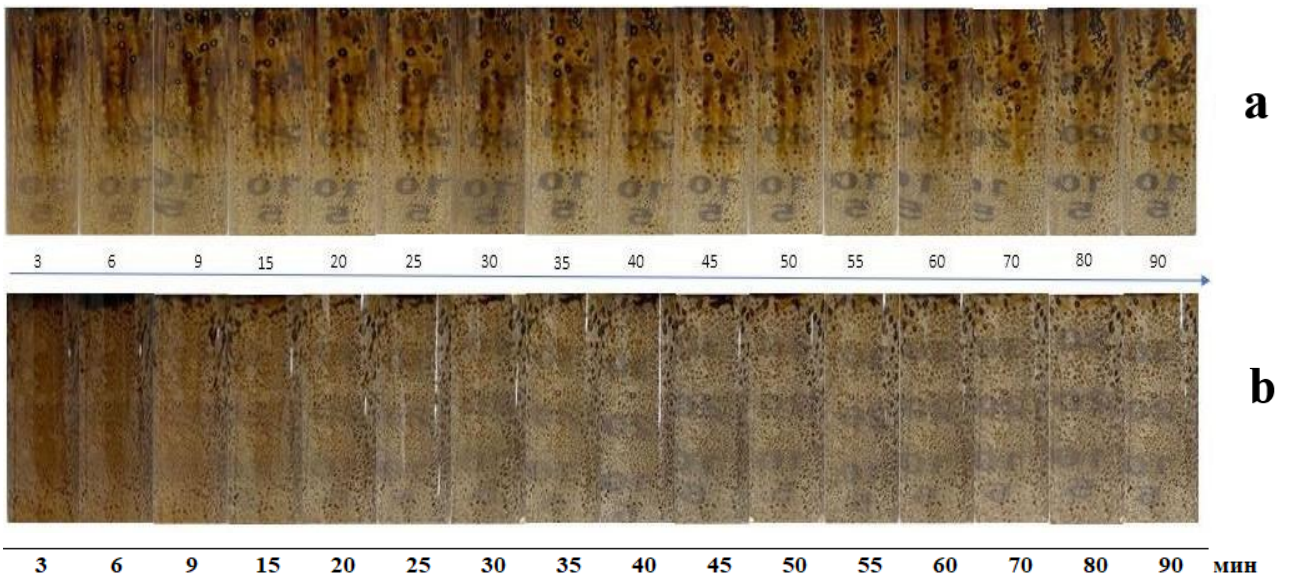


Рис. 9. Исследование скорости всплытия нефти в воде с добавлением водоочистителя (образец 10) при температурах 30 °С (а) и 40 °С (б) (дозировка 100 г/т нефти)

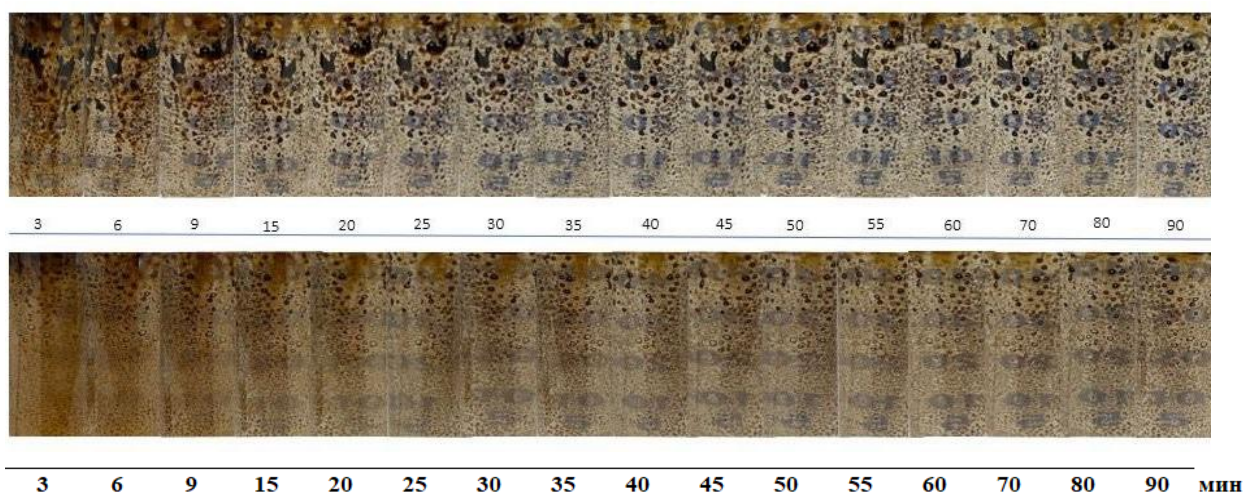


Рис. 10. Исследование скорости всплывания нефти в воде с добавлением водоочистителя (образец 10) при температурах 50 °C (а) и 60 °C (б) (дозировка 100 г/т нефти)

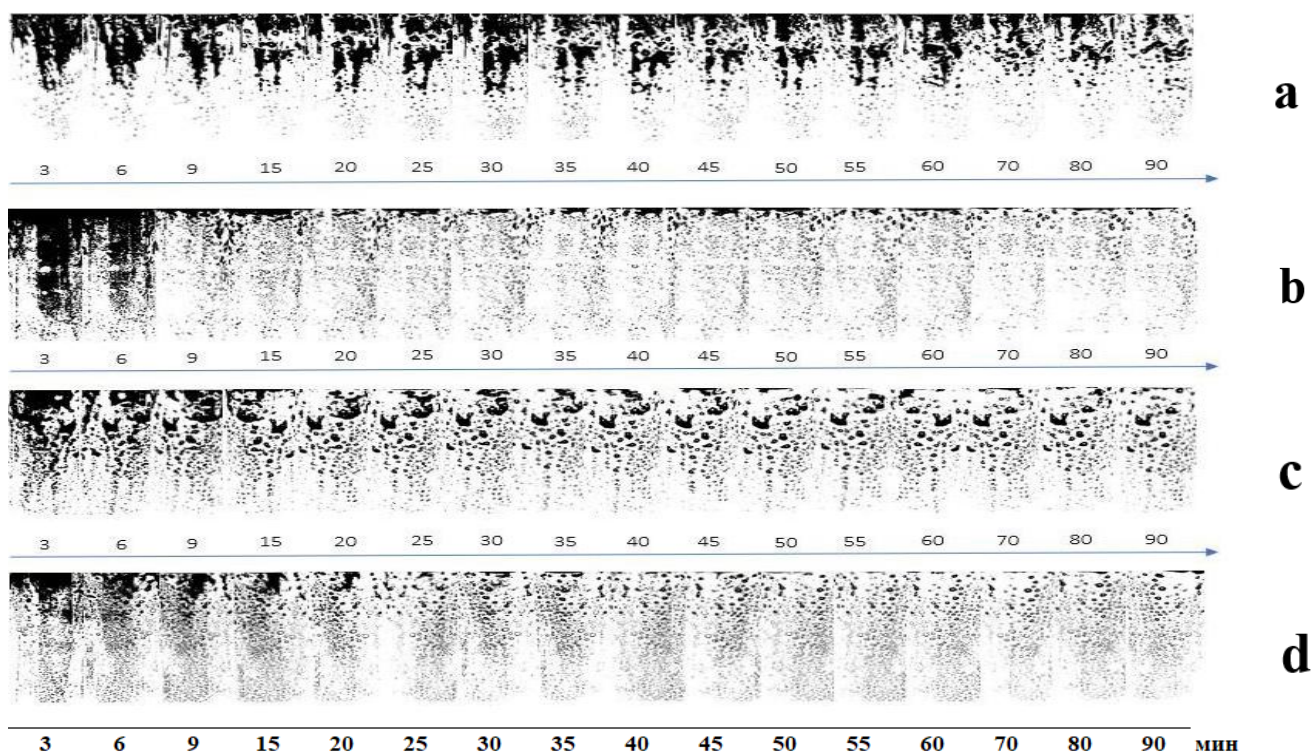


Рис. 11. Исследование скорости всплывания нефти в воде с добавлением водоочистителя (образец 10) при температурах 30 °C (а), 40 °C (б), 50 °C (с) и 60 °C (d) (дозировка 100 г/т нефти)

Для интерпретации и обобщения экспериментальных данных, представленных на рис. 3–11, был проведён анализ динамики разделения эмуль-

сии с использованием метода цифровой обработки изображений. Положение границы раздела фаз «нефть–вода» фиксировалось на каждом временном интервале, после чего определялась высота отделившегося слоя нефти.

Измерения на изображениях выполнялись в относительных единицах (пикселях), что не влияет на корректность анализа динамики (кинетики) процесса. Для устранения влияния масштаба использовалась нормировка на максимальную высоту слоя нефти, достигнутую к концу эксперимента.

Степень разделения фаз рассчитывалась по выражению:

$$S(t) = \frac{H(t)}{H_{max}}$$

где $H(t)$ — текущая высота слоя нефти, H_{max} — максимальная высота слоя нефти при $t = 120$ мин.

Скорость всплытия дисперсной фазы определялась методом конечных разностей:

$$V_i = \frac{H_{i+1} - H_i}{t_{i+1} - t_i}$$

где V_i — скорость всплытия нефтяной фазы на i -м интервале времени, мм./мин; H_i — высота слоя нефти в момент времени t_i , мм. (пиксели); H_{i+1} — высота слоя нефти в последующий момент времени t_{i+1} , мм. (пиксели); t_i, t_{i+1} — последовательные моменты времени, мин.

На основании полученных значений были построены зависимости степени разделения и скорости всплытия от времени, представленные на рис. 12-14.

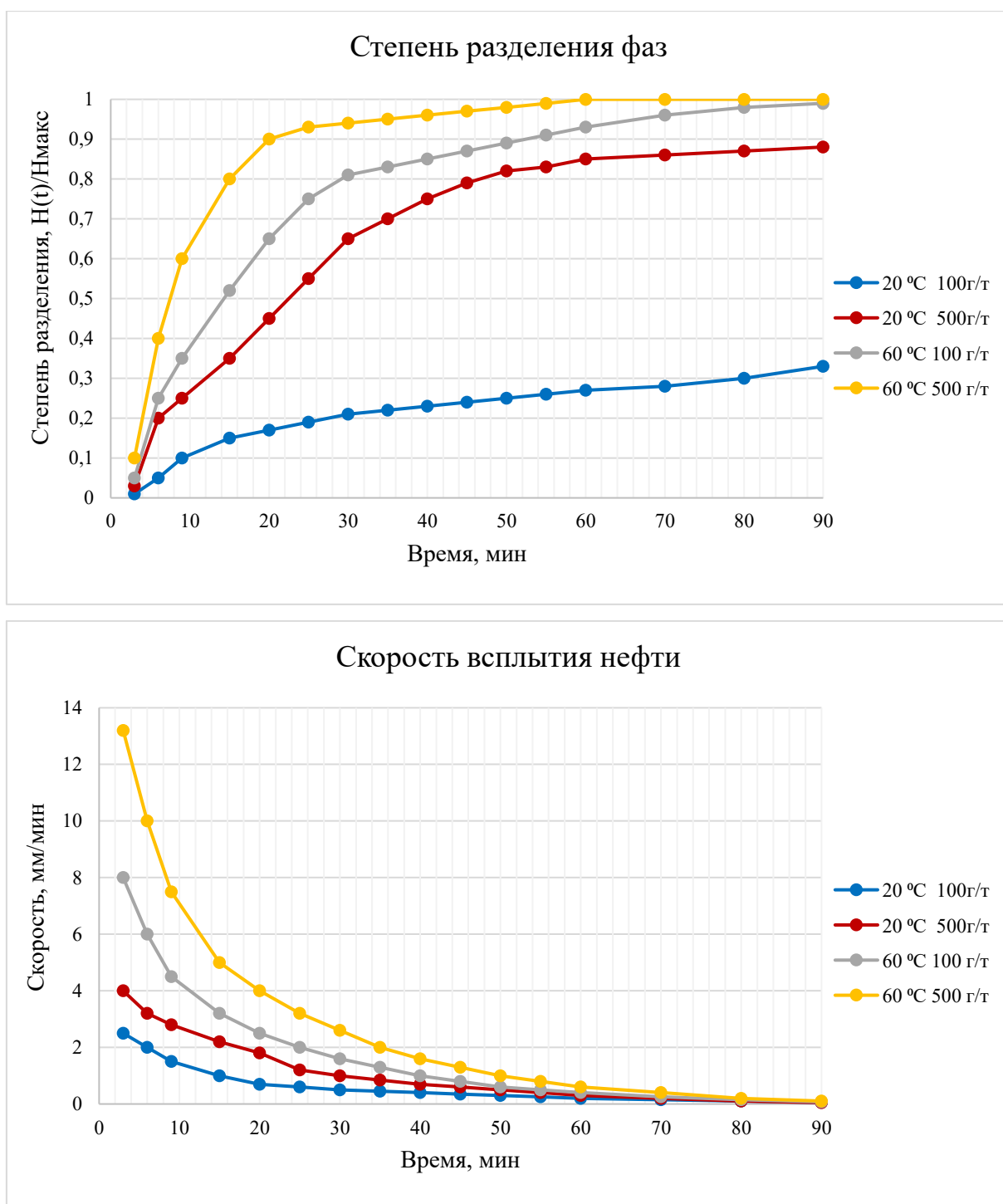


Рис. 12. Динамика разделения эмульсии: зависимости степени разделения и скорости всплытия нефтяной фазы от времени при различных температурах, дозировках химреагента-коагулянта

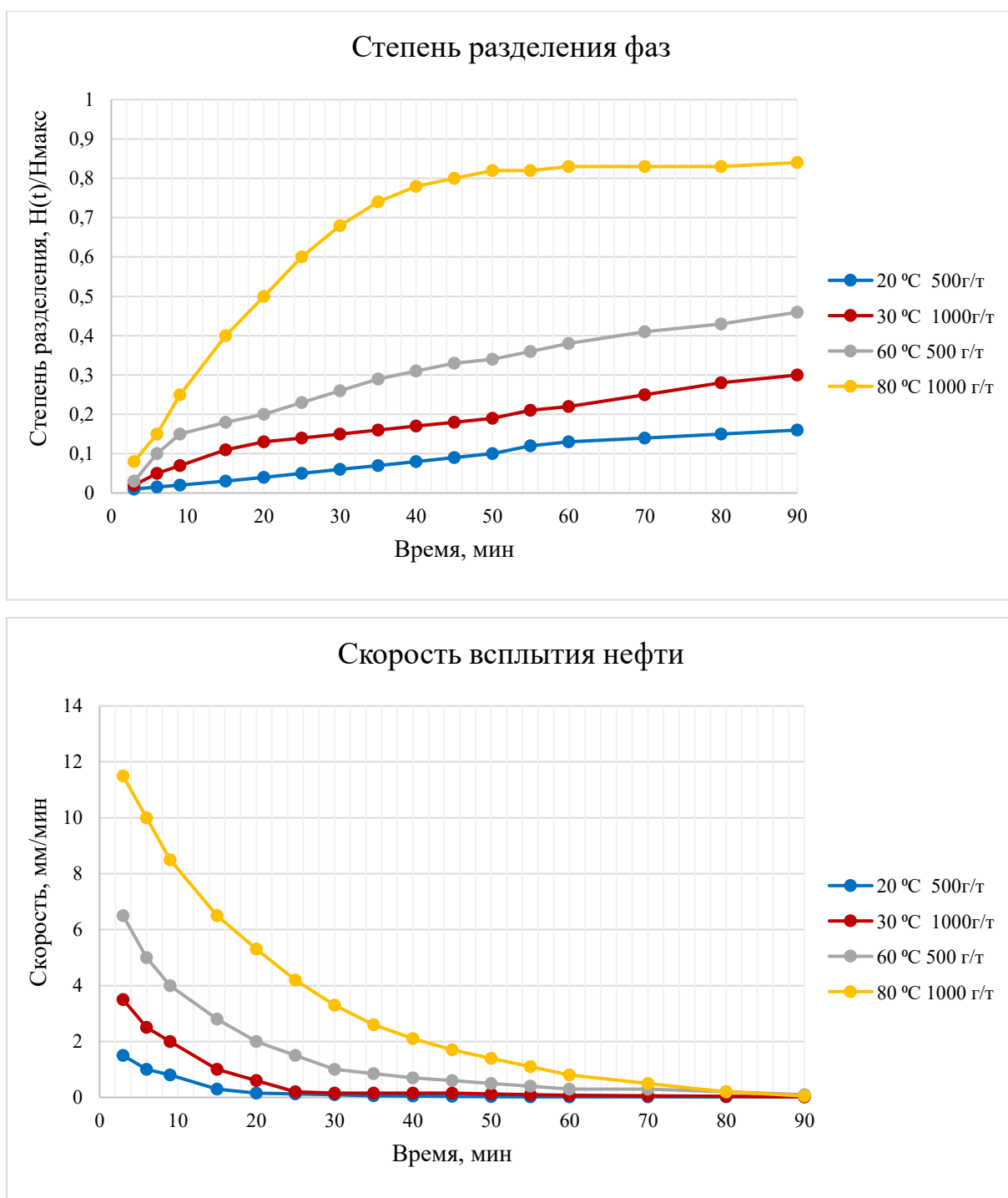


Рис. 13. Динамика разделения эмульсии: зависимости степени разделения и скорости всплытия нефтяной фазы от времени при различных температурах, дозировках химреагента-деэмульгатора №1

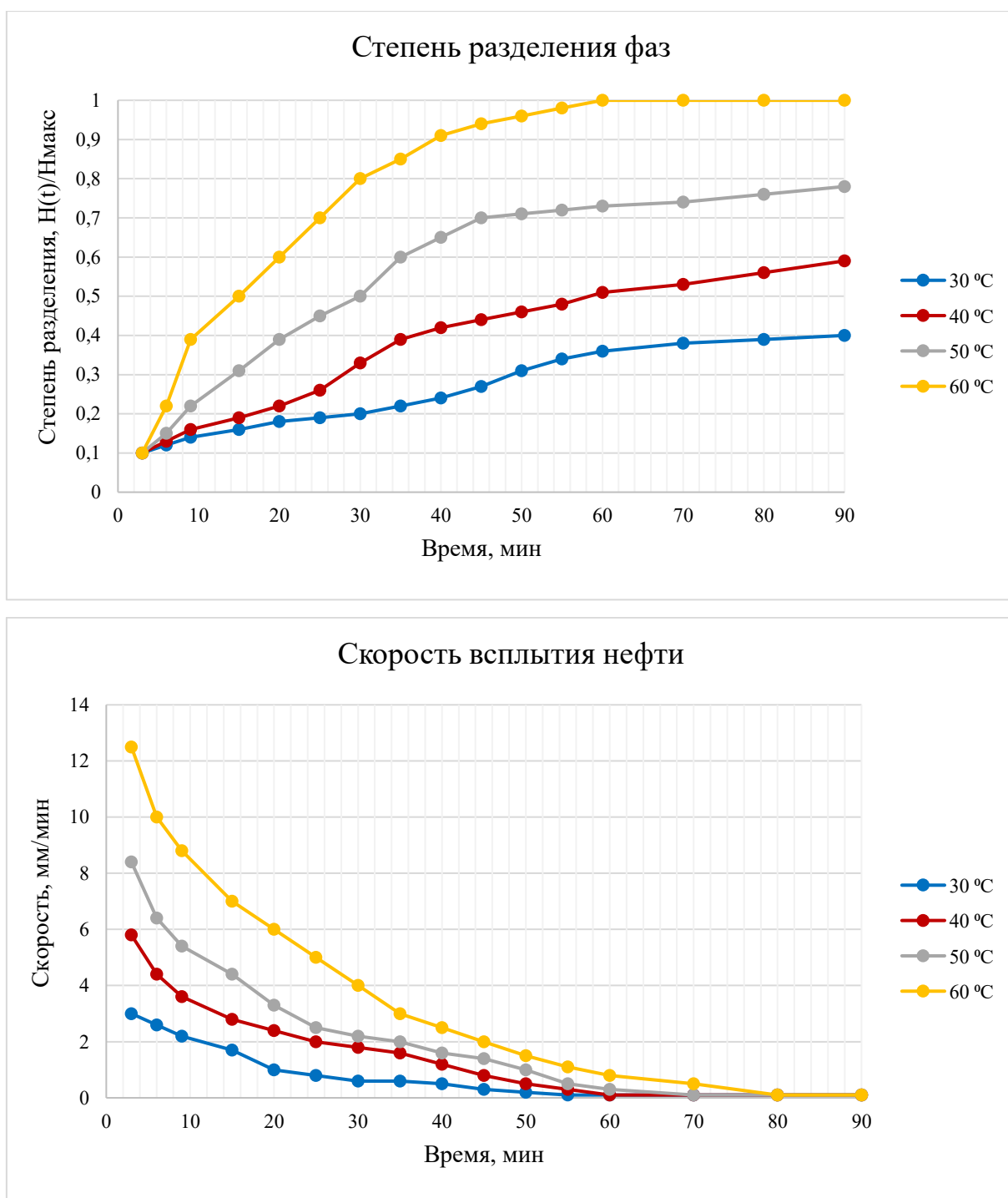


Рис. 14. Динамика разделения эмульсии: зависимости степени разделения и скорости всплытия нефтяной фазы от времени при различных температурах водоочистителя (образец №10, дозировка 100 г/т)

Анализ динамических графиков (Рис. 12–14) показал, что характер разделения зависит от типа химреагента. В присутствии коагулянта или во-

доочистителя на начальном этапе наблюдается преимущественное всплытие крупных капель нефти, обладающих более высокой скоростью подъёма, что обеспечивает более раннее начало разделения фаз. При использовании деэмульгатора процесс развивается с задержкой и становится заметным на более поздних стадиях. В дальнейшем степень разделения увеличивается, а скорость всплытия постепенно снижается.

Полученные зависимости скорости всплытия (Рис. 12-14) показывают, что максимальные значения скорости достигаются на начальных стадиях процесса, после чего происходит её постепенное снижение. Данное поведение объясняется уменьшением концентрации дисперсной фазы и снижением вероятности столкновения и коалесценции капель.

Сравнительный анализ экспериментальных условий (Рис. 12-14) показал, что повышение температуры существенно ускоряет процесс разделения. Это связано со снижением вязкости системы и интенсификацией коалесценции капель нефти. При температуре 60°C наблюдается наиболее быстрое достижение предельной степени разделения, тогда как при 20-30 °C процесс протекает значительно медленнее.

Анализ влияния типа химреагента (Рис. 12-14) показал, что различные образцы существенно отличаются по эффективности. В частности, образец водоочиститель 10 и коагулянт демонстрируют более высокую скорость разделения и степень осветления водной фазы по сравнению с деэмульгатором №1, что подтверждается визуальными наблюдениями и приведёнными графиками.

Следует отметить, что значения скорости всплытия получены на основе обработки экспериментальных изображений и являются оценочными. Они отражают общую динамику процесса и используются для сравнительного анализа различных условий проведения эксперимента.

Обсуждение

Полученные экспериментальные данные позволяют объяснить различную эффективность исследованных реагентов с точки зрения их химического состава и механизмов действия:

– эффективность водоочистителей (образцы 7, 9, 10) обусловлена тем, что в их состав входят поверхностно-активные вещества (ПАВ) с оптимизированным гидрофильно-липофильным балансом (ГЛБ). Эти молекулы адсорбируются на границе раздела «нефть–вода», снижая межфазное натяжение и разрушая стабилизирующие оболочки из асфальтенов и смол. Кроме того, в состав эффективных образцов, вероятно, входят полимерные или этоксилированные компоненты, которые не только уменьшают вязкость, но и создают условия для быстрой коалесценции даже при умеренных температурах (27–30 °С). Благодаря этому они сохраняют активность в широком температурном диапазоне;

– алюминиевый коагулянт показал высокую эффективность при температуре 60 °С и высокой дозировке (500 г/т), это объясняется физико-химическим механизмом коагуляции. В водной среде ионы Al^{3+} подвергаются гидролизу с образованием полигидроксокомплексов $[Al(OH)_2]^+$, $[Al(OH)_3]$ и др. Эти комплексы нейтрализуют отрицательный дзета-потенциал на поверхности нефтяных глобул, что снимает электростатическое отталкивание и вызывает их агрегацию. При повышенной температуре (60 °С) скорость гидролиза и образования хлопьев возрастает, а вязкость среды снижается, что способствует быстрому всплыванию укрупнённых агрегатов. При низкой температуре (20 °С) гидролиз протекает медленно, а высокая вязкость препятствует коагуляции, что ограничивает их применение в холодных условиях. К тому же коагулянты требуют предварительного разведения в воде.

– деэмульгатор №1 в условиях данного исследования оказался менее эффективным применительно к процессу подготовки воды. Это связано с

тем, что он разработан для внутритрубной деэмульсации, где процесс протекает при высоких скоростях потока. В таких условиях реагент успевает адсорбироваться на поверхности капель и разрушить межфазные слои за счёт турбулентного перемешивания. В условиях отстаивания (без интенсивного перемешивания) и при низких температурах (20–30 °С) его активность резко падает. Молекулы реагента недостаточно быстро просачиваются к поверхности глобул из-за высокой вязкости, а стабилизирующие оболочки из асфальтенов и смол остаются прочными. Только при 80 °С за счёт теплового движения и снижения вязкости удаётся достичь приемлемой эффективности, что экономически нецелесообразно для подготовки воды.

Таким образом, выбор реагента должен основываться на понимании его молекулярного строения и условий эксплуатации. Наиболее рациональной стратегией для применения реагентов в условиях переменных температур является:

- использование коагулянтов при наличии возможности подогрева до 60 °С и выше;
- применение водоочистителей в холодный период или при невозможности нагрева;
- технико-экономическая оценка целесообразности нагрева при использовании каждого вида химреагента.

Такой подход позволяет достичь наилучших результатов при оптимальных экономических и технологических условиях.

Выводы

Изучена динамика всплытия глобул нефти Ромашкинского месторождения в промысловой воде при добавлении различных типов реагентов: водоочистителей, коагулянтов и деэмульгатора – в условиях варьiruемой температуры. Опытным путём установлено, что эффективность отделения

нефти от воды существенно зависит не только от природы используемого реагента, но и от температурного режима проведения процесса.

Наиболее эффективными при температуре 60 °С оказались водоочистители 7, 9 и 10, обеспечившие быстрое всплытие нефтяных глобул, минимальные налипы на стенках посуды и наглядное осветление воды. Коагулянт алюминиевого типа показал наилучшие результаты при температуре 60 °С и увеличенной дозировке, что позволило достичь более выраженного разделения фаз. В то же время деэмульгатор №1 показал низкую эффективность, особенно при комнатной температуре, что делает его применение при подготовке нефтепромысловой воды нецелесообразным.

Эксперименты продемонстрировали важность правильного выбора реагента с учётом физико-химических свойств нефти, температуры окружающей среды и требований к очистке сточных вод. Полученные результаты могут быть использованы при разработке более эффективных схем подготовки нефтепромысловой воды, а также при выборе реагентов, соответствующих как технологическим, так и экологическим критериям.

Таким образом, практическая значимость работы заключается в выявлении условий, способствующих улучшению качества разделения эмульсий, характерных для процессов подготовки нефтепромысловой воды и предоставлении экспериментальных данных, необходимых для оптимизации реагентного воздействия. Результаты исследования могут быть использованы для повышения эффективности подготовки нефтепромысловой воды на объектах Ромашкинского месторождения и аналогичных месторождениях с близкими физико-химическими характеристиками нефти и воды.

Эффективность исследованных реагентов определяется их химическим составом и механизмом действия. Водоочистители снижают межфазное натяжение и разрушают защитные оболочки из асфальтенов и смол. Коагулянт на основе алюминия нейтрализует заряд глобул и способствует их

агрегации за счёт гидролиза и образования полигидроксокомплексов. Деэмульгатор №1, предназначенный для внутритрубной деэмульсации, в условиях отстоя при низких температурах малоэффективен для подготовки промысловой воды из-за недостаточной кинетической энергии и высокой вязкости, что требует применения более термостабильных и адаптированных к отстою реагентов.

Список литературы

1. Борисевич Ю.П., Хохлова Н.Ю., Алекина Е.В. Внедрение инновационной технологии подготовки сточной воды для целей ППД с применением реагентов-деоилеров на УКПНГ восточного участка Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения // Естественные и технические науки. – 2023. – № 10(185). – С. 141-144.
2. Бикбулатова Д.Р., Дмитриева Т.В., Хасанов А.М. Экспериментальный подбор коагулянта для очистки сточной воды // Трубопроводный транспорт – 2023 : тез. докл. XVIII Междунар. науч.-практ. конф., Уфа, 16-17 нояб. 2023 г. – Уфа : УГНТУ, 2023. – С. 396.
3. Оценка эффективности технологий сброса балластной попутно добываемой воды / З.Ф. Исмагилова [и др.] // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2025. – № 1(153). – С. 17-32.
4. Гарипов Н.Р. Скважина-сепаратор. Энергоэффективное решение // Нефтяные вести. – 2025. – 7 авг. (№ 31). – С. 6.
5. Дремичева Е.С. Механизм адсорбционной очистки сточных вод от эмульгированных нефтепродуктов // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Химическая технология и биотехнология. – 2022. – № 3. – С. 73-88.
6. Гарипов Н.Р. Инновационный подход к снижению энергозатрат: опыт применения скважинной сепарации на Ромашкинском месторождении ПАО «Татнефть» // Инновационное развитие Компании «Татнефть»: прошлое, настоящее, будущее : сб. тез. и докл. науч.-практ. конф., посвящ. 75-летию ПАО «Татнефть», г. Альметьевск, 12-13 нояб. 2025 г / ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, ТатНИПИнефть. – Набережные Челны : Экспозиция Нефть Газ, 2025. – С. 422- 425.
7. Туркменбай Н.О. Повышение эффективности процессов очистки сточных вод с применением коагулянтов // Лучшие научные проекты и исследования 2025 : сб. ст. VIII Междунар. научно-исследовательского конкурса, 30.10.2025, г. Пенза. – Пенза : Наука и Просвещение. – 2025. – С. 91-97.
8. Баширова Э.Р., Хуснуллин И.М., Беленкова Н.Г. Результаты исследований химических методов для повышения эффективности подготовки воды для закачки в систему ППД // Нефтегазовое дело. – 2023. – Т. 21, № 4. – С. 49-56.
9. Аминева Э.С., Баширова Э.Р. Повышение качества очистки подтоварной воды химическим методом // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2025. – № 3(155). – С. 45-56.
10. Исследование процесса очистки сточных вод от нефтепродуктов / Ф.Б. Игитов [и др.] // Современные технологии в области защиты окружающей среды и техносферной безопасности : материалы Всерос. науч. конф. с междунар. участием, Казань, 16-

17 апр. 2024 года. – Казань : Казанский национальный исследовательский технологический университет, 2024. – С. 110-114.

11. Требования к закачке технологической жидкости для поддержания пластового давления на месторождениях ПАО «Татнефть» : СТО ТН 167-2021 : взамен СТО ТН 167-2016 : утвержден и введен в действие 09.11.2021 г. / ТатНИПИнефть ПАО «Татнефть». – Бугульма, 2021. – 296 с.

References

1. Borisevich Yu.P., Khokhlova N.Yu., Alekina E.V. Introduction of innovative technology of wastewater treatment for PPD purposes with the use of deoiler reagents at the UKPNG of the eastern section of the Orenburg oilgascondensate field. *Estestvennye i Tekhnicheskie Nauki* [Natural and Engineering Sciences], Samara, 2023, pp.141-144. (in Russian)
2. Bikbulatova D.R., Dmitrieva T.V., Khasanov A.M. Eksperimental'nyi podbor koagulyanta dlya ochistki stochnoi vod [Experimental selection of coagulant for wastewater treatment]. Konferentsiya «Truboprovodnyi transport – 2023 [Conference “Pipeline transportation – 2023”], Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, 2023. 396 P. (in Russian)
3. Ismagilova Z.F., Akhmadiev R.N., Garipov N.R., Sabirov A.A., Lutfullin A.A., Aleksandrov K.V. Efficiency of technologies for discharge of produced ballast water. *Problemy Sбора, Podgotovki i Transporta Nefti i Nefteproduktov* [Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products], 2025, No.1(153), pp. 17-32. (in Russian)
4. Garipov N.R. Skvazhina-separator. Energoeffektivnoe reshenie [Separator well. Energy-efficient solution. *Neftnyanye vesti* [Oil News], 2025, No.31 (3083), pp. 6. (in Russian)
5. Dremicheva E.S. Mechanism of adsorption treatment of wastewater from emulsified petroleum products. *Vestnik PNIPU. Khimicheskaya tekhnologiya i biotekhnologiya* [PNRPU Bulletin. Chemical Technology and Biotechnology], Perm, 2022, pp.73-88. (in Russian)
6. Garipov N.R. Innovatsionnyi podkhod k snizheniyu energozatrat: opyt primeneniya skvazhinnoi separatsii na Romashkinskom mestorozhdenii PAO «Tatneft'» [Innovative approach to reduction of energy costs: experience of downhole separation at Romashkinskoye field of PJSC Tatneft]. *Innovatsionnoe razvitie Kompanii «Tatneft'»: proshloe, nastoyashchee, budushchee»: sbornik tezisev i dokladov nauchno-prakticheskoi konferentsii, posvyashchennoi 75-letiyu PAO «Tatneft'»* [Innovative development of Tatneft Company: past, present, future: Collection of abstracts and reports from the Scientific and Practical Conference dedicated to the 75th anniversary of PJSC Tatneft]. Naberezhnye Chelny: Ekspozitsiya Neft' Gaz, 2025, pp. 402- 405. (in Russian)
7. Turkmenbai N.O. Povyshenie effektivnosti protsessov ochistki stochnykh vod s primeneniem koagulyantov [Improving the efficiency of wastewater treatment processes using coagulants]. Konferentsiya «Luchshie nauchnye proekty i issledovaniya 2025». *Nauka i Prosveshchenie* [Conference "Best Scientific Projects and Research 2025". Science and Education], Penza, 2025, pp. 91-97. (in Russian)
8. Bashirova E.R., Khusnullin I.M., Belenkova N.G. Results of research of chemical methods to improve the efficiency of water treatment for injection into the system of reservoir pressure maintenance. *Neftegazovoye Delo* [Petroleum Engineering], 2023, No. 4, pp.49-56. (in Russian)
9. Amineva E.S. Bashirova E.R. Improvement of produced water quality treatment by chemical method. *Problemy Sбора, Podgotovki i Transporta Nefti i Nefteproduktov* [Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products], 2025, No. 3(155), pp. 45-56. (in Russian)
10. Igitov F.B., Niyazova M.M., Adylova K.M., Talipova G.B., Shavkatova D.B. Issledovanie protsessa ochistki stochnykh vod ot nefteproduktov [Study of the process of wastewater

treatment from oil products]. Konferentsiya «Sovremennye tekhnologii v oblasti zashchity okruzhayushchei sredy i tekhnosfernoi bezopasnosti» [Conference "Modern technologies in environmental protection and technosphere safety"]. Kazan, Kazan National Research Technological University, 2024, pp.110-114. (in Russian)

11. STO TN 167-2021: Trebovaniya k zakachke tekhnologicheskoi zhidkosti dlya podderzhaniya plastovogo davleniya na mestorozhdeniyakh PAO Tatneft' [Requirements for the injection of process fluid to maintain reservoir pressure at the fields of PJSC Tatneft]. TatNIPIneft Institute - PJSC Tatneft, Bugulma, 2021. 330 P. (in Russian)

Сведения об авторах

Гарипов Наиль Рустамович, аспирант, кафедра транспорта и хранения нефти и газа, Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти» Россия, 423462, г. Альметьевск, ул. Советская, 186А
E-mail: nail.garipov@list.ru

Исмагилова Зульфия Фаритовна, кандидат технических наук, доцент, кафедра транспорта и хранения нефти и газа, Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти»; доцент, кафедра проектирования и строительства объектов нефтяной и газовой промышленности, Уфимский государственный нефтяной технический университет
Россия, 423462, г. Альметьевск, ул. Советская, 186А
Россия, 450064, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1
E-mail: iiii.iskandar@inbox.ru

Файзуллина Зилья Самигулловна, студент, кафедра химической технологии неорганических веществ, Казанский национальный исследовательский технологический университет
Россия, 420015, г. Казань, ул. К. Маркса, 68
E-mail: faizullina_zilya@inbox.ru

Гареев Азамат Рамилевич, кандидат химических наук, заведующий лабораторией по разработке химреагентов для нефтедобычи, Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина
Россия, 423462, г. Альметьевск, ул. Советская, 216
E-mail: sintez@tatnipi.ru

Фаттахов Ирик Галиханович, доктор технических наук, директор по повышению нефтеотдачи пластов, волновым и биотехнологиям, Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина
Россия, 423462, г. Альметьевск, ул. Советская, 186А
E-mail: fattakhovig@tatneft.ru

Authors

N.R. Garipov, PhD Student, Chair for Oil and Gas Transportation and Storage, Almeteyevsk State Technological University – Higher School of Petroleum
186A Sovetskaya St., Almeteyevsk, 423462, Russian Federation
E-mail: nail.garipov@list.ru

Z.F. Ismagilova, PhD, Associate Professor, Chair for Oil and Gas Transportation and Storage, Almet'yevsk State Technological University – Higher School of Petroleum;
Associate Professor, Chair for Design and Construction of Oil and Gas Industry Facilities, Ufa State Petroleum Technological University
186A Sovetskaya St., Almet'yevsk, 423462, Russian Federation
1 Kosmonavtov St., Ufa, 450064, Russian Federation
E-mail: iiii.iskandar@inbox.ru

Z.S. Fayzullina, Student, Chair for Chemical Technology of Inorganic Substances, Kazan National Research Technological University
68 K. Marksa Str., Kazan, 420015, Russian Federation
E-mail: faizullina_zilya@inbox.ru

A.R. Gareev, PhD, Head of Oilfield Chemicals Development Laboratory, TatNIPIneft Institute – PJSC TATNEFT
216 Sovetskaya St., Almet'yevsk, 423462, Russian Federation
E-mail: sintez@tatnipi.ru

I.G. Fattakhov, Dr.Sc. (Engineering), Director for EOR, Wave Stimulation and Biotechnologies, TatNIPIneft Institute – PJSC TATNEFT
186A Sovetskaya St., Almet'yevsk, 423462, Russian Federation
E-mail: fattakhovig@tatneft.ru

Статья поступила в редакцию 14.05.2026
Принята к публикации 21.09.2026
Опубликована 30.09.2026