

Высоковязкие наноэмульсии нефтепродуктов в песчаной матрице: проблемы и решения

А.Ю. Абусал Юсеф* , Артур Рамилевич Яхин , Денис Владимирович Сильнов ,
Диляра Ильдусовна Арасланова , Всеволод Антонович Горшков 

Уфимский государственный нефтяной технический университет, 450064, Уфа, ул. Космонавтов, д.1,
Республика Башкортостан, Российская Федерация

* Автор, ответственный за переписку: e-mail: yousef-abusal@mail.ru

АННОТАЦИЯ

Введение. Разливы нефтепродуктов на песчаных берегах приводят к образованию устойчивых эмульсий, сложных для ликвидации. Исследование направлено на комплексный анализ физико-химических свойств такой эмульсии и разработку эффективных методов ее разделения с применением современных химико-технологических подходов, имеющих аспекты наноуровневого взаимодействия на границе фаз. **Методы и материалы.** Объектом исследования служила проба загрязненного грунта. Проводился визуальный осмотр, определялись плотность и динамическая вязкость в диапазоне 25–90 °С. Разделение эмульсии тестировали методами центрифугирования (включая использование демульгатора) и отгонки воды (метод Дина-Старка). Содержание механических примесей определяли гравиметрически, их состав устанавливали с помощью ИК-Фурье спектроскопии. Для деэмульсации и снижения вязкости применяли разбавление дизельным топливом и растворителем с последующим центрифугированием. **Результаты и обсуждение.** Проба представляла собой высоковязкую (105 379 мПа·с при 25 °С) эмульсию, не поддающуюся разделению стандартным центрифугированием. Установлено содержание воды (33%) и механических примесей (23,8%), идентифицированных как песок (SiO₂). Высокая стабильность эмульсии, вероятно, обусловлена образованием прочных межфазных слоев. Разбавление пробы дизельным топливом и «Нефрасом-С2 80» в соотношении 1:1 позволило значительно снизить вязкость и добиться эффективного разделения на нефтяную фазу и механические примеси при последующем центрифугировании. **Заключение.** Показано, что традиционные методы разрушения эмульсии неэффективны без предварительной модификации системы. Наиболее эффективной стратегией является химическое разбавление с последующей термомеханической обработкой, что нарушает стабильную наноструктуру эмульсии и облегчает сепарацию. Полученные данные важны для разработки практических рецептов для ликвидации последствий нефтеразливов в прибрежных зонах.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: нефтяная эмульсия, наноразмерная стабилизация, динамическая вязкость, деэмульсация, механические примеси, метод Дина-Старка, центрифугирование, ликвидация разливов

ИСТОЧНИКИ ФИНАНСИРОВАНИЯ НАУЧНОЙ РАБОТЫ, РЕЗУЛЬТАТОМ КОТОРОЙ СТАЛА ПУБЛИКАЦИЯ: Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации по соглашению № 075-15-2022-297 в рамках программы создания и развития НЦМУ «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты».

ДЛЯ ЦИТИРОВАНИЯ:

Абусал Юсеф А.Ю., Яхин А. Р., Сильнов Д.В., Арасланова Д.И., Горшков В.А. Высоковязкие наноэмульсии нефтепродуктов в песчаной матрице: проблемы и решения. *Нанотехнологии в строительстве*. 2026;18(3):349–362. <https://doi.org/10.15828/2075-8545-2026-18-3-349-362>. – EDN: UXRVNE.

High-viscosity nanoemulsions of petroleum products in a sand matrix: problems and solutions

Abusal Yusef* , Artur R. Yakhin , Denis V. Silnov , Dilara I. Araslanova , Vsevolod A. Gorshkov 

Ufa State Petroleum Technical University, 1 Kosmonavtov str., 450064 Ufa, Republic of Bashkortostan, Russian Federation

* Corresponding author: e-mail: yusef-abusal@mail.ru

ABSTRACT

Introduction. Oil spills on sandy shores lead to the formation of stable emulsions that are difficult to eliminate. The research is aimed at a comprehensive analysis of the physical and chemical properties of such an emulsion and the development of effective methods for its separation using modern chemical and technological approaches that have aspects of nanolevel interaction at the phase boundary. **Methods and materials.** The object of the study was a sample of contaminated soil. Visual inspection was performed; density and dynamic viscosity were determined in the range of 25–90 °C. The separation of the emulsion was tested by centrifugation (including the use of a demulgator) and water distillation (Dean-Stark method). The content of mechanical impurities was determined gravimetrically, and their composition was determined using Fourier transform IR spectrometry. For demulsification and viscosity reduction, dilution with diesel fuel and solvent was used, followed by centrifugation. **Results and discussion.** The sample was a highly viscous (105 379 MPa·s at 25 °C) emulsion that could not be separated by standard centrifugation. The content of water (33%) and mechanical impurities (23.8%) identified as sand (SiO₂) was determined. The high stability of the emulsion is probably due to the formation of strong interfacial layers. Dilution of the sample with diesel fuel and Nefras-C280 in a 1:1 ratio significantly reduced the viscosity and achieved effective separation into the oil phase and mechanical impurities during subsequent centrifugation. **Conclusion.** It is shown that traditional methods of emulsion destruction are ineffective without preliminary modification of the system. The most effective strategy is chemical dilution followed by thermomechanical treatment, which disrupts the stable nanostructure of the emulsion and facilitates separation. The data obtained are important for developing practical recipes for oil spill response in coastal areas.

KEYWORDS: oil emulsion, nanoscale stabilization, dynamic viscosity, demulsification, mechanical impurities, Dean-Stark method, centrifugation, spill response

SOURCES OF FUNDING FOR THE SCIENTIFIC WORK THAT RESULTED IN THE PUBLICATION/ ACKNOWLEDGEMENTS: This article is supported by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation under Agreement No. 075-15-2022-297 within the framework of the program of creation and development of NCMU "Rational development of the planet's liquid hydrocarbon reserves".

FOR CITATION:

Abusal Yusef A. Yu., Yakhin A. R., Silnov D. V., Araslanova D. I., Gorshkov V. A. High-viscosity nanoemulsions of petroleum products in a sand matrix: Problems and Solutions. *Nanotechnologies in construction*. 2026;18(3):349–362. <https://doi.org/10.15828/2075-8545-2026-18-3-349-362>. – EDN: UXRVNE.

ВВЕДЕНИЕ

Загрязнение окружающей среды, в частности прибрежных экосистем, в результате разливов нефти и нефтепродуктов представляет собой одну из наиболее актуальных проблем современной экологии и нефтегазовой отрасли [1, 2]. Особую сложность представляют собой случаи, когда нефтепродукты, смешиваясь с песком и водой, формируют стабильные высоковязкие эмульсии, устойчивые к традиционным методам очистки [3, 4]. Подобные системы характеризуются образованием прочных межфазных слоев, стабилизированных наноразмерными частицами механических примесей, что значительно затрудняет их разделение на компоненты [5, 6].

Эффективная ликвидация последствий таких разливов требует глубокого понимания физико-химических свойств образующихся эмульсий и разработки целенаправленных методов их деэмульсации [7, 8]. Существующие подходы, включая центрифугирование, термическую и химическую обработку, зачастую оказываются недостаточно эффективными без предварительной модификации системы для снижения вязкости и разрушения стабилизирующих барьеров [9, 10].

Целью данной работы являлось комплексное исследование свойств высоковязкой нефтепесчаной эмульсии, отобранной в зоне загрязнения, и разработка эффективной методики ее разделения с применением методов химического разбавления и термомеханического воздействия.

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ УЧЕНЫХ И СПЕЦИАЛИСТОВ

МЕТОДЫ И МАТЕРИАЛЫ

На рисунке 1 представлен внешний вид полученных проб из разных точек сбора.

В таблице 1 приведен результат анализа внешнего вида и характеристика проб.

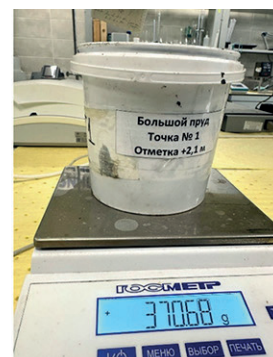
Анализ представленных табличных данных показывает существенную неоднородность загрязнений на различных пробоотборных точках. Характер проб варьирует от густых черных вязких масс до пастообразных и твердых агрегатных состояний, что свидетельствует о различиях в процессах старения нефтепродуктов, испарении летучих фракций и их взаимодействии с почвенной средой. Наличие характерных запахов

битума и органических растворителей указывает на поликомпонентный состав загрязняющего вещества. В целях углубленного изучения отобрана проба с максимальной массой и выраженной гомогенностью – «Большой пруд, точка № 2 (отметка +3,3 м)» – для последующего определения физико-химических характеристик и фракционирования на составляющие (нефть, водную фазу, твердые примеси).

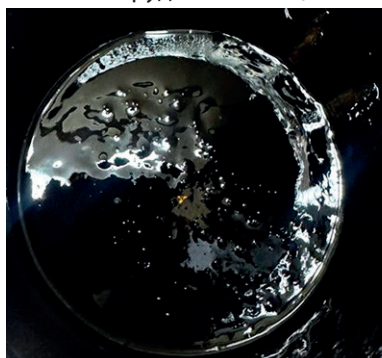
Разделение эмульсии методом центрифугирования

Методика разделения эмульсионной системы основана на центрифужном эффекте и включает следу-

Большой пруд точка № 1 (отметка +2,1 м)



Большой пруд точка № 2 (отметка +2,7 м)



Большой пруд точка № 2 (отметка +3,3 м)

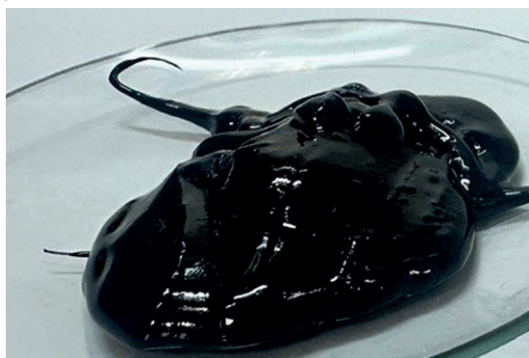


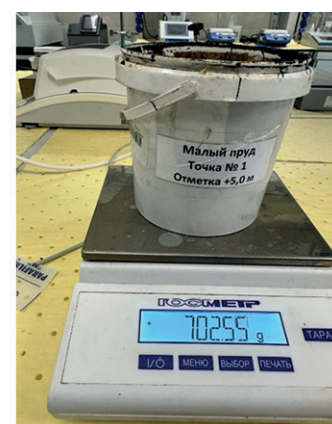
Рис. 1. Внешний вид проб

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ УЧЕНЫХ И СПЕЦИАЛИСТОВ

Большой пруд точка № 3 (отметка +2,8 м)



Малый пруд точка № 1 (отметка +5,0 м)



Малый пруд точка № 3 (отметка 3,6–4,2 м)

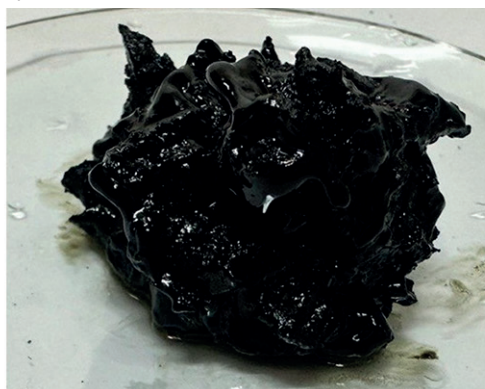
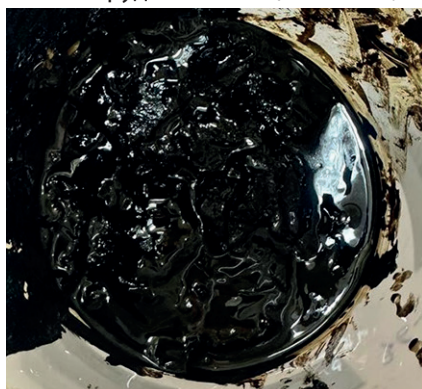


Рис. 1. Окончание

ющие этапы: предварительный нагрев пробы до 80 °С с последующим перемешиванием для достижения гомогенности, загрузку в центрифужные пробирки и обработку при 5000 об/мин в течение 30 мин. В результате центробежного воздействия происходит фазовое расслоение: тяжелые фракции (вода и твердые частицы) оседают на дно, тогда как легкая нефтяная фаза мигрирует в верхний слой (рис. 2).

При центрифугировании пробы «Большой пруд точка № 2 (отметка +3,3 м)» разделения на слои

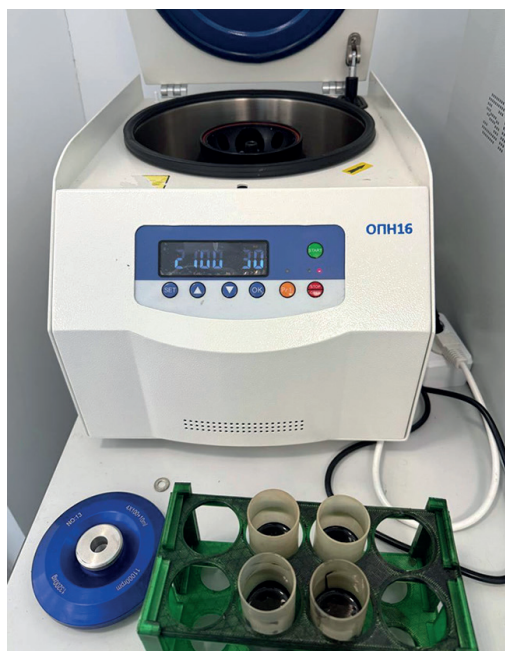
не произошло. Для улучшения разделения в пробу добавили демульгатор, тщательно перемешали и отцентрифугировали. Разделения пробы не произошло.

Определение содержания воды методом Дина-Старка

Метод Дина-Старка (ГОСТ 2477-2014 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения воды») пред-

Таблица 1. Внешний вид и характеристика проб

Точка отбора	Внешний вид	Запах	Вес, г
Большой пруд точка № 1 (отметка +2,1 м)	Черная вязкая масса, при перемешивании рвется	Запах нефтепродуктов, битума	190
Большой пруд точка № 2 (отметка +2,7 м)	Черная жидкая масса, при перемешивании тянется	Запах нефтепродуктов, битума	270
Большой пруд точка № 2 (отметка +3,3 м)	Липкая черная твердая масса, при перемешивании тянется	Запах нефтепродуктов, битума	680
Большой пруд точка № 3 (отметка +2,8 м)	Липкая черная твердая масса, при перемешивании тянется	Запах нефтепродуктов, битума, рубероида	500
Малый пруд точка № 1 (отметка +5,0 м)	Сверху прозрачный слой жидкости, возможно воды. Черная жидкая паста	Запах свежей краски, возможно растворителей	520
Малый пруд точка № 3 (отметка 3,6-4,2 м)	Неподвижная черная масса с твердыми мех. примесями	Запах универсального растворителя	160

**Рис. 2.** Процесс разделения эмульсии методом центрифугирования

ставляет собой стандартную методику определения содержания воды в нефти и нефтепродуктах, основанную на отгонке воды с органическим растворителем. В процессе анализа навеску пробы смешивают с водоотгоняющим растворителем (толуолом или нефрасом) в специальной колбе аппарата Дина-Старка.

**Рис. 3.** Определение содержания воды методом Дина-Старка

При нагревании смеси образуются пары растворителя и воды, которые поступают в холодильник, где конденсируются и стекают в градуированный приемник (рис. 3).

Содержание воды в пробе «Большой пруд точка № 2 (отметка +3,3 м)» составило 33% (табл. 2).

Таблица 2. Физико-химические характеристики эмульсии

Точка отбора	Плотность эмульсии, кг/м ³		Содержание воды, %	Содержание мехпримесей, %
	25 °С	50 °С		
Большой пруд точка № 2 (отметка +3,3 м)	0,976	0,974	33	23,8

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ УЧЕНЫХ И СПЕЦИАЛИСТОВ

Содержание механических примесей в нефтепродуктах

Метод определения механических примесей в нефтепродуктах основан на гравиметрическом анализе. Пробу нефтепродукта фильтруют через предварительно взвешенный бумажный фильтр горячим растворителем или смесью растворителей (спирто-бензол, спирто-толуол, хлороформ) до прозрачной капли. После фильтрации фильтр высушивают при 105 °С до постоянной массы и повторно взвешивают (рис. 4).

Содержание механических примесей (X , %) рассчитывают по формуле:

$$X = \frac{m_1 - m_2}{m} \cdot 100,$$

где m_1 – масса чистого фильтра; m_2 – масса фильтра с примесями; m – масса пробы.

Содержание механических примесей в пробе «Большой пруд точка № 2 (отметка +3,3 м)» составило 23,8% (табл. 2).

Данные механические примеси исследовали на ИК-спектрометре Фурье с выделением основных характеристических сигналов. Сравнение с базой данных показало, что примеси сходны по составу с SiO_2 (песок, кремнезем) (рис. 5).

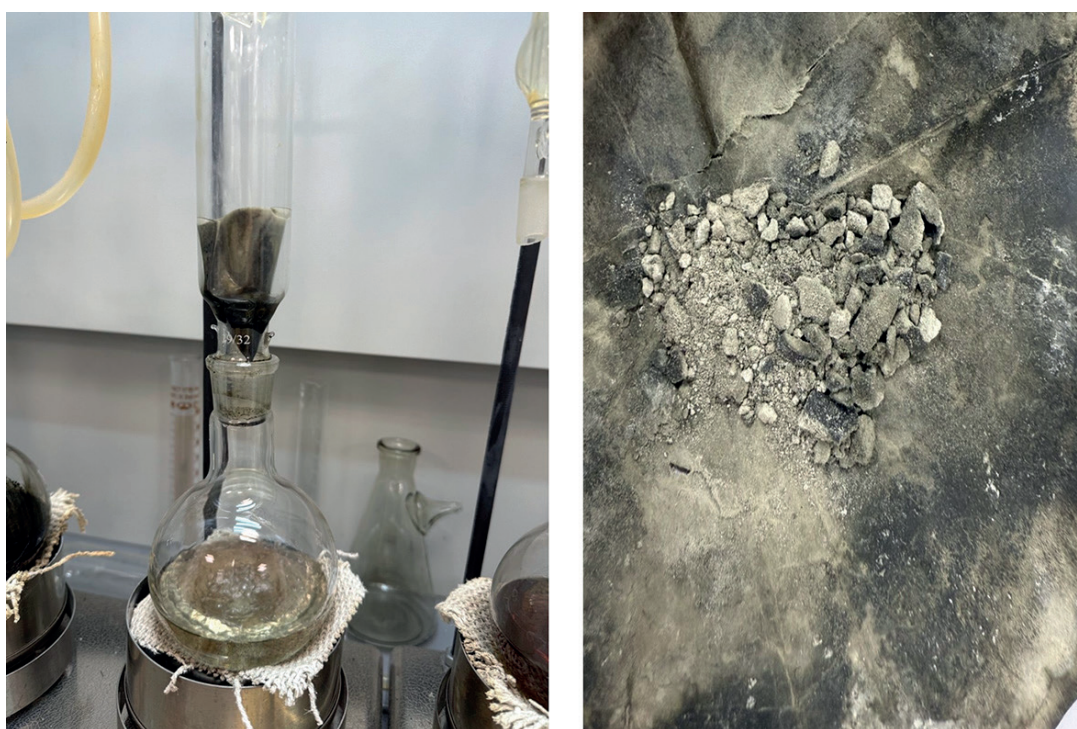


Рис. 4. Определение содержания механических примесей

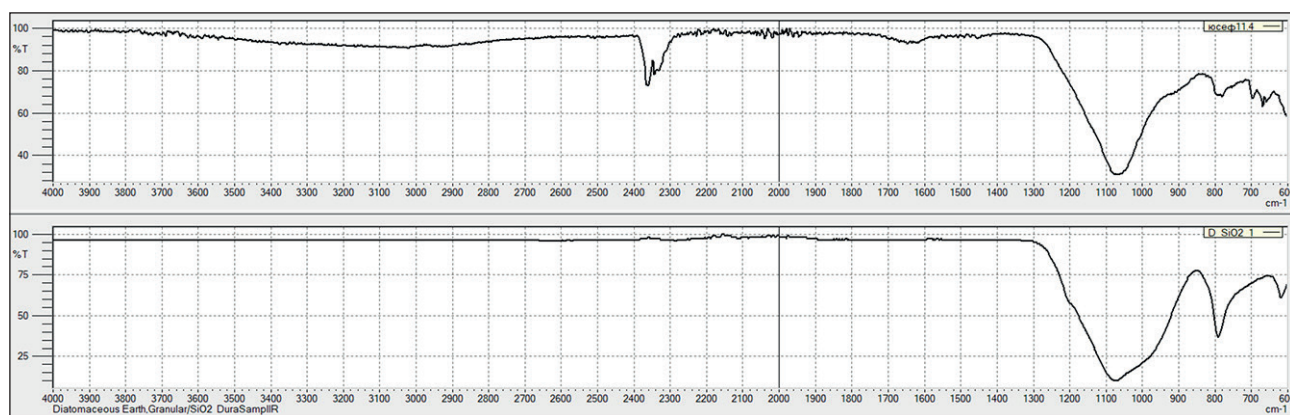


Рис. 5. ИК-спектр мехпримесей, выделенных из пробы «Большой пруд точка № 2 (отметка +3,3 м)»

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ УЧЕНЫХ И СПЕЦИАЛИСТОВ

Плотность эмульсии

Метод основан на точном измерении массы известного объема эмульсии с помощью калиброванного пикнометра согласно ГОСТ 3900 (рис. 6).

Были определены плотности пробы «Большой пруд точка № 2 (отметка +3,3 м)» при 25 °С и 50 °С и составили 0,976 и 0,974 кг/м³ соответственно (табл. 2).

Плотность эмульсии на уровне ~0,976 г/см³ (при 25 °С), сопоставимая с показателями воды, свидетельствует о высокой степени обводненности и минерализации системы. Доля воды (33%) и механических примесей (23,8%) подчеркивает поликомпонентность состава, в котором песчаная фракция (SiO₂) функционирует как стабилизатор, образуя устойчивую структуру, опасную естественному фазовому разделению.

Динамическая вязкость эмульсии

Вязкостные параметры определяли на ротационном вискозиметре Rheotest RN 5.1 в интервале температур 25–90 °С (шаг 10 °С). Образец перед каждым тестом выдерживали в термостате прибора 20–30 мин для установления термического равновесия. Режим измерений предусматривал фиксированную скорость сдвига 10 с⁻¹, гарантируя воспроизводимость данных (рис. 7).

Изменение динамической вязкости от температуры показано на рис. 8 и в таблице 3.



Рис. 6. Определение плотности

Значительная динамическая вязкость при 25 °С (105 379 мПа • с) позволяет отнести эмульсию к категории высоковязких систем. Четко выраженная температурная зависимость (снижение вязкости более чем на два порядка к 90 °С) отражает термочувствительность ее структуры. Вместе с тем, даже при повышенных температурах (90 °С) вязкость превышает 1000 мПа • с, что обосновывает комбинированный подход к деэмульсации с использованием термических и химических воздействий.

Выделение легкой фракции (нефти) из пробы эмульсии

По завершении анализа содержания воды методом Дина-Старка растворитель полностью удаляли из колбы путем перегонки. В остатке остались механические примеси и нефтяная фаза. Жидкую нефтяную фракцию отделяли декантацией в чистую лабораторную емкость для дальнейших физико-химических исследований, тогда как твердые примеси с остаточной нефтью оставались в исходной колбе (рис. 9).

Далее содержимое колбы растворяли в спирто-толуольной смеси с последующей фильтрацией через ленту «синяя». Механические примеси удерживались на фильтре, а растворитель удаляли на роторном испарителе.

Характеристики очищенной пробы

В очищенной пробе «Большой пруд, точка № 2 (отметка +3,3 м)» без механических примесей и воды измерили динамическую вязкость в различных температурных режимах, а также плотность при 25 °С и 50 °С (табл. 4, рис. 10).



Рис. 7. Определение динамической вязкости пробы

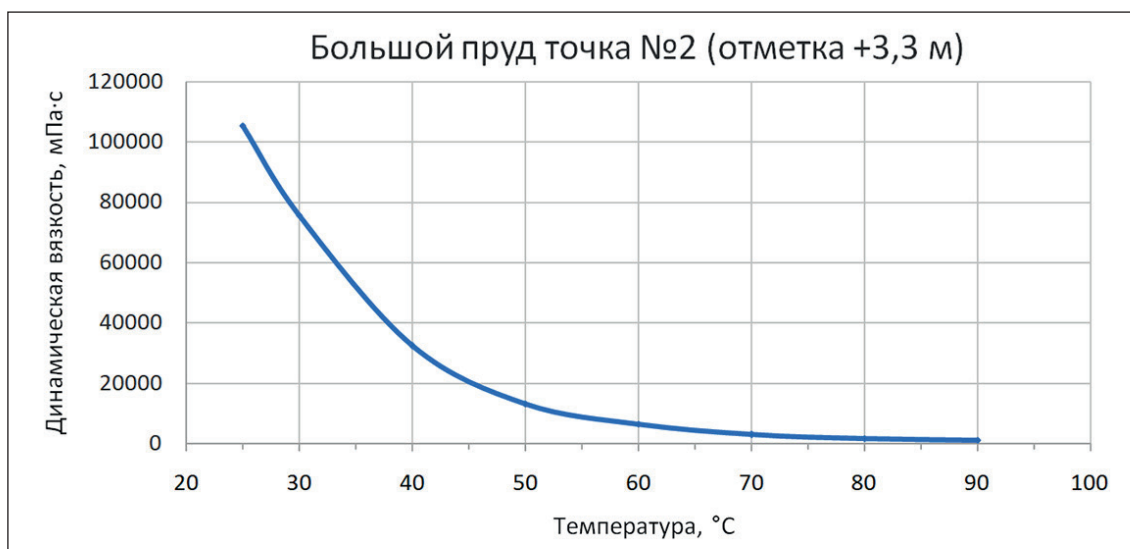


Рис. 8. Зависимость динамической вязкости пробы от температуры

Таблица 3. Динамическая вязкость пробы, отобранной с «Большой пруд точка № 2 (отметка +3,3 м)»

Место взятия пробы	Вязкость динамическая, мПа · с							
	25 °C	30 °C	40 °C	50 °C	60 °C	70 °C	80 °C	90 °C
БП т. №2 (+3,3 м)	105 379	75 721	32 446	13 300	6527	3046	1820	1181

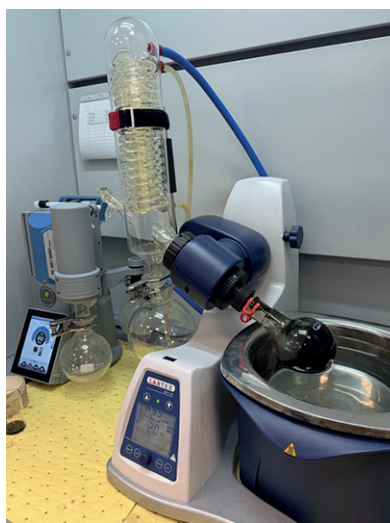


Рис. 9. Процесс выделения нефтяной составляющей из пробы «Большой пруд точка № 2 (отметка +3,3 м)»

После удаления воды и механических загрязнений зафиксировано значительное падение динамической вязкости — с 105 379 до 7771 мПа · с (измерения проводились при 25 °C). Параллельно снизилась и плотность: с 0,976 до 0,918 г/см³. Полученные данные наглядно подтверждают, что именно эти компоненты вносят наибольший вклад в устойчивость эмульсионной дисперсной системы. При этом зависимость вязкости от температуры не исчезает,

однако текущие значения вязкости уже сопоставимы с характеристиками, типичными для тяжелых нефтепродуктов.

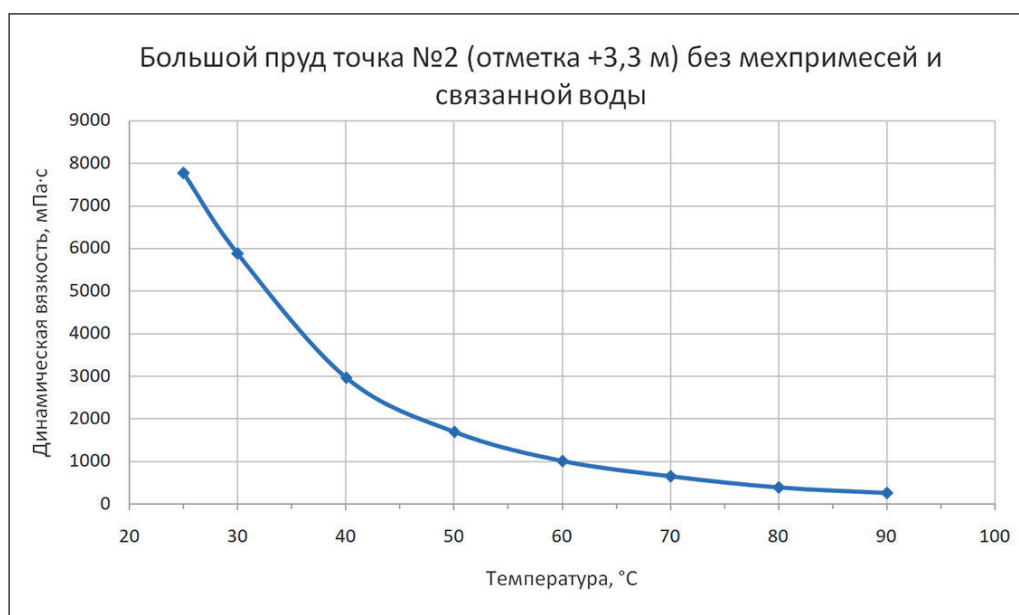
Порядок разбавления очищенной пробы

Очищенную пробу разбавили дизельным топливом. Для этого исходный материал, взятый в точке № 2 «Большой пруд» (отметка +3,3 м), смешали

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ УЧЕНЫХ И СПЕЦИАЛИСТОВ

Таблица 4. Значение динамической вязкости пробы, отобранной с «Большого пруда, точка № 2 (отметка +3,3 м)» без мехпримесей и связанной воды

Место взятия пробы	Вязкость динамическая, мПа · с								Плотность эмульсии, кг/м ³	
	25 °С	30 °С	40 °С	50 °С	60 °С	70 °С	80 °С	90 °С	25 °С	50 °С
БП т. № 2 (+3,3 м) без мех. примесей и воды	7771	58,75	2954	1689	1009	646	380	249	0,918	0,915

**Рис. 10.** Зависимость динамической вязкости пробы от температуры по таблице 4

с горючим в равных объемных долях (1:1). Процесс проводили с помощью верхнеприводной мешалки при частоте вращения 700 оборотов в минуту до образования однородной суспензии. После завершения интенсивного смешивания был отобран верхний дизельный слой. Визуальное наблюдение показало, что вязкость полученной системы уменьшилась (результаты представлены на рис. 11).

Полученный образец подвергли нагреву до 90 °С с выдержкой в течение 30 минут, после чего провели центрифугирование при частоте вращения 4000 об/мин. В результате произошло расслоение смеси на два компонента: верхний (подвижный, представляющий собой нефтяную фазу) и нижний, образованный механическими примесями (рис. 12). Следует отметить, что выделения водной фазы в пробе зафиксировано не было.

Дополнительно измерили зависимость вязкости от температуры для смеси, состоящей из пробы и дизельного топлива в пропорции 1:1. Диапазон измерений составил от 25 до 90 °С (результаты отражены на рис. 13 и в табл. 5).

При добавлении дизельного топлива в пропорции один к одному зафиксировано выраженное падение

вязкости. При температуре 25 °С данный показатель снизился до 836 мПа · с. Столь существенное уменьшение вязкости позволяет считать полученную систему технологически приемлемой для проведения последующих операций – в частности, для обработки центрифугированием. Низкие значения вязкости в широком температурном диапазоне подтверждают эффективность данного подхода как метода предварительной модификации эмульсии.

Было исследовано влияние углеводородного растворителя «Нефрас-С2 80» на разделение пробы и изменение вязкости от температуры (рис. 14).

Для этого смешали пробу «Большой пруд точка № 2 (отметка +3,3 м)» с растворителем в соотношении 1:1 при 700 об/мин в течение 30 мин. Затем верхнюю часть растворителя слили и продолжили дальнейшие исследования на смеси пробы с растворителем.

После центрифугирования проба разделилась на две фазы: мехпримеси и нефтяная составляющая. Отделения воды также не наблюдалось.

Полученная зависимость динамической вязкости смеси «проба + Нефрас С2 80 1:1» от температуры представлена на рисунке 15 и в таблице 6.

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ УЧЕНЫХ И СПЕЦИАЛИСТОВ

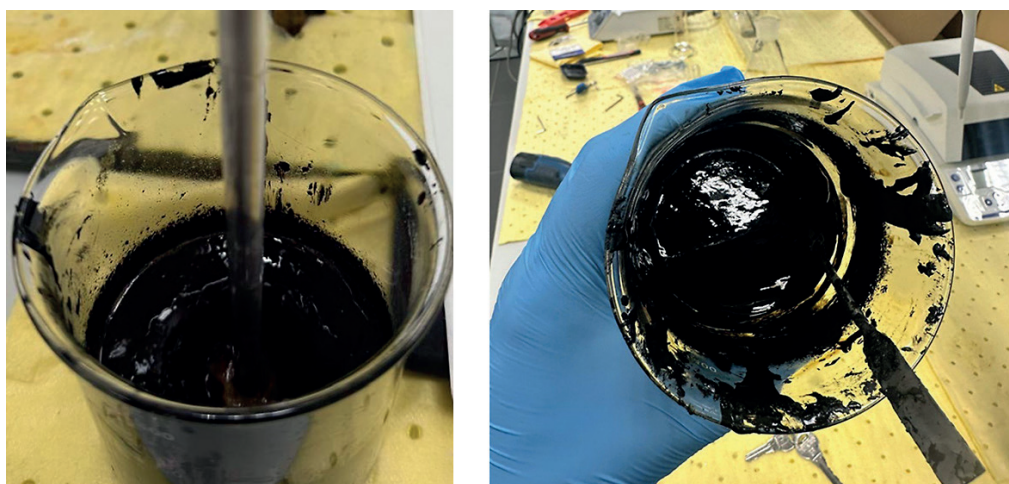


Рис. 11. Внешний вид смеси «проба + дизельное топливо» в пропорции 1:1



Рис. 12. Внешний вид пробы после центрифугирования смеси «проба + дизельное топливо»

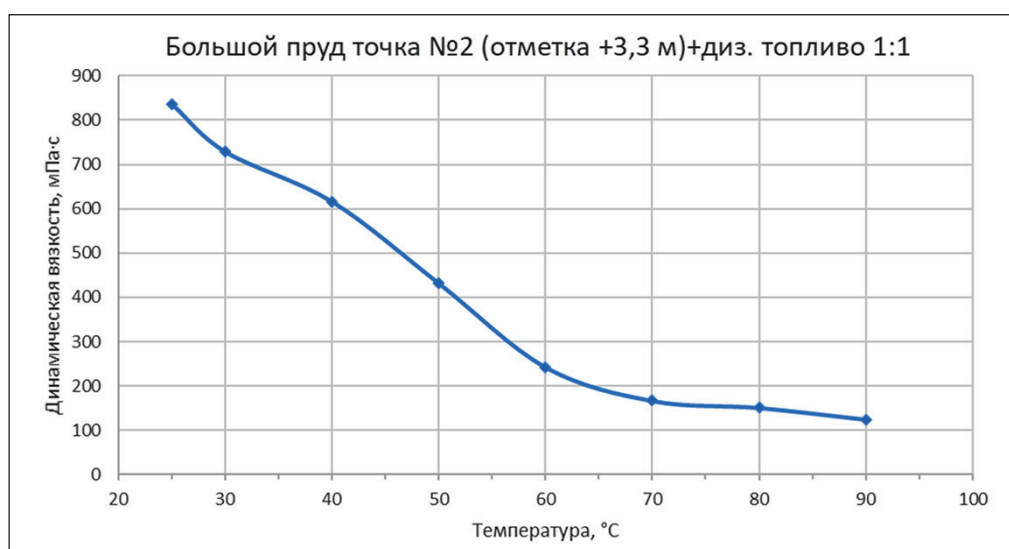
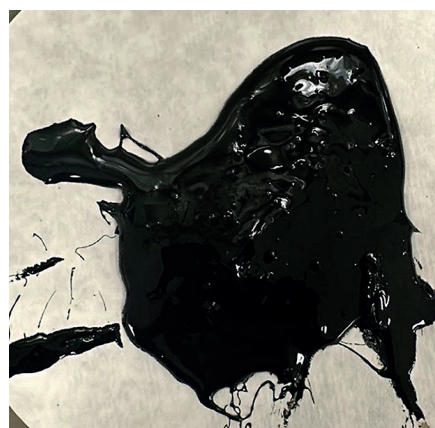


Рис. 13. Зависимость динамической вязкости пробы от температуры по таблице 5

Таблица 5. Значение динамической вязкости смеси «проба + дизельное топливо» в пропорции 1:1

Место взятия пробы	Вязкость динамическая, мПа · с							
	25 °С	30 °С	40 °С	50 °С	60 °С	70 °С	80 °С	90 °С
БП т. № 2 (+3,3 м) + Диз. Топливо 1:1	836,0	728,7	616,2	431,9	242,7	167,1	151,4	125

**Рис. 14.** Разделение пробы после центрифугирования смеси «проба + Нефрас С2 80 1:2»

Хотя «Нефрас-С2-80» значительно снижает вязкость по сравнению с исходной пробой, **дизельное топливо является более эффективным агентом для предварительной подготовки эмульсии к механическому разделению (центрифугированию)**, так как обеспечивает гораздо более низкие значения вязкости во всем температурном диапазоне. «Нефрас» может быть полезен для других задач, например, для экстракции определенных фракций, но не для оптимального снижения вязкости.

Также было проведено исследование пробы, смешанной с «Нефрасом С2 80», с последующим удалением связанной воды и мехпримесей. Определена динамическая вязкость при различных температурах (табл. 7, рис. 16) и плотности при 25 °С и 50 °С.

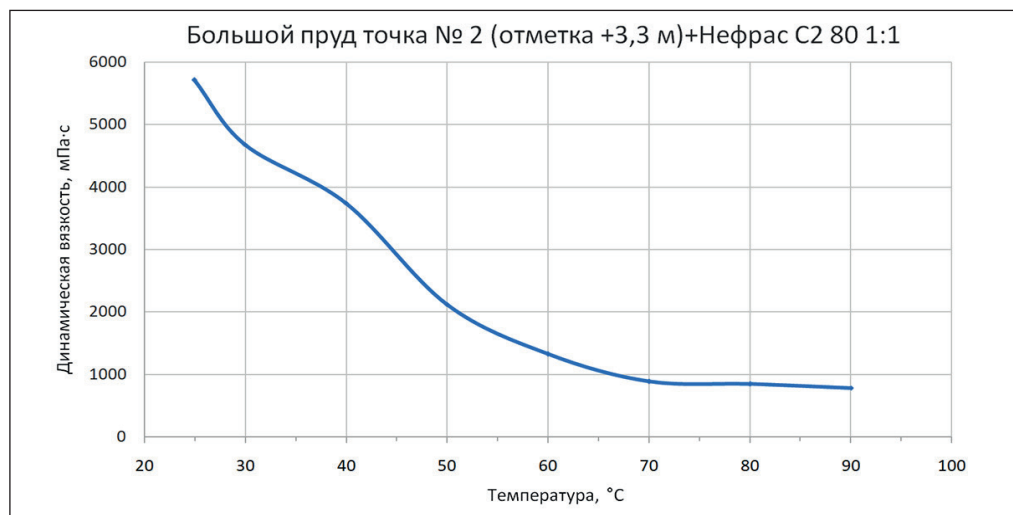
Использование растворителя «Нефрас-С2 80» также привело к существенному снижению вязкости, хотя и менее выраженному по сравнению с дизельным топливом. Плотность полученной нефтяной фазы снизилась до 0,908 г/см³, что характерно для облегченных нефтепродуктов. Это указывает на то, что растворитель не только снизил вязкость, но и изменил состав непрерывной нефтяной фазы, способствуя более эффективному отделению от механических примесей.

Обсуждение результатов

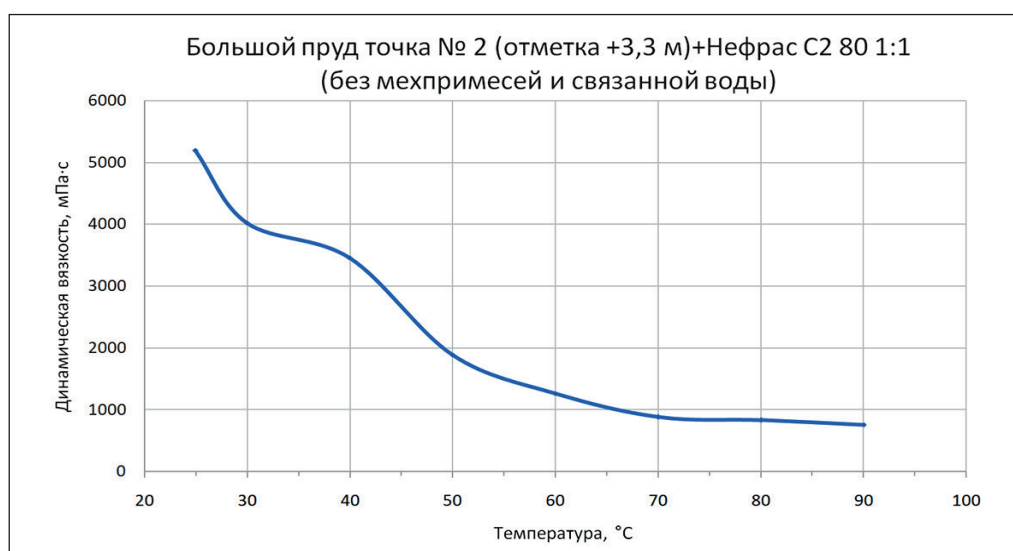
Проведенное исследование выявило, что исходная проба загрязненного грунта представляет собой

Таблица 6. Динамическая вязкость смеси «проба + Нефрас С280 1:1»

Место взятия пробы	Вязкость динамическая, мПа · с							
	25 °С	30 °С	40 °С	50 °С	60 °С	70 °С	80 °С	90 °С
БП т. № 2 (+3,3 м) + Нефрас С2 80 1:1	5711,2	4680,4	3741,8	2121,4	1329,1	891,4	848,8	787,4

**Рис. 15.** Зависимость динамической вязкости смеси «проба + Нефрас С2 80 1:1» от температуры**Таблица 7.** Динамическая вязкость смеси «проба + Нефрас С280 1:1», не содержащей связанную воду и мехпримеси

Место взятия пробы	Вязкость динамическая, мПа · с								Плотность эмульсии, кг/м ³	
	25 °С	30 °С	40 °С	50 °С	60 °С	70 °С	80 °С	90 °С	25 °С	50 °С
БП т. № 2 (+3,3 м) без мехпримесей и воды	5197	4028	3459	1892	1269	884	836	762	0,908	0,907

**Рис. 16.** Зависимость динамической вязкости смеси «проба + Нефрас С2 80 1:1» без мехпримесей и связанной воды» от температуры

высокостабильную эмульсию типа «вода в нефти», стабилизированную механическими примесями песка (SiO₂). Высокая динамическая вязкость и устойчивость к стандартному центрифугированию даже с применением демульгатора обусловлены образо-

ванием прочных межфазных нанослоев, где частицы песка действуют как природные эмульгаторы, предотвращая коалесценцию капель воды [11–13].

Ключевой проблемой является именно наноразмерный характер стабилизации, что согласуется с со-

временными представлениями о роли твердых частиц в стабилизации эмульсий [14, 15]. Традиционные методы деэмульсации, направленные в основном на разрушение поверхностно-стабилизированных пленок, в данном случае оказались неэффективны без предварительного разрушения всей структуры системы.

Наиболее эффективной стратегией оказалось химическое разбавление, приводящее к двум основным эффектам:

1. Снижение вязкости: разбавитель (дизельное топливо или растворитель) снижает вязкость непрерывной нефтяной фазы, что облегчает седиментацию и кинетику процессов разделения под действием центробежных сил [16, 17].

2. Нарушение межфазной стабилизации: введение большого объема углеводородной жидкости изменяет соотношение фаз, толщину межфазных слоев и смачиваемость твердых частиц, что приводит к дестабилизации эмульсии и агрегации частиц песка [18, 19].

Последующее термомеханическое воздействие (нагрев и центрифугирование) завершает процесс разделения, обеспечивая седиментацию коагулированных механических примесей. Отсутствие видимого отделения водной фазы после разбавления и центрифугирования может объясняться ее диспергированием в избытке углеводородной фазы или образованием микроэмульсий.

Сравнительный анализ разбавителей показал, что дизельное топливо является более эффективным агентом для снижения вязкости, в то время как

«Нефрас-С2 80», будучи более легким растворителем, вероятно, лучше справляется с солюбилизацией асфальтен-смолистых компонентов, вносящих вклад в стабильность эмульсии [20, 21].

ВЫВОДЫ

1. Установлено, что загрязненный грунт представляет собой высоковязкую ($105\ 379\ \text{мПа} \cdot \text{с}$ при $25\ ^\circ\text{C}$) и высокостабильную эмульсию, содержащую 33% воды и 23,8% механических примесей (песок, SiO_2).

2. Показана неэффективность стандартных методов деэмульсации (центрифугирование, в том числе с демульгатором) для разделения исходной эмульсии, что связано с наноразмерной стабилизацией межфазных слоев твердыми частицами.

3. Разработана эффективная двухстадийная методика разделения эмульсии, включающая химическое разбавление дизельным топливом или растворителем «Нефрас-С2 80» в соотношении 1:1 с последующим нагревом и центрифугированием.

4. Доказано, что разбавление дизельным топливом является наиболее эффективным способом снижения вязкости (в 126 раз при $25\ ^\circ\text{C}$), что делает систему пригодной для успешного механического разделения.

5. Полученные данные имеют практическую значимость для разработки рецептов и технологий ликвидации сложных нефтепесчаных загрязнений в прибрежных зонах.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Fingas M. *The Basics of Oil Spill Cleanup*. CRC Press; 2018. Available from: <https://archive.org/details/basicsofoilspill0000fing/page/n7/mode/2up> (accessed: 05.03.2026)
2. Peterson C.H., et al. Long-Term Ecosystem Response to the Exxon Valdez Oil Spill. *Science*. 2003;302(5653):2082-2086. <https://doi.org/10.1126/science.1084282>
3. Kokal S.L. Crude Oil Emulsions: A State-Of-The-Review. *SPE Production & Facilities*. 2005;20(01):5-13. Available from: <https://www.sci-hub.ru/10.2118/77497-PA?ysclid=mnj4ahu7nl799796940> (accessed: 05.03.2026)
4. Sjöblom J., et al. Our current understanding of water-in-crude oil emulsions. Recent characterization techniques and high-pressure performance. *Advances in Colloid and Interface Science*. 2003;100:399-473.
5. Binks B.P. Particles as surfactants—similarities and differences. *Current Opinion in Colloid & Interface Science*. 2002;7(1-2):21-41. [https://doi.org/10.1016/S1359-0294\(02\)00008-0](https://doi.org/10.1016/S1359-0294(02)00008-0)
6. Aveyard R., Binks, B.P., Clint, J.H. Emulsions stabilized solely by colloidal particles. *Advances in Colloid and Interface Science*. 2003;100:503-546. [https://doi.org/10.1016/S0001-8686\(02\)00069-6](https://doi.org/10.1016/S0001-8686(02)00069-6)
7. Schramm L.L. *Surfactants: Fundamentals and Applications in the Petroleum Industry*. Cambridge University Press; 2000. Available from: https://www.researchgate.net/publication/270571659_Surfactant_Fundamentals_and_Applications_in_the_Petroleum_Industry.
8. Kilpatrick P.K. Water-in-crude oil emulsion stabilization: Review and unanswered questions. *Energy & Fuels*. 2012;26(7):4017-4026. <https://doi.org/10.1021/ef3003262>
9. Abdulredha M.M., et al. Overview on petroleum emulsions, formation, influence and demulsification treatment techniques. *Arabian Journal of Chemistry*. 2020;13(1):3403-3428. <https://doi.org/10.1016/j.arabjc.2018.11.014>

10. Zolfaghari R., et al. Demulsification techniques of water-in-oil and oil-in-water emulsions in the petroleum industry. *Separation and Purification Technology*. 2016;170:377–407. <https://doi.org/10.1016/j.seppur.2016.06.026>
11. Sullivan A.P., Kilpatrick P.K. The effects of inorganic solid particles on water and crude oil emulsion stability. *Industrial & Engineering Chemistry Research*. 2002;41(14):3389–3404. <https://doi.org/10.1021/IE010927N>
12. Yan N., et al. Role of fine solids in the stabilization of O/W emulsions in petroleum production. *Journal of Dispersion Science and Technology*. 2001;22(5):491–504. Available from: https://www.academia.edu/82432725/On_water_in_oil_emulsions_stabilized_by_fine_solids (accessed: 05.03.2026)
13. Ese M.H., et al. Ageing of water-in-crude oil emulsions: Effect on water content, droplet size distribution and dynamic viscosity. *Journal of Dispersion Science and Technology*. 1999;20(5):1175–1187. <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2011.12.076>
14. Binks B.P., Horozov T.S. *Colloidal Particles at Liquid Interfaces*. Cambridge University Press; 2006. Available from: https://www.researchgate.net/publication/244442930_Colloidal_Particles_at_Liquid_Interfaces_Edited_by_Bernard_P_Binks_and_Tommy_S_Horozov_University_of_Hull_UK (accessed: 05.03.2026)
15. Hunter T.N., et al. The role of particles in stabilizing foams and emulsions. *Advances in Colloid and Interface Science*. 2008;137(2):57–81. <https://doi.org/10.1016/j.cis.2007.07.007>
16. Ashrafzadeh S.N., Motace E. Emulsification of heavy crude oil in water for pipeline transportation. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2010;74(3):205–211. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2010.02.005>
17. Al-Sabagh A.M., et al. Demulsification of W/O emulsion at the petroleum field using some demulsifiers based on polyethylene and propylene oxides. *Journal of Dispersion Science and Technology*. 2011;32(9):1266–1274. <https://doi.org/10.1016/j.ejpe.2016.05.008>
18. Strassner J.E. Effect of pH on interfacial films and stability of crude oil-water emulsions. *Journal of Petroleum Technology*. 1968;20(03):303–312. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.7b01039>
19. McLean J.D., Kilpatrick P.K. Effects of asphaltene aggregation in model heptane-toluene mixtures on stability of water-in-oil emulsions. *Journal of Colloid and Interface Science*. 1997;196(1):23–34. <https://doi.org/10.1006/JCIS.1997.5177>
20. Kokal S., Al-Juraid J. Quantification of various factors affecting emulsion stability: water-cut, temperature, shear, asphaltene content, demulsifier dosage and mixing different crudes. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Houston, Texas*; 3–6 October 1999. Available from: <https://www.sci-hub.ru/10.2118/56641-ms?ysclid=mnj0stfhibi517660807> (accessed: 05.03.2026)
21. Rondon M., et al. Breaking of water-in-crude-oil emulsions. 1. Physicochemical phenomenology of demulsifier action. *Energy & Fuels*. 2006;20:1600–1604. <https://doi.org/10.1021/EF060017O>

ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

Авторы заявляют о том, что при подготовке статьи не использовались технологии генеративного искусственного интеллекта и технологии, основанные на искусственном интеллекте.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Абусал Юсеф А.Ю. – инженер-исследователь отделения НЦМУ «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты», кафедра «Бурение нефтяных и газовых скважин», Уфимский государственный нефтяной технический университет, 450064, Уфа, ул. Космонавтов, д. 1, Республика Башкортостан, Российская Федерация, yousef-abusal@mail.ru, <https://orcid.org/0009-0000-3550-6384>

Яхин Артур Рамилевич – кандидат технических наук, доцент, старший научный сотрудник отделения НЦМУ «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты», Уфимский государственный нефтяной технический университет, 450064, Уфа, ул. Космонавтов, д. 1, Республика Башкортостан, Российская Федерация, 9406622@mail.ru, <https://orcid.org/0000-0003-3748-0098>

Сильнов Денис Владимирович – кандидат технических наук, заведующий кафедрой «Бережливые технологии и инновации в нефтегазовом комплексе», Уфимский государственный нефтяной технический университет, 450064, Уфа, ул. Космонавтов, д. 1, Республика Башкортостан, Российская Федерация, d.silnov@list.ru, <https://orcid.org/0009-0002-4924-5765>

Арасланова Диляра Ильдусовна – кандидат химических наук, начальник лаборатории нефтепромышленной химии Инжинирингового центра, Уфимский государственный нефтяной технический университет, 450064, Уфа, ул. Космонавтов, д. 1, Республика Башкортостан, Российская Федерация, Araslanova_di@mail.ru, <https://orcid.org/0009-0000-5791-5816>

Горшков Всеволод Антонович – студент, Уфимский государственный нефтяной технический университет, 450064, Уфа, ул. Космонавтов, д. 1, Республика Башкортостан, Российская Федерация, e-mail ydacha438@gmail.com, <https://orcid.org/0009-0007-2863-2607>

ВКЛАД АВТОРОВ

Абусал Юсеф А.А. – написание оригинального текста; анализ и проработка методологии исследования.

Яхин А.Р. – научное редактирование текста; концепция исследования.

Сильнов Д.В. – научное руководство, формулировка окончательных выводов.

Арасланова Д.И. – анализ литературных источников и предыдущих исследований; оформление текстового материала в соответствии с требованиями журнала.

Горшков В.А. – анализ литературных источников и научных исследований российских и международных ученых; оформление текста.

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Статья поступила в редакцию 04.04.2026; одобрена после рецензирования 03.06.2026; принята к публикации 09.06.2026.