



Исследование плотности и устойчивости эмульсий нефтепродуктов в воде

О.И. Матиенко✉, Е.Г. Филатова, В.А. Чебунин

Иркутский национальный исследовательский технический университет,
Иркутск, Российская Федерация

Аннотация. К факторам, определяющим устойчивость эмульсий нефтепродуктов в воде, относят физико-химические свойства нефти, а также состав эмульгированной воды. Целью настоящей работы являлось исследование влияния концентрации и температуры на плотность и устойчивость эмульсий нефтепродуктов в воде. Классические эмульсии нефти первого типа готовили на основе водного раствора CaCl_2 и нефти Ярактинского месторождения. Соотношение углеводородной составляющей и водной фазы составило, % об.: 5:92, 10:87, 15:82, 20:77, 25:72, 30:67, 35:62 с добавлением эмульгатора. Исследование плотности эмульсий осуществляли пикнометрическим методом анализа с погрешностью измерений до $\pm 0,01 \text{ кг/м}^3$. В основе метода лежит точное определение массы исследуемого раствора и дистиллированной воды, занимающих в пикнометре известный объем (50 см^3), и использование в работе высокоточных аналитических весов. Полученные уравнения регрессии позволяют рассчитывать значения плотности эмульсий нефтепродуктов в воде в изученном интервале температур ($20\text{--}60^\circ\text{C}$) и концентрации нефти (5–35% об.). Выведенные эмпирические уравнения правомочно использовать на практике. Показано, что с увеличением концентрации нефти и температуры плотность эмульсий уменьшается. Стабилизирующую способность эмульсий нефтепродуктов в воде оценивали по коэффициенту светопропускания: оценка величины светопропускания служила критерием стабильности эмульсии в воде. Экспериментально подтверждено, что с увеличением температуры стабилизирующая способность эмульсий снижается. Результаты исследования могут быть полезны при изучении закономерностей, определяющих направление и глубину протекания химических превращений и стабилизации эмульсий нефтепродуктов в воде, а также в решении практических вопросов их разрушения.

Ключевые слова: эмульсии нефти в воде, плотность, концентрация нефти, температура, устойчивость эмульсий

Для цитирования: Матиенко О.И., Филатова Е.Г., Чебунин В.А. Исследование плотности и устойчивости эмульсий нефтепродуктов в воде // Известия вузов. Прикладная химия и биотехнология. 2024. Т. 14. N 2. С. 285–290. DOI: 10.21285/achb.920. EDN: RQCXUG.

BRIEF COMMUNICATION

Article title

Density and stability of oil-in-water emulsions

Olga I. Matienko✉, Elena G. Filatova, Vadim A. Chebunin

Irkutsk National Research Technical University, Irkutsk, Russian Federation

Abstract. The stability of oil-in-water emulsions is determined by the physicochemical properties of oil, as well as the composition of emulsified water. The present work aims to study the effect of concentration and temperature on the density and stability of oil-in-water emulsions. Classical oil emulsions of the first type were prepared with aqueous CaCl_2 solution and oil from the Yarkta field. The ratios of the hydrocarbon component to the aqueous phase were as follows, vol%: 5:92, 10:87, 15:82, 20:77, 25:72, 30:67, and 35:62 with the addition of emulsifier. The density of emulsions was studied using the pycnometer method, with a measurement error of up to $\pm 0.01 \text{ kg/m}^3$. The method consists in accurately determining the mass of the test solution and distilled water, which occupy a known volume (50 cm^3) in the pycnometer, and using a high-precision analytical scale. The obtained regression equations provide a means to calculate the densities of oil-in-water emulsions within the studied temperature ($20\text{--}60^\circ\text{C}$) and oil concentration (5–35 vol%).

ranges. The derived empirical equations can be used in practice. It is shown that with increasing oil concentration and temperature, the density of emulsions decreases. The stabilizing ability of oil-in-water emulsions was evaluated in terms of luminous transmittance: the luminous transmittance value served as a stability criterion of emulsions in water. It was experimentally confirmed that the stabilizing ability of emulsions decreases with increasing temperature. The obtained results can be used in the study of regularities defining the direction and extent of chemical transformations and stabilization of oil-in-water emulsions, as well as in the solution of practical issues related to their destruction.

Keywords: oil-in-water emulsions, density, oil concentration, temperature, emulsion stability

For citation: Matienko O.I., Filatova E.G., Chebunin V.A. Density and stability of oil-in-water emulsions. *Proceedings of Universities. Applied Chemistry and Biotechnology*. 2024;14(2):285-290. (In Russian). DOI: 10.21285/achb.920. EDN: RQCXUG.

ВВЕДЕНИЕ

Природная нефть и нефтепродукты относят к дисперсионным системам – эмульсиям. Определение физико-химических свойств нефтяных эмульсий для автоматизированного оборудования чаще всего затруднено вследствие отсутствия информации о таковых. Автоматизированные системы, как правило, распознают нефть и воду по их физико-химическим свойствам, а образование эмульсий нефтепродуктов приводит к сбоям в работе нефтедобывающего и нефтеперерабатывающего оборудования. Регулирование подобных процессов требует основательного понимания и всестороннего исследования физико-химических свойств таких систем. К факторам, определяющим устойчивость нефтяных эмульсий [1–3], относят физико-химические свойства нефти, а также состав эмульгированной воды. Из основных физических свойств особо выделяют плотность, вязкость и состав эмульгаторов¹ [4–6]. Известно, что такое свойство, как плотность нефти, нефтепродуктов и их эмульсий, сильно зависит от концентрации и температуры [7–10]. Необходимо учитывать, что разность плотности воды и нефти возрастает с увеличением температуры, так как плотность нефти изменяется значительно сильнее, чем плотность воды² [11–14].

Актуальность представленных проблем свидетельствует о том, что выбор наиболее рационального направления переработки нефти и нефтяных эмульсий требует исчерпывающих сведений об их физико-химических свойствах. В связи с этим целью проведенного исследования стало изучение закономерности влияния концентрации и температуры на плотность и устойчивость эмульсий нефтепродуктов в воде.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

В ходе исследования использовали эмульсии нефтепродуктов в воде. Установлено, что чем больше минерализация воды, тем выше стойкость эмульсии [15]. Классические эмульсии нефти первого типа готовили на основе водного раствора CaCl_2 (с плотностью 1150 кг/м^3) и нефти. Соотношение углеводородной составляющей и водной фазы составило, % об.: 5:92,

10:87, 15:82, 20:77, 25:72, 30:67, 35:62 с добавлением эмульгатора (олеата натрия $0,02 \text{ М}$ в количестве 3% об.) в углеводородную фазу. В работе использовали нефть Ярактинского месторождения – нефтегазоконденсатного месторождения России. Исследуемая нефть по ГОСТ Р 51858-2002³ относится к первому классу и первому типу. Нефть достаточно легкая, малосернистая, с небольшим содержанием асфальто-смолистых веществ и низкой температурой застывания. Плотность нефти составляет $842,5 \text{ кг/м}^3$ при 15°C . Плотность газового конденсата – $670\text{--}710 \text{ кг/м}^3$.

В нефть поочередно диспергировали эмульгатор, перемешивая полученную массу на трехшпиндельной мешалке (Hamilton Beach, США; 115 В, 60 Гц) не менее получаса, и водный раствор CaCl_2 . Для визуальной оценки исследуемых нефтяных эмульсий приготовленные системы выдерживали в течение одного часа. В течение этого времени эмульсии оставались в стабильном состоянии и не расслаивались.

Исследование плотности эмульсий осуществляли по известной методике⁴ пикнометрическим методом анализа с погрешностью измерений до $\pm 0,01 \text{ кг/м}^3$. Данный результат мог быть достигнут при помощи использования высокоточных аналитических весов. В работе проводили измерения на весах DA-124 (BEL, Италия; цена деления $0,0001 \text{ г}$). В основе метода лежит точное определение массы исследуемого раствора и дистиллированной воды, занимающих в пикнометре известный объем (50 см^3).

Плотность нефти и водных эмульсий ρ , кг/м^3 , определяли по формуле

$$\rho = \rho_0((m_2 - m_0)/(m_1 - m_0)),$$

где ρ_0 – плотность дистиллированной воды при определенной температуре измерения, кг/м^3 ; m_0 – масса пустого пикнометра, г; m_1 – масса пикнометра с дистиллированной водой, г; m_2 – масса пикнометра с исследуемой эмульсией, г.

Поддержание постоянной температуры при проведении основных опытов осуществляли с использованием термостата, исследования проводили при температуре $20, 40$ и 60°C .

¹Сафиева Р.З., Магадова Л.А., Климова Л.З., Борисова О.А. Физико-химические свойства нефтяных дисперсных систем: учеб. пособие. М.: Изд-во РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2001. 60 с. EDN: MRMIIX.

²Формирование и разрушение устойчивых водонефтяных эмульсий в промежуточных слоях: метод. указания / сост. Р.З. Сахабутдинов, Р.Ф. Хамидуллин. Казань: Изд-во КГТУ, 2009. 58 с.

³ГОСТ Р 51858-2002. Нефть. Общие технические условия // Docs.cntd.ru. Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200028839> (09.04.2024).

⁴Криштафович В.И., Криштафович Д.В., Еремеева Н.В. Физико-химические методы исследования: учебник для вузов. М.: Дашков и К°, 2018. 208 с.

Стабилизирующую способность эмульсий нефтепродуктов в воде оценивали по коэффициенту светопропускания T , %, для этого проводили измерения оптической плотности при 525 нм на спектрофотометре ПЭ-5400В («Экротех», Россия) [16, 17]. Оценка величины светопропускания служила критерием стабильности эмульсии в воде [18].

ОБСУЖДЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ

В ходе исследования была изучена зависимость плотности эмульсий от концентрации нефти. Экспериментальные данные по влиянию концентрации нефтепродуктов на плотность эмульсий представляли в виде регрессионных зависимостей. Полученные линейные зависимости правомочно использовать на практике. Так, плотность эмульсий ρ может быть определена по уравнению

$$\rho = a \times C + b,$$

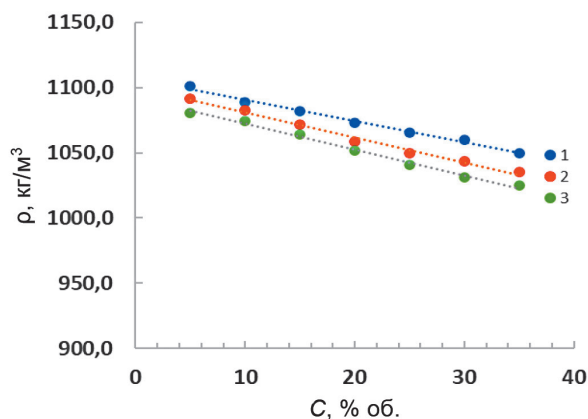
где C – концентрация нефти, % об.; a , b – эмпирические коэффициенты, зависящие от природы системы и концентрации. Полученные результаты по плотности эмульсий представлены в табл. 1.

Как видно из представленных в табл. 1 данных, с увеличением концентрации нефти плотность эмульсии уменьшается. Полученные результаты согласуются с данными по плотности водного раствора CaCl_2 (1150 кг/м³) и чистой нефти. При температуре 20 °С плотность чистой нефти составляет 837,7 кг/м³, измеренное значение соответствует значению 840,1 кг/м³. Отклонение расчетных значений от измеренных составило не более 0,3%.

Исследовано также влияние температуры на плотность эмульсий нефти в воде. Полученные результаты

представлены в табл. 2.

Данные табл. 2 свидетельствуют о том, что плотность исследуемых эмульсий закономерно уменьшается с ростом температуры. В виде зависимостей влияние температуры на плотность эмульсий изображено на рисунке.



Зависимость плотности эмульсий от концентрации при температуре 20 (1), 40 (2) и 60 (3) °С

Relationship between emulsion density and concentration at the temperature 20 (1), 40 (2) and 60 (3) °С

Как видно из представленных данных, с увеличением температуры нефти плотность эмульсий уменьшается. Вычисленные регрессионные коэффициенты плотности удовлетворительно совпадают с экспериментальными данными, при этом погрешность не превышает 1,2%.

Таблица 1. Влияние концентрации на плотность эмульсий ($t = 20$ °С)

Table 1. Concentration effect on the emulsion density ($t = 20$ °С)

$C_{\text{нефти}}$, % об.	Измеренное значение плотности ρ , кг/м ³	Расчетное значение плотности ρ_r , кг/м ³	Уравнение регрессии	Коэффициент детерминации R^2
5	1101,1	1098,7	$\rho = -1,6318 \times C + 1106,9$	0,991
10	1089,0	1090,6		
15	1081,9	1082,4		
20	1072,8	1074,3		
25	1065,3	1066,1		
30	1060,3	1057,9		
35	1049,6	1049,8		

Таблица 2. Влияние температуры на плотность эмульсий

Table 2. Temperature effect on the emulsion density

C _{нефти} , % об.	Температура t, °C			Уравнение регрессии	Коэффициент детерминации R ²
	20	40	60		
	Плотность ρ, кг/м³				
5	1101,1	1091,6	1080,6	ρ = -0,5125 t + 1111,6	0,998
10	1089,0	1082,5	1074,7	ρ = -0,3575 t + 1096,4	0,998
15	1081,9	1071,4	1064,3	ρ = -0,4400 t + 1090,1	0,988
20	1072,8	1058,4	1051,8	ρ = -0,5250 t + 1082,0	0,987
25	1065,3	1049,8	1040,6	ρ = -0,6175 t + 1076,6	0,989
30	1060,3	1043,4	1030,9	ρ = -0,7350 t + 1074,3	0,994
35	1049,6	1035,0	1025,1	ρ = -0,6125 t + 1061,1	0,993

Известно большое количество исследований, посвященных изучению физико-химических основ процесса формирования и стабилизации эмульсий [14], а также различных способов их разрушения [19]. В работе исследована стабилизирующая способность эмульсий нефтепродуктов в воде. Критерием стабильности эмульсии являлась величина коэффициента светопропускания T , %, значение которого снижалось с увеличением стабильности системы. Величина пропускания эмульсий возрастала в среднем на $18 \pm 1\%$ при увеличении температуры на 20°C . Известно, что с повышением температуры изменяется состав и толщина сольватного слоя вокруг капель воды и за счет этого устойчивость эмульсий снижается [20]. Таким образом, экспериментально подтверждено, что с увеличением температуры стабилизирующая способность эмульсий снижается.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе работы получены уравнения регрессии, позволяющие рассчитывать плотность эмульсий нефтепродуктов в воде в изученном интервале температур ($20\text{--}60^\circ\text{C}$) и концентраций нефти ($5\text{--}35\%$ об.). Полученные регрессионные зависимости правомочно использовать на практике. Показано, что с увеличением концентрации нефти и температуры плотность эмульсий нефтепродуктов в воде уменьшается. Подтверждено, что с увеличением температуры стабилизирующая способность эмульсий снижается. Полученные результаты могут быть полезны при изучении физико-химического процесса формирования и стабилизации эмульсий нефтепродуктов в воде, а также в решении практических вопросов их разрушения.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Zhang C., Wang Y., Yu Z., Xu Y., Guo Y., Liu R., et al. Enhancing the oxidation stability and bioaccessibility of algal oil emulsion by using tocopherol and chlorogenic acid // *Food Bioscience*. 2024. Vol. 61. P. 104495. DOI: 10.1016/j.fbio.2024.104495.
2. Jiang H., Liu X., Xu Y., Jia Y. Study on the effect and mechanism of temperature and shear on the stability of water-in-oil emulsion stabilized by asphaltenes // *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*. 2024. Vol. 697. P. 134470. DOI: 10.1016/j.colsurfa.2024.134470.
3. Tao Y., Cai J., Wang P., Chen J., Zhou L., Zhang W., et al. Application of rheology and interfacial rheology to investigate the emulsion stability of ultrasound-assisted cross-linked myofibrillar protein: effects of oil phase types // *Food Hydrocolloids*. 2024. Vol. 154. P. 110086. DOI: 10.1016/j.foodhyd.2024.110086.
4. Ибрагимов Н.Г., Хафизов А.Р., Шайдаков В.В., Хайдаров Ф.Р., Емельянов А.В., Голубев М.В. [и др.]. Осложнения в нефтедобыче: монография. Уфа: Издательство научно-технической литературы «Монография», 2003. 302 с. EDN: TRKOEZ.
5. Нурабаев Б.К. Физико-химические исследования реологических свойств эмульсий и дисперсионных сред в нефтях // *Бурение и нефть*. 2010. N 9. С. 20–22. EDN: MUXSTH.
6. Бешагина Е.В., Юдина Н.В., Прозорова И.В., Савиных Ю.В. Состав и свойства нефтяных осадков // *Химия в интересах устойчивого развития*. 2007. Т. 15. N 6. С. 653–658. EDN: JTLROP.
7. Задымова Н.М., Скворцова З.Н., Траскин В.Ю., Ямпольская Г.П., Миронова М.В., Френкин Э.И. [и др.]. Тяжелая нефть как эмульсия: состав, структура и реологические свойства // *Коллоидный журнал*. 2016. Т. 78. N 6. С. 675–687. DOI: 10.7868/S0023291216060227. EDN: WWCDJR.
8. Покидько Б.В., Ботин Д.А., Плетнев М.Ю. Эмульсии Пикеринга и их применение при получении полимерных наноструктурированных материалов // *Вестник МИТХТ*. 2013. Т. 8. N 1. С. 3–14. EDN: PVSJVP.
9. Нуштаева А.В., Мельникова К.С., Просвирнина К.М. Применение золь-гель перехода в эмульсиях, стабилизированных твердыми частицами // *Фундаментальные исследования*. 2014. N 8. С. 55–58. EDN: SHRFQL.
10. Королева М.Ю., Юртов Е.В. Наноэмульсии: свойства, методы получения и перспективные области применения // *Успехи химии*. 2012. Т. 81. N 1. С. 21–43. EDN: OOGGDB.
11. Доброскок И.В., Лапица Е.Я., Черек А.М. Анализ природных стабилизаторов неразрушенной части эмульсии // *Нефтепромысловое дело*. 1994. N 7. С. 17–18.
12. Kilpatrick P.K. Water-in-crude oil emulsion stabilization: review and unanswered questions // *Energy Fuels*. 2012. Vol. 26, no. 7. P. 4017–4026. DOI: 10.1021/ef3003262.
13. Космачева Т.Ф., Губайдулин Ф.Р. Особенности механизма действия деэмульгаторов при разрушении эмульсий // *Нефтяное хозяйство*. 2005. N 12. С. 114–118. EDN: JXJVZR.
14. Da Silva M., Sad C.M.S., Corona R.R.B., Pereira L.B., Medeiros E.F., Filgueiras P.R., et al. Analysis of the influence of carbon dioxide and nitrogen gases on the stability of heavy oil-water emulsions // *Fuel*. 2024. Vol. 369. P. 131696. DOI: 10.1016/j.fuel.2024.131696.
15. Небогина Н.А., Прозорова И.В., Юдина Н.В. Влияние степени обводненности нефти и минерализации водной фазы водонефтяных эмульсий на структуру природных нефтяных эмульгаторов // *Нефтепереработка и нефтехимия. Научно-технические достижения и передовой опыт*. 2016. N 12. С. 10–15. EDN: XDZTBN.
16. Герцен М.М., Дмитриева Е.Д. Способность гуминовых кислот торфов стабилизировать эмульсии нефти и нефтепродуктов // *Вестник Тверского государственного университета. Серия: Химия*. 2020. N 3. С. 103–111. DOI: 10.26456/vtchem2020.3.11. EDN: RKTNWU.
17. Grechishcheva N.Yu., Korolev A.M., Zavorotny V.L., Starodubtseva K.A., Ali M.S. Stabilization of oil-in-water emulsions with highly dispersed mineral particles: biodegradation and toxic effect on aquatic organisms // *Chem-EngTech*. 2023. Vol. 66, no. 2. P. 23–35. DOI: 10.6060/ivkkt.20236602.6729. EDN: DFLBJA.
18. Зейгман Ю.В., Беленкова Н.Г., Сергеев В.В. Экспериментальное исследование стабильности эмульсионных систем с содержанием наночастиц SiO_2 // *Нанотехнологии в строительстве: научный интернет-журнал*. 2017. Т. 9. N 5. С. 36–52. DOI: 10.15828/2075-8545-2017-9-5-36-52. EDN: ZMQNET.
19. Дмитриева А.Ю., Мусабилов М.Х., Батурин Н.И. Разработка и исследование физико-химических свойств

кислотно-углеводородных эмульсионных систем для комплексных ОПЗ карбонатных коллекторов // Экспозиция Нефть Газ. 2020. N 1. С. 50–55. DOI: 10.24411/2076-6785-2019-10067. EDN: KWXQFJ

20. Небогина Н.А., Литвинцев И.В., Прозорова И.В. Влияние температуры формирования водонефтяных

эмульсий на их структурно-реологические свойства // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Химическая технология и биотехнология. 2018. N 3. С. 67–78. DOI: 10.15593/2224-9400/2018.3.06. EDN: YARSYP.

REFERENCES

1. Zhang C., Wang Y., Yu Z., Xu Y., Guo Y., Liu R., et al. Enhancing the oxidation stability and bioaccessibility of algal oil emulsion by using tocopherol and chlorogenic acid. *Food Bioscience*. 2024;61:104495. DOI: 10.1016/j.fbio.2024.104495.
2. Jiang H., Liu X., Xu Y., Jia Y. Study on the effect and mechanism of temperature and shear on the stability of water-in-oil emulsion stabilized by asphaltenes. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*. 2024;697:134470. DOI: 10.1016/j.colsurfa.2024.134470.
3. Tao Y., Cai J., Wang P., Chen J., Zhou L., Zhang W., et al. Application of rheology and interfacial rheology to investigate the emulsion stability of ultrasound-assisted cross-linked myofibrillar protein: effects of oil phase types. *Food Hydrocolloids*. 2024;154:110086. DOI: 10.1016/j.foodhyd.2024.110086.
4. Ibragimov N.G., Khafizov A.R., Shaidakov V.V., Khaidarov F.R., Emel'yanov A.V., Golubev M.V., et al. *Complication in oil recovery*. Ufa: Izdatel'stvo nauchno-tekhnicheskoi literatury "Monografiya"; 2003, 302 p. (In Russian). EDN: TRKOEZ.
5. Nurbaev B. Physical and chemical studies of the rheological properties of emulsions and dispersion mediums in oils. *Burenie i nef't*. 2010;9:20-22. (In Russian). EDN: MUXSTH.
6. Beshagina E.V., Yudina N.V., Prozorova I.V., Savinykh Yu.V. Composition and properties of oil deposits. *Khimiya v interesakh ustoychivogo razvitiya*. 2007;15(6):653-658. (In Russian). EDN: JTLROP.
7. Zadymova N.M., Skvortsova Z.N., Traskin V.Y., Yampol'skaya G.P., Mironova M.V., Frenkin E.I., et al. Heavy oil as an emulsion: composition, structure, and rheological properties. *Kolloidnyi zhurnal*. 2016;78(6):675-687. (In Russian). DOI: 10.7868/S0023291216060227. EDN: WWCDSR.
8. Pokidko B.V., Botin D.A., Pletnev M.Yu. Pickering emulsions and their use in production of polymer nanostructured materials. *Vestnik MITHT*. 2013;8(1):3-14. (In Russian). EDN: PVSJVP.
9. Nushtaeva A.V., Melnikova K.S., Prosvirina K.M. Sol-gel transition in emulsions stabilized by solid particles. *Fundamental research*. 2014;8:55-58. (In Russian). EDN: SHRFQL.
10. Koroleva M.Y., Yurtov E.V. Nanoemulsions: the properties, methods of preparation and promising applications. *Uspekhi khimii*. 2012;81(1):21-43. (In Russian). EDN: OOGGDB.
11. Dobroskok I.V., Lapiga E.Ya., Cherek A.M. Native stabilizers of non-degraded part of emulsion. *Oilfield Engineering*. 1994;7:17-18. (In Russian).
12. Kilpatrick P.K. Water-in-crude oil emulsion stabilization: review and unanswered questions. *Energy Fuels*. 2012;26(7):4017-4026. DOI: 10.1021/ef3003262.
13. Kosmacheva T.F., Gubaydulin F.R. Features of the demulsifier action mechanism during emulsion breaking. *Neftyanoe khozyaistvo*. 2005;12:114-118. (In Russian). EDN: JXJVZR.
14. Da Silva M., Sad C.M.S., Corona R.R.B., Pereira L.B., Medeiros E.F., Filgueiras P.R., et al. Analysis of the influence of carbon dioxide and nitrogen gases on the stability of heavy oil-water emulsions. *Fuel*. 2024;369:131696. DOI: 10.1016/j.fuel.2024.131696.
15. Nebogina N.A., Prozorova I.V., Yudina N.V. Influence of water cut degree of oil and mineralization of an aqueous phase of water-oil emulsions on structure of natural oil emulsifiers. *Neftepererabotka i neftekhimiya. Nauchno-tekhnicheskie dostizheniya i peredovoi opyt*. 2016;12:10-15. (In Russian). EDN: XDZTBN.
16. Gertsen M.M., Dmitrieva E.D. Ability of humic acids of peats to stabilize oil and petroleum product emulsions. *Vestnik Tverskogo gosudarstvennogo universiteta. Seriya: Khimiya*. 2020;3:103-111. (In Russian). DOI: 10.26456/vtchem2020.3.11. EDN: RKTNWU.
17. Grechishcheva N.Yu., Korolev A.M., Zavorotny V.L., Starodubtseva K.A., Ali M.S. Stabilization of oil-in-water emulsions with highly dispersed mineral particles: biodegradation and toxic effect on aquatic organisms. *ChemChemTech*. 2023;66(2):23-35. DOI: 10.6060/ivkkt.20236602.6729. EDN: DFLBJA.
18. Zeigman Yu.V., Belenkova N.G., Sergeev V.V. Experimental research of stability of emulsion systems with SiO₂ nanoparticles. *Nanotechnologies in Construction: A Scientific Internet-Journal*. 2017;9(5):36-52. (In Russian). DOI: 10.15828/2075-8545-2017-9-5-36-52. EDN: ZMQNET.
19. Dmitrieva A.Yu., Musabirov M.Kh., Baturin N.I. Development and study of the physicochemical properties of acidhydrocarbon emulsion systems for complex SCR carbonate reservoirs. *Exposition Oil & Gas*. 2020;1:50-55. (In Russian). DOI: 10.24411/2076-6785-2019-10067. EDN: KWXQFJ.
20. Nebogina N.A., Litvinets I.V., Prozorova I.V. Influence of formation conditions on structurally-mechanical properties of water-oil emulsions. *PNRPU Bulletin. Chemical Technology and Biotechnology*. 2018;3:67-78. (In Russian). DOI: 10.15593/2224-9400/2018.3.06. EDN: YARSYP.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Матиенко Ольга Ивановна,
к.х.н., старший преподаватель,
Иркутский национальный исследовательский
технический университет,
664074, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 83,
Российская Федерация,
✉ olga_pomazkina@mail.ru
<https://orcid.org/0000-0002-6731-4253>

Филатова Елена Геннадьевна,
к.т.н., доцент, доцент,
Иркутский национальный исследовательский
технический университет,
664074, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 83,
Российская Федерация,
efila@list.ru
<https://orcid.org/0000-0002-3387-2089>

Чебунин Вадим Андреевич,
лаборант,
Иркутский национальный исследовательский
технический университет,
664074, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 83,
Российская Федерация,
wadim.tschebunin@yandex.ru
<https://orcid.org/0009-0001-4404-5572>

Вклад авторов

О.И. Матиенко – обработка и интерпретация
экспериментальных данных.
Е.Г. Филатова – разработка концепции
исследования, обсуждение результатов
исследования, формирование выводов.
В.А. Чебунин – проведение экспериментов.

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта
интересов.

*Все авторы прочитали и одобрили
окончательный вариант рукописи.*

Информация о статье

Поступила в редакцию 22.04.2024.
Одобрена после рецензирования 08.06.2024.
Принята к публикации 15.06.2024.

INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Olga I. Matienko,
Cand. Sci. (Chemical), Senior Lecturer,
Irkutsk National Research Technical University,
83, Lermontov St., Irkutsk, 664074,
Russian Federation,
✉ olga_pomazkina@mail.ru
<https://orcid.org/0000-0002-6731-4253>

Elena G. Filatova,
Cand. Sci. (Engineering), Associate Professor,
Associate Professor,
Irkutsk National Research Technical University,
83, Lermontov St., Irkutsk, 664074,
Russian Federation,
efila@list.ru
<https://orcid.org/0000-0002-3387-2089>

Vadim A. Tschebunin,
Laboratory Assistant,
Irkutsk National Research Technical University,
83, Lermontov St., Irkutsk, 664074,
Russian Federation,
wadim.tschebunin@yandex.ru
<https://orcid.org/0009-0001-4404-5572>

Contribution of the authors

Olga I. Matienko – experimental data processing
and interpretation.
Elena G. Filatova – research concept development,
results discussion, conclusions.
Vadim A. Chebunin – conducting the experiments.

Conflict interests

The authors declare no conflict of interests
regarding the publication of this article.

*The final manuscript has been read and approved
by all the co-authors.*

Information about the article

The article was submitted 22.04.2024.
Approved after reviewing 08.06.2024.
Accepted for publication 15.06.2024.