

Оригинальная статья / Original article

УДК 661.725-11/-12; 661.185; 661.718.1

DOI: <https://doi.org/10.21285/2227-2925-2021-11-1-147-158>



Синтез и изучение свойств алкилфосфатов как поверхностно-активных компонентов щелочно-ПАВ-полимерного состава для повышения нефтеотдачи пласта

© Н.Ю. Третьяков*, Л.П. Паничева, Е.А. Турнаева*, С.С. Волкова*,
Д.С. Адаховский*, М.Р. Матвеев**, И.Н. Кольцов***, А.А. Громан***

*Тюменский государственный университет, г. Тюмень, Российская Федерация

**НОРКЕМ Лимитед, г. Флориана, Мальта

***ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ – Технологические партнёрства»,
г. Санкт-Петербург, Российская Федерация

Резюме: Одним из способов повышения нефтеотдачи пласта является химическое заводнение (СЕОР) составами, содержащими щелочные компоненты, поверхностно-активные вещества (ПАВ) и полимеры (ASP-технология). Разработка и синтез новых высокоэффективных промышленных поверхностно-активных веществ позволяют вывести данную технологию на новый уровень и оптимизировать составы химических реагентов с учетом требований, диктуемых пластовыми условиями месторождений Западной Сибири. Одним из видов ПАВ, которые возможно использовать в ASP-технологии, являются алкилфосфаты различного строения. Целью данной работы являлся синтез и изучение свойств коммерческих (полупромышленных) образцов алкилфосфатов и алкоксилированных алкилфосфатов смешанного состава, отвечающих требованиям эффективного компонента ПАВ состава ASP-заводнения. Синтез осуществлялся из промышленных образцов жирных спиртов реакцией фосфатирования пятиокисью фосфора. При целевом проектировании исходного сырья (изменения структуры, молекулярно-массового распределения в спиртах) и условий процесса синтеза возможно получить смесь моно- и дизамещенных эфиров фосфорной кислоты определенного соотношения, обеспечивающую (без добавки со-ПАВ) получение многокомпонентной эффективной композиции ПАВ для ASP-состава. В ходе работы были синтезированы три эффективных смесовых образца алкилфосфатов и алкоксилированных алкилфосфатов. Методом масс-спектрометрии высокого разрешения, ИК-спектроскопии и потенциометрического титрования установлен состав синтезированных фосфорных эфиров. При температуре пласта полученные образцы обеспечивают достаточную растворимость в нефтewытесняющем водном растворе при технологически необходимом интервале минерализации, совместимость с другими компонентами, низкие значения межфазного натяжения (IFT) на границе с нефтью месторождений Западной Сибири, формирование достаточного объема эмульсионной фазы в фазовом эксперименте. Данные первичного лабораторного исследования доказывают эффективность синтезированных ПАВ для использования их в химических методах увеличения нефтеотдачи пласта – ASP-технологиях, на месторождениях Западной Сибири.

Ключевые слова: поверхностно-активное вещество, алкилфосфат, алкоксилированный алкилфосфат, щелочно-ПАВ-полимерное заводнение

Благодарности: Настоящая статья подготовлена по результатам научно-технического сотрудничества Тюменского государственного университета, ГК «НОРКЕМ» и ПАО «Газпромнефть» в рамках реализации проекта «РосПАВ», объединяющего научные исследования в сфере применения поверхностно-активных веществ российского производства для повышения нефтеотдачи в СЕОР-проектах. Компьютерное моделирование структур молекул и синтез поверхностно-активных веществ класса алкилфосфатов и алкоксилированных алкилфосфатов проведен в лаборатории ГК «НОРКЕМ». Лабораторные исследования синтезированных ПАВ выполнены с использованием оборудования Центра коллективного пользования «Рациональное природопользование и физико-химические исследования» Института химии Тюменского государственного университета при экспертной и финансовой поддержке ПАО «Газпромнефть».

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

Synthesis of alkyl phosphates and investigation of their surface-active properties in an alkaline surfactant polymer system for enhanced oil recovery

Nikolai Yu. Tret'yakov*, Larisa P. Panicheva, Elena A. Turnaeva*, Svetlana S. Volkova*, Denis S. Adakhovskii*, Maxim R. Matveev**, Igor N. Koltsov***, Andrey A. Groman***

*University of Tyumen, Tyumen, Russian Federation

**NORCHEM Limited, Floriana, Malta

***GAZPROMNEFT – Technological Partnerships LLC, Saint Petersburg, Russian Federation

Abstract: Chemical flooding is a technique of enhanced oil recovery (CEOR) using formulations containing alkaline components, surfactants and polymers (ASP technology). The development and synthesis of novel highly efficient industrial surfactants take this technology to a new level, allowing the chemical composition of reagents to be tailored to the reservoir conditions of fields in Western Siberia. Alkyl phosphates with various structures are one type of the surfactants that can be used in ASP technology. This work aimed to synthesize and examine the properties of commercial (semi-industrial) alkyl phosphates and alkoxyated alkyl phosphates of mixed composition that meet the requirements of an efficient surfactant component of an ASP-flooding formulation. The synthesis was carried out using industrial fatty alcohols by the phosphating reaction with phosphorus pentoxide. A mixture of mono- and disubstituted phosphoric acid esters of a defined ratio can be obtained by target tailoring of the feedstock properties (structural changes, molecular weight distribution in alcohols) and the synthesis conditions. This mixture, requiring no addition of co-surfactants, is an effective multi-component surfactant for an ASP-system. In this work, three effective alkyl phosphates and alkoxyated alkyl phosphates blends were synthesized. The composition of the synthesized phosphoric esters was evaluated by high-resolution mass spectrometry (HRMS), infrared (IR) spectroscopy and potentiometric titration. At reservoir temperature, the obtained samples provided sufficient solubility in an oil-displacing aqueous solution in the technologically required salinity interval, compatibility with other components, low interfacial tension (IFT) values at the interface between ASP solution and oil from Western Siberia fields, and the formation of the sufficient volume of the emulsion phase in a phase experiment. The primary laboratory research data proved the efficiency of the synthesized surfactants in ASP technology in the fields of Western Siberia.

Keywords: surfactant, alkyl phosphate, alkoxyated alkyl phosphate, ASP flooding

Acknowledgement: This article was prepared based on the results of scientific and technical cooperation between the University of Tyumen, NORCHEM Ltd. and Gazpromneft oil company within the framework of the RosPAV project, which combines scientific research in the field of using Russian-made surfactants to enhance oil recovery in CEOR projects. Computer modeling of molecular structures and synthesis of alkyl phosphate and alkoxyated alkyl phosphate surfactants were carried out in the laboratory of NORCHEM Ltd. Synthesized surfactants were studied using the equipment of the Research Resource Center "Natural Resource Management and Physical-Chemical Research", University of Tyumen with financial and expert support of Gazpromneft oil company.

For citation: Tret'yakov NYu, Panicheva LP, Turnaeva EA, Volkova SS, Adakhovskii DS, Matveev MR, Koltsov IN, Groman AA. Synthesis of alkyl phosphates and investigation of their surface-active properties in an alkaline surfactant polymer system for enhanced oil recovery. *Izvestiya Vuzov. Prikladnaya Khimiya i Biotekhnologiya = Proceedings of Universities. Applied Chemistry and Biotechnology*. 2021;11(1):147–158. (In Russian) <https://doi.org/10.21285/2227-2925-2021-11-1-147-158>

ВВЕДЕНИЕ

При получении коммерческих поверхностно-активных веществ (ПАВ) стадии очистки и выделения отдельных компонентов представлены ограниченно, поэтому такие образцы представляют собой, как правило, смесь большого количества веществ, в том числе гомологов. Возникает необходимость регулирования у промышленных ПАВ содержания компонентов как способа управления его эффективностью в отдельных областях использования, например, повышение

нефтеотдачи пласта, вытеснение нефти.

Одним из способов повышения нефтеотдачи пласта является химическое заводнение составами, содержащими щелочные компоненты, ПАВ и полимеры – ASP-технологии (или бесщелочные составы – SP-технологии) [1, 2]. Состав закачиваемой при химическом заводнении водной фазы содержит ПАВ, со-ПАВ, соразворитель, щелочной агент, полимер, электролиты [3].

Существует широкий спектр ПАВ (АПАВ, КПАВ, НПАВ), имеющих потенциал к использо-

ванию в составе ASP- и SP-технологий [4]. Как указано в обзоре [5], в современных комбинированных составах химического заводнения на месторождениях наиболее часто используют различного строения АПАВ класса сульфатов, сульфонатов, карбоксилатов и НПАВ класса жирных спиртов и аминов.

Разработка и синтез высокоэффективных новых промышленных ПАВ и совершенствование алгоритмов экспериментальных исследований позволяют вывести технологию химического заводнения (Chemical Enhanced Oil Recovery – CEOR) на новый уровень, оптимизировать составы химических реагентов с учетом требований, диктуемых пластовыми условиями реальных месторождений [6, 7]. Одно из требований разработки составов CEOR для месторождений Западной Сибири – эффективное действие в условиях высоких температур (80–90 °C).

Одним из видов ПАВ, которые возможно использовать в указанных технологиях, являются алкилфосфаты различного строения. Результаты исследований свойств лабораторных образцов и перспективность применения ПАВ класса фосфорных эфиров в составах, используемых для увеличения нефтеотдачи пластов, приведены в статьях [8, 9] и патенте [10]. Для подбора эффективного состава ASP-заводнения (Alkaline Surfactant Polymer flood) необходимо регулировать следующие свойства алкилфосфатов: совместимость с компонентами пластовых вод и ASP-состава, солюбилизующую способность, эффективность снижения межфазного натяжения на границе раздела водная фаза – нефть, создание устойчивой маловязкой третьей фазы (Winsor III – WIII) [11, 12]. Имеющиеся образцы коммерческих ПАВ класса алкилфосфатов в большинстве случаев не отвечают требованиям CEOR.

Целью данной работы являлся синтез коммерческих образцов алкоксилированных алкилфосфатов смешанного состава, отвечающих требованиям эффективного компонента ПАВ состава ASP-заводнения месторождений Западной Сибири.

Для реализации данной цели были поставлены следующие задачи:

- синтез ПАВ с регулировкой состав исходного сырья и параметров синтеза для получения продуктов, отвечающих требованиям эффективного компонента состава ASP-заводнения;
- исследование состава синтезированных ПАВ методами масс-спектрометрии высокого разрешения, ИК-спектроскопии, потенциометрического титрования;
- исследование свойств синтезированных ПАВ на соответствие показателей эффективных компонентов для химического заводнения ASP-технологии: изучение оптическими методами растворов синтезированных ПАВ при технологи-

чески необходимой температуре и минерализации; исследование поверхностной активности синтезированных ПАВ путем измерения межфазного натяжения на границе водного раствора с нефтью (метод вращающейся капли) и фазового поведения системы нефть – водный раствор ПАВ (фазовый эксперимент).

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

Исходным сырьем для синтеза ПАВ являлись: спирты $C_nH_{2n+1}OH$ ($n = 9-18$) производства компании «Sasol Germany GmbH» (Германия), алкоксилированные спирты $C_nH_{2n+1}(C_2H_4O)_mCH_2CH_2OH$ ($n = 9-18$; $m = 0-14$) производства ООО «Завод синтанолов» (ГК «НОРКЕМ», Россия), оксид фосфора (V) производства ТОО «Казфосфат» (Казахстан).

Синтез осуществляли по методике, представленной в работе [13], в реакторе объемом 3 л при интенсивности перемешивания 200–250 об./мин в течение 1–5 ч. Масса загрузочной смеси – 1,0 кг. Температурный режим поддерживался в диапазоне 50–100 °C; перед началом добавления пятиоксида фосфора включали охлаждение для поддержания заданной температуры реакционной смеси. При синтезе мольное соотношение компонентов – спирт (спирты) : P_2O_5 : вода – варьировалось: (2–6) : (0–1) : (0–2). Полученную смесь продуктов не разделяли.

Для приготовления модельной воды с заданной минерализацией использовали натрий хлористый (х.ч., ГОСТ 4233-77), натрий углекислый (б/в, ч.д.а., ГОСТ 83-79), для получения прозрачных водных растворов ПАВ в заданном интервале минерализации использовался соразтворитель – изобутиловый спирт (ИБС) (ч.д.а., ГОСТ 6016-77). Для получения состава ASP использовали полимер марки FLOPAAM 3230 производства компании SNF (Франция), представляющий собой сополимер акриламида и акрилата с молекулярной массой 5–8 МДа, проявляющий устойчивость при высоких температурах (70–85 °C) и общей минерализации (TDS) до 35 г/л; степень гидролиза – 30 мольн.%.

Состав синтезированных ПАВ можно исследовать методом масс-спектрометрии высокого разрешения [14]. Данные исследования проводили на квадруполь-времяпролетном масс-спектрометре Agilent 6545 Q-TOF LC/MS (США). Для установления состава был проведен масс-спектрометрический анализ растворов образцов ФЭ (1,2 мг/мл) в водном растворе метилового спирта (50:50 % об.) без хроматографического разделения компонентов на колонке. В источник ионизации вводили 5 мкл раствора ПАВ. Подвижная фаза – аммонийно-ацетатный буфер с $pH = 5,5$.

Результаты синтеза алкилфосфатов подтверждали методом ИК-спектроскопии на ИК-Фурье спектрометре Cary 630 FTIR (США).

Состав синтезированных фосфорных эфиров

уточняли методом потенциометрического титрования [15, 16] с использованием автоматического потенциометрического титратора марки Аквилон АТП-02 (Россия).

В соответствии с методикой [12] 50 мл раствора с навеской синтезированного образца в кислой форме массой 0,4–0,5 г титровали 0,1 М раствором гидроксида натрия. После определения второй точки перегиба титрование прерывали и добавляли раствор хлорида кальция для снижения pH, далее титрование возобновляли до определения третьей точки перегиба. Данные потенциометрического титрования (три точки эквивалентности) позволяют соотнести количество моно- и диэфиров, остаточной фосфорной кислоты в образце, используя формулы, представленные в работе [12]. Растворимость ПАВ интерпретировали по оптической плотности водных растворов, измеренной на приборе УФ-ВИД спектрофотометр Agilent 8453 (США).

Для определения области наибольшей эффективности синтезированного ПАВ проводили фазовый эксперимент и измеряли межфазное натяжение на границе водный раствор ПАВ – нефть. Фазовый эксперимент проводили по общепринятой методике в области подбора ASP-композиции [17, 18]. Равные объемы нефти и водного раствора ПАВ с различной минерализацией, нагретые до заданной температуры (83 °С), помещали в пробирки, герметизировали и интенсивно встряхивали. Данные системы термостатировали в течение заданного периода времени в статичном режиме с периодической фиксацией объемов эмульсионной, водной и органической фаз. Оптимальные значения минерализации водного раствора (оптимум солёности) определяли по наличию в системе симметрично расположенного WIII [19]. Данное фазовое поведение соответствует области максимальной эффективности ПАВ в составе ASP.

Определение межфазного натяжения на границе раствор ПАВ – нефть проводили на тензиометре KRÜSS Spinning Drop Tensiometer – SITE 100 (Германия) методом вращающейся капли при температуре эксперимента 83 °С.

ОБСУЖДЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ

Алкилфосфаты относятся к анионным ПАВ, применяемым в разнообразных промышленных технологиях как моющие, смачивающие, ингибирующие компоненты. В данной работе ставилась цель синтеза и соотнесения состава ПАВ класса алкилфосфатов и алкоксилированных алкилфосфатов с эффективностью его использования в составах ASP-заводнения на месторождениях Западной Сибири.

Критерии эффективности ПАВ для CEOR по технологии ASP-заводнения [5]:

1) растворимость ПАВ в щелочном водном

растворе ПАВ при добавке соразстворителя (ИБС) в технологически интересующем интервале минерализации при 60 °С). Критерий – образование истинного прозрачного раствора или коллоидного раствора с устойчивой мелкодисперсной фазой (значения оптической плотности до 0,5) [3, 20];

2) при смешении нефти и раствора ПАВ в рамках фазового эксперимента должна формироваться симметричная трехфазная система – нефть–эмульсия–водный раствор (WIII);

3) межфазное натяжение на границе раздела фаз вода–нефть должно быть ультранизким ($IFT < 1 \cdot 10^{-2}$ мН/м).

Промышленные образцы алкилфосфатов российского производства, представленные на рынке, не соответствуют требованиям, предъявляемым к компонентам ПАВ для эффективных композиций ASP, планируемых к использованию на месторождениях Западной Сибири.

Современные исследования показывают, что эффективными для CEOR являются композиции из двух и более ПАВ [2, 9], различающиеся по размерам и структуре молекул, но совместимые в поверхностном слое и формирующие мицеллы смешанного типа, за счет чего дающие синергетический эффект [21, 22]. При синтезе поверхностно активных веществ класса алкилфосфатов преимущественно получается смесь моно- и ди-замещенных эфиров фосфорной кислоты (рис. 1), что позволяет при целевом проектировании исходного сырья и условий процесса получить сразу многокомпонентную эффективную композицию ПАВ для ASP-состава.

Для получения эффективного состава промышленного образца алкилфосфатов необходимо регулировать строение гидрофобной части – углеводородного радикала, что достигается путем изменения структуры, молекулярно-массового распределения в исходных спиртах, в том числе использование алкоксилированных спиртов, и варьирования соотношения моно- и диэфиров в продуктах реакции.

В данной работе проведен синтез двадцати алкилфосфатов и алкоксилированных алкилфосфатов, отличающихся составом и структурой компонентов. Исследования синтезированных образцов ПАВ показали, что три из них (ФЭ-1, ФЭ-2, ФЭ-3) отвечают требованиям, предъявляемым к компонентам состава ASP.

Для синтеза ПАВ класса фосфорных эфиров были использованы спирты ROH с различной гомологической линейкой C₉-C₁₈, алкоксилированные спирты RO(CH₂CH₂O)_mCH₂CH₂OH ($m = 0-14$). Мольное соотношение компонентов при синтезе ФЭ-1: спирт ROH – RO(CH₂CH₂O)_mCH₂CH₂OH ($R = C_9-C_{18}; m = 0-5$) / P₂O₅/вода 3 : 1 : 0. Температурный режим поддерживался в интервале 50–60 °С, время синтеза – 5 ч, масса исходной

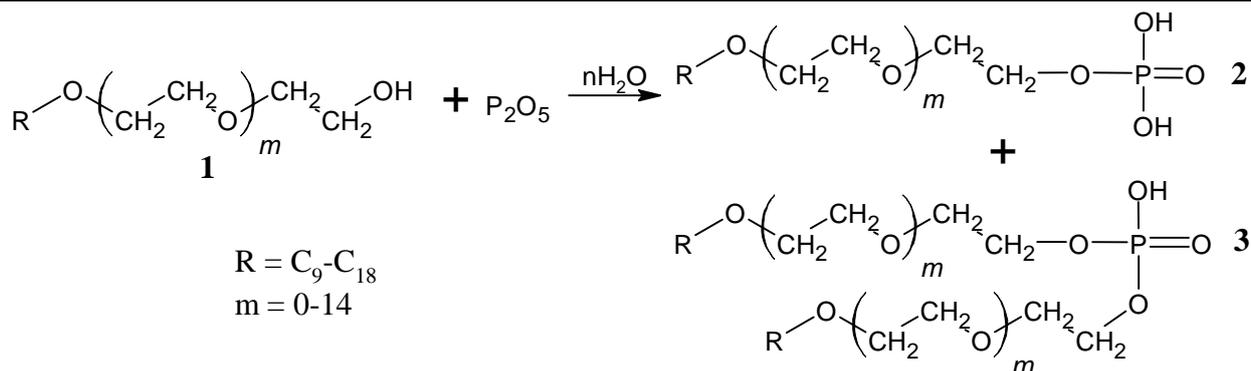


Рис. 1. Схема синтеза фосфорных эфиров: 1 – спирт; 2 – моноэфир фосфорной кислоты; 3 – диэфир фосфорной кислоты

Fig. 1. Scheme of phosphoric esters synthesis: 1 – alcohol; 2 – phosphoric acid monoester; 3 – phosphoric acid diester

смеси – 1 кг. Мольное соотношение компонентов при синтезе ФЭ-2: спирт ROH ($R = C_9-C_{15}$) – $RO(CH_2CH_2O)_mCH_2CH_2OH$, ($R = C_9-C_{15}$; $m = 0-14$) / P_2O_5 / вода 3,5 : 1 : 0,5. Температура – в интервале 60–80 °С, время синтеза – 6 ч, масса исходной смеси – 1 кг. Мольное соотношение компонентов при синтезе ФЭ-3: спирт ROH ($R = C_9-C_{18}$, $m = 0$) / P_2O_5 / вода 4 : 1 : 0. Температура –60–80 °С, время синтеза – 4,5 ч, масса исходной смеси – 1 кг.

Исходные жирные спирты различного состава с углеводородным радикалом в интервале C_9-C_{18} , являясь промышленным продуктом нефтехимического синтеза, представляют собой смесь гомологов с определенным молекулярно-массовым распределением. Часть исходных спиртов проходит стадию алкоксилирования (оксиэтилирования) с последующим фосфатированием P_2O_5 по реакции [23], представленной на рис. 1, с получением промышленного образца ПАВ, содержащего в определенном соотношении моно- и диэфиры фосфорной кислоты, а также остаточную фосфорную кислоту. Режим проведения процесса и состав исходного сырья позволяют регулировать свойства продукта. Полученную кислую смесь при необходимости можно нейтрализовать щелочью, NH_3 или моно-, ди- или триэтаноламином [7]. При повышении pH водного раствора синтезированных продуктов увеличивается доля анионной формы и растет гидрофильно-липофильный баланс (ГЛБ) комбинированного ПАВ.

Результаты синтеза алкилфосфатов подтверждали методом ИК-спектроскопии. В ИК-спектрах всех образцов (ФЭ-1, ФЭ-2, ФЭ-3) были обнаружены характерные полосы поглощения группой $P=O$ в интервале 1250–1200 cm^{-1} и колебания, связанные с группой $P-O-C$, в интервале 1100–1000 cm^{-1} , что свидетельствует о получении продуктов класса фосфорных эфиров.

Авторами работы [15] при синтезе фосфорных эфиров из спирта октанол-1 при мольном отношении жирный спирт / P_2O_5 / вода – 2 : 1 : 1 были по-

лучены моноэфир и диэфир (80 и 20% соответственно). Для более длинноцепочечного спирта (октадеканол-1) образование диэфира не наблюдалось, моноэфир составлял 100%. В работе [22] отмечается, что температура плавления для спирта C_8 находится в интервале 20–30 °С, а для C_{18} – от 60 до 70 °С.

В работе [16] показано, что доля моно- и диэфиров фосфорной кислоты зависит от степени оксиэтилирования и длины углеводородного хвоста: чем длиннее углеводородная часть молекулы спирта и чем выше в ней число оксиэтильных звеньев, тем ниже доля диэфиров в продуктах реакции. Предполагается, что данный эффект может быть связан со стерическими ограничениями. При этом чем длиннее углеводородный хвост, тем менее чувствительна реакция к числу оксиэтильных групп. Содержание образующихся моно- и диалкилфосфатов зависит также от молярного соотношения спирта и фосфорилирующего агента. Так, при соотношении спирт : $P_2O_5 = 1:4$ образуются преимущественно моноалкилфосфаты.

Доля образующихся моно- и диэфиров и свободной фосфорной кислоты в составе продуктов синтеза алкилфосфорных эфиров определяется потенциометрическим титрованием [12, 22, 23]. Кривые потенциометрического титрования образца ФЭ-3 приведены на рис. 2. Следует отметить, что данный метод позволяет оценить только соотношение моно-, диэфиров и свободной остаточной кислоты (в кислой форме ПАВ). Остаточное содержание НПАВ не определяется.

Влияние длины углеводородного хвоста и степени оксиэтилирования спирта [17, 18] подтверждают результаты потенциометрического определения в смесовых синтезированных образцах ФЭ-1, ФЭ-2, ФЭ-3, представленные на рис. 3. Полученные данные показывают наличие в синтезированных образцах различного соотношения моно- и диэфиров, варьирующегося от 50 : 48 до 28 : 69.

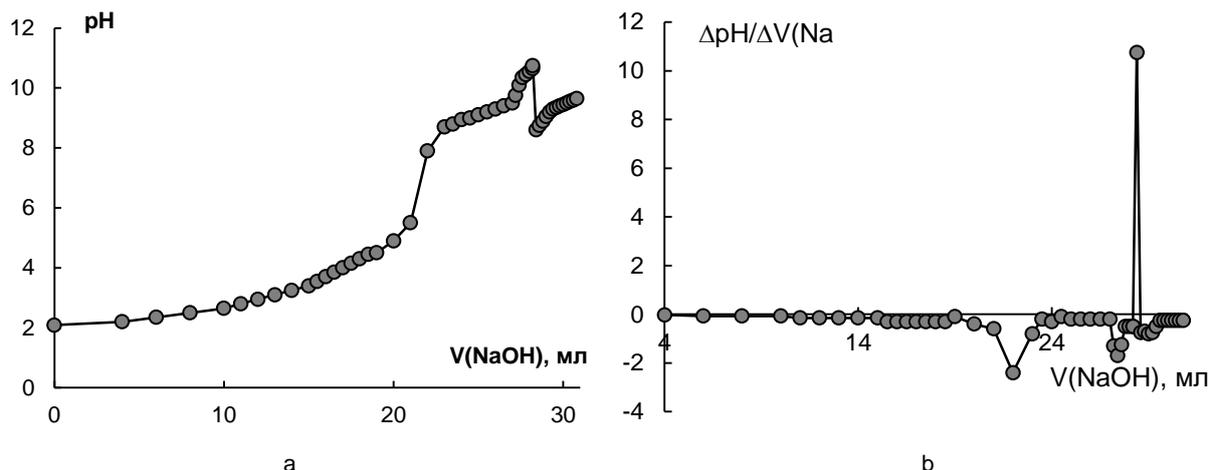


Рис. 2. Кривая потенциметрического титрования (а) и дифференциальная кривая (б) образца ФЭ-3

Fig. 2. Potentiometric titration curve (a) and differential curve (b) of FE-3 sample

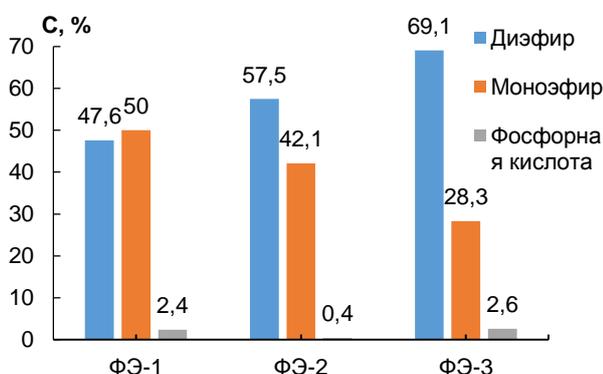


Рис. 3. Соотношение моно-, диэфиров и фосфорной кислоты в синтезированных образцах ФЭ-1, ФЭ-2, ФЭ-3. Данные получены с помощью метода потенциметрического титрования

Fig. 3. Ratio of mono-, diesters and phosphoric acid in the synthesized samples FE-1, FE-2, FE-3. The data were obtained using the potentiometric titration method

Сложность количественного определения алкилфосфатов заключается в нахождении их молекулярно-массового распределения по гидрофобному радикалу или полярным фрагментам в многокомпонентной системе, которая может включать моно- и диэфиры фосфорной кислоты и остатки ряда исходных спиртов.

Для установления состава был проведен масс-спектрометрический анализ растворов образца ФЭ (1,2 мг/мл) в водном растворе метилового спирта (50 : 50% об.) без хроматографического разделения компонентов. Фрагмент масс-спектра ФЭ-3 в режиме отрицательной ионизации в диапазоне ионов 150–610 m/z представлен на рис. 4. Расшифровка данных показывает наличие в образце моноалкилфосфорных эфиров с молекулярными массами (М-Н) с $m/z = 223–349$, и диалкилфосфорных эфиров с

$m/z = 349–601$, что соответствует молекулам с углеводородными хвостами C9–C18.

Моноэфиры (М-Н), m/z : 223,1224; 237,1397; 238,143; 251,1568; 252,16; 265,1742; 266,1773; 279,1919; 280,1945; 293,2089; 294,2115; 307,2252; 308,2286; 321,2423; 349,2767.

Диэфиры (М-Н), m/z : 349,2767; 377,311; 391,3283; 405,3455; 419,3627; 433,38; 447,3973; 461,4144; 475,2991; 475,4317; 489,3164; 489,4489; 503,3337; 503,4661; 517,3511; 517,4829; 518,3545; 531,3687; 531,5; 532,3719; 545,3861; 545,5174; 546,3891; 559,4036; 560,4063; 573,4209; 574,4236; 587,438; 588,4412; 601,455.

Масс-спектрометрический анализ синтезированных ПАВ позволил по основным ионам установить гомологический состав компонентов.

Для проверки эффективности синтезированных образцов алкилфосфатов в составах ASP для CEOR была исследована их растворимость в воде с различной минерализацией. На рис. 5 представлен график зависимости оптической плотности водного раствора ФЭ-1 в нейтральной форме (нейтрализация NaOH, $pH = 7,2$) от минерализации водной фазы. Как видно из представленных зависимостей, образец ФЭ-1 имеет хорошую растворимость при 60 °C до минерализации раствора 30,0 г/л; выше этого значения (до 50 г/л) формируется технологически допустимая мелкодисперсная система, не образующая осадков в течении суток.

При увеличении в образцах синтезированных алкилфосфатов доли диэфиров (более гидрофобных молекул ПАВ) растворимость в минерализованном водном растворе ухудшается. Так, для образца ФЭ-3 получены прозрачные растворы при минерализации до 18 г/л, и с технологически допустимой мелкодисперсной фазой – при минерализации до 38 г/л (см. рис. 5).

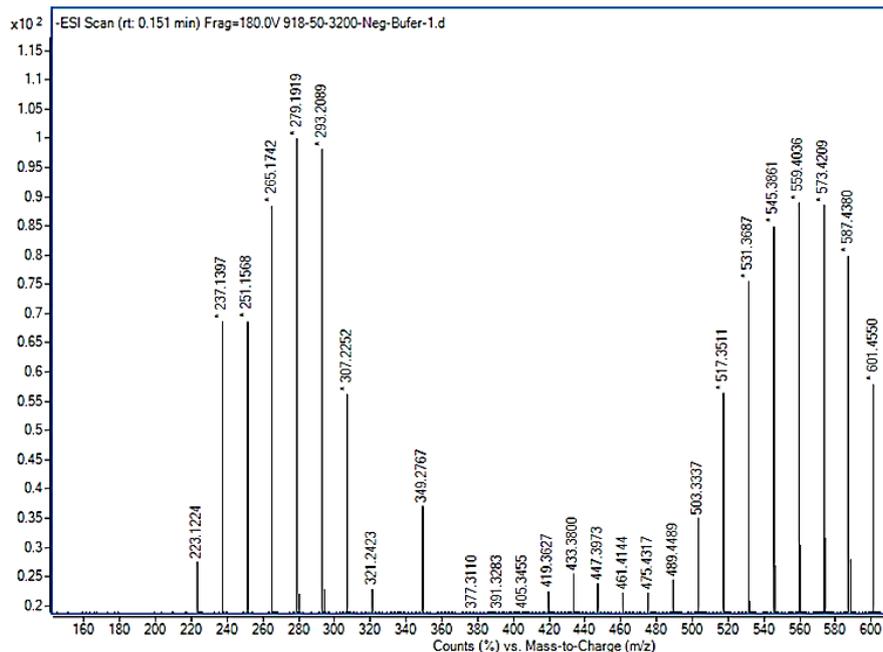


Рис. 4. Фрагмент масс-спектра водного раствора ПАВ ФЭ-3: моно- (m/z 223–349) и дифосфорные эфиры (m/z = 349–610) в условиях отрицательной ионизации (метод прямого ввода – электроспрей)

Fig. 4. Fragment of the mass spectrum of an aqueous solution of FE-3 surfactant: mono- (m/z = 349–685) and diphosphoric ethers (m/z = 349–685) under negative ionization (direct injection method – electrospray)

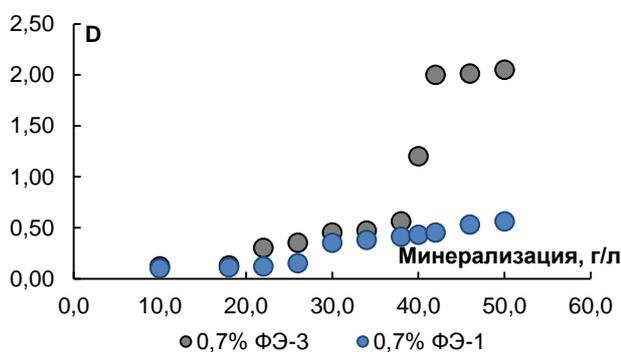


Рис. 5. Оптическая плотность 0,7% ФЭ, 1,0% Na_2CO_3 , 2,0% ИБС в щелочных водных растворах в диапазоне минерализации 10,0–50,0 г/л при 60 °С; λ = 500 нм, длина кюветы l = 2 см

Fig. 5. Optical density of 0.7% FE, 1.0% Na_2CO_3 , 2.0% IBA in alkaline aqueous solutions in the range of mineralization 10.0–50.0 g/l, at 60 °C, at λ = 500 nm, cuvette length l = 2 cm

Для оценки эффективности синтезированных образцов ПАВ в ASP-составах были проведены фазовые эксперименты, в которых после интенсивного перемешивания равных объемов нефти и водного раствора вытеснения (ASP-состав) отслеживалось фазовое поведение системы в статическом режиме при фиксированной температуре (температуре пласта). В качестве щелочного агента в составах был использован карбонат натрия, также добавляли полимер марки FLOPAAM 3230. Данные реагенты показали свою

эффективность во многих исследованиях ASP-технологий (например, [24]) и дают хорошую совместимость с синтезированными образцами ПАВ.

Наибольшую эффективность щелочные ПАВ-полимерные составы проявляют в области оптимальной солености. Оптимумом солености называется область минерализации исходных водных растворов вытеснения, в которой образуется наибольший объем третьей фазы (в рамках фазового эксперимента) и характерно наименьшее значение межфазного натяжения на границе нефть – раствор ASP.

Фазовый эксперимент с щелочным водным раствором (без добавления полимера) на основе ФЭ-1 показал оптимальный интервал минерализации – 19,0–45,0 г/л, для образца ФЭ-2 оптимум находился в пределах 17,0–45,0 г/л, для ФЭ-3 – 14,0–37,0 г/л. Снижение интервала оптимальной солености можно объяснить увеличением доли диэфиров фосфорной кислоты, увеличивающих гидрофобность комбинированного ПАВ. Параметр солюбилизации нефти рассчитан по формуле:

$$\sigma = \frac{V_o}{V_s},$$

где V_o – объем нефти, растворенный в микроэмульсии; V_s – объем поверхностно-активного вещества в составе микроэмульсии.

Для эффективных систем параметр солюбилизации должен иметь значение более 10 [25, 26]. Для всех воднонефтяных систем на основе синте-

зированных ПАВ класса алкилфосфатов (ФЭ-1, ФЭ-2, ФЭ-3) значения этого параметра через 7 суток термостатирования располагаются в интервале от 40 до 95, что доказывает эффективность синтезированных ПАВ для составов ASP.

Данный фазовый эксперимент хорошо согласуется с областью низких значений ИФТ на графике зависимости межфазного натяжения (на границе нефть – раствор ПАВ) от минерализации водного раствора [13, 14, 27].

При повышении концентрации электролита в водном растворе изменяется весь спектр физико-химических свойств поверхностно-активного вещества, что приводит к формированию области минимальных значений межфазного натяжения, называемой оптимумом солености [4]. При значениях минерализации в области оптимума солености для состава ASP характерна, как правило, максимальная эффективность вытеснения нефти. Зависимость межфазного натяжения для системы 0,7% ФЭ-3, 1,0% Na_2CO_3 , 2,0% ИБС на границе с нефтью месторождения Западной Сибири представлена на рис. 6. Как видно из графика зависимости, область оптимальной солености для данной системы лежит в интервале минерализации 19,0–30,0 г/л и в минимуме (23 г/л) имеет значения ниже $1 \cdot 10^{-2}$ мН/м.

Фазовый эксперимент для состава на основе ФЭ-1 (0,7% ФЭ-1; 0,15% FLOПААМ 3230; 2,0% ИБС; 1,0% Na_2CO_3) с добавкой полимера показывает незначительное изменение оптимума солености – с 19,0–45,0 г/л до 18,0–42,0 г/л, при сохранении объема третьей фазы, что можно объяснить влиянием добавки полимера, обладающего некоторыми поверхностно-активными свойствами и изменяющим суммарный гидро-

фильно-липофильный баланс в сторону увеличения липофильности (рис. 7). Анализ фазового поведения с добавкой комбинированного состава ASP на основе синтезированных алкилфосфатов и этоксилированных алкилфосфатов доказывает их эффективность и возможность регулировки свойств ПАВ за счет изменения состава для подбора под определенные значения минерализации водной фазы.

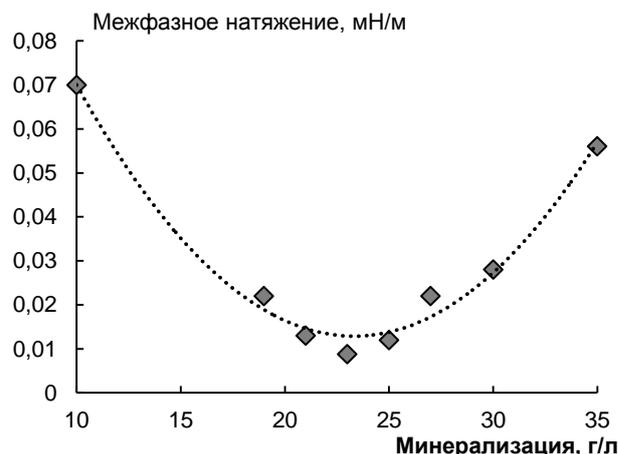


Рис. 6. Зависимость межфазного поверхностного натяжения на границе раздела нефтяная фаза – водный раствор ПАВ (0,7% ФЭ, 1,0% Na_2CO_3 , 2,0% ИБС) с нефтью месторождения Западной Сибири от минерализации водной фазы при температуре 83 °С

Fig. 6. Dependence of interfacial surface tension at the interface between the oil phase and an aqueous solution of surfactants 0.7% FE, 1.0% Na_2CO_3 , 2.0% IBA, with oil from the Western Siberia field on the salinity of the water phase at a temperature of 83 °С

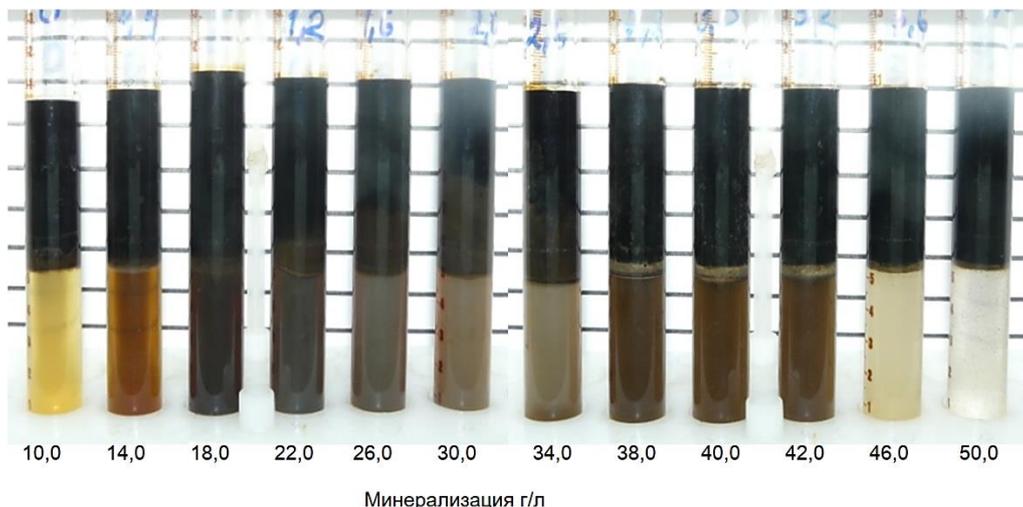


Рис. 7. Фотофиксация фазового эксперимента в диапазоне минерализации 10,0–50,0 г/л при исследовании фазового поведения ПАВ-полимер-щелочного раствора (0,7% ФЭ-1; 0,15% FLOПААМ 3230; 2,0% ИБС; 1,0% Na_2CO_3) с нефтью месторождения Западной Сибири при 83 °С через 12 суток термостатирования

Fig. 7. Photofixation of a phase experiment in the range of mineralization 10.0–50.0 g/L when studying the phase behavior of an alkaline surfactant-polymer solution (0.7% FE-1; 0.15% FLOПААМ 3230; 2.0% IBA; 1.0% Na_2CO_3) with oil from the Western Siberia field at 83 °С after 12 days of thermostating

Раствор ASP, полученный при смешении всех компонентов (0,7% ФЭ(1-3); 0,15% FLOПААМ 3230; 2,0% ИБС; 1,0% Na₂CO₃), соответствует критериям эффективности состава для химического заводнения.

ВЫВОДЫ

1. Проведен целевой синтез трех образцов ПАВ класса алкилфосфатов, свойства которых соответствуют требованиям, предъявляемым к эффективным комбинированным ПАВ, входящим в состав ASP-композиции для химического заводнения в рамках повышения нефтеотдачи пласта.

2. Методом масс-спектрометрии высокого разрешения, ИК-спектроскопии и потенциометрического титрования установлена структура

синтезированных фосфорных эфиров. Показано, что использование в процессе синтеза промышленных образцов спиртов или их смеси, варьирование условий процесса приводят к образованию сложной композиции алкилфосфатных компонентов в товарном продукте.

3. Проведены первичные лабораторные исследования, включающие фазовый эксперимент, изучение растворимости синтезированных ПАВ в водах с различным уровнем минерализации, измерение межфазного натяжения на границе нефть – водный раствор ASP-состава. Данные исследования доказывают эффективность синтезированных ПАВ для использования их в химических методах увеличения нефтеотдачи пласта – ASP-технологиях, на месторождениях Западной Сибири.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Alvarado V., Manrique E. Enhanced oil recovery: an update review // *Energies*. 2010. Vol. 3. Issue 9. P. 1529–1575. <https://doi.org/10.3390/en3091529>

2. Koltsov I., Groman A., Milchakov S., Tret'yakov N., Panicheva L., Volkova S., et al. Evaluating reservoir fluids geochemistry for planning of surfactant-polymer flooding. Conference Proceedings, IOR 2019 – 20th European symposium on improved oil recovery. 8–11 April 2019, Pau, France. Pau; 2019. Vol. 2019. P. 1–17. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201900091>

3. Levitt D., Jackson A.C., Heinson C., Britton L.N., Malik T., Dwarakanath V., et al. Identification and Evaluation of High-Performance EOR Surfactants // *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*. 2009. Vol. 12. Issue 02. P. 243–253. <https://doi.org/10.2118/100089-MS>

4. Negin C., Saeedi A., Xie Q. Most common surfactants employed in chemical enhanced oil recovery // *Petroleum*. 2017. Vol. 3. Issue 2. P. 197–211. <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2016.11.007>

5. Massarweh O., Abushaikha A.S. The use of surfactants in enhanced oil recovery: A review of recent advances // *Energy Reports*. 2020. Vol. 6. P. 3150–3178. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2020.11.009>

6. Ahmadi M.A., Shadizadeh S.R. Implementation of a high-performance surfactant for enhanced oil recovery from carbonate reservoirs // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2013. Vol. 110. P. 66–73. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2013.07.007>

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

8. Du Z., Zhou D., Chen Y., Chen M., Zhu P. Surface properties of butanol phosphate esters in alkali solutions // *Journal of Surfactants and Detergents*. 2010. Vol. 13. Issue 2. P. 201–206. <https://doi.org/10.1007/s11743-009-1145-3>

9. Zhao T., Feng N., Zhao Y., Zhang G. Adsorption behavior and application performance of branched

aliphatic alcohol polyoxyethylene ether phosphate // *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*. 2020. Vol. 606. 125482. <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2020.125482>

10. Morvan M., Lannibois Drean H., Bendejacq D. Enhanced crude oil recovery. Patent FR, no. WO2008090267A2; 2007.

11. Pal S., Mushtaq M., Banat F., Sumaiti A.M.A. Review of surfactant-assisted chemical enhanced oil recovery for carbonate reservoirs: challenges and future perspectives // *Petroleum Science*. 2018. Vol. 15. Issue 4. P. 77–102. <https://doi.org/10.1007/s12182-017-0198-6>

12. Belhaj A.F., Elraies K.A., Mahmood S.M., Zulkifli N.N., Akbari S., Hussien O.S-E. The effect of surfactant concentration, salinity, temperature, and pH on surfactant adsorption for chemical enhanced oil recovery: a review // *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. 2020. Vol. 10. Issue 1. P. 125–137. <https://doi.org/10.1007/s13202-019-0685-y>

13. Tracy D.J., Reiersen R.L. Commercial synthesis of monoalkyl phosphates // *Journal of Surfactants and Detergents*. 2002. Vol. 5. Issue 2. P. 169–172. <https://doi.org/10.1007/s11743-002-0218-9>

14. Dufour A., Thiébaud D., Ligiero L., Loriau M., Vial J. Chromatographic behavior and characterization of polydisperse surfactants using Ultra-High-Performance Liquid Chromatography hyphenated to High-Resolution Mass Spectrometry // *Journal of Chromatography A*. 2020. Vol. 1614. 460731. <https://doi.org/10.1016/j.chroma.2019.460731>

15. Belosinschi D., Chabot B., Brouillette F. Release paper: can phosphatase esters be an alternative to silicone? // *Bioresources*. 2012. Vol. 7. Issue 1. P. 902–912.

16. O'Lenick Jr A.J., Parkinson J.K. Phosphate esters: chemistry and properties // *Surfactants*. 1995. Vol. 27. Issue 11. P. 17–20.

17. Karnanda W., Benzagouta M.S., AlQuraishi A., Amro M.M. Effect of temperature, pressure, salinity, and surfactant concentration on IFT for surfactant flooding optimization // *Arabian Journal of Geosciences*

es. 2013. Vol. 6. Issue 9. P. 3535–3544. <https://doi.org/10.1007/s12517-012-0605-7>

18. Chou S.I., Shah D.O. The optimal salinity concept for oil displacement by oil-external microemuls and graded salinity slugs // *Journal of Canadian Petroleum Technology*. 1981. Vol. 20. Issue 3. P. 83–91. <https://doi.org/10.2118/81-03-08>

19. Nelson R.C., Pope G.A. Phase relationships in chemical flooding // *Journals of Society of Petroleum Engineers*. 1978. Vol. 18. Issue 5. P. 325–338. <https://doi.org/10.2118/6773-PA>

20. Walde P., Wessicken M., Rädler U., Berclaz N., Conde-Frieboes K., Luisi P.L. Preparation and characterization of vesicles from mono-n-alkyl phosphates and phosphonates // *The Journal of Physical Chemistry B*. 1997. Vol. 101. Issue 38. P. 7390–7397. <https://doi.org/10.1021/jp970898n>

21. Puerto M.C., Hirasaki G.J., Miller C.A., Barnes J.R. Surfactant systems for EOR in high-temperature, high-salinity environment // *SPE Journal*. 2012. Vol. 17. Issue 1. P. 11–19. <https://doi.org/10.2118/129675-PA>

22. Schulman J.H., Cockbain E.G. Molecular interactions at oil/water interfaces. Part I. Molecular complex formation and the stability of oil in water emulsions // *Transactions of the Faraday Society*. 1940. Vol. 35. P. 651–661. <https://doi.org/10.1039/TF9>

403500651

23. Kwon T.-H., Lee E.S., Lee S.M., Baea J.-Y. Synthesis of TRITON™ X-based phosphate ester surfactants and their self-charring behavior // *Polymer Degradation and Stability*. 2007. Vol. 92. Issue 8. P. 1546–1554. <https://doi.org/10.1016/j.polymdegradstab.2007.05.015>

24. Volokitin Y., Shuster M., Karpan V., Koltsov I., Mikhaylenko E., Bondar M., et al. Results of alkaline-surfactant-polymer flooding pilot at west salym field. In: *SPE EOR conference at oil and gas West Asia*. 26–28 March 2018, Muscat. 2018. P. 1–25. <https://doi.org/10.2118/190382-MS>

25. Bourrel M., Verzaro F., Chambu C. Effect of oil type on solubilization by amphiphiles // *SPE Reservoir Engineering*. 1987. Vol. 2. Issue 1. P. 41–53. <https://doi.org/10.2118/12674-PA>

26. Huh C. Interfacial tensions and solubilizing ability of a microemulsion phase that coexists with oil and brine // *Journal of Colloid and Interface Science*. 1979. Vol. 72. Issue 2. P. 408–426. [https://doi.org/10.1016/0021-9797\(79\)90249-2](https://doi.org/10.1016/0021-9797(79)90249-2)

27. Tichelkamp T., Vu Y., Nourani M., Oye G. Interfacial tension between low salinity solutions of sulfonate surfactants and crude and model // *Energy and Fuels*. 2014. Vol. 28. Issue 4 P. 2408–2414. <https://doi.org/10.1021/ef4024959>

REFERENCES

1. Alvarado V, Manrique E. Enhanced oil recovery: an update review. *Energies*. 2010;3(9):1529–1575. <https://doi.org/10.3390/en3091529>

2. Koltsov I, Groman A, Milchakov S, Tret'yakov N, Panicheva L, Volkova S, et al. Evaluating reservoir fluids geochemistry for planning of surfactant-polymer flooding. In: *IOR 2019: Proceedings of 20th European symposium on improved oil recovery*. 8–11 April 2019, Pau, France. Pau; 2019, vol. 2019, p. 1–17. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201900091>

3. Levitt D, Jackson AC, Heinson C, Britton LN, Malik T, Dwarakanath V, et al. Identification and Evaluation of High-Performance EOR Surfactants. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*. 2009;12(02):243–253. <https://doi.org/10.2118/100089-MS>

4. Negin C, Saeedi A, Xie Q. Most common surfactants employed in chemical enhanced oil recovery. *Petroleum*. 2017;3(2):197–211. <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2016.11.007>

5. Massarweh O, Abushaikha AS. The use of surfactants in enhanced oil recovery: A review of recent advances. *Energy Reports*. 2020;6:3150–3178. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2020.11.009>

6. Ahmadi MA, Shadizadeh SR. Implementation of a high-performance surfactant for enhanced oil recovery from carbonate reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2013;110:66–73. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2013.07.007>

7. Sidorovskaya EA, Turnaeva EA, Tret'yakov NYu, Panicheva LP, Groman AA, Mulyavin SF. Geological and geochemical characteristics of the field as the basis to select surfactant-polymer flooding compo-

nents. *Neft. Gaz. Novatsii*. 2020;2:29–35. (In Russian)

8. Du Z, Zhou D, Chen Y, Chen M, Zhu P. Surface properties of butanol phosphate esters in alkali solutions. *Journal of Surfactants and Detergents*. 2010;13(2):201–206. <https://doi.org/10.1007/s11743-009-1145-3>

9. Zhao T, Feng N, Zhao Y, Zhang G. Adsorption behavior and application performance of branched aliphatic alcohol polyoxyethylene ether phosphate. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*. 2020;606:125482. <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2020.125482>

10. Morvan M, Lannibois Drean H, Bendejacq D. Enhanced crude oil recovery. Patent FR, no. WO2008090267A2; 2007. (In France)

11. Pal S, Mushtaq M, Banat F, al Sumaiti AM. Review of surfactant-assisted chemical enhanced oil recovery for carbonate reservoirs: challenges and future perspectives. *Petroleum Science*. 2018;15(4):77–102. <https://doi.org/10.1007/s12182-017-0198-6>

12. Belhaj AF, Elraies KA, Mahmood SM, Zulkifli NN, Akbari S, Hussien OS-E. The effect of surfactant concentration, salinity, temperature, and pH on surfactant adsorption for chemical enhanced oil recovery: a review. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. 2020;10(1):125–137. <https://doi.org/10.1007/s13202-019-0685-y>

13. Tracy DJ, Reiersen RL. Commercial synthesis of monoalkyl phosphates. *Journal of Surfactants and Detergents*. 2002;5(2):169–172. <https://doi.org/10.1007/s11743-002-0218-9>

14. Dufour A, Thiébaud D, Ligiero L, Loriau M, Vial J. Chromatographic behavior and characterization of

polydisperse surfactants using Ultra-High-Performance Liquid Chromatography hyphenated to High-Resolution Mass Spectrometry. *Journal of Chromatography A*. 2020;1614:460731. <https://doi.org/10.1016/j.chroma.2019.460731>

15. Belosinschi D, Chabot B, Brouillette F. Release paper: can phosphatase esters be an alternative to silicone? *Bioresources*. 2012;7(1):902–912.

16. O'Lenick Jr AJ, Parkinson JK. Phosphate esters: chemistry and properties. *Surfactants*. 1995;27(11):17–20.

17. Kamanda W, Benzagouta MS, AlQuraishi A, Amro MM. Effect of temperature, pressure, salinity, and surfactant concentration on IFT for surfactant flooding optimization. *Arabian Journal of Geosciences*. 2013;6(9):3535–3544. <https://doi.org/10.1007/s12517-012-0605-7>

18. Chou SI, Shah DO. The optimal salinity concept for oil displacement by oil-external microemulsions and graded salinity slugs. *Journal of Canadian Petroleum Technology*. 1981;20(3):83–91. <https://doi.org/10.2118/81-03-08>

19. Nelson RC, Pope GA. Phase relationships in chemical flooding. *Journals of Society of Petroleum Engineers*. 1978;18(5):325–338. <https://doi.org/10.2118/6773-PA>

20. Walde P, Wessicken M, Rädler U, Berclaz N, Conde-Frieboes K, Luisi PL. Preparation and characterization of vesicles from mono-n-alkyl phosphates and phosphonates. *The Journal of Physical Chemistry B*. 1997;101(38):7390–7397. <https://doi.org/10.1021/jp970898n>

21. Puerto MC, Hirasaki GJ, Miller CA, Barnes JR. Surfactant systems for EOR in high-temperature, high-

salinities environment. *SPE Journal*. 2012;17(1):11–19. <https://doi.org/10.2118/129675-PA>

22. Schulman JH, Cockbain EG. Molecular interactions at oil/water interfaces. Part I. Molecular complex formation and the stability of oil in water emulsions. *Transactions of the Faraday Society*. 1940;35:651–661. <https://doi.org/10.1039/TF9403500651>

23. Kwon T-H, Lee ES, Lee SM, Baea J-Y. Synthesis of TRITON™ X-based phosphate ester surfactants and their self-charring behavior. *Polymer Degradation and Stability*. 2007;92(8):1546–1554. <https://doi.org/10.1016/j.polymdegradstab.2007.05.015>

24. Volokitin Y, Shuster M, Karpan V, Koltsov I, Mikhaylenko E, Bondar M, et al. Results of alkaline-surfactant-polymer flooding pilot at west salym field. In: *SPE EOR conference at oil and gas West Asia*. 26–28 March 2018, Muscat. 2018, p. 1–25. <https://doi.org/10.2118/190382-MS>

25. Bourrel M, Verzaro F, Chambu C. Effect of oil type on solubilization by amphiphiles. *SPE Reservoir Engineering*. 1987;2(1):41–53. <https://doi.org/10.2118/12674-PA>

26. Huh C. Interfacial tensions and solubilizing ability of a microemulsion phase that coexists with oil and brine. *Journal of Colloid and Interface Science*. 1979;72(2):408–426. [https://doi.org/10.1016/0021-9797\(79\)90249-2](https://doi.org/10.1016/0021-9797(79)90249-2)

27. Tichelkamp T, Vu Y, Nourani M, Oye G. Interfacial tension between low salinity solutions of sulfonate surfactants and crude and model. *Energy and Fuels*. 2014;28(4):408–2414. <https://doi.org/10.1021/ef4024959>

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

Третьяков Николай Юрьевич,
к.х.н., профессор, директор ЦКП
«Рациональное природопользование
и физико-химические исследования»,
Тюменский государственный университет,
625003, г. Тюмень, ул. Володарского, 6,
Российская Федерация,
e-mail: nikckp@mail.ru

Паничева Лариса Петровна,

Турнаева Елена Анатольевна,
к.х.н., доцент, заведующая сектором
хроматографии и спектроскопии
ЦКП «Рациональное природопользование
и физико-химические исследования»,
Тюменский государственный университет,
625003, г. Тюмень, ул. Володарского, 6,
Российская Федерация,
✉ e-mail: eturnaeva@yandex.ru

Волкова Светлана Станиславовна,
к.х.н., профессор, заместитель директора
ЦКП «Рациональное природопользование

INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Nikolai Yu. Tret'yakov,
Cand. Sci. (Chemistry), Professor,
Director of Research Resource Center
“Rational Nature Management and Physical
and Chemical Research”,
University of Tyumen,
6, Volodarsky St., Tyumen, 625003,
Russian Federation,
e-mail: nikckp@mail.ru

Larisa P. Panicheva,

Elena A. Turnaeva,
Cand. Sci. (Chemistry), Associate Professor,
Head of Chromatography and Spectroscopy
Sector of Research Resource Center,
University of Tyumen,
6, Volodarsky St., Tyumen, 625003,
Russian Federation,
✉ e-mail: eturnaeva@yandex.ru

Svetlana S. Volkova,
Cand. Sci. (Chemistry), Professor,
Deputy Director of Research Resource Center,

и физико-химические исследования»,
Тюменский государственный университет,
625003, г. Тюмень, ул. Володарского, 6,
Российская Федерация,
e-mail: svolkova2008@mail.ru

Адаховский Денис Сергеевич,
аспирант,
Тюменский государственный университет,
625003, г. Тюмень, ул. Володарского, 6,
Российская Федерация,
e-mail: denisa1494@gmail.com

Матвеев Максим Рауфович,
к.х.н., директор по развитию бизнеса,
НОРКЕМ лимитед,
FRN1913 г. Флориана
набережная Валлетта № 6
45-46 Комплекс Форни, причал Пинто,
Мальта
e-mail: m.matveev@norchem.com.mt

Кольцов Игорь Николаевич,
эксперт технологического офиса
«Методы увеличения нефтеотдачи»,
ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ – Технологические
Партнерства»,
190000, г. Санкт-Петербург, ул. Якубовича, 24а,
Российская Федерация,
e-mail: koltsov.in@gazprom-neft.ru

Громан Андрей Андреевич,
руководитель технологического офиса
«Методы увеличения нефтеотдачи»,
ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ – Технологические
Партнерства»,
190000, г. Санкт-Петербург, ул. Якубовича, 24а,
Российская Федерация,
e-mail: Groman.AA@gazpromneft-ntc.ru

Заявленный вклад авторов

Все авторы сделали эквивалентный вклад
в подготовку публикации.

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта ин-
тересов.

*Все авторы прочитали и одобрили оконча-
тельный вариант рукописи.*

*Поступила в редакцию 14.11.2020
Одобрена после рецензирования 11.01.2021.
Принята к публикации 28.02.2021.*

“Rational Nature Management and Physical
and Chemical Research”,
University of Tyumen,
6, Volodarsky St., Tyumen, 625003,
Russian Federation,
e-mail: svolkova2008@mail.ru

Denis S. Adakhovskii,
Postgraduate Student,
University of Tyumen,
6, Volodarsky St., Tyumen, 625003,
Russian Federation,
e-mail: denisa1494@gmail.com

Maxim R. Matveev,
Cand. Sci. (Chemistry),
Director of Business Development,
NORCHEM Limited,
Valletta Waterfront, no. 6,
45-46 Forni Complex, Pinto Wharf, Floriana
FRN1913, Malta,
e-mail: m.matveev@norchem.com.mt

Igor N. Koltsov,
Expert of EOR Technology Office
“Methods of enhanced oil recovery”,
Gazpromneft – Technological Partnerships LLC,
24a, Yakubovich St., Saint Petersburg, 190000,
Russian Federation,
e-mail: koltsov.in@gazprom-neft.ru

Andrey A. Groman,
Head of EOR Technology Office
“Methods of enhanced oil recovery”,
Gazpromneft – Technological Partnerships LLC,
24a, Yakubovich St., Saint Petersburg, 190000,
Russian Federation,
e-mail: Groman.AA@gazpromneft-ntc.ru

Contribution of the authors

The authors contributed equally to this article.

Conflict interests

The authors declare no conflict of interests re-
garding the publication of this article.

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

*The article was submitted 14.11.2020.
Approved after reviewing 11.01.2021.
Accepted for publication 28.02.2021.*