

УДК 532.546 : 681.2 : 624.1

**ИСПОЛЬЗОВАНИЕ КОМПОЗИЦИИ ГБК-Ф
ПРИ ФИЛЬТРАЦИИ ПО СХЕМЕ РАЗНЕСЕННОГО ДИПОЛЯ
С ЦЕЛЮ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ**

В. И. Пеньковский¹, Н. К. Корсакова¹, Л. К. Алтунина², В. А. Кувшинов²

¹*Институт гидродинамики им. М. А. Лаврентьева СО РАН,
E-mail: penkov@hydro.nsc.ru, просп. Академика Лаврентьева, 15, 630090, г. Новосибирск, Россия*

²*Институт химии нефти СО РАН, E-mail: vak2@ipc.tsc.ru, alk@ipc.tsc.ru,
Академический проспект, 4, 634021, г. Томск, Россия*

Построена физическая модель нефтяного пласта, состоящая из двух стеклянных пластин прямоугольной формы. Пространство между пластинами заполнено аналогичной по химическому составу пластин стеклянной крошкой. Модель позволяет исследовать фильтрацию флюидов по схеме разнесенного диполя из двух симметрично расположенных относительно центра скважин. Для имитации скважин в верхней пластине просверлены отверстия. Эксперименты проведены с целью оценки увеличения нефтеотдачи пластов в случае применения композиции ГБК-Ф. Получены зависимости расхода от времени на откачной скважине и доли воды в общем объеме флюидов. Исследовано влияние паузы в режиме фильтрации на картину распределения нефти в пласте после воздействия композиции ГБК-Ф. Подтверждена эффективность применения реагента.

Лабораторный эксперимент, фильтрация, капиллярное запирание, нефтевытесняющая композиция ГБК-Ф, увеличение нефтеотдачи

DOI: 10.15372/FTPRPI20240612
EDN: SRHOYY

При разработке нефтяных месторождений в прискважинной зоне образуются капиллярно запертые участки флюидов, приводящие к уменьшению приемистости нагнетательных скважин, снижению дебита добывающих скважин и в итоге к низкому извлечению нефти из пласта. Угол избирательного смачивания и связанное с ним капиллярное давление в системе “нефть – вода – порода” характеризуются гистерезисом при смене направления взаимного вытеснения нефти и воды. Гистерезис проявляется в установлении динамического режима смешанной, нейтральной смачиваемости породы в окрестности скважин [1–4]. В случае смены направления вытеснения из соображения взаимности совершаемых работ имеют место следующие соотношения:

Работа выполнена в рамках государственных заданий ИГиЛ СО РАН (НИОКТР № 121121600294-9) и ИХН СО РАН (НИОКТР № 121031500048-1), финансируемых Министерством науки и высшего образования РФ.

$$p_k = \begin{cases} \kappa[\varphi(s_1) - \varphi(s_1^0)], & s_i(x, t_0 + 0) > 0, \quad s_i(x, t_0 - 0) < 0, \\ -\kappa_1[\varphi(s) - \varphi(s^0)], & s_i(x, t_0 + 0) < 0, \quad s_i(x, t_0 - 0) > 0, \end{cases}$$

где p_k — капиллярное давление; t_0 — начальный момент времени; κ , κ_1 — коэффициенты, определяемые разностью удельных работ адгезии нефти и когезии воды или, наоборот, на поверхности частиц скелета пористой среды; $\varphi(s)$ — безразмерная функция, аналогичная функции Леверетта; s , s_1 — нефте- и водонасыщенность соответственно.

На рис. 1 представлены развертки кривых капиллярного давления при смене направления вытеснения (указано стрелками), которые отражают физический смысл причин возникновения гистерезиса. В призабойной зоне скважины влияние гистерезиса смачивания можно уменьшить за счет циклического возвратно-поступательного движения пластовых флюидов либо посредством наложения на постоянную депрессию волнового поля в виде гармонического колебания давления [5]. Кроме этого, методом активного воздействия на гистерезис является обработка пласта химическими реагентами [6–8].

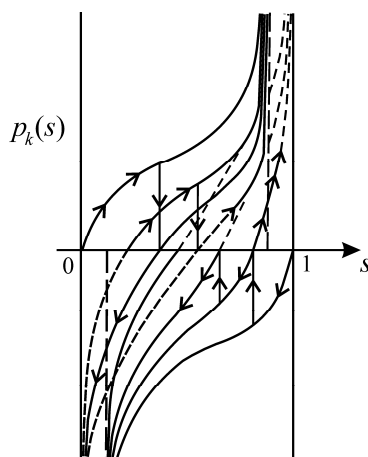


Рис. 1. Развертка кривых капиллярного давления p_k

На принципах “зеленой химии” с применением метода глубоких эвтектических растворителей [9–19] созданы кислотные фторсодержащие наноструктурированные нефтевытесняющие композиции ПАВ пролонгированного действия для увеличения нефтеотдачи и интенсификации разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти. В их состав входят комплексы многоосновных кислот и кислот Льюиса с координирующими растворителями, в которых за счет донорно-акцепторного взаимодействия неорганических поликислот с полиолами и плавиковой кислотой образуются сильные комплексные кислоты [20–22].

В результате экспериментальных исследований кислотно-основных и фазовых равновесий в многокомпонентной системе “борная кислота – карбамид – глицерин – плавиковая кислота” определены оптимальные составы и области концентраций компонентов кислотной композиции ГБК-Ф. Композиция имеет низкую температуру замерзания ($-20 \div -60$ °С), что позволяет использовать ее в северных регионах и Арктической зоне РФ; низкое межфазное натяжение на границе с нефтью; регулируемые физико-химические и реологические свойства; применима в интервале температур $10–200$ °С. Композиция совместима с нефтью и минерализованными пластовыми водами месторождений, так как образуемые ею комплексные соединения дают растворимые соли с катионами Ca^{2+} , Mg^{2+} и др.

Проведены лабораторные испытания влияния композиции ГБК-Ф на фильтрационные характеристики моделей неоднородного пласта. Рассмотрено вытеснение нефти применительно к условиям Восточно-Мессояхского и Русского месторождений тяжелой высоковязкой нефти Ямало-Ненецкого автономного округа и легкой маловязкой нефти месторождения Оленье Томской области. Установлена высокая эффективность применения композиции как при вытеснении нефти из насыпных моделей пласта, так и из керновых моделей, составленных из цилиндрических образцов керна терригенного коллектора.

Основные отличительные особенности кислотной нефтewытесняющей композиции ГБК-Ф:

- значительно уменьшает межфазное натяжение при фильтрации несмешивающихся жидкостей в поровом пространстве породы;
- рН композиции 0.2–1.2, в ее состав входят фториды, поэтому можно использовать для увеличения проницаемости терригенного и карбонатного коллекторов пласта;
- плотность регулируется в пределах 1.06–1.30 кг/м³;
- совместима с минерализованными пластовыми водами, не дает осадков при разбавлении, снижает набухание глинистых минералов породы-коллектора и восстанавливает начальную проницаемость пласта;
- вязкость композиции можно регулировать от единиц до сотен мПа·с;
- может перераспределять фильтрационные потоки пластовых флюидов;
- малоопасна для человека и окружающей среды, с ней можно работать в условиях нефтепромыслов с помощью стандартного оборудования.

Лабораторный эксперимент на физической модели пласта с применением ГБК-Ф в одиночной скважине показал, что околоскважинном пространстве остаточная водонасыщенность понизилась [1].

Цель последующих экспериментов — воздействие композиции ГБК-Ф на повышение нефтеотдачи пласта. В настоящей работе приведены результаты, полученные на системе, состоящей из двух скважин, расположенных симметрично относительно центра модели. Такое расположение скважин имитирует схему разнесенного диполя.

ПРИМЕНЕНИЕ КИСЛОТНОЙ КОМПОЗИЦИИ ГБК-Ф

В качестве физической модели использовались две стеклянные пластины прямоугольной формы 40×20 см, расположенными на расстоянии $h = 0.2$ см. Пространство между первоначально расположенными вертикально пластинами постепенно заполнялось водой и стеклянной крошкой и тщательно перемешивалось. Концентрация минерализованной воды составляла 10 г/л хлорида натрия, размер стеклянных частиц 0.01–0.02 см. По своему составу стеклянная крошка близка к терригенным породам, поскольку на 70 % состоит из диоксида кремния.

Поровый объем рабочей среды составлял 44 % от общего физического объема. Измеренный коэффициент фильтрации относительно воды в полученной среде равен 163 см/ч. Затем вода вытеснялась нефтью под действием силы тяжести до появления нефти в выходном сечении модели. Для этого бралась нефть месторождения Бугульмы, разбавленная легким газойлем. Полученная модель пласта располагалась горизонтально и через нее пропусклась нефть до установления линейной фильтрации под действием напора $H = 20.5$ см нефтяного столба на торцах образца. Скважины, через которые происходило воздействие на пласт, моделировались иглами со специальными уплотнителями.

В эксперименте 1 течение нефти между торцами модели происходило при постоянном напоре, на левом торце отбирались флюиды. При достижении стационарного режима фильтрации расход добытых флюидов составлял $q = 0.867 \text{ см}^3/\text{мин}$. На рис. 2а приведено распределение нефти в пласте до введения композиции ГБК-Ф. В каждую из скважин вводилась инъекция композиции объемом 2 см^3 . Затем фильтрация нефти продолжалась справа налево между торцами с постоянным напором. Измеренный расход на левом торце после воздействия композиции ГБК-Ф составил $q = 1.3 \text{ см}^3/\text{мин}$ (возрос в 1.5 раза). Результат введения композиции представлен на рис. 2б.

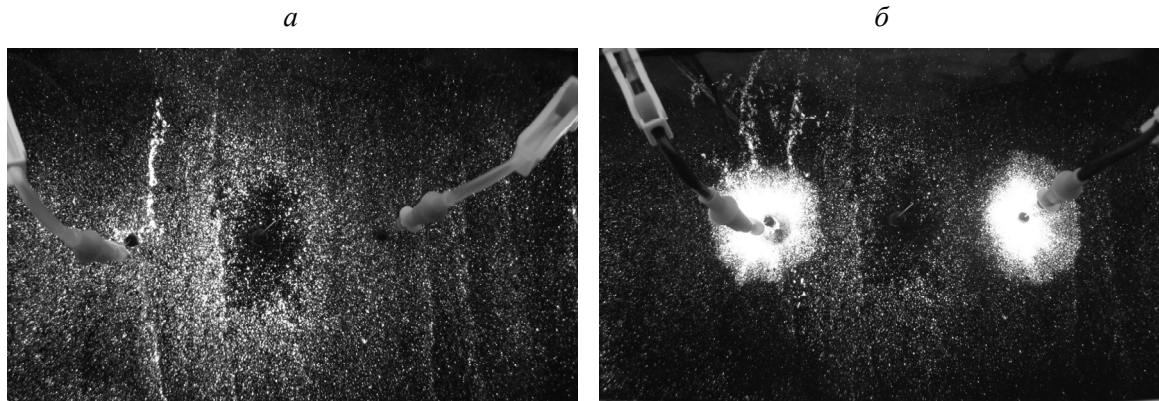


Рис. 2. Распределение насыщенности флюидов до введения композиции ГБК-Ф (а) и введение композиции в правую и левую скважины (б)

Для эксперимента 2 установка готовилась с новой засыпкой стеклянной крошки и получением модели нефтяного пласта с теми же характеристиками, что и в эксперименте 1. В полученной модели нефтяного пласта с помощью симметричных относительно центра скважин реализовывалась схема разнесенного диполя (рис. 3). В правую скважину закачивалась вода при постоянном напоре $H = 49 \text{ см}$ водяного столба. Из левой скважины отбирались флюиды. Процесс фильтрации продолжался до наступления стационарного режима. На рис. 4а представлено итоговое распределение насыщенностей флюидов в модели пласта. В каждую скважину вводился реагент ГБК-Ф в объеме 2 см^3 . Результат инъекции показан на рис. 4б. Последующей закачкой воды в правую скважину организовано течение флюидов в пласте от правой скважины к левой в режиме разнесенного диполя. На левой скважине измерялись общий расход и соотношение между объемами флюидов.

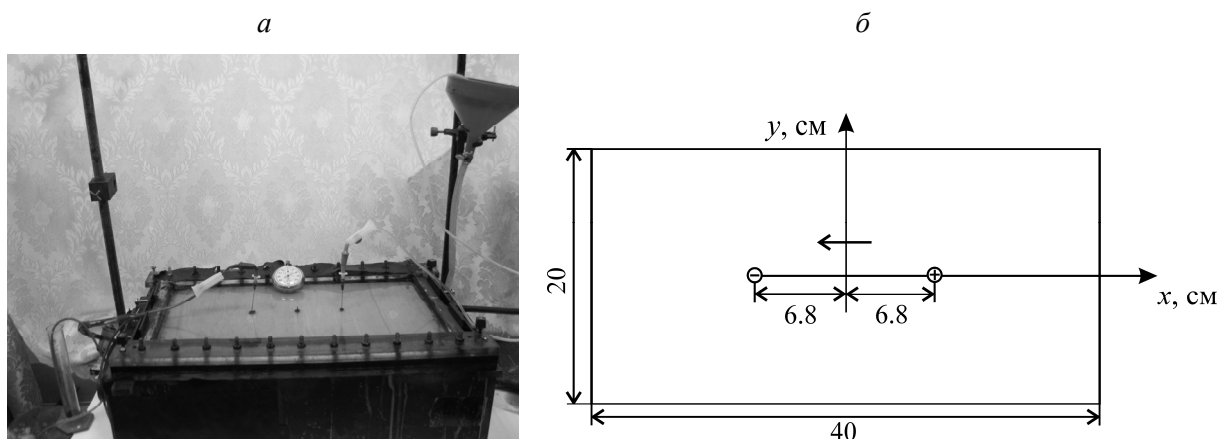


Рис. 3. Экспериментальная установка (а) и схема течения в эксперименте 2 (б)

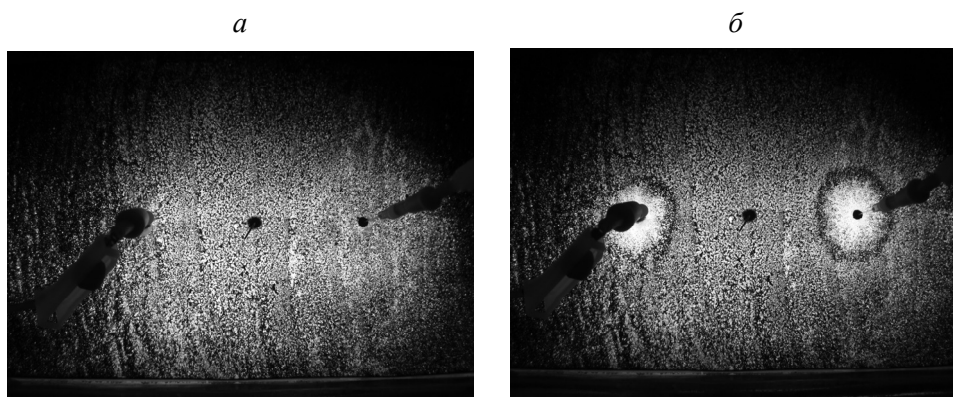


Рис. 4. Установившийся процесс фильтрации в схеме диполя (а) и инъекция композиции ГБК-Ф в обе скважины (б)

На рис. 5а приведено распределение флюидов в модели через 1 ч 35 мин от начала фильтрации с момента введения композиции. Затем процесс останавливался на 19 ч. За это время нефть заметно перераспределлась. Это объясняется следующими причинами: во-первых, изменением проницаемости среды в результате использования ГБК-Ф, во-вторых, процессом внутренней капиллярной диффузии нефти и воды, присутствующих внутри пор. Новое распределение флюидов представлено на рис. 5б. Затем фильтрация по схеме разнесенного диполя продолжалась. Распределение флюидов через 3 ч после возобновления фильтрации показано на рис. 5в.

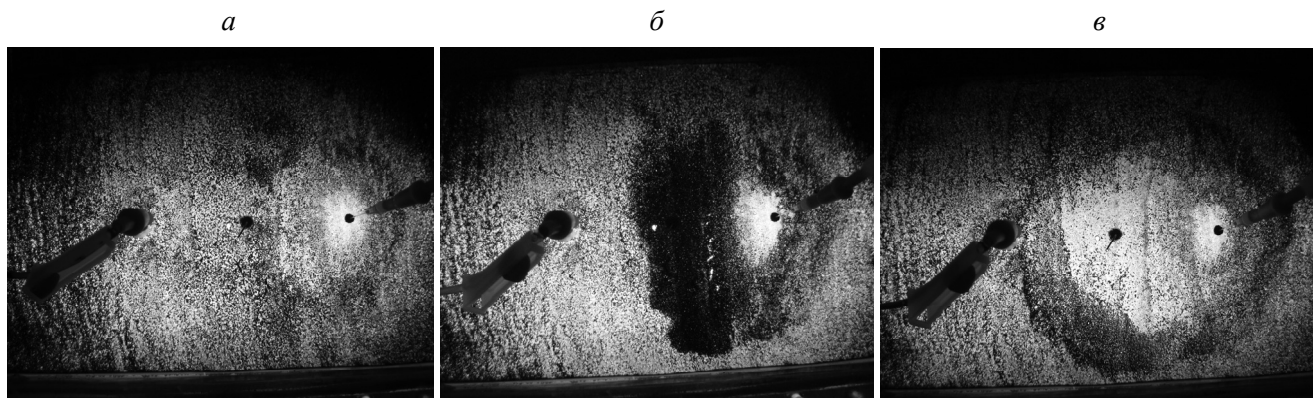


Рис. 5. Вытеснение флюида через 1 ч 35 мин (а), распределение насыщенности флюидов после остановки вытеснения на 19 ч (б) и распределение флюида через 3 ч после возобновления процесса

На рис. 6 приведено изменение расхода флюидов q в левой скважине и доли воды s_w в протекающем к ней потоке (степени обводненности скважины). Время измерения этих характеристик условно состояло из трех этапов. Отметка t_1 — время установления стационарного режима фильтрации в модели пласта (конец первого этапа) и момент инъекции композиции ГБК-Ф в скважине (начало второго этапа), отметка t_2 — время остановки второго этапа и время возобновления вытеснения флюидов через 19 ч (начало третьего этапа). Видно, что применение ГБК-Ф на втором этапе (t_1) привело к росту расхода (рис. 6а) и обводненности левой скважины (рис. 6б). После остановки течения на 19 ч нефть перераспределлась, что уменьшило скорость общего потока. Как следствие, на третьем этапе в момент t_2 сократился расход в левой скважине и ее обводненность. Тем самым увеличилась доля нефти в общем объеме флюида.

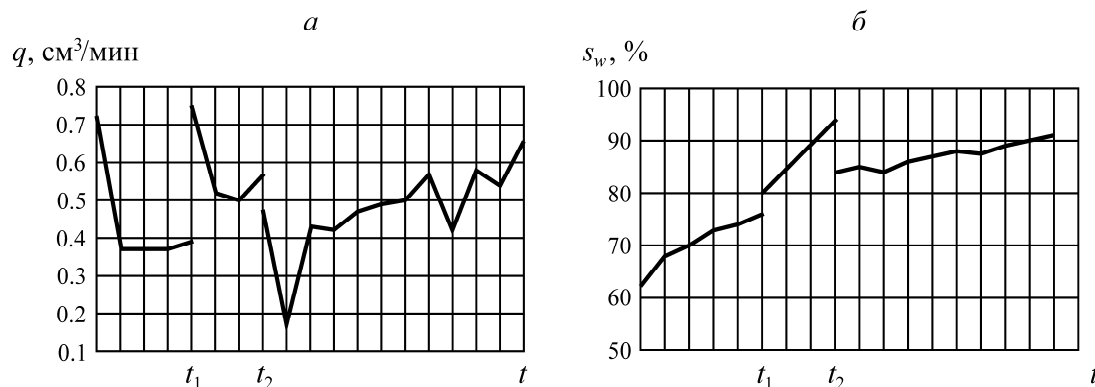


Рис. 6. Расход флюида (а) в добывающей скважине и степень обводненности (б) добывающей скважины в зависимости от времени

ВЫВОДЫ

На созданной физической модели нефтяного пласта, разрабатываемого по схеме разнесенного диполя, исследована возможность применения химических реагентов для увеличения коэффициента извлечения нефти. Результаты экспериментов подтвердили повышение относительной (по нефти) проницаемости и эффективность применения композиции ГБК-Ф в условиях схемы разнесенного диполя. Установлено, что во время паузы после воздействия композиции значительно изменяется картина распределения флюидов в пласте.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Пеньковский В. И., Корсакова Н. К., Алтунина Л. К., Кувшинов В. А. Применение многофункциональной композиции ГБК-Ф для уменьшения остаточной водонасыщенности нефтяного пласта // ПМТФ. — 2024. — Т. 65. — № 3. — С. 69–73.
2. Лейбензон Л. С. Движение природных жидкостей и газов в пористой среде. — М.; Л.: Гостехиздат, 1947. — 244 с.
3. Коллинз Р. Течение жидкостей через пористые материалы. — М.: Мир, 1964. — 350 с.
4. Полубаринова-Кочина П. Я. Теория движения грунтовых вод. — М.: Наука, 1977. — 664 с.
5. Евстигнеев Д. С., Курленя М. В., Пеньковский В. И., Савченко А. В. Дебит флюида при гидроимпульсном воздействии на призабойную зону скважины нефтяного пласта // ФТПРПИ. — 2019. — Т. 55. — № 3. — С. 3–14.
6. Логинов Б. Г. Интенсификация добычи нефти методом кислотной обработки. — М: Гостоптехиздат, 1951. — 247 с.
7. Kalfayan L. Production enhancement with acid stimulation, PennWell, 2008. — 252 p.
8. Корсакова Н. К., Пеньковский В. И., Алтунина Л. К., Кувшинов В. А. Влияние термогеля ГАЛКА-НТ на вытеснение нефти при внутриконтурном заводнении пластов // ФТПРПИ. — 2016. — № 6. — С. 23–28.
9. Smith E. L., Abbott A. P., and Ryder K. S. Deep eutectic solvents (DESs) and their applications, Chem. Rev., 2014, Vol. 114, No. 21. — P. 11060–11082.
10. Yizhak M. Deep eutectic solvents, Springer Nature Switzerland AG, 2019. — 200 p.
11. Qin H. et al. Overview of acidic deep eutectic solvents on synthesis, properties and applications, Green Energy Env., 2020, Vol. 5, No. 1. — P. 8–21.

12. **El-hoshoudy A. N., Soliman F. S., Mansour E. M. et al.** Experimental and theoretical investigation of quaternary ammonium-based deep eutectic solvent for secondary water flooding, *J. Molecular Liquids*, 2019, Vol. 294. — 111621.
13. **Abbott A. P., Boothby D., Capper G., Davies D. L., and Rasheed R. K.** Deep eutectic solvents formed between choline chloride and carboxylic acids: versatile alternatives to ionic liquids, *J. Am. Chem. Soc.*, 2004, Vol. 126, No. 29. — P. 9142–9147.
14. **Al-Rujaibi O., Al-Wahaibi Y., Pourafshary P., and Al-Hajri R.** Simulation study of wettability alteration by deep eutectic solvent injection as an EOR agent for heavy oil reservoirs, *J. Petr. Sci. Eng.*, 2016, Vol. 144. — P. 66–75.
15. **Li X., Choi J., Ahn W.-S., and Row K. H.** Preparation and application of porous materials based on deep eutectic solvents, *Crit. Rev. Anal. Chem.*, 2018, Vol. 48, No. 1. — P. 73–85.
16. **Wang X. L., Lu Y., Shi L., Yang D., and Yang Y.** Novel low viscous hydrophobic deep eutectic solvents liquid-liquid microextraction combined with acid base induction for the determination of phthalate esters in the packed milk samples, *Microchem. J.*, 2020, Vol. 159. — 105332.
17. **Sanati A., Malayeri M. R., Busse O., and Weigand J. J.** Utilization of ionic liquids and deep eutectic solvents in oil operations: progress and challenges, *J. Mol. Liq.*, 2022, Vol. 361. — 119641.
18. **Martins M. A. R., Pinho S. P., and Coutinho J. A. P.** Insights into the nature of eutectic and deep eutectic mixtures, *J. Solution Chem.*, 2019, Vol. 48, No. 7. — P. 962–982.
19. **Kalhor P. and Ghandi K.** Deep eutectic solvents for pretreatment, extraction, and catalysis of biomass and food waste, *Molecules*, 2019, Vol. 24, No. 22. — 4012.
20. **Шварц Е. М.** Взаимодействие борной кислоты со спиртами и оксикислотами. — Рига: Зинатне, 1990. — 414 с.
21. **Shvarts E. M., Ignash R. T., and Belousova R. G.** Reactions of polyols with boric acid and sodium monoborate, *Russian J. General Chem.*, 2005, Vol. 75, No. 11. — P. 1687–1692.
22. **Киргинцев А. Н., Трушникова Л. Н., Лаврентьева В. Г.** Растворимость неорганических соединений в воде: справочник. — Л.: Химия, 1972. — 248 с.

Поступила в редакцию 12/III 2024

После доработки 18/X 2024

Принята к публикации 08/XI 2024