

Результаты лабораторных исследований эффективности поверхностно-активных веществ для повышения нефтеотдачи пластов на шельфовом карбонатном месторождении

ENG

А.В. Осипов¹, к.т.н.,
Osipov.AVa@gazprom-neft.ru
**М.Ю. Бондарь¹, Д.Э. Хагай¹, Э.Н. Бадретдинов²,
Омар Абдуламеер Салман Аль Джанаби²,
Д.И. Фаткуллин², М.А. Варфоломеев²**, к.х.н.,
А.О. Малахов²

¹ ООО «Газпромнефть-Технологические партнерства», г. Санкт-Петербург

² Казанский федеральный университет, г. Казань

Представлены результаты комплексного лабораторного исследования, выполненного с целью отбора наиболее эффективных поверхностно-активных веществ (ПАВ) для применения в условиях шельфового месторождения. В ходе многоэтапного скрининга выделены два перспективных состава, эффективность которых была подтверждена как в свободном объеме, так и на керновых моделях в условиях, соответствующих пластовым. В процессе исследований были определены межфазное натяжение в системе «нефть – раствор ПАВ», критическая концентрация мицеллообразования и оптимальные концентрации ПАВ, прирост коэффициента дополнительного вытеснения нефти ПАВ по сравнению с заводнением, кривая капиллярного осушения и динамическая адсорбция. Полученные данные позволяют рекомендовать разработанные ПАВ для проведения пилотных испытаний на месторождении.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: морские месторождения, карбонатные коллекторы, шельфовое месторождение, химические технологии повышения нефтеотдачи пластов, вытеснения нефти из пласта, закачка ПАВ, способность ПАВ снижать межфазное натяжение (МФН), критическая концентрация мицеллообразования (ККМ), дополнительное извлечение нефти, дополнительное вытеснение остаточной нефти, оценка эффективности вытеснения нефти

Effectiveness of Surfactants for Enhanced Oil Recovery in an Offshore Carbonate Field: a Laboratory Study

A.V. Osipov¹ PhD, M.Y. Bondar¹, D.E. Khagay¹, E.N. Badretdinov², Omar Abdulameer Al-Janabi², D. I. Fatkullin², M. A. Varfolomeev² PhD, A. O. Malakhov²

¹ Gazpromneft-Technologicheskies Partnyorstva LLC, St. Petersburg

² Kazan Federal University, Kazan

The presented results reflect a comprehensive laboratory study conducted to identify the most effective surfactants for application under offshore reservoir conditions. Through a multi-stage screening process, two promising formulations were selected, with their efficiency validated both in bulk tests and on core samples under reservoir-analog conditions. The study determined the interfacial tension in the oil-surfactant system, the critical micelle concentration, and the optimal surfactant concentrations. Additionally, the increase in oil recovery achieved by surfactant flooding relative to waterflooding was quantified, and the ability of the surfactants to mobilize capillary-trapped oil at different injected concentrations was evaluated, along with dynamic adsorption. The obtained results allow recommending the developed surfactants for pilot testing in the field.

KEY WORDS: marine fields, carbonate reservoirs, offshore field, chemical procedures to enhance oil recovery, oil displacement from reservoir, injection of surfactants, ability of surfactants to reduce interfacial tension (IFT), critical concentration of micelle formation (CCMF), additional oil production, additional displacement of residual oil, assessment of oil displacement efficiency

Морские месторождения обеспечивают около трети мировой добычи нефти и опираются на более чем 6500 офшорных установок в 53 странах [1, 2]. Большинство таких объектов связано с песчаниковыми и карбонатными коллекторами, которые содержат основную часть мировых запасов [3–6]. После заводнения водой в пластах обычно остается более 60 % начальных запасов из-за капиллярного удерживания, неоднородности породы и неблагоприятной смачиваемости [7–12], что требует применения методов, способных эффективно мобилизовать остаточную нефть.

Химические технологии повышения нефтеотдачи пластов, прежде всего закачка ПАВ, доказали способность снижать межфазное натяжение, увеличивать эффективность вытеснения нефти из пласта и изменять смачиваемость породы [13, 14]. Практика на офшорных месторождениях подтверждает их результативность. Например, на месторождении Bohai Bay (Китай) ПАВ-полимерное заводнение обеспечило получение 996 000 т нефти дополнительно и повышение нефтеизвлечения на 6,7 % [15].

Цель данной работы заключается в оценке работоспособности ПАВ для условий рассматриваемого шельфового месторождения и получении экспериментальных лабораторных данных, подтверждающих перспективность ПАВ-заводнения для выбранного месторождения.

Исследования проводились с использованием пластовой воды и воды системы ППД, а также нефти рассматриваемого шельфового месторождения. Все эксперименты выполнялись при пластовой температуре 58 °С и минерализации воды 39,33 г/л. Оценка растворимости и термостабильности проводилась в течение 30 суток. Измерение межфазного натяжения (МФН) проводилось на тензиометре Kruss SDT методом вращающейся капли на границе «раствор ПАВ – нефть» со снятием референтного значения на границе «вода – нефть». Далее проводилось определение критической концентрации мицеллообразования (ККМ), значение которой устанавливалось по зависимости МФН от концентрации ПАВ. Наилучшие системы по воронке исследования оценивались с использованием тестов Аммота: проводилась оценка способности растворов ПАВ к самопроизвольному вытеснению нефти из насыщенных керновых образцов. На завершающем этапе исследований в свободном объеме изучалось фазовое поведение, то есть

оценивалась склонность растворов ПАВ к образованию эмульсии с нефтью при соотношении 1:1 в течение 30 суток. Завершающий этап включал фильтрационные исследования на линейных составных керновых моделях длиной 7–9 см. Эксперименты проводились при пластовой температуре 58 °С с использованием нефти и воды месторождения. Стандартная процедура состояла из следующих этапов: насыщение модели нефтью и старение; вытеснение водой системы ППД до предельной обводненности и определение базового коэффициента вытеснения – Кв_{выт}; закачку оторочки раствора ПАВ (1–3 поровых объема) – Кд_{выт} 1; заключительное довытеснение водой – Кд_{выт} 2. Для наиболее эффективных реагентов были дополнительно проведены исследования капиллярного осушения с помощью ПАВ (CDS) для определения оптимальной концентрации ПАВ в закачиваемом растворе и эксперименты по динамической адсорбции для оценки конечной адсорбции ПАВ в пористой среде.

Были протестированы ПАВ различных производителей и ряд составов, разработанных в КФУ. Первичный отбор показал, что многие реагенты, несмотря на хорошую растворимость, не обеспечивали снижения МФН до требуемых значений ($<10^{-2}$ мН/м). Наилучшие результаты на моделях пластовой воды и воды системы ППД продемонстрировали:

ПАВ № 1: Снижение МФН до сверхнизких значений (10^{-4} мН/м). Образовывал осадок, но без полного выпадения из раствора, сохраняя межфазную активность.

ПАВ № 2: МФН на уровне 10^{-3} – 10^{-2} мН/м, удовлетворительная термостабильность до 30 суток.

ПАВ № 3: МФН 0,01–0,02 мН/м, стабилен в течение 30 суток.

Разработка Казанского федерального университета (КФУ) – **ПАВ № 4:** МФН 0,062 мН/м при концентрации 0,2 % масс., демонстрировал отличную долгосрочную термостабильность на протяжении 30 суток.

Эти ПАВ были отобраны для дальнейшего углубленного исследования.

Определение ККМ является ключевым для оптимизации концентрации ПАВ в закачиваемом растворе. Результаты показали, что ПАВ № 4 имеет наименьший показатель ККМ в диапазоне 0,001–0,005 %, что свидетельствует о высокой поверхностной активности. Аналогичный показатель у ПАВ № 3 составляет 0,0025–0,005 %. У ПАВ № 1 и ПАВ № 2 ККМ значительно выше – 0,01–0,05 % (**рис. 1**).

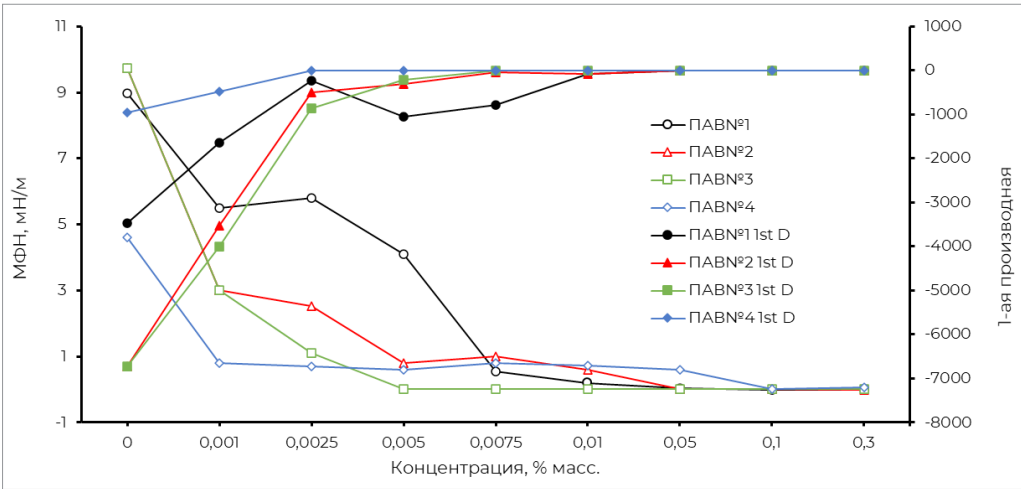


Рис. 1. Зависимость изменения МФН и первой производной от концентрации коммерческих ПАВ

Наиболее важным тестом, подтверждающим эффективность ПАВ в статических условиях и приближенных к пластовым, является тест Аммота. ПАВ № 3 при тестировании продемонстрировал максимальную эффективность – коэффициент вытеснения нефти составил 11,94 %, что почти в 2 раза превышает аналогичные показатели других реагентов. Активное вытеснение отмечалось в срок до 14 суток. ПАВ № 4 от КФУ занял второе место с результатом 6,3 %, активное вытеснение нефти наблюдалось с 8-го часа по 14-е сутки. ПАВ № 1 и ПАВ № 2 показали умеренную эффективность с коэффициентом от 4,5 до 4,9 %, существенно уступив лидерам (рис. 2).

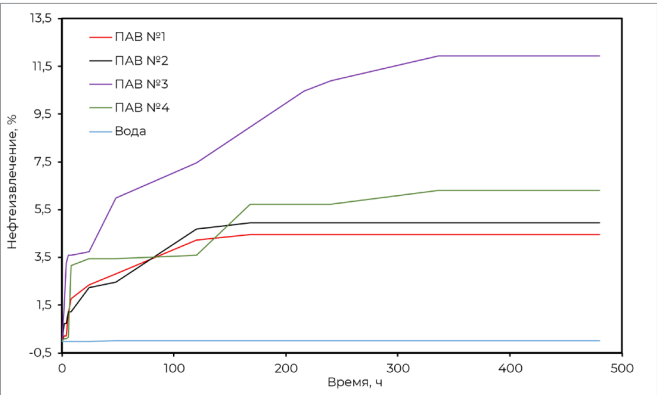


Рис. 2. Сравнительный график эффективности нефтеизвлечения методом капиллярной (спонтанной) пропитки в ячейке Аммота

На следующем этапе в ходе 30-суточного эксперимента исследовалось фазовое поведение на границе «вода – нефть» в соотношении 50 на 50 %. Образование значительных объемов эмульсии (типа Винзора III) было характерно только для ПАВ № 4, что указывает на его способность создавать средние фазы и является благоприятным фактором для вытеснения нефти. Остальные отобранные коммерческие ПАВ не позволили получить эмульсию (рис. 3).

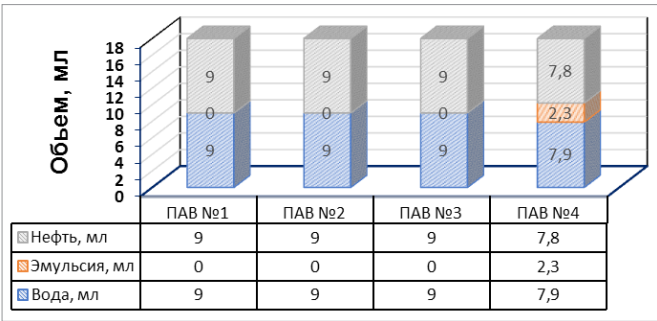


Рис. 3. Исследование фазового поведения на границе раствора ПАВ и нефти

СРАВНИТЕЛЬНАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПАВ В СИСТЕМЕ МОДЕЛИРОВАНИЯ ПЛАСТОВЫХ УСЛОВИЙ

Фильтрационные эксперименты выявили принципиальные различия в действии отобранных составов. Несмотря на лучшие показатели МФН, ПАВ № 2 показал незначительный результат по дополнительному извлечению нефти. Дополнительное извлечение нефти (Кд.выт общий) составило лишь 9,7 %, что указывает на недостаточное взаимодействие состава с нефтью в динамическом режиме и слабое проявление капиллярных эффектов в данных условиях. ПАВ № 3 обеспечило дополнительное вытеснение остаточной нефти 27,3 %, что соответствует относительному приросту 89,55 %. Механизм его действия связан с активным эмульгированием, что подтверждается визуальными наблюдениями за вытесняемой флюидной системой. ПАВ № 4 показал сопоставимую эффективность – 25,8 %. Его ключевым преимуществом стал наивысший среди всех реагентов показатель дополнительного вытеснения нефти на стадии последующего заводнения пласта: Кд.выт2 составил 7,65 %. Это свидетельствует о его исключительной способности изменять смачиваемость

повышение нефтеотдачи. интенсификация добычи. ремонт скважин. передовой опыт. лучшие практики

и активизировать капиллярные силы, которые продолжают действовать после прохождения основной оторочки. Важным технологическим преимуществом ПАВ № 4 является отсутствие формирования стойкой эмульсии, что упрощает последующую подготовку продукции на поверхности (см. таблицу).

Таблица
Сводные данные экспериментов по оценке эффективности вытеснения нефти

ПАВ	МФН Вода ППД, мН/м	МФН Пласт. вода, мН/м	Квыт (вода), %	Кд.выт 1 (ПАВ), %	Кд.выт 2 (вода) %	Кд.выт общий, %	Фактор сопротивления при закачке, FR	Фактор остаточного сопротивления при закачке, FRR
ПАВ №2 (0,4 масс. %)	0,001	0,002	32,64	3,15	6,51	9,66	0,91	0,417
ПАВ №3 (0,3 масс. %)	0,017	0,017	30,48	23,20	4,09	27,30	0,98	0,29
ПАВ №4 (0,2 масс. %)	0,062	0,08	31,73	18,12	7,65	25,77	3,31	1,39

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ ЗАКАЧКИ

Исследования CDS для ПАВ № 3 выявили, что максимальное дополнительное вытеснение нефти (до 36,95 %) достигается уже при концентрации 0,05 %, а дальнейшее ее увеличение ведет к росту гидродинамического сопротивления без существенного прироста эффективности (рис. 4). Для ПАВ № 4 оптимальный эффект наблюдался при концентрации 0,15 %, дополнительное вытеснение составило 35 %. Это позволяет существенно сократить экономические затраты на проведение обработки скважины (рис. 5).

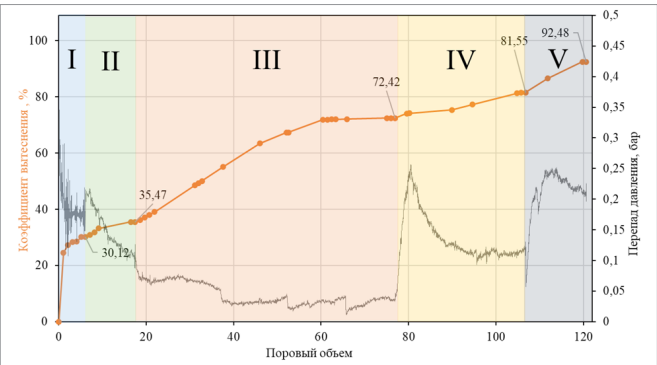


Рис. 4. Динамика перепада давления и вытеснения нефти на всех этапах закачки растворов ПАВ № 3

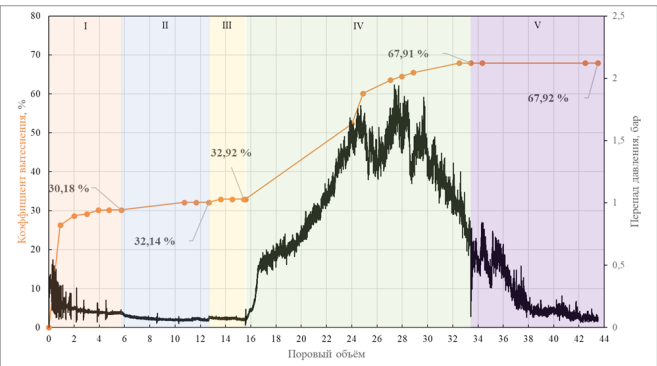


Рис. 5. Динамика перепада давления и вытеснения нефти на всех этапах закачки растворов ПАВ № 4

ОЦЕНКА ДИНАМИЧЕСКОЙ АДСОРБЦИИ

Эксперимент по динамической адсорбции для ПАВ № 3 выявил очень низкую величину сорбции – 0,28 мг на грамм породы. Это важный практический результат, указывающий на минимальные потери реагента в призабойной зоне пласта и потенциально большой радиус его воздействия при закачке (рис. 6 и 7).

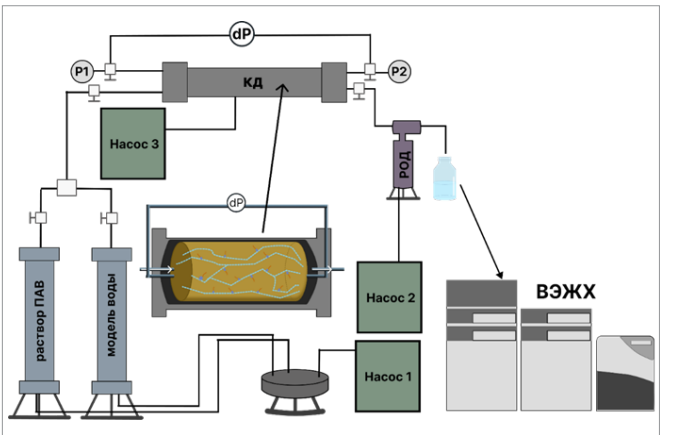


Рис. 6. Принципиальная схема фильтрационной установки для эксперимента по динамической адсорбции

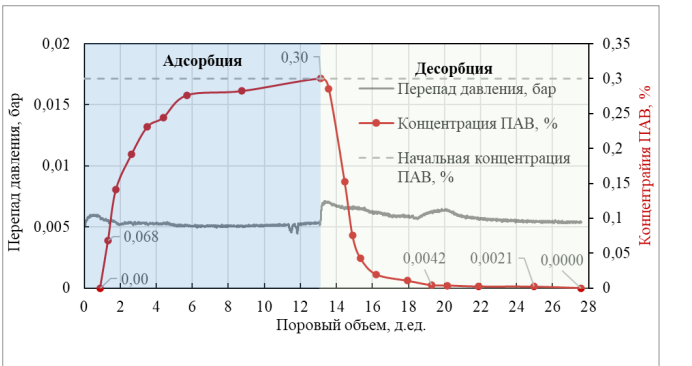


Рис. 7. График изменения концентрации ПАВ № 3 и изменение перепада давления

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведен комплексный лабораторный скрининг широкого ряда ПАВ для условий карбонатного шельфового месторождения. По совокупности критериев (термостабильность, снижение МФН, низкая ККМ и эффективность капиллярного вытеснения) выделены наиболее перспективные реагенты. ПАВ № 3 показал наилучшие результаты при тестировании на капиллярную пропитку – Квыт 11,94 % при низкой ККМ, что делает его главным кандидатом для дальнейших исследований. ПАВ № 4, разработанный в КФУ, характеризуется наименьшим показателем ККМ (0,001–0,005 %), он продемонстрировал хорошую термостабильность и способность к образованию дисперсных систем, показав эффективность вытеснения нефти 6,3 %. Результаты исследования позволили рекомендовать ПАВ № 3 0,3 % масс. и ПАВ № 4 0,2 % масс. для проведения последующих исследований на керновых моделях в системе моделирования пластовых

условий. Проведенные эксперименты выявили два высокоэффективных, но принципиально различных по механизму действия состава. ПАВ № 3 обеспечивает значительный прирост нефтеотдачи (до 27,3 %) за счет активного эмульгирования, улучшающего охват пласта. В то же время ключевым преимуществом ПАВ № 4 является его исключительная способность изменять смачиваемость и активизировать капиллярные силы, что подтверждается наивысшим показателем дополнительного вытеснения нефти на последующей стадии заводнения (7,65 %). Это обеспечивает пролонгированный эффект после закачки ПАВ, а отсутствие формирования стойкой эмульсии упрощает технологический процесс подготовки нефти на поверхности, что может стать решающим фактором для выбора реагента.

Работа выполнена за счет средств Программы стратегического академического лидерства Казанского (Приволжского) федерального университета (ПРИОРИТЕТ-2030).

ИСПОЛЬЗОВАННЫЕ ИСТОЧНИКИ

1. Reconversion of offshore oil and gas platforms into renewable energy sites production / M. Leporini, B. Marchetti, F. Corvaro, F. Polonara // Renewable Energy [Электронный ресурс]. – 2019. – Vol. 135. – P. 1121–1132. – URL: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.12.073>.
2. Internal ketone sulfonate: A new bio-sourced surfactant for chemical EOR in seawater [Электронный ресурс] / R. Company, A. Tay, A. Mouret, M. Mascle // Offshore Technology Conference: Houston, 2019. – P. 1–10. – URL: <https://doi.org/10.4043/29575-MS>.
3. Reservoir quality in the Jurassic sandstone reservoirs of the Central Graben, North Sea / A.M.K. Niazi, J. Jähren, I. Mahmood, H. Javaid // Marine and Petroleum Geology [Электронный ресурс]. – 2019. – Vol. 102. – P. 439–454. – URL: <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2019.01.001>.
4. Yang, L. Theories and practices of carbonate reservoir development in China // Petroleum Exploration and Development [Электронный ресурс] / L. Yang, K. Zhijiang, X. Zhaojie. – 2018. – Vol. 45. – № 4. – P. 712–722. – URL: <https://doi.org/10.11698/PED.2018.04.12>.
5. Ahmadi, M.A. Nano-surfactant flooding in carbonate reservoirs: A mechanistic study [Электронный ресурс] / M.A. Ahmadi, S.R. Shadizadeh // European Physical Journal Plus. – 2017. – Vol. 132. – P. 246. – URL: <https://doi.org/10.1140/epjp/i2017-11488-6>.
6. A review of development methods and EOR technologies for carbonate reservoirs [Электронный ресурс] / Z.-X. Xu, L. Sun, W. Liu, X. Zhang // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2011. – Vol. 79. – P. 10–24. – URL: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2011.07.005>.
7. Al Adasani, A. Analysis of EOR projects and updated screening criteria // Journal of Petroleum Science and Engineering [Электронный ресурс] / A. Al Adasani, B. Bai. – 2011. – Vol. 79. – P. 10–24. – URL: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2011.07.005>.
8. Olajire, A.A. Review of ASP EOR technology in the petroleum industry: Prospects and challenges [Электронный ресурс] / A.A. Olajire // Energy. – 2014. – Vol. 77. – P. 963–982. – URL: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.09.005>.
9. Zhang, Y. Survey and data analysis of pilot and field polymer flooding projects in China / Y. Zhang et al. // SPE Improved Oil Recovery Conference [Электронный ресурс]: Tulsa, 2016. – P. 1–12. – URL: <https://doi.org/10.2118/179616-MS>.
10. Malakhov, A.O. Dynamic adsorption of sulfate propoxylate and alkylbenzene sulfonate surfactants: Correlation with 3D pore geometry / A.O. Malakhov, E.R. Saifullin, O. Al-Janabi et al. // Arabian Journal of Science and Engineering [Электронный ресурс]. – 2025. – Vol. 50. – P. 10489–10506. – URL: <https://doi.org/10.1007/s13369-025-10112-1>.
11. Mwangupili, O. Enhancing oil recovery in vertically heterogeneous sandstone reservoirs using low-frequency pulsating water injection / O. Mwangupili, C. Pu // Processes [Электронный ресурс]. – 2025. – Vol. 13. – № 2. – P. 296. – URL: <https://doi.org/10.3390/pr13020296>.
12. Wolf, F.G. Influence of wettability on residual fluid saturation for porous systems / F.G. Wolf, D.N. Siebert, R. Surmas // Physics of Fluids [Электронный ресурс]. – 2020. – Vol. 32. – № 5. – P. 052008. – URL: <https://doi.org/10.1063/5.0004681>.
13. Review on enhanced oil recovery technologies: State-of-the-art and outlook / Y. Wang, X. Han, H. Li, J. Zhao // Energy & Fuels [Электронный ресурс]. – 2023. – Vol. 37. – P. 2539–2568. – URL: <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.2c03625>.
14. Recent aspects of chemical enhanced oil recovery / R. Nagy, M. Hartyányi, R. Bejczy et al. // Chemical Papers [Электронный ресурс]. – 2025. – P. 1–22. – URL: <https://doi.org/10.1007/s11696-025-03943-7>.
15. Full-field offshore surfactant-polymer flooding in Bohai Bay, China / Q. Lu, Y. Ning, J. Wang, X. Yang // SPE Asia Pacific EOR Conference [Электронный ресурс]. – 2015. – P. 1–12. – URL: <https://doi.org/10.2118/174591-MS>.