

А. А. Папушкина, В. Р. Ким, А. В. Замрий,
С. В. Антонов, А. Н. Кузев, Л. А. Алиева, А. Р. Хаматов

ТРАНСФЕР ТЕХНОЛОГИИ УМНЫХ МИКРОКОНТЕЙНЕРОВ В НЕФТЕГАЗОВУЮ ОТРАСЛЬ: КАК ИЗМЕНИТСЯ ДОБЫЧА?

Ключевые слова: УМК, РИР, нефть, газ, обводнение, поглощение, бурение, скважина, полимеры, ремонт скважин.

Одной из ключевых проблем современной добычи нефти является высокая обводненность скважинной продукции. В России эта проблема особенно актуальна, поскольку значительная часть нефти добывается на старых, выработанных месторождениях, вследствие чего показатели обводненности зачастую превышают 90% [1-2]. В данный момент существуют различные методы борьбы с обводненностью, прежде всего, проведение ремонтно-изоляционных работ (РИР). Эффективное выполнение РИР, также известных как ремонтно-восстановительные работы, позволяет замедлить тенденцию увеличения попутной добычи избыточной воды из добывающих скважин. Тем не менее современные технологии имеют ряд существенных недостатков: высокие потери реагента, ухудшение свойств пласта, необходимость проведения повторных работ, существенный простой скважин из-за длительности работ и т.д. [1, 3]. Авторы статьи предлагают новое высокотехнологичное решение для РИР — умные микроконтейнеры (УМК). УМК представляет собой полую капсулу, заполненную активным веществом, которая раскрывается и начинает реагировать под действием определенных физических факторов. В статье анонсирована технология УМК-РИР, которая состоит из следующих стадий: закачка состава с УМК, фиксация и раскрытие в зоне поглощения с помощью физических факторов. Таким образом, применение технологии существенно повышает эффективность изоляционных работ за счет адресного воздействия на окоскважинную зону пласта и управляемого затвердевания состава. В данный момент ведутся работы над внедрением технологии УМК в процессы нефтяной отрасли, включающие, помимо РИР, бурение, химические методы увеличения нефтеотдачи (МУН) [3-6], кислотные обработки [7, 8], гидроразрыв пласта (ГРП), термогазохимическое воздействие на пласт (ТГХВ) [9, 10].

A. V. Zamriy, S. V. Antonov, A. N. Kuzev,
A. A. Papushkina, V. R. Kim, L. A. Alieva, A. R. Khamatov

TRANSFER OF SMART MICROCONTAINER TECHNOLOGY TO THE OIL AND GAS INDUSTRY: HOW WILL PRODUCTION CHANGE?

Keywords: SMC, RIW, oil, gas, water cut, loss circulation, drilling, well, polymers, well repair.

One of the key problems of modern oil production is high water cut in produced fluids. In Russia, this problem is especially relevant, since a significant portion of oil is produced at old, depleted fields, with water cut often exceeding 90% [1-2]. Currently, there are various methods for combating water cut, primarily, repair and insulation work (RIW). Effective implementation of workover and isolation (RIW) operations, can slow down the trend of increasing associated production of excess water from producing wells. However, modern technologies have a number of significant drawbacks: high reagent losses, deterioration of reservoir properties, the need for repeated work, significant downtime of wells due to the duration of work, etc. [1, 3]. The authors of the article propose a new high-tech solution for RIW - smart microcontainers (SMC). SMC is a hollow capsule filled with an active substance, which opens and begins to react under the influence of certain physical factors. The article announces the SMC-RIW technology, which consists of the following stages: injection of the composition with SMC, retention and release in the target interval (loss-circulation / water-bearing zone). Thus, the use of the technology significantly increases the efficiency of insulation work due to the selective action in the near-wellbore zone of the formation and controlled setting / curing of the composition. At the moment, work is underway to implement the SMC technology in the processes of the oil industry, including, in addition to RIW, drilling, chemical methods of enhanced oil recovery (EOR) [3-6], acid treatments [7, 8], hydraulic fracturing (HF), thermogas-chemical treatment (TGCT) [9, 10].

Введение

Проведение ремонтно-изоляционных работ на промыслах — один из основных технологических процессов, направленных на поддержание объема добычи нефти. РИР в основном проводят на скважинах с высоким уровнем обводнения, что характерно для поздней стадии эксплуатации. Такие скважины составляют большую часть эксплуатационного фонда Российской Федерации. По данным «ЦДУ ТЭК», эксплуатационный фонд России составляет примерно 190 тысяч скважин, можно предположить, что количество проводимых за год РИР на территории страны исчисляется

тысячами. В настоящее время средний показатель обводненности продукции в России составляет около 86%, а на отдельных месторождениях Западной Сибири достигает 92–98%, что говорит о необходимости тщательной проработки методов ограничения и ликвидации водопритоков. В то же время, помимо естественного роста обводненности ввиду выработки месторождений, растет и количество новых скважин, относящихся к залежам со сложными геолого-физическими условиями, в том числе с подстилающими подошвенными водами, что ведет к повышению риска преждевременного притока воды.

Стоит отметить, что обводнение скважин на поздней стадии разработки – неизбежный процесс, поэтому технология РИР как способ снижения обводненности продукции в ближайшем будущем сохранит актуальность. Кроме того, в настоящее время перспективным направлением являются предварительные ремонтно-изоляционные работы перед гидроразрывом пласта [11]. Несмотря на широкое распространение РИР, ряд проблем в проведении изоляционных работ недостаточно изучен, вследствие чего снижается результативность РИР [12]. На работы, связанные с ограничением водопритока, и на водоизоляционные работы с ремонтом крепи приходится до 50% всех затрат [13]. По некоторым данным, средняя эффективность ремонтно-изоляционных работ не достигает и 60% [14]. Ряд экспертов [14, 15] отмечает, что потенциал применения РИР существенно выше получаемых результатов.

Целью данной работы является выявление недостатков технологий РИР, а также предложение их решения с помощью «Умных микроконтейнеров», что позволит увеличить эффективность процессов и расширить область их применения.

Корень проблемы

Основные причины возникновения водопритока в скважину можно разделить на несколько групп. Данные о причинах возникновения водопритока представлены в таблице 1.

Таблица 1 — Причины возникновения водопритока [16]

Table 1 — Causes of water inflow [16]

Причина возникновения водопритока	Ключевой фактор
Подтягивание конуса подошвенной воды	Вертикальный градиент давления
Поступление нагнетательной и контурной воды	Пропластки и трещины в породе
Потеря герметичности обсадной колонны	Коррозия; Негерметичность резьбовых соединений; Ошибочная перфорация; Образование трещин в трубах; Некачественное цементирование
Подъем ВНК	Выработка месторождения
Затрубная циркуляция	Плохая адгезия; Разрушение цемента; Некачественное цементирование; Неполное вытеснение глинистого раствора

Ввиду того, что полностью избавиться от большинства из перечисленных факторов невозможно в условиях реальной нефтедобычи, приходится искать новые подходы к уже устоявшимся технологиям с целью минимизации возможности возникновения водопритока [1].

Классификация РИР

Ремонтные работы по сокращению обводненности скважин делятся на две основные группы: профилактические и изоляционные.

Первые направлены на предупреждение обводнения скважин. Их подразделяют на химические и технические. Изоляционные работы также подразделяют на две подгруппы: физико-химические и технические. На рисунке 1 изображена классификация методов борьбы с обводненностью, в том числе и изоляционных работ [17].

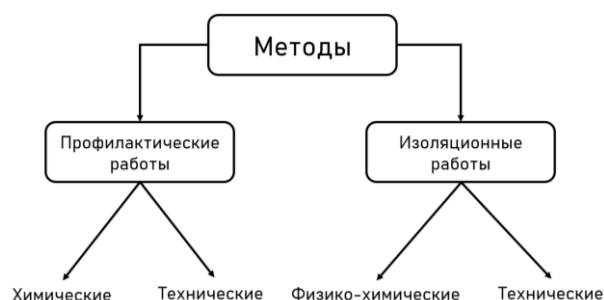


Рис. 1 — Классификация методов борьбы с обводнением скважины

Fig. 1 — Classification of methods for combating well flooding

Большая часть методов изоляции водопритока основана на взаимодействии растворов химических компонентов с породой, водой, нефтью и т. д. [18].

В рамках данной статьи мы рассмотрим физико-химические методы, суть которых заключается в использовании рабочих растворов. Такие методы, в свою очередь, подразделяют на селективные, неселективные и технологические. Селективные методы заключаются в использовании определенных приемов, которые основаны на взаимодействии с пластовой водой. Неселективные методы [2, 4] подразумевают под собой применение в рабочем интервале ремонтно-изоляционных работ водоизолирующих материалов различного состава [19]. Технологические методы – это группа приемов, которые основаны на ранжировании порядка закачки рабочих растворов.

Поскольку в рамках данной статьи наибольший интерес представляют селективные методы изоляции (СМИ), необходимо более подробно изложить принципы действия данных технологий.

В случае применения СМИ материалы поступают непосредственно в перфорированную часть пласта, где увеличивают фильтрационное сопротивление только водонасыщенного участка, не блокируя нефтяную часть. Селективное воздействие тех или иных химических реагентов будет зависеть от свойств пластовых жидкостей и особенностей строения коллектора.

Для обеспечения требуемой селективности также могут использоваться различия между показателями физико-химических свойств водо- и нефтенасыщенных участков пласта. В связи с этим существует целый ряд оснований для применения технологий водоизоляции:

- 1) различная растворимость водоизолирующих материалов в нефти и в воде;
- 2) химическая реакция, в ходе которой способны образовываться такие компоненты, как гель, осадок или твердое вещество (только в водной среде);
- 3) образование изолирующего материала при контакте с солями пластовой воды;
- 4) фильтрация водоизолирующего материала в более проницаемые слои;
- 5) взаимодействие реагентов с поверхностью породы, покрытой водой или нефтью.

Ни один классический селективный метод или материал не способен гарантировать полную избирательность. Селективность данных технологий заключается в способности более эффективно снижать продуктивность обводненных интервалов в

сравнении с нефтенасыщенными. Чем сильнее снижается продуктивность пластовых вод, тем выше избирательность метода. Помимо уменьшения продуктивности обводненных интервалов благодаря изоляционным работам иногда удается достичь увеличения проницаемости нефтенасыщенных интервалов пласта, что является, безусловно, желательным эффектом [20].

Для понимания процессов восстановления изоляции необходимо коснуться темы реагентов для физико-химических РИР. Все химические реагенты, ограничивающие приток воды, разделяют на два класса: водоизолирующие – это вещества, главной функцией которых является создание материала, который закупоривает каналы проникновения воды, и вспомогательные – это реагенты, функцией которых является регулирование физических, химических и эксплуатационных свойств изолирующих растворов. Ниже представлена более подробная классификация химических продуктов (рис. 2).



Рис. 2 — Классификация химических продуктов для ограничения водопритока [2]

Fig. 2 — Classification of chemical products for limiting water inflow [2]

Недостатки современных методов

Несмотря на то, что современные технологии проведения РИР позволяют решить проблему водопритока в скважину, у них есть общие недостатки. В настоящий момент актуальной проблемой является проведение ремонтно-

изоляционных работ в горизонтальных скважинах, что требует совершенствования и разработки новых методов РИР. Основные недостатки существующих технологий:

- 1) существенный простой скважины ввиду длительных операций по проведению РИР [1, 3];

2) необходимость повторных операций, возникающая из-за неточного определения интервала изоляции, неправильно подобранного изолирующего раствора, неэффективной изоляции и т.д.;

3) большой расход материалов, связанный с тем, что изолирующий раствор расходуется по пласту, из-за чего возрастает вероятность образования трещин и полостей, по которым вода может проникнуть в скважину. Косвенной причиной этого является сложность контроля процесса;

4) ухудшение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), связанное с попаданием рабочего раствора в зону перфорации, что может негативно повлиять на проникновение нефти в скважину сквозь них;

5) нестабильное качество изоляционных работ, вызывающее необходимость повторного проведения РИР на том же участке скважины;

6) сложность использования в субгоризонтальной или горизонтальной скважине;

7) невозможность реализации способа (технологии) в горизонтальной скважине со сложной конструкцией забоя и проведения закачки водоизолирующей композиции в заданный интервал скважин с открытым забоем [17].

В данный момент проблемы РИР становятся особенно актуальными ввиду трех тенденций в добыче: рост обводненности скважин из-за выработки месторождений, разработка залежей со сложными геолого-физическими условиями, а также строительство горизонтальных скважин. Рост применения технологий горизонтально-направленного бурения привел к тому, что доля ГНБ составила 60 % уже в 2022 году. В 2023 году этот показатель вырастет на 4 п.п. и далее, тенденция к росту продолжится. Такими темпами к 2025, по предварительным прогнозам, данное значение достигнет 70 % [21]. Скважины с горизонтальными или наклонно-направленными стволами требуют более совершенных технологий РИР, что говорит о необходимости работ в этом направлении [22-25].

Предлагаемое решение

Глобальной задачей проекта является повышение эффективности химических процессов нефтегазовой отрасли в результате увеличения их управляемости. Отдельно следует отметить уникальность предлагаемых решений в отношении широкого спектра применения.

Научный принцип предлагаемой технологии активно развивается командой МЭАЦ совместно с академической и университетской наукой. Ключевым принципом технологии является капсулирование действующего вещества внутри полимерной оболочки, а также последующее перемещение и раскрытие капсул под действием тех или иных физических факторов. В данный момент МЭАЦ изучает возможность контроля движения капсул УМК при помощи магнитного поля, а также вопросы капсулирования и раскрытия капсул под действием СВЧ, УЗ и электромагнитной индукции [26-30].

Таблица 2 — Факторы, увеличивающие эффективность предлагаемой технологии

Table 2 — Factors increasing the effectiveness of the proposed technology

Проблема изоляционных технологий	Предлагаемое решение в рамках УМК-РИР
Большой расход материалов	Снижение расхода из-за более точного воздействия на интервал нарушения изоляции
Ухудшение фильтрационно-емкостных свойств пласта	Фиксация капсул в околоствольной зоне пласта, препятствующая кольматации пласта в целом
Потери времени и низкая общая эффективность РИР	Возможность концентрировать капсулы с реагентом на заданном интервале позволит существенно ускорить проведение изоляционных работ

Разрабатываемая технология позволит увеличить эффективность проводимых ремонтно-изоляционных работ и удешевить их за счет ряда факторов (табл. 2).

Процесс создания УМК, предназначенных для РИР, происходит путем формирования капсулы из полимера, соответствующего требованиям эксплуатационной среды. В структуру используемого материала предусмотрено внедрение парамагнитных частиц (ПМ) [23, 31], а ядро контейнера наполняется рабочим составом.

Краткая схема проведения изоляционных работ по технологии УМК-РИР представлена на рисунке 3.

Внедрение технологии предполагает несколько стадий, первая из которых заключается в закачке рабочего раствора с капсулами в скважину. Далее в результате воздействия магнитного поля капсулы фиксируются на определенном интервале нарушения изоляции. Помимо этого, регулирование процесса осуществляется также на этапе высвобождения рабочего состава и его затвердевания в результате волнового воздействия [28, 30].

Таким образом, за счет ускоренного затвердевания и адресного воздействия, технология УМК позволит решить ряд проблем, сопутствующих современным методам РИР.

На сегодняшний день в рамках проекта УМК активно ведутся работы по внедрению научного принципа в зону бурения (ликвидация поглощений [32-35]), добычи (МУН, РИР [3-6]), нефтегазопереработки, в процессы облагораживания (очистка сырья и продуктов от нежелательных примесей), а также в технологии органического синтеза и полимеризации [36-39].

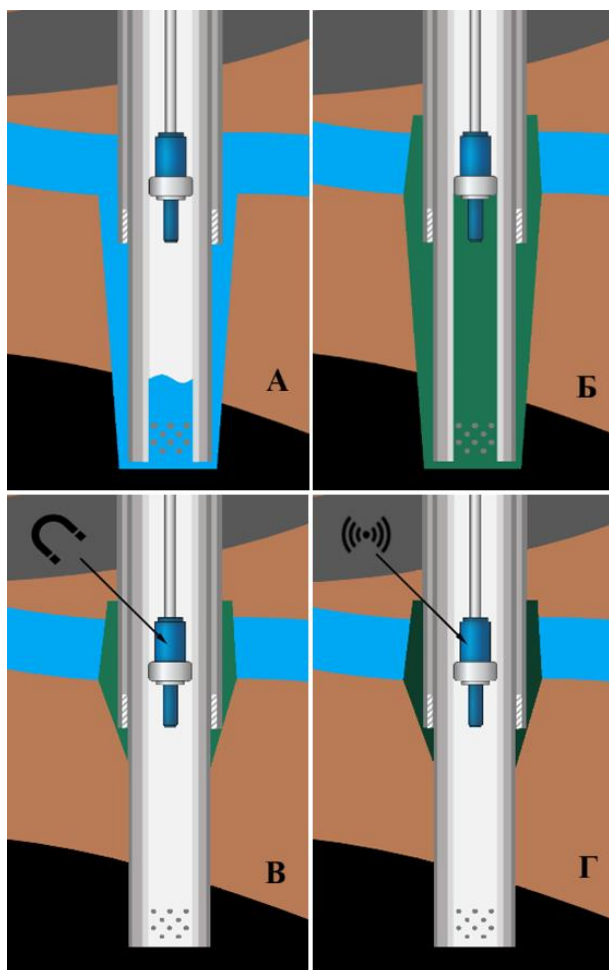


Рис. 3 — Стадии проведения изоляционных работ по технологии УМК-РИР: А — спуск оборудования; Б — закачка раствора; В — откачка излишков; Г — интенсивное затвердевание раствора

Fig. 3 — Stages of insulation work using UMK-RIR technology: A — lowering of equipment; B — injection of solution; C — pumping out excess solution; D — intensive hardening of solution

Выводы

Накопленный опыт РИР [40] говорит о необходимости внедрения новых технологий, позволяющих проводить более точную изоляцию обводненных интервалов, в том числе и на горизонтальных участках ствола. В работе была рассмотрена инновационная методика проведения ремонтно-изоляционных работ, основанная на адресной доставке изолирующего реагента с применением умных микроконтейнеров. Можно заключить, что разрабатываемая технология УМК-РИР позволит решить ряд проблем, связанных с ремонтно-изоляционными работами, повысить их эффективность и, как следствие, улучшить технико-экономические показатели данных процессов.

Литература

1. A. Taha, M. Amani, ChemEngineering, 3, 1, Article 11 (2019). DOI: 10.3390/chemengineering3010011.
2. W. Ma, Y. Li, P. Liu, Z. Liu, T. Song, Gels, 10, 5, Article 372 (2024). DOI: 10.3390/gels10050372.

3. H. Ma, H. Xiao, W. Zhao, Q. Yang, X. Zhang, Y. Wang, Polymers, 15, 7, Article 1541 (2023). DOI: 10.3390/polym15071541.
4. S. N. Chausali, R. K. Verma, Polymers, 13, 15, Article 2424 (2021). DOI: 10.3390/polym13152424.
5. Y. Yang, S. Ye, P. Liu, Y. Wang, Appl. Sci., 14, 24, Article 11957 (2024). DOI: 10.3390/app142411957.
6. A. Telin, A. P. Akhiyatov, M. I. Nasyrov, M. R. Gabdrakhmanov, A. R. Khayrullin, A. R. Yapparov, A. R. Shakhov, R. R. Kashaev, A. A. Arslanov, Polymers, 17, 7, Article 1541 (2025). DOI: 10.3390/polym17071541.
7. F. Verga, M. Lombardi, G. Maddinelli, L. Montanaro, Oil Gas Sci. Technol., 72, 5 (2017). DOI: 10.2516/ogst/2016025.
8. B. Liu, M. Wu, W. Du, L. Jiang, H. Li, L. Wang, J. Li, D. Zuo, Q. Ding, Polymers, 15, 12, Article 2718 (2023). DOI: 10.3390/polym15122718.
9. E. Kravchenko, A. A. Sitnikov, V. A. Myagkov, Georesources, 20, 2, 148–159 (2018). DOI: 10.18599/grs.2018.2.148-159.
10. M. Kaskaoutis, G. Farmakis, O. Trypanagnostopoulos, Front. Therm. Eng., 2, Article 1003863 (2022). DOI: 10.3389/fther.2022.1003863.
11. А. В. Большунов, Проблемы современной науки и образования, 20, 62, 12–13 (2016).
12. А. А. Сингуров, В. И. Нифантов, В. М. Пищухин, Е. В. Гильфанова, Вести газовой науки, 4, 20, 75–80 (2014).
13. А. А. Земляной, Дисс. канд. техн. наук, Уфимский гос. нефтяной техн. ун-т, Уфа, 2016. 125с.
14. Г. С. Дубинский, В. Е. Андреев, Х. И. Акчурин, Ю. А. Котенев, Георесурсы, геоэнергетика, геополитика, 1, 5, 36 (2012).
15. В. Е. Савельев, Нефтегазовая вертикаль, 2, 68–72 (2012).
16. Д. С. Леонтьев, Разработка и исследование технологий ограничения и ликвидации водопритоков в добывающих скважинах, ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», Уфа, 2020, 155 с.
17. И. И. Клещенко, Г. П. Зозуля, А. К. Ягафаров, Теория и практика ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах, Экспресс, Уфа, 2010, 386 с.
18. А. И. Булатов, В. С. Даношевский, Тампонажные материалы: Учебное пособие для вузов, Недра, Москва, 1987, 280 с.
19. В. Ф. Будников, П. П. Макаренко, В. А. Юрьев, Диагностика и капитальный ремонт обсадных колонн в нефтяных и газовых скважинах, Недра, Москва, 1997, 226 с.
20. С. А. Демахин, А. Г. Демахин, Химические методы ограничения водопритока в нефтяные скважины: Справочное пособие, Недра, Москва, 213, 2011, С. 213.
21. Д. Б. Касаткин, Бурение и нефть, 2, 3 (2025). DOI: 10.62994/2072-4799.2025.63.82.001
22. A. Becattini, A. Lorusso, C. Lodi, Energies, 14, 22, Article 8161 (2021). DOI: 10.3390/en14238161.
23. X. Sun, Y. Xie, Q. Pu, Pet. Explor. Dev., 44, 4, 684–695 (2017). DOI: 10.1016/S1876-3804(17)30115-5.
24. J. Zhang, Z. Wang, J. Xing, Front. Energy Res., 10, Article 1036835 (2022). DOI: 10.3389/fenrg.2022.1036835.
25. R. Dong, S. Keilegavlen, J. Berre, W. R. Rossen, Adv. Geo-Energy Res., 6, 3, 210–227 (2022). DOI: 10.46690/ager.2022.03.05.
26. P. M. Price, W. E. Mahmoud, A. A. Al-Ghamdi, L. M. Bronstein, Front. Chem., 6, Article 619 (2018). DOI: 10.3389/fchem.2018.00619.
27. R. Verkhovskii, A. Ermakov, O. Grishin, M. A. Makarkin, I. Kozhevnikov, M. Makhortov, A. Kozlova, S. Salem, V. Tuchin, D. Bratashov, Molecules, 27, 18, Article 6073 (2022). DOI: 10.3390/molecules27186073.
28. H. Zhang, A. M. González, B. K. Brandes, R. M. A. Vergara, C. R. Peiris, A. B. Greytak, J. Am. Chem. Soc., 142, 39, 16796–16805 (2020). DOI: 10.1021/jacs.0c05391.

29. B. T. Lobel, D. Baiocco, M. Al-Sharabi, A. F. Routh, Z. Zhang, O. J. Cayre, ACS Appl. Mater. Interfaces, 16, 31, 40326–40355 (2024). DOI: 10.1021/acsami.4c02462.
30. 17. X. Zhang, W. Li, Y. Ma, Q. Huang, Nano Res. Energy, 2, Article e9120034 (2023). DOI: 10.26599/NRE.2023.9120034.
31. S. Mondal, A. Ghosh, S. Dhar, Nanomaterials, 12, 4, Article 632 (2022). DOI: 10.3390/nano12040632.
32. X. Zhong, H. Wang, X. Wang, Y. Huang, Y. Wu, Materials, 11, 10, Article 2020 (2018). DOI: 10.3390/ma11102020.
33. B. Yang, Z. Tang, Q. Zhang, G. Xu, Z. Deng, Gels, 8, 5, Article 260 (2022). DOI: 10.3390/gels8050260.
34. A. M. Al-Shalabi, M. M. Jahi, A. M. Al-Zahrani, A. S. Al-Klaib, Energies, 17, 11, Article 2703 (2024). DOI: 10.3390/en17112703.
35. N. Hemmati, M. Al-Banna, A. S. Baltazar-Zamora, Materials, 15, 11, Article 3739 (2022). DOI: 10.3390/ma15113739.
36. A.B. Замрий, Н.В. Викторова, Нефтегазовая вертикаль, 10, 27-31 (2019).
37. А. Н. Дмитриевский, А. Л. Максимов, С. В. Антонов, Н. А. Еремин, А. Д. Черников, А. В. Замрий, С. П. Черных, Л. А. Алиева, А. Р. Хаматов, Бурение и нефть, 9, 42-49 (2022).
38. А. Н. Дмитриевский, Н. А. Еремин, А. Л. Максимов, С. В. Антонов, Замрий, Л. А. Алиева, Н. П. Безруков, Д. К. Нургалиев, В. И. Дарищев, М. А. Варфоломеев, А. А. Чурина, И. И. Ахметзянов, А. В. Бахмутов, Neftegaz.RU, 9, 24-28 (2023).
39. А. С. Сигов, А. Л. Максимов, С. В. Антонов, Д. К. Нургалиев, М. А. Варфоломеев, А. В. Замрий, А. А. Папушкина, В. Р. Ким, Нефтяное хозяйство, 6, 88-92 (2025). DOI: 10.24887/0028-2448-2025-6-88-92
40. R.S. Seright, B. Brattekas, Petroleum Science, 18, 2, 450–478 (2021). DOI: 10.1007/s12182-021-00546-1.
41. G.S. Dubinsky, V.E. Andreev, Kh.I. Akchurin, Yu.A. Kotenev, Georesources, Geoenergetics, Geopolitics, 1, 5, 36 (2012).
42. V.E. Saveliev, Oil and Gas Vertical, 2, 68-72 (2012).
43. D.S. Leontyev, Development and Study of Technologies for Limiting and Eliminating Water Inflows in Production Wells, Ufa State Petroleum Technological University, Ufa (2020), 155 p.
44. I.I. Kleshchenko, G.P. Zozulya, A.K. Yagafarov, Theory and Practice of Workover and Isolation Operations in Oil and Gas Wells, Express, Ufa (2010), 386 p.
45. A.I. Bulatov, V.S. Danyushevsky, Cementing Materials: A Textbook for Universities, Nedra, Moscow (1987), 280 p.
46. V.F. Budnikov, P.P. Makarenko, V.A. Yuryev, Diagnostics and Major Repair of Casing Strings in Oil and Gas Wells, Nedra, Moscow (1997), 226 p.
47. S.A. Demakhin, A.G. Demakhin, Chemical Methods of Limiting Water Inflows in Oil Wells: A Reference Manual, Nedra, Moscow (2011), 213 p.
48. D.B. Kasatkin, Drilling and Oil, 2, 3 (2023). DOI: 10.62994/2072-4799.2025.63.82.001.
49. A. Becattini, A. Lorusso, C. Lodi, Energies, 14, 22, Article 8161 (2021). DOI: 10.3390/en14238161.
50. X. Sun, Y. Xie, Q. Pu, Pet. Explor. Dev., 44, 4, 684–695 (2017). DOI: 10.1016/S1876-3804(17)30115-5.
51. J. Zhang, Z. Wang, J. Xing, Front. Energy Res., 10, Article 1036835 (2022). DOI: 10.3389/fenrg.2022.1036835.
52. R. Dong, S. Keilegavlen, J. Berre, W. R. Rossen, Adv. Geo-Energy Res., 6, 3, 210–227 (2022). DOI: 10.46690/ager.2022.03.05.
53. P. M. Price, W. E. Mahmoud, A. A. Al-Ghamdi, L. M. Bronstein, Front. Chem., 6, Article 619 (2018). DOI: 10.3389/fchem.2018.00619.
54. R. Verkhovskii, A. Ermakov, O. Grishin, M. A. Makarkin, I. Kozhevnikov, M. Makhortov, A. Kozlova, S. Salem, V. Tuchin, D. Bratashov, Molecules, 27, 18, Article 6073 (2022). DOI: 10.3390/molecules27186073.
55. H. Zhang, A. M. González, B. K. Brandes, R. M. A. Vergara, C. R. Peiris, A. B. Greytak, J. Am. Chem. Soc., 142, 39, 16796–16805 (2020). DOI: 10.1021/jacs.0c05391.
56. B. T. Lobel, D. Baiocco, M. Al-Sharabi, A. F. Routh, Z. Zhang, O. J. Cayre, ACS Appl. Mater. Interfaces, 16, 31, 40326–40355 (2024). DOI: 10.1021/acsami.4c02462.
57. 17. X. Zhang, W. Li, Y. Ma, Q. Huang, Nano Res. Energy, 2, Article e9120034 (2023). DOI: 10.26599/NRE.2023.9120034.
58. S. Mondal, A. Ghosh, S. Dhar, Nanomaterials, 12, 4, Article 632 (2022). DOI: 10.3390/nano12040632.
59. X. Zhong, H. Wang, X. Wang, Y. Huang, Y. Wu, Materials, 11, 10, Article 2020 (2018). DOI: 10.3390/ma11102020.
60. B. Yang, Z. Tang, Q. Zhang, G. Xu, Z. Deng, Gels, 8, 5, Article 260 (2022). DOI: 10.3390/gels8050260.
61. A. M. Al-Shalabi, M. M. Jahi, A. M. Al-Zahrani, A. S. Al-Klaib, Energies, 17, 11, Article 2703 (2024). DOI: 10.3390/en17112703.
62. N. Hemmati, M. Al-Banna, A. S. Baltazar-Zamora, Materials, 15, 11, Article 3739 (2022). DOI: 10.3390/ma15113739.
63. A.V. Zamriy, N.V. Viktorova, Oil and Gas Vertical, 10, 27-31 (2019).
64. A.N. Dmitrievsky, A.L. Maksimov, S.V. Antonov, N.A. Eremin, A.D. Chernikov, A.V. Zamriy, S.P. Chernykh, L.A. Alieva, A.R. Khamatov, Drilling and Oil, 9, 42-49 (2022).
65. A.N. Dmitrievsky, N.A. Eremin, A.L. Maksimov, S.V. Antonov, A.V. Zamriy, L.A. Alieva, N.P. Bezrukov, D.K. Nurgaliev, V.I. Darishchev, M.A. Varfolomeev, A.A. Churina, I.I. Akhmetzyanov, A.V. Bakhmutov, Neftegaz.RU, 9, 24-28 (2023).
66. A.S. Sigov, A.L. Maksimov, S.V. Antonov, D.K. Nurgaliev, M.A. Varfolomeev, A.V. Zamriy, A.A.

References

1. A. Taha, M. Amani, ChemEngineering, 3, 1, Article 11 (2019). DOI: 10.3390/chemengineering3010011.
2. W. Ma, Y. Li, P. Liu, Z. Liu, T. Song, Gels, 10, 5, Article 372 (2024). DOI: 10.3390/gels10050372.
3. H. Ma, H. Xiao, W. Zhao, Q. Yang, X. Zhang, Y. Wang, Polymers, 15, 7, Article 1541 (2023). DOI: 10.3390/polym15071541.
4. S. N. Chausali, R. K. Verma, Polymers, 13, 15, Article 2424 (2021). DOI: 10.3390/polym13152424.
5. Y. Yang, S. Ye, P. Liu, Y. Wang, Appl. Sci., 14, 24, Article 11957 (2024). DOI: 10.3390/app142411957.
6. A. Telin, A. P. Akhiyatov, M. I. Nasyrov, M. R. Gabdrakhmanov, A. R. Khayrullin, A. R. Yapparov, A. R. Shakirov, R. R. Kashaev, A. A. Arslanov, Polymers, 17, 7, Article 1541 (2025). DOI: 10.3390/polym17071541.
7. F. Verga, M. Lombardi, G. Maddinelli, L. Montanaro, Oil Gas Sci. Technol., 72, 5 (2017). DOI: 10.2516/ogst/2016025.
8. B. Liu, M. Wu, W. Du, L. Jiang, H. Li, L. Wang, J. Li, D. Zuo, Q. Ding, Polymers, 15, 12, Article 2718 (2023). DOI: 10.3390/polym15122718.
9. E. Kravchenko, A. A. Sitnikov, V. A. Myagkov, Georesources, 20, 2, 148–159 (2018). DOI: 10.18599/grs.2018.2.148-159.
10. M. Kaskaoutis, G. Farmakis, O. Trypanagnostopoulos, Front. Therm. Eng., 2, Article 1003863 (2022). DOI: 10.3389/fther.2022.1003863.
11. A.V. Bolshunov, Problems of Modern Science and Education, 20, 62, 12-13 (2016).
12. A.A. Singurov, V.I. Nifantov, V.M. Pishchukhin, E.V. Gilfanova, Gas Science Bulletin, 4, 20, 75-80 (2014).
13. A.A. Zemlyanoy, Cand. Tech. Sci. Diss., Ufa State Petroleum Technological University, Ufa (2016), 125 p.

Papushkina, V.R. Kim, Oil Industry, 6, 88-92 (2025). DOI: 10.24887/0028-2448-2025-6-88-92

40. R.S. Seright, B. Brattekas, Petroleum Science, 18, 2, 450–478 (2021). DOI: 10.1007/s12182-021-00546-1.

© **А. А. Папушкина** — Старший аналитик, Межотраслевой экспертно-аналитический центр Союза нефтегазопромышленников России (МЭАЦ СНР), Москва, Россия, paa@sngpr.ru.com; **В. Р. Ким** — Аналитик, МЭАЦ СНР, kvr@sngpr.ru.com; **А. В. Замрий** — Исполнительный директор, МЭАЦ СНР, zav@sngpr.ru.com; **С. В. Антонов** — к.х.н., заведующий лабораторией, Лаборатория № 27 "Полимерных композитов и адгезивов", Институт нефтехимического синтеза им. А.В. Топчиева Российской академии наук, Москва, Россия, adhesion@ips.ac.ru; **А. Н. Кузев** — Неисполнительный директор, ТОО "Юпитер Энерджи", Актау, Мангистауская область, Республика Казахстан, kuzev@jupiter.kz; **Л. А. Алиева** — Главный аналитик, МЭАЦ СНР, info@sngpr.ru.com; **А. Р. Хаматов** — Главный аналитик, МЭАЦ СНР, info@sngpr.ru.com

© **A. A. Papushkina** — Senior Analyst, Intersectoral Expert and Analytical Center of the Union of Oil and Gas Producers of Russia (IEAC UOGPR), Moscow, Russia, paa@sngpr.ru.com; **V. R. Kim** — Analyst, IEAC UOGPR, kvr@sngpr.ru.com; **A. V. Zamriy** — Executive Director, IEAC UOGPR, zav@sngpr.ru.com; **S. V. Antonov** — PhD (Chemistry Sci.), Head of Laboratory, Laboratory No. 27 "Polymer Composites and Adhesives", A.V. Topchiev Institute of Petrochemical Synthesis, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia, adhesion@ips.ac.ru; **A. N. Kuzev** — Non-Executive Director, LLP "Jupiter Energy", Aktau, Mangystau Region, Republic of Kazakhstan, kuzev@jupiter.kz; **L. A. Alieva** — Chief Analyst, IEAC UOGPR, info@sngpr.ru.com; **A. R. Khamatov** — Chief Analyst, IEAC UOGPR, info@sngpr.ru.com.

Дата поступления рукописи в редакцию – 12.09.25.

Дата принятия рукописи в печать – 11.11.25.