



© Коллектив авторов,
2025



УДК 622.245.422.6
<https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-2-80-89>

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ САМОВОССТАНАВЛИВАЮЩЕГОСЯ ЦЕМЕНТА С ЦЕЛЮ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ВОЗНИКНОВЕНИЯ МЕЖКОЛОННОГО ДАВЛЕНИЯ, А ТАКЖЕ ОБЩЕГО УЛУЧШЕНИЯ КАЧЕСТВА ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ

**М.И. Садыков^{1,*}, В.С. Зырянов¹, В.В. Василенко¹, А.В. Фоменков¹, Е.В. Дьяченко¹,
А.Е. Безбородов²**

¹ООО «БурСервис», РФ, Москва

²ООО «Новатэк-Таркосаленефтегаз», РФ, Тарко-Сале

Электронный адрес: marat.sadykov@burservis.ru

Введение. В 2023–2024 годах с целью предотвращения образования межколонного давления было принято решение о проведении опытно-промышленных работ (ОПР), которые заключались в применении самовосстанавливающегося цементного раствора-камня при цементировании эксплуатационных колонн Ø178 мм и комбинированной Ø140×178 мм без использования заколонного пакера. Стоит отметить, что применение составов цементных растворов с проектными параметрами, соответствующими техническому заданию, в комплексе с использованием заколонного пакера не всегда обеспечивает надежную изоляцию пластов и отсутствие негерметичности межколонного пространства (НМКП), а также межколонного давления (МКД).

Цель. Освещение практического опыта применения самовосстанавливающегося цемента для предупреждения возникновения МКД и заколонной циркуляции (ЗКЦ).

Материалы и методы. Тестирование самовосстанавливающегося цементного раствора-камня производилось на сертифицированном оборудовании в соответствии с требованиями стандартов API 10B-2, API 10B-5, испытания упруго-прочностных свойств проведены в соответствии с ГОСТ 21153.8-88 «Породы горные. Метод определения предела прочности при объемном сжатии», исследование фильтрационно-емкостных свойств цементного камня проведено в соответствии с рекомендациями ГОСТ 26450.2-85 «Породы горные. Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации».

Результаты. По итогам проведения ОПР без использования заколонного пакера на текущем месторождении доказана эффективность применения самовосстанавливающихся цементов. Увеличение интервала сплошного контакта для эксплуатационных колонн 178 мм составило 20 %. МКД зафиксировано на 3 скважинах из 5 после ввода в добычу и проведения комплекса работ по освоению, однако при срабатывании давления из межколонного пространства межколонное давление снижается до 0 атм, что подтверждает способность к самозалечиванию цементного камня.

Заключение. Технология самовосстанавливающегося цемента показала свою эффективность в реальных условиях, улучшив общее качество цементирования и снизив интенсивность МКД за счет свойств самозалечивания при контакте с углеводородами.

Ключевые слова: цементирование скважин, самовосстанавливающийся цементный камень, упругие свойства цементного камня, межколонное давление

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Садыков М.И., Зырянов В.С., Василенко В.В., Фоменков А.В., Дьяченко Е.В., Безбородов А.Е. Опыт применения самовосстанавливающегося цемента с целью предотвращения возникновения межколонного давления, а также общего улучшения качества цементирования. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2025;10(2):80–89. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-2-80-89>

Статья поступила в редакцию 11.12.2024

Принята к публикации 15.02.2025

Опубликована 30.06.2025

EXPERIENCE IN USING SELF-HEALING CEMENT TO PREVENT THE OCCURRENCE OF INTERCASING PRESSURE, AS WELL AS GENERALLY IMPROVE THE QUALITY OF CEMENTING

**Marat I. Sadykov^{1,*}, Viktor S. Zyryanov¹, Vladimir V. Vasilenko¹, Alexey V. Fomenkov¹,
Evgeny V. Dyachenko¹, Alexey E. Bezborodov²**

¹Burservis LLC, RF, Moscow

²Novatek-Tarkosaleneftegaz LLC, RF, Tarko-Sale

E-mail: marat.sadykov@burservis.ru

Background. In 2023-2024, in order to prevent intercasing pressure, a decision was made to conduct pilot work, which consisted of using self-healing cement when cementing production columns Ø178 mm and combined Ø140x178 mm without using a casing packer. It is worth noting that the use of cement designs with design parameters corresponding to the technical specifications and the use of a casing packer does not always ensure reliable formation waterproofing and the absence of inter-column space leaks (ICL) and intercasing pressure.

Aim. The purpose of this article is to highlight the practical experience of using self-healing cement to prevent the occurrence of intercasing pressure and behind the casing flow.

Materials and methods. Testing of self-healing cement mortar stone was carried out on certified equipment in accordance with the requirements of API 10B-2, API 10B-5 standards, tests of elastic strength properties were carried out in accordance with GOST 21153.8-88 "Rocks. Method for Determining the Ultimate Strength under Volume Compression", studies of the filtration and capacity properties of cement stone were carried out in accordance with the recommendations of GOST 26450.2-85 Rocks. Method for Determining the Absolute Gas Permeability Coefficient during Stationary and Non-stationary Filtration.

Results. Based on the results of the pilot project without using a casing packer at the current field, the efficiency of using self-healing cements was proven. The increase in the continuous contact interval for 178 mm production columns was 20%. Intercasing pressure was recorded in 3 wells out of 5 after putting into production and performing well servicing operations, however, when releasing pressure from the annular space, the annular pressure decreases to 0 atm, which confirms the ability of cement stone to self-heal.

Conclusions. Self-healing cement technology has proven its effectiveness in real-world conditions, improving the overall quality of cementing and reducing the intensity of intercasing pressure due to its self-healing properties when in contact with hydrocarbons.

Keywords: well cementing, self-healing cement stone, elastic properties of cement stone, intercasing pressure

Conflict of interest: the authors declare no conflict of interest.

For citation: Sadykov M.I., Zyryanov V.S., Vasilenko V.V., Fomenkov A.V., Dyachenko E.V., Bezborodov A.E. Experience in using self-healing cement to prevent the occurrence of intercasing pressure, as well as generally improve the quality of cementing. PRONEFT. Professionally about oil. 2025;10(2):80–89. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-2-80-89>

Manuscript received 11.12.2024

Accepted 15.02.2025

Published 30.06.2025

ВВЕДЕНИЕ

Бурение скважин в современных реалиях проводится во все более сложных геологических условиях [1], возрастают конечные глубины бурения, скважины эксплуатируются в экстремальных режимах. Соответственно возрастают требования к качеству цементирования и самой цементной системы. Всем этим новым вызовам должен соответствовать сервис цементирования скважин, обладать современной надежной насосной техникой и возможностью проектирования качественного цементирования с применением 3D-моделирования заполнения затрубного пространства цементными растворами, а также самовосстанавливающимися цементными системами с упруго-прочностными свойствами. Технологический подход к строительству скважин в последнее время нуждается в специальных цементных системах, способных восстанавливать с течением времени целостную структуру и исправлять дефекты [2], возникшие в процессе и после первичного цементирования. К таким технологиям относятся цементные растворы, содержащие в своем составе специальные комплексные добавки, позволяющие залечивать образовавшиеся в цементном камне трещины,

микроразоры, образовавшиеся в результате механического или гидравлического воздействия на цементную крепь или в результате неполного заполнения затрубного пространства цементным раствором. Реакция самовосстановления цементного камня происходит при его контакте с углеводородсодержащей жидкостью или газоконденсатом. В результате происходит расширение наполняющей цементный камень химической добавки в полости трещины или иного дефекта, вследствие чего трещина герметизируется, перекрывая тем самым путь миграции флюидов.

Данная технология является крайне актуальной на месторождениях, где существует проблема наличия заколонной циркуляции флюидов, возникновение негерметичностей межколонных пространств и появления межколонного давления, а также в интервалах перфораций вблизи водо(газо)-нефтяного контакта. Применение технологии с использованием самовосстанавливающегося цементного камня позволяет значительно снизить капитальные затраты на проведение ремонтно-изоляционных работ, продлить срок эксплуатации скважины, увеличить конечный коэффициент нефтеотдачи за счет исключения заколонных перетоков.

ЦЕЛЬ

Геологический разрез скважин на текущем месторождении, расположенном в Западной Сибири сложен мезозойско-кайнозойской толщей осадочных терригенных отложений, подстилаемых палеозойскими мегаслоистыми породами. Несмотря на достаточно хорошую изученность месторождения, с каждым

ПО ИТОГАМ ПРОВЕДЕНИЯ ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫХ РАБОТ БЕЗ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЗАКОЛОННОГО ПАКЕРА ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ОБРАЗОВАНИЯ МЕЖКОЛОННОГО ДАВЛЕНИЯ И ЗАКОЛОННОЙ ЦИРКУЛЯЦИИ В ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИНАХ ПОКАЗАН ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ САМОВОССТАНАВЛИВАЮЩЕГОСЯ ЦЕМЕНТА.

годом появляются новые технологические и геологические вызовы. Разработка месторождения происходит за счет бурения эксплуатационных скважин с горизонтальным участком 1500–2000 м. Глубина спуска эксплуатационной колонны выбрана из условия её спуска в кровлю проектного пласта. Нецементируемый горизонтальный хвостовик с фильтровой частью размещается в продуктивном целевом пласте БТ12. В 2023–2024 гг. с целью предотвращения МКД принято решение о проведении ОНР, которые заключались в применении самовосстанавливающегося цементного раствора-камня (СВЦ) при цементировании эксплуатационных колонн.

Вероятные причины МКД в условиях рассматриваемого нефтегазоконденсатного месторождения в Западной Сибири:

- нарушение целостности цементного камня, образование трещин и снижение адгезии к колонне, образование микрозазоров под воздействием знакопеременных нагрузок в ходе бурения под секцию хвостовик, освоения и эксплуатации скважины;
- снижение репрессии на нефтегазоносные пласты БТ1–БТ12 во время ОЗЦ по причине применения заколонного пакера на глубинах 1000 или 500 м по стволу, который отсекает столб жидкостей, находящихся выше пакера;
- недостаточная газогерметичность резьбовых соединений эксплуатационной колонны, расположенных выше плановой высоты подъема цемента.

Целью данной статьи является освещение практического опыта применения самовосстанавливающегося цемента для предупреждения возникновения МКД и ЗКЦ.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

Существуют лабораторные методики и стандарты [3], с помощью которых можно подобрать состав цементного раствора-камня и испытать свойства самовосстановления цементного камня в реакции с конкретным углеводородным флюидом для определенных горно-геологических условий месторождения. Также немало важным является то, что самовосстанавливающийся цемент, как правило, дополнительно обладает упруго-прочностными свойствами, более низким модулем Юнга в сравнении со стандартным цементом, что снижает последствия воздействий на целостность цементной крепи при циклических нагрузках в ходе эксплуатации скважины. Все чаще операторы нефтегазовых месторождений рассматривают и отдают предпочтение самовосстанавливающимся цементным системам, обладающим упруго-прочностными свойствами, так как скважины становятся все более дорогими и сложными с точки зрения траектории и конструкции.

Самовосстанавливающиеся цементные растворы обладают рядом преимуществ:

- содержат специальные эластичные добавки, повышающие адгезионные свойства и придающие цементному камню упруго-прочностные свойства, понижающие показатель модуля Юнга, что позволяет выдерживать знакопеременные нагрузки без нарушения целостности цементного кольца и адгезии к обсадной колонне;
- добавки для самовосстановления в матрице цементного камня эффективно герметизируют трещины-каналы в случае их возникновения в ходе бурения под следующую секцию, освоения и эксплуатации скважины, интенсификации притока, восстановления скважин методом ЗБС;
- добавки для самовосстановления вступают в контакт с углеводородсодержащей средой и выступают в качестве барьера за счет увеличения собственного объема и адгезии к стенкам трещин-каналов;
- ликвидируют микрозазоры на границах цемент-колонна/цемент-порода, препятствуют перетоку углеводорода (нефть, газоконденсат);
- выдерживают циклические и знакопеременные нагрузки в ходе бурения под следующую секцию, опрессовок, проведения ГРП, освоения и эксплуатации скважины, восстановления методом ЗБС за счет улучшенных упруго-прочностных свойств;
- увеличивают срок службы скважины, сокращают затраты

на ремонтно-изоляционные работы и связанные с ними остановки эксплуатации скважины;

- являются лучшей и безопасной альтернативой использования заколонного (ненабухающего) пакера.

В случае частичного разрушения цементного кольца, образования в нем трещин, микро- и макрозазоров, а также одновременной циркуляции углеводородных флюидов через интервал частично утратившего целостность цементного камня добавка для самовосстановления вступает в реакцию с движущейся пластовой углеводородной жидкостью и образует вязкий продукт реакции, увеличивающийся в объеме во всех возможных направлениях. Продукт реакции вытесняется во все имеющиеся трещины и зазоры, бесшовно склеивается в них, восстанавливая тем самым изоляцию. На **рис. 1** изображена качественная реакция добавки самовосстановления с углеводородами, на **рис. 2** представлена схема протекания реакции добавки самовосстановления с углеводородами.

Цементный камень, имеющий в своем составе добавку самовосстановления, приобретает улучшенные физико-механические характеристики: эластичность, расширение

при взаимодействии с углеводородной жидкостью, способность изоляции разрушенной структуры, представленной в виде трещин и микрозазоров, т.к. добавка самовосстановления представляет собой эластомер. На **рис. 3** представлены образцы самовосстанавливающегося цемента до и после контакта с углеводородом. В процессе тестирования на расширяющихся кольцах по стандарту API 10B-5 можно проследить и оценить увеличение объема образца с той или иной концентрацией добавки самовосстановления.

При тестировании образца цементного камня на расширяющихся кольцах в течение 48 часов (**рис. 3**) с содержанием в составе образца самовосстанавливающейся добавки порядка 15 % зафиксировано объемное расширение 6 %, что на качественном уровне подтверждает способность самовосстанавливающегося цементного камня реагировать на углеводороды.

Тестирование образцов цемента на самовосстановление (моделирование условий МКД и процесса восстановления целостности цементного кольца) выполняется на специальном стенде, график испытаний на стенде демонстрируется на **рис. 4**, принципиальная схема стенда — на **рис. 5**.



Рис. 1. Реакция добавки для самовосстановления с углеводородной жидкостью. Продукт реакции настолько прочный и адгезионно активный, что при переворачивании сосуда вода, которая находится под углеводородной жидкостью, не стекает вниз. Составлено авторами

Fig. 1. Reaction of self-healing additive with hydrocarbon liquid. The reaction product is so strong and adhesively active that when the vessel is turned over, the water that is under the hydrocarbon liquid does not flow down. Prepared by the authors



Рис. 2. Механизм и стадии реакции добавки самовосстановления с углеводородной жидкостью. Составлено авторами

Fig. 2. Mechanism and stages of reaction of a self-healing additive with a hydrocarbon liquid. Prepared by the authors



Рис. 3. Качественное тестирование на самовосстановление. Составлено авторами
Fig. 3. Qualitative self-healing testing. Prepared by the authors

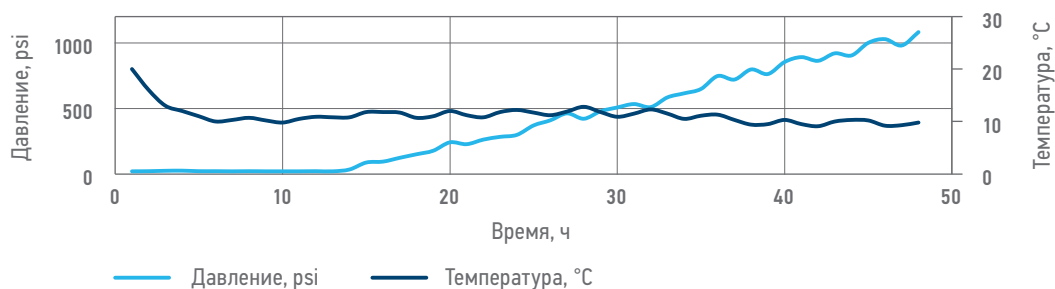


Рис. 4. График зависимости избыточного давления на образец цементного камня от времени (самозалечивание). Составлено авторами

Fig. 4. Graph of excess pressure on a cement stone sample versus time (self-healing). Prepared by the authors

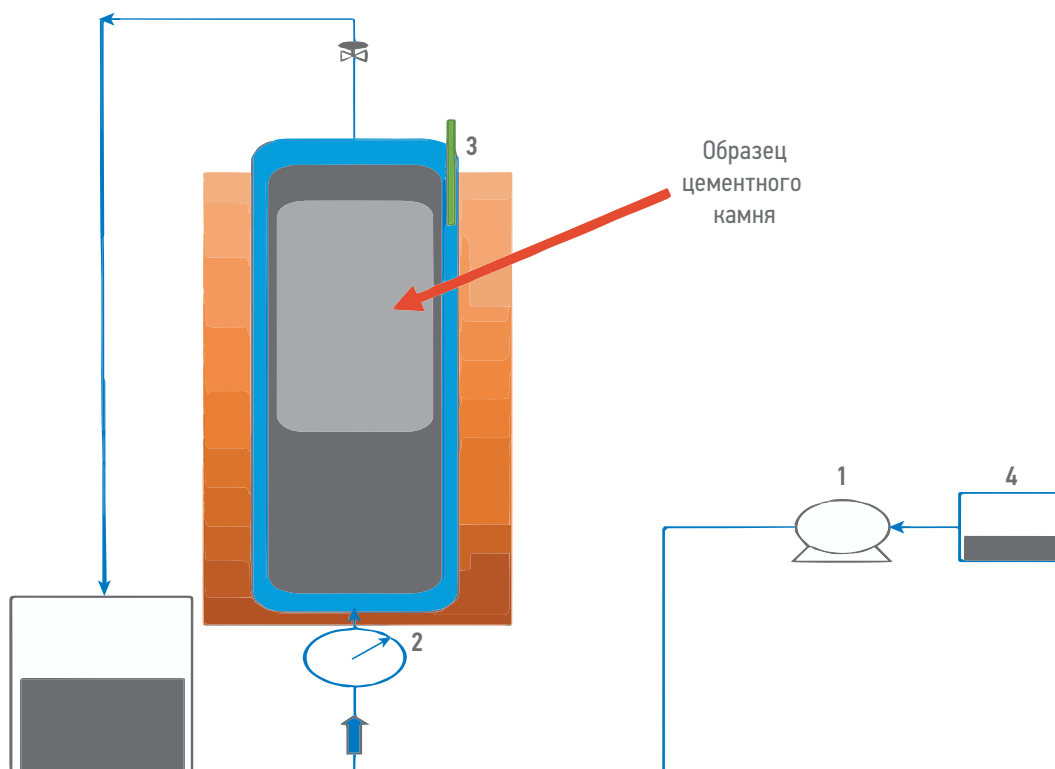


Рис. 5. Стенд для тестирования способности цементного камня к самовосстановлению, 1 — регулятор давления, совмещенный с насосом; 2 — манометр для измерения избыточного давления на образец цементного камня; 3 — тестовая ячейка; 4 — бак с минеральным маслом. Составлено авторами

Fig. 5. Stand for testing the self-healing ability of cement stone, 1 — pressure regulator combined with a pump; 2 — pressure gauge for measuring excess pressure on a sample of cement stone; 3 — test cell; 4 — tank with mineral oil. Prepared by the authors

В процессе циркуляции углеводородной жидкости на начальном этапе манометр фиксирует определенное начальное давление, которое остается неизменным в течение нескольких часов или дней (в зависимости от процентного содержания добавки самовосстановления). Впоследствии в связи с объемным увеличением цементного камня зазор в тестовой ячейке уменьшается, растет гидравлическое сопротивление и давление в системе начинают увеличиваться. Рост давления может наблюдаться в течение нескольких дней, пока не достигнет максимального значения и тестирование считается выполненным. Между цементом и внутренней стенкой ячейки существует зазор порядка 200 мкм, который возможно регулировать в зависимости от условий проекта. По графику зависимости избыточного давления на образец цементного камня от времени (рис. 4) видно, что при 24 ч образец цементного камня выдерживает перепад давления 450 psi, а при 48 ч — 1000 psi, при этом циркуляция через образец цементного камня отсутствует, что доказывает способность самовосстановления цементного камня при циркуляции через него углеводородов.

Процесс тестирования возможно разделить на несколько стадий: 1 — загрузка образца в тестовую ячейку с заданным зазором; 2 и 3 — начало циркуляции углеводородной жидкости в системе и установка начального рабочего давления; 4 и 5 — протекание в цементном камне физических изменений в связи с реакцией добавки самовосстановления и углеводорода, вызывающих увеличение объема и рост давления; 6 — завершение теста (занятие образцом всего объема тестовой ячейки с перекрытием начального зазора

и трещин), более наглядно процесс отражен на рис. 6.

Как отмечалось ранее, цементный камень, содержащий добавки для самовосстановления, отличается улучшенными упруго-прочностными свойствами за счет природы добавок для самовосстановления (эластомерные добавки). С целью подтверждения улучшения упруго-прочностных свойств проведены эксперименты по определению упруго-прочностных свойств в соответствии с ГОСТ 21153.8-88 «Породы горные. Метод определения предела прочности при объёмном сжатии», а также определены фильтрационно-емкостные свойства цементного камня по ГОСТ 26450.2-85 «Породы горные. Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации» [4], результаты испытаний отражены в табл. 1. Плотность образцов для испытаний установлена на значении $1,45 \text{ г/см}^3$, что соответствует плотности облегченного цементного раствора (ОЦР).

Как видно из результатов тестирования (табл. 1), самовосстанавливающийся цементный камень обладает улучшенными упругими свойствами по сравнению с базовыми облегченными цементными растворами, кроме того, самовосстанавливающийся цементный камень отличается сниженной проницаемостью, что удовлетворяет требованиям РД 39-00147001-767-2000 и делает пригодным состав самовосстанавливающегося цементного камня для цементирования, в т.ч. и интервалов продуктивных пластов, из которых планируется добыча.

Преимущества от использования самовосстанавливающегося цементного

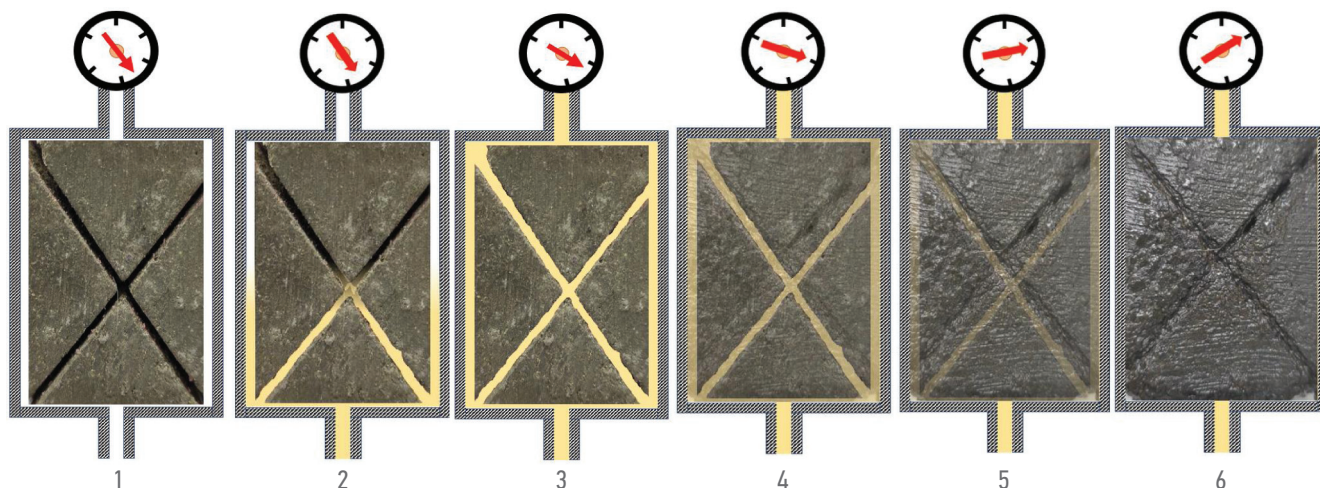


Рис. 6. Стадии лабораторного тестирования самовосстанавливающегося цементного камня. Составлено авторами
Fig. 6. Stages of laboratory testing of self-healing cement stone. Prepared by the authors

Таблица 1. Результаты испытаний упруго-прочностных и фильтрационно-емкостных свойств на приборах ПИК-УИДК/ПП и ПИК-ПП.
Составлено авторами

Table 1. Test results of elastic-strength and filtration-capacity properties using PIK-UIDK/PP and PIK-PP devices. Prepared by the authors

№	Открытая пористость по газу, %	Абсолютная проницаемость по газу с поправкой Клинкенберга, мД	Модуль Юнга (статический), ГПа	Коэффициент Пуассона (статический)
ОЦР СВЦ 1	32,31	0,195	5,68	0,321
ОЦР СВЦ 2	32,75	0,210	6,05	0,294
ОЦР СВЦ 3	32,28	0,191	7,58	0,278
Базовый ОЦР	39,32	0,924	10,11	0,229

Таблица 2. Преимущества СВЦ в сравнении с использованием заколонного (ненабухающего) пакера. Составлено авторами
Table 2. Advantages of Seal-healing Cement compared to the use of an annular (non-swelling) packer. Prepared by the authors

	Заколонный (ненабухающий) пакер	СВЦ
Интервал перекрытия заколонного пространства	Равен длине герметизирующего элемента, около 1 метра	Не ограничен во всем интервале цементирования
Возможные технологические риски	Повреждение при установке и спуске в скважину, преждевременная активация, негерметичность и по резьбовым соединениям и герметизирующему узлу	В случае длительного хранения готовой смеси СВЦ требуется лабораторное тестирование перед использованием
Повторная герметизация в случае перетона углеводородов	Отсутствует	Эффект самовосстановления при контакте с углеводородами
Подверженность механическим воздействиям	Подвержен в случае механического воздействия на обсадную колонну. Например, в случае натяжки при посадке и разгрузки на клинья потеря герметичности	Не подвержен за счет упруго-эластичных свойств
Влияние на репрессию на пласт в ходе ОЗЦ	Отсекает гидростатическое давление столба жидкости выше места установки*	Не оказывает

Примечание к табл. 1: * — согласно стандарту по цементированию скважин API 65 Часть 2, Секция 4.4.2.1: использование механических барьеров для предотвращения миграции флюидов из зон с повышенным пластовым давлением должно применяться в исключительных случаях, поскольку такой барьер препятствует передаче гидростатического давления столба жидкости на цементный раствор, находящийся в изолированном интервале (ниже пакера).

раствора-камня в сравнении с использованием заколонного ненабухающего пакера отражены в **табл. 2**.

В таких случаях даже при незначительной водоотдаче происходит существенная потеря противодействия на пласт с повышенным давлением.

При использовании заколонного пакера резко возрастает фактор флюидопроявления в интервале продуктивных пластов [5]. Фактор флюидопроявления (ФФ) — это расчетная величина, отражающая вероятность течения флюида через кольцевой столб цементного раствора. Рассчитывается по формуле:

$$\text{ФФ} = P_{\text{мсд}} / P_{\text{пдп}}, \quad (1)$$

где $P_{\text{мсд}}$ — максимальное снижение давления в кольцевом пространстве, Па; $P_{\text{пдп}}$ — противодействие на пласт, Па.

$$P_{\text{мсд}} = (500/300) \times (L/D), \quad (2)$$

где 500 — такое значение критической силы геля, при котором невозможна миграция флюида через цементный раствор (500 фунтов/100 футов²); 300 — расчетный

коэффициент; L — длина столба цементного раствора, м; D — эффективный диаметр, м.

$$P_{\text{пдп}} = P_{\text{гс}} - P_{\text{пласт}}, \quad (3)$$

где $P_{\text{гс}}$ — гидростатическое давление всех жидкостей за обсадной колонной, Па; $P_{\text{пласт}}$ — пластовое давление, Па.

Ниже представлены графики зависимости фактора флюидопроявления на примере эксплуатационной колонны в случае использования заколонного пакера (**рис. 7**) и без него (**рис. 8**).

При использовании заколонного пакера резко возрастает фактор флюидопроявления в интервале продуктивных пластов до 8,7, требующего изменения текущей схемы крепления эксплуатационной колонны. При отсутствии заколонного пакера фактор флюидопроявления незначительный — 2,5–3,0, что снижает риски образования каналов и получения МКД. Также благодаря свойствам самовосстановления СВЦ может быть использован в качестве полноценной замены заколонного пакера, обеспечивая функцию дополнительного барьера за счет включения в состав цементного раствора добавки для самовосстановления, комплексно

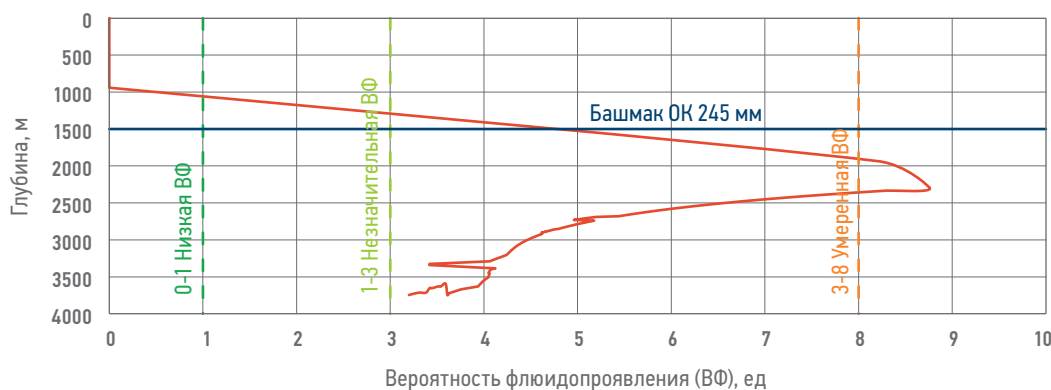


Рис. 7. ФФ 3,5–8,7 с использованием заколонного пакера. Составлено авторами
Fig. 7. FPF 3,5–8,7 using a casing packer. Prepared by the authors

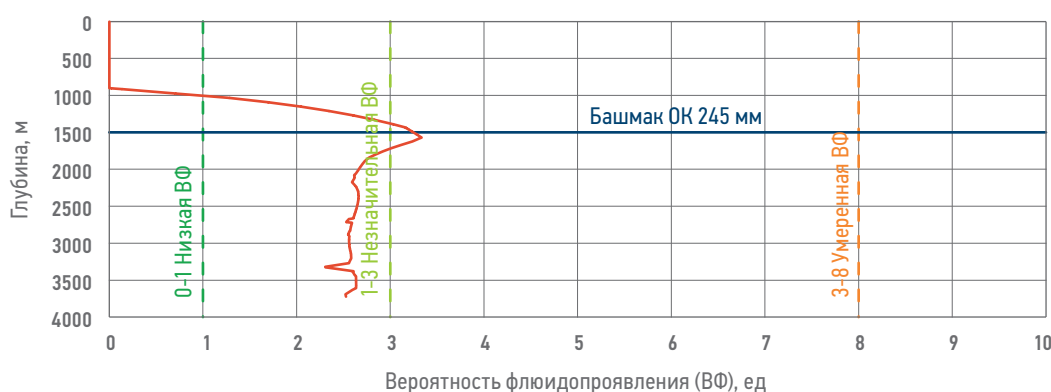


Рис. 8. ФФ 2,5–3,0 без использования заколонного пакера. Составлено авторами
Fig. 8. FPF 2,5–3,0 without using a casing packer. Prepared by the authors

улучшающей свойства цементного камня и качество цементирования.

РЕЗУЛЬТАТЫ

В рамках проведения ОПР было проведено 5 работ по цементированию эксплуатационных колонн с самовосстанавливающимся цементным раствором-камнем без использования заколонного пакера. Результаты ОПР отражены в табл. 3.

Цементирование эксплуатационных колонн в рамках ОПР прошло штатно, циркуляция полная, повышенного давления не зафиксировано. При анализе табл. 3 возможно сделать следующие выводы:

- СВЦ ОЦР способен эффективно заменить заколонный пакер для обеспечения дополнительного барьера ввиду действия СВЦ ОЦР на всем зацементированном интервале, т.к. заколонный пакер не способен гарантировать герметичность выше интервала его установки, например в случае негерметичности по обсадной колонне;

- отмечается эффект залечивания МКД от действия самовосстанавливающегося цементного камня при периодическом стравливании;
- от использования ОЦР СВЦ зафиксировано улучшение качества цементирования во всем интервале цементирования.

Наиболее эффективная схема размещения ОЦР СВЦ от высоты подъема цементного раствора нормальной плотности до устья по следующим причинам:

- наименьшая зона смешения на башмаке предыдущей обсадной колонны и на устье, по результатам 3Д моделирования в ПО iCem;
- полное перекрытие обсаженного ствола и частичное перекрытие открытого ствола;
- соблюдение требования поддержания реологической и плотностной иерархии между всеми закачиваемыми жидкостями.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В качестве выводов и рекомендаций по использованию технологии

Таблица 3. Результаты ОНР. Составлено авторами
Table 3. Results of industrial experiment works. Prepared by the authors

Скважина	Интервал расположения ОНР с СВЦ, м по стволу	Плотность ОНР с СВЦ, г/см ³	Процент сплошного сцепления во всем интервале цементирования, %	МКД в МКП 245×178мм, атм
1	500–2107	1,45	47	1,3 (залечилось при стравливании)
2	500–2107		43	0
3	500–2107		61	3 (залечилось при стравливании)
4	1000–2070		60	0
5	0–1910		83	2 (залечилось при стравливании)

самовосстанавливающихся цементных растворов можно отметить следующее:

- цементирование ЭК 178 на скважинах 1–5 прошло штатно, потери циркуляции не зафиксированы;
- МКД на скважинах с проведенным ОНР отсутствует (выявленное МКД устранено ввиду залечивания СВЦ);
- качество цементирования по проведенным работам удовлетворительное, сплошной контакт цементного камня с обсадной

колонной во всем интервале цементирования увеличен на 13% по сравнению с аналогичными работами;

- отказ от использования заколонного пакера позволяет снизить вероятность флюидопроявления;
- использование СВЦ позволяет комплексно решить проблему герметичности МКП без потери качества цементирования и использования заколонного пакера.

Список литературы / References

1. Litvinenko V.S. The Role of Hydrocarbons in the Global Energy Agenda: The Focus on Liquefied. *Natural Gas Resources*. 2020;5:59–81. <https://doi.org/10.3390/resources9050059>.
2. Johnson C. et al. *Self-Healing Cement for Long-Term Safe Exploitation of Gas Wells: A New Technology Case Study*. International Petroleum Technology Conference. Beijing. 2019; D011S014R001. <https://doi.org/10.2523/IPTC-19399-MS>
3. Agzamov F.A., Maskenov A.S., Shantasov N.N. *Investigation of cement stone self-healing process in oil and gas wells*. Youth Technical Sessions Proceedings. — CRC Press. 2019; 340–344. <https://doi.org/10.1201/9780429327070-46>
4. Blinov P.A., Sadykov M.I., Gorelikov V.G., Nikishin V.V. Development and research of backfill compounds with improved elastic and strength properties for oil and gas well lining. *Journal of Mining Institute*. 2024; EDN OWJFHS
5. Baklushin M., Velikaya N., Zyryanov V., Vologdin D. *Applying a Resin-Cement System to Help Prevent Fluid Migration in the Annulus: Case Study, Western Siberia*. SPE Russian Petroleum Technology Conference. Moscow. 2019; 1–10. <https://doi.org/10.2118/196799>

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

М.И. Садыков — принял активное участие в организации и координации полевых работ по проведению ОНР, разработал концепцию статьи, участвовал в разработке состава самовосстанавливающегося цементного раствора, корреспондирующий автор.

В.С. Зырянов — осуществлял экспертную поддержку в области комплексного дизайна проведения ОНР, осуществлял ключевую роль по тиражированию технологии, утвердил финальную версию статьи.

В.В. Василенко — принял активное участие в организации и координации полевых работ по проведению ОНР, участвовал в разработке концепции статьи, разработал состав самовосстанавливающегося облегченного цементного раствора.

А.В. Фоменков — оказал экспертную поддержку в гидравлическом моделировании и проведении испытаний на самовосстановление, утвердил публикуемую версию статьи.

Marat I. Sadykov — took an active part in organizing and coordinating field work to conduct experimental work, developed the concept of the article, participated in the development of the composition of self-healing cement slurry, corresponding author.

Viktor S. Zyryanov — provided expert support in the field of integrated design of pilot projects, played a key role in replicating the technology, approved the final version of the article.

Vladimir V. Vasilenko — took an active part in organizing and coordinating field work to conduct experimental work, participated in the development of the concept of the article, and developed the composition of a self-healing lightweight cement slurry.

Alexey V. Fomenkov — provided expert support in hydraulic modeling and self-healing tests, approved the published version of the article.

Е.В. Дьяченко — оказал экспертную поддержку в области разработки технологии самовосстанавливающихся цементных смесей, осуществлял критический пересмотр содержательной части статьи.

А.Е. Безбородов — участвовал в планировании и проведении ОПР, разработал концепцию статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

Evgeny V. Dyachenko — provided expert support in the development of technology for self-healing cement mixtures, carried out a critical revision of the content of the article.

Aleksey E. Bezborodov — participated in the planning and implementation of the pilot project, developed the concept of the article, and finally approved the published version of the article.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Марат Ильдарович Садыков* — кандидат технических наук; координатор проекта отдела цементирования скважин ООО «БурСервис» 629300, Россия, г. Новый Уренгой, ул. Северная магистраль, 5.

e-mail: marat.sadykov@burservis.ru

SPIN-код: 4245-3681

ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-1542-0123>

Scopus ID: 57224731277

Marat I. Sadykov* — Cand. Sci. (Tech.), Project coordinator of well cementing department, Burservis LLC 6293000, Russia, Novy Urengoy, ul. Severnaya Magistral, 5.

e-mail: marat.sadykov@burservis.ru

SPIN-code: 4245-3681

ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-1542-0123>

Scopus ID: 57224731277

Виктор Сергеевич Зырянов — главный инженер отдела цементирования ООО «БурСервис» Scopus ID: 57205424598

Viktor S. Zyryanov — Chief engineer of well cementing department, Burservis LLC Scopus ID: 57205424598

Владимир Владимирович Василенко — координатор проекта отдела цементирования скважин ООО «БурСервис»

ORCID: <https://orcid.org/0009-0004-5418-0091>

SPIN-код: 1174-4173

Vladimir V. Vasilenko — Project coordinator of well cementing department, Burservis LLC

ORCID: <https://orcid.org/0009-0004-5418-0091>

SPIN-code: 1174-4173

Алексей Владимирович Фоменков — координатор проекта отдела цементирования скважин ООО «БурСервис»

ORCID: <https://orcid.org/0009-0008-1201-6241>

Scopus ID: 57205425312

Alexey V. Fomenkov — Project coordinator of well cementing department, Burservis LLC

ORCID: <https://orcid.org/0009-0008-1201-6241>

Scopus ID: 57205425312

Евгений Вячеславович Дьяченко — главный инженер отдела цементирования ООО «БурСервис»

Evgeny V. Dyachenko — Chief engineer of well cementing department, Burservis LLC

Алексей Евгеньевич Безбородов — главный специалист технологического отдела Управления бурения, СБ и КРС ООО «НОВАТЭК-ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ»

Aleksey E. Bezborodov — Chief Specialist of the Technology Department of the Drilling Department, Drilling and Well Workover Service of NOVATEK-TARKOSALENEFTEGAZ LLC

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author