

**ИНЖЕНЕРНЫЕ ЗАМЕТКИ**

Оригинальная статья

УДК 622.276.2

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.08>**Эффективность нового силиконового состава  
для улучшения изоляции в горизонтальных скважинах  
Куюмбинского месторождения****М.Ш.А. Беннаджи, М.М. Бердник, В.П. Малюков, Т.К. Хамули** ✉Российский университет дружбы народов имени Патриса Лумумбы, Россия, 117198, Москва,  
ул. Миклухо-Маклая, д. 6

**Аннотация.** Рассмотрена проблема изоляции притока воды и газа в горизонтальных скважинах карбонатных месторождений на Куюмбинском нефтегазоконденсатном месторождении. *Цель работы.* Разработка нового силиконового состава для герметизации в условиях трещиноватых коллекторов. *Материалы и методы.* Проведены лабораторные и полевые исследования, включая тесты на совместимость состава с пластовой водой и нефтью, а также прочностные и фильтрационные испытания. *Результаты.* Показаны высокая химическая совместимость состава с флюидами и быстрое образование изолирующей массы. В полевых условиях состав доказал свою эффективность при закачке в скважины с притоком воды и газа. Мониторинг до и после обработки подтвердил снижение притока. *Выводы.* Данный состав повышает долговечность изоляции, снижает эксплуатационные затраты и уменьшает экологическое воздействие.

**Ключевые слова:** силиконовый состав, трещиноватые пласты, пластовая вода, водные притоки**Финансирование:** источники финансирования отсутствовали.

**Для цитирования:** Беннаджи М.Ш.А., Бердник М.М., Малюков В.П., Хамули Т.К. Эффективность нового силиконового состава для улучшения изоляции в горизонтальных скважинах Куюмбинского месторождения // Актуальные проблемы нефти и газа. 2025. Т. 16, № 2. С. 309–323. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.08>

✉ Хамули Теофиль Кубуйя, [kanielhkt@gmail.com](mailto:kanielhkt@gmail.com)

© Беннаджи М.Ш.А., Бердник М.М., Малюков В.П., Хамули Т.К., 2025



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.

## Введение

В условиях разработки карбонатных нефтяных месторождений, таких как Куюмбинское нефтегазоконденсатное месторождение, задача эффективной изоляции притока воды и газа в горизонтальных скважинах остается одной из наиболее актуальных. Существующие методы, включая гидроразрыв пласта и цементацию, часто не обеспечивают долгосрочной герметичности, что ведет к снижению продуктивности скважин, увеличению затрат на эксплуатацию и необходимости проведения повторных ремонтно-изоляционных работ.

Куюмбинское месторождение характеризуется сложными карбонатными коллекторами рифейского возраста с каверново-трещинной структурой и пористостью матрицы в пределах 0,35–2,4%. Трещинная проницаемость может достигать 5 мкм<sup>2</sup>, обеспечивая фильтрацию воды и газа в продуктивный интервал. Нефть месторождения отличается низким содержанием парафина – 0,9% и серы – 0,127%, плотность нефти составляет 0,822 г/см<sup>3</sup>. Пластовые воды имеют высокую минерализацию – 258 г/л и содержат йод – 10–63,5 мг/л и бром – 143,6–3360 мг/л, что может создавать дополнительные сложности в процессе разработки.

Целью данного исследования является оценка эффективности нового силиконового состава, специально разработанного для повышения изоляционных характеристик в условиях карбонатных коллекторов. Особое внимание уделяется сравнению нового состава с традиционными составами для изоляции водо- и газопритока в скважинах.

Данный состав адаптирован для использования в сложных карбонатных коллекторах с трещиноватой структурой, где

традиционные методы часто показывают низкую долговечность и стабильность. В отличие от существующих решений, новый состав демонстрирует высокую устойчивость к воздействию пластовых флюидов и пластового давления, что обеспечивает его длительное действие без необходимости повторных вмешательств. Впервые проводится детальный анализ не только технических характеристик силиконового состава, но и его экономической и экологической эффективности, что дает возможность рассмотреть его как комплексное решение для снижения затрат и уменьшения экологического воздействия при разработке месторождений.

## Материалы и методы

Были проведены лабораторные и полевые исследования, включая тесты на совместимость состава с пластовой водой и нефтью, а также прочностные и фильтрационные испытания.

Силиконовый состав готовился путем смешивания кремнийорганического полимера с активатором, что инициировало реакцию полимеризации. Степень и скорость отверждения состава варьировались от 1 до 24 часов в зависимости от температуры пласта, которая на глубинах до 2300 м составляла 29–30 °С.

Для оценки физико-химических свойств проводились измерения плотности, вязкости, pH и времени отверждения состава. Устойчивость состава к взаимодействию с пластовыми флюидами определялась по визуальной стабильности образца при контакте с нефтью и минерализованной водой в течение 24 часов при температуре 30 °С. Отсутствие фазового разделения, выпадения осадка и изменения цвета расценивалось как признак совместимости.

Фильтрационные испытания проводились на моделях идеальных трещин с раскрытостью 50, 100 и 650 мкм. Оценивались такие параметры, как фактор остаточного сопротивления (ФОС). Последний рассчитывался как отношение подвижности жидкости до и после обработки, характеризующее снижение проницаемости трещины за счет образования изолирующей массы. Полученные значения ФОС свидетельствовали о высокой герметизирующей способности состава даже при значительной раскрытости трещин.

Полевые испытания были проведены в горизонтальной скважине с открытым стволом. Объект характеризовался наличием зоны с интенсивным водо- и газопитоком. Для изоляции трещиноватого интервала использовалась двухпакерная компоновка, обеспечивающая изолированную закачку в зону длиной 70 м. Общий объем введенного силиконового состава составил 37 м<sup>3</sup> предварительно, после закачки использовались буферные жидкости объемом 5 м<sup>3</sup>. После выдержки на гелеобразование проводилась обратная промывка пресной водой (до 35 м<sup>3</sup>). Эффективность мероприятий контролировалась по изменениям дебита жидкости и коэффициента продуктивности скважины. В результате отмечено существенное снижение водопитока (более чем на 70 м<sup>3</sup>/сут), отсутствие выноса силиконовой массы и стабильность восстановленных характеристик фильтрации в течение наблюдаемого периода.

## Результаты и обсуждение

### ***Инновационный подход к изоляции притоков воды и газа в карбонатных коллекторах с использованием силиконового состава***

Данный состав был специально разработан для применения в условиях карбонатных коллекторов Куюмбинского месторождения, отличающихся сложной трещиноватой структурой. Основу состава составляют кремнийорганические соединения, которые обеспечивают быстрое образование изолирующей массы при контакте с пластовой водой. Состав демонстрирует высокую химическую совместимость с пластовой водой и нефтью, что позволяет применять его в различных эксплуатационных условиях.

Химическая совместимость состава с пластовой водой и его способность к быстрому образованию геля делает его идеальным для использования в условиях низкотемпературных карбонатных коллекторов. Начальная фаза образования изолирующей массы зависит от концентрации активатора и при взаимодействии с пластовыми флюидами может занимать от нескольких минут до нескольких часов, что позволяет эффективно управлять процессом его применения [1].

Данный состав представляет собой смесь силиконовых полимеров, которые могут быть настроены для различных условий пласта. Данная смесь обеспечивает оптимальное время отверждения и высокую адгезию к карбонатным породам, характерным для Куюмбинского месторождения. Способность силиконовых полимеров прочно связываться с породой особенно важна для работы в условиях трещиноватых коллекторов.

В состав включены специализированные добавки для повышения устойчивости к химическому воздействию пластовых вод, минерализация которых в условиях Куюмбинского месторождения может достигать 258 г/л. Они также обеспечивают термостойкость состава, что особенно важно при эксплуатации на глубинах до 2300 м, где температура достигает 30 °С.

Полное отверждение нового силиконового состава регулируется в диапазоне от 1 до 24 часов, в зависимости от условий пласта, что позволяет оптимизировать процесс закачки в зависимости от конкрет-

ных условий скважины. Например, при температуре пласта в пределах 29–30 °С, характерной для Куюмбинского месторождения, состав можно адаптировать для ускоренного или замедленного отверждения [1, 2].

В табл. 1 представлены ключевые физико-химические свойства нового силиконового состава по сравнению с традиционными составами для изоляции притока воды и газа в скважине. Данные были получены в ходе лабораторных испытаний, где были протестированы как термостойкость, так и совместимость состава с пластовыми флюидами.

**Табл. 1.** Физико-химические свойства нового силиконового состава и традиционных изоляционных составов

**Table 1.** Physicochemical properties of the new silicone composition and conventional sealing compositions

Параметр	Силиконовый состав	Традиционные составы
Вязкость, мПа·с	120–140	150–200
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,03	1,10
Время отверждения, ч	1–24	3–48
Совместимость с пластовой водой	Высокая	Низкая
Совместимость с пластовой нефтью	Высокая	Средняя

Технология применения нового силиконового состава включает несколько ключевых этапов, каждый из которых нацелен на максимальную эффективность блокирования притока воды и газа в условиях сложных трещиноватых карбонатных коллекторов Куюмбинского месторождения. Применение силиконовых составов позволяет эффективно ограничивать приток воды и газа, обеспечивая долговременную изоляцию в интервалах горизонтальных стволов.

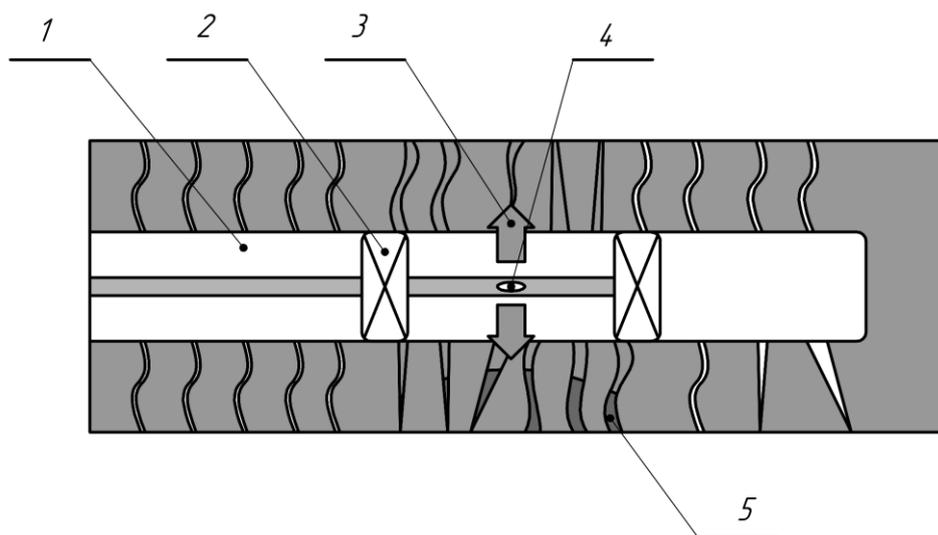
Этапы применения:

1. Подготовка состава: новый силиконовый состав готовится путем

смешивания с активатором, что инициирует процесс полимеризации и образования изолирующей массы. Важно отметить, что структура коллекторов рифейских отложений на Куюмбинском месторождении требует использования гибких по времени отверждения составов, чтобы успеть распределить их по кавернам и трещинам различных размеров. Исследования показывают, что раскрытость трещин в таких коллекторах варьируется от 8 до 660 мкм, что влияет на скорость распределения состава в пластовой зоне и его дальнейшую герметизацию [3].

2. Закачка состава: закачка производится с использованием двухпакерной системы (рис. 1), что позволяет изолировать целевой интервал горизонтального ствола скважины<sup>1</sup>. Это особенно важно для Куюмбинского

месторождения, где протяженность изолируемых интервалов может достигать 300 м, а трещиноватая структура породы требует равномерного распределения состава по всей длине горизонтального ствола.



1 – открытый ствол; 2 – пакерная компоновка;  
3 – новый силиконовый состав; 4 – порт для закачки;  
5 – вода

**Рис. 1.** Двухпакерная система для закачки состава

**Fig. 1.** Two-packer system for composition injection

*Источник:* разработано на основе [2]

*Source:* developed on the basis of [2]

Исследования также показывают, что эффективная изоляция воды и газа возможна при использовании данной технологии закачки в трещины с проницаемостью до 1–5 мкм<sup>2</sup> [2, 4].

<sup>1</sup> Сехниашвили В.А., Штоль В.Ф., Скрылев С.А. и др. Патент RU 2480581 С1. Способ изоляции притока пластовых вод в пологих и горизонтальных скважинах. № 2011135865/03; Заявл. 29.08.2011; Оpubл. 27.04.2013 // Изобретения. Полезные модели. 2013. Бюл. № 12. 8 с.

3. Условие отверждения: в процессе контакта с пластовой водой состав формирует прочную гелевую массу, которая блокирует притоки воды и газа [4, 5]. Время отверждения регулируется в зависимости от температуры и давления в пласте, что позволяет адаптировать состав для различных эксплуатационных условий [2, 6]. На Куюмбинском месторождении температура в коллекторе составляет 29–30 °С что позволяет использовать гибкие временные рамки для отверждения (от 1 до 24 часов).

К преимуществам нового силиконового состава относят:

1. Лабораторные и полевые испытания доказали, что силиконовый состав демонстрирует высокую эффективность в условиях трещиноватых карбонатных коллекторов, обеспечивая блокировку даже крупных трещин.

2. Состав устойчив к воздействию высокоминерализованной пластовой воды, что минимизирует риск его разрушения или нежелательных химических реакций.

3. Состав сохраняет свои свойства при различных уровнях давления и температуры. В условиях высоких пластовых давлений (до 7,5 МПа) и температуры до 30 °С, он обеспечивает стабильную изоляцию без потери эффективности.

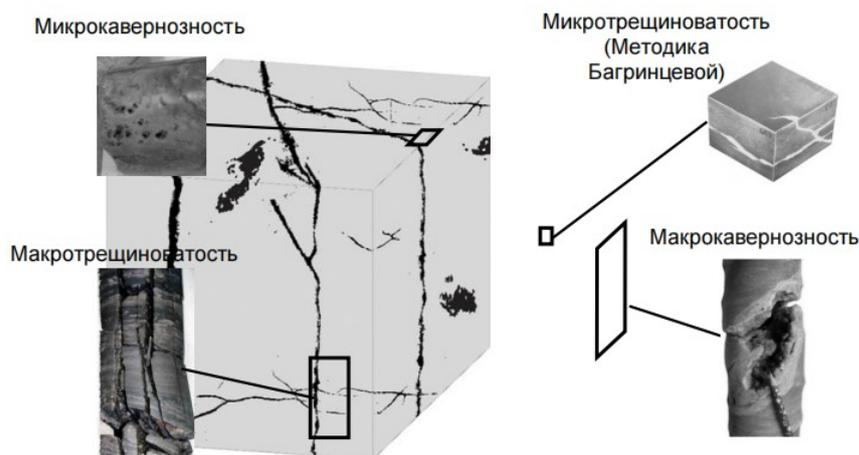
4. Благодаря длительному сроку действия и снижению необходимости в повторных ремонтно-изоляционных работах, силиконовый состав значительно сокращает эксплуатационные расходы. Например, успешные испытания на Куюм-

бинском месторождении показали снижение дебита жидкости на 76 м<sup>3</sup>/сут, что напрямую сокращает затраты на обслуживание скважин.

5. Состав не содержит токсичных компонентов, что снижает риск загрязнения окружающей среды. Его использование минимизирует выбросы и снижает нагрузку на экосистему, что делает его предпочтительным выбором для работы в районах с повышенными требованиями к экологической безопасности.

### **Оценка эффективности нового силиконового состава**

Для оценки эффективности нового силиконового состава были использованы образцы карбонатных пород, характерных для рифейских отложений Куюмбинского месторождения. Месторождение отличается сложным геологическим строением, что связано с блоковым характером залежей и наличием трещиноватых карбонатных коллекторов (рис. 2).



**Рис. 2.** Емкостная модель рифейского карбонатного коллектора

**Fig. 2.** Reservoir capacitance model of a Riphean carbonate reservoir

Источник: адаптировано из [7] и [8]

Source: adapted from [7] and [8]

Продуктивные горизонты относятся к каверново-трещинному типу коллекторов с пористостью матрицы 0,35–2,4% и трещинной проницаемостью, достигающей 5 мкм<sup>2</sup> [3, 9]. В исследовании также принимались во внимание продуктивные слои пласта P1+2ad и P2ez, где наблюдаются нефтегазоконденсатные залежи.

В рамках лабораторных исследований был проведен анализ взаимодействия нового силиконового состава с карбонатными породами и оценка его способности к изоляции притоков воды и газа в условиях моделирования. Применялись следующие методы:

– Физико-химические анализы для оценки совместимости состава с пластовой водой и нефтью продуктивных пластов, содержащих нефти с плотностью 0,822 г/см<sup>3</sup> и малым содержанием серы (0,127%).

– Анализы на прочность образованных силиконовых пробок для определения их устойчивости в условиях

пластового давления и температурных условий Куюмбинского месторождения, где температура достигает 29–30 °С.

– Фильтрационные анализы с изменением фактора остаточного сопротивления для трещин различной раскрытости (50, 100 и 650 мкм).

Фактор остаточного сопротивления определяется как

$$R_{\text{ост}} = \frac{\lambda_{\text{в}}^{\text{до}}}{\lambda_{\text{в}}^{\text{после}}},$$

где  $\lambda_{\text{в}}^{\text{до}}$  – подвижность воды до закачки нового силиконового состава;

$\lambda_{\text{в}}^{\text{после}}$  – подвижность воды после закачки нового силиконового состава.

ФОС характеризует кратность снижения исходной проницаемости трещины после заполнения ее составом для ограничения водопритока и газопритока [9, 10]. Полученные результаты приведены в табл. 2.

**Табл. 2.** Факторы остаточного сопротивления нового силиконового состава при различных степенях раскрытия трещин

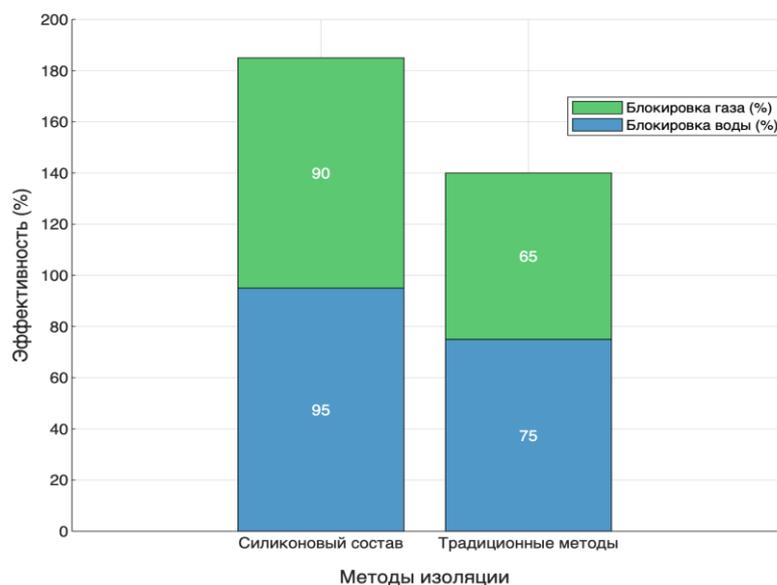
**Table 2.** Residual resistance factors for the new silicone composition at different fracture openings

Раскрытость трещины, мкм	ФОС (вода)	ФОС (газ)
50	11	1
100	9	14
650	37	2

В полевых условиях проводилась закачка силиконового состава в скважины с активным притоком воды и газа. Контроль эффективности включал мониторинг параметров до и после обработки скважин, измерение дебита жидкости и газа.

### **Результаты лабораторных и полевых испытаний**

На основе проведенных лабораторных и полевых исследований применение нового силиконового состава продемонстрировало значительные преимущества по сравнению с традиционными методами изоляции воды и газа (рис. 3).



**Рис. 3.** Сравнение уровней блокирования притока воды и газа новым силиконовым составом и традиционными методами

**Fig. 3.** Comparison of water and gas inflow shutoff levels with new silicone composition and by conventional methods

Данный состав показал эффективность блокировки воды на уровне 95%, что значительно превосходит традиционные методы, где этот показатель составил 75%. Эффективность блокировки газа также значительно выше для нового состава (90%) по сравнению с традиционными методами (65%).

На рис. 4 представлена корреляция между ФОС и раскрытием трещин для нового силиконового состава. График показывает зависимость фактора остаточного сопротивления от раскрытия трещин как для воды, так и для газа:

– для воды: с увеличением раскрытия трещин ФОС для воды значительно возрастает, особенно при крупных трещинах (650 мкм), где ФОС достигает максимального значения 37, что означает, что новый силиконовый состав эффективно блокирует приток воды в условиях крупных трещин.

– для газа: в отличие от воды, для газа наибольшие значения ФОС наблюдаются при средних трещинах (100 мкм), где ФОС достигает значения 14. При меньших и больших трещинах (50 и 650 мкм) ФОС для газа значительно ниже, что указывает на снижение эффективности для газа в условиях очень мелких или крупных трещин.

Корреляция между ФОС и раскрытием трещин подтверждает, что силиконовый состав наиболее эффективен для блокировки воды в крупных трещинах, а для газа – в средних трещинах.

В одной из скважин Куюмбинского месторождения начальный дебит жидкости до применения состава составлял 485 м<sup>3</sup>/сут, что указывало на значительные притоки воды и необходимость проведения изоляционных мероприятий. После закачки силиконового состава дебит снизился на 76 м<sup>3</sup>/сут, что подтверждает высокую эффективность состава в сокращении притока воды.

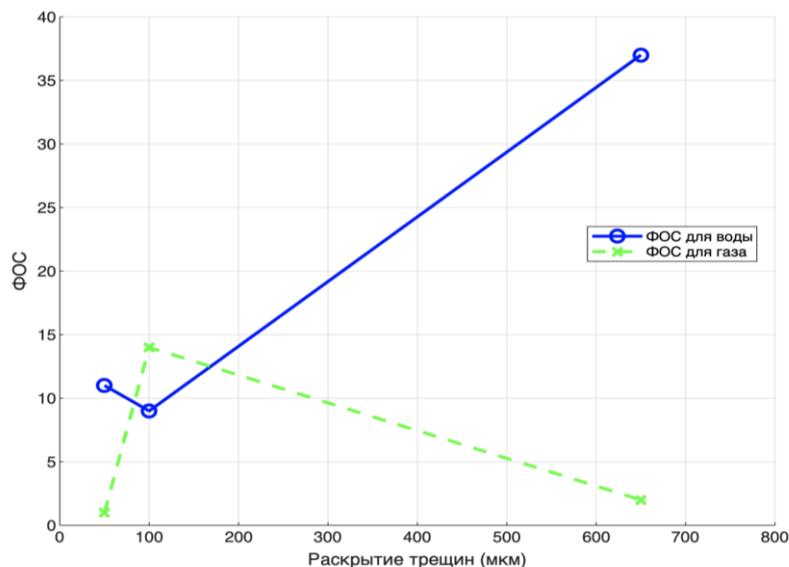


Рис. 4. Корреляция между ФОС и раскрытием трещин

Fig. 4. Correlation between residual resistance factors and fracture opening

В табл. 3 приведены сравнительные результаты лабораторных и полевых испытаний применения нового силико-

нового состава для блокировки водо- и газопритока в скважине и традиционных методов.

Табл. 3. Результаты лабораторных и полевых испытаний нового силиконового состава по сравнению с применением традиционных методов

Table 3. Results of laboratory and field tests of the new silicone composition compared to the use of traditional methods

Параметр	Силиконовый состав	Традиционные методы
Эффективность блокировки воды, %	95	75
Эффективность блокировки газа, %	90	65
Прочность после отверждения, МПа	50	30
Долговечность (устойчивость к давлению)	Высокая	Средняя
Стабильность при различных температурах	Высокая	Низкая
Экономическая выгода (сокращение затрат), %	30	10
Химическая стойкость (по шкале 1–10)	9	6
Экологическое воздействие (по шкале 1–10)	9	5
Токсичность (по шкале 1–10)	2	7

Прочность нового силиконового состава после отверждения достигает 50 МПа, что на 20 МПа выше, чем при применении традиционных методов. Данный состав сохраняет

свои свойства под воздействием пластовых давлений в течение длительного времени, минимизируя необходимость повторных ремонтно-изоляционных работ.

Он также сохраняет стабильность своих свойств в широком диапазоне температур, что делает его предпочтительным для применения в условиях пластов с различной температурой. По шкале химической стойкости состав получил оценку 9 из 10, что на 3 пункта выше, чем при применении традиционных методов (6 из 10).

Использование нового состава позволяет сократить затраты на 30%, что значительно превышает экономическую выгоду от использования традиционных методов – 10%). Это связано с более высокой долговечностью и эффективностью состава, что сокращает количество необходимых ремонтно-изоляционных работ. Силиконовый состав получил оценку 9 из 10 по шкале экологической безопасности, что значительно выше, чем в ходе использования традиционных методов – 5. Токсичность силиконового состава оценена на уровне 2, что значительно ниже по сравнению с применением традиционных методов – 7.

Результаты подтверждают, что применение нового силиконового состава не только технически превосходит традиционные методы, но также предлагает значительные экономические и экологические преимущества, что делает его предпочтительным выбором для применения в условиях Куюмбинского месторождения.

#### **Вклад авторов**

М.Ш.А. Беннаджи – концептуализация, методология, визуализация, создание черновика рукописи.

М.М. Бердник – методология, администрирование данных, формальный анализ.

В.П. Малюков – концептуализация, методология, руководство исследованием.

Анализ результатов лабораторных и полевых испытаний однозначно демонстрируют превосходство применения нового силиконового состава перед традиционными методами в контексте эффективности, долговечности и экономической выгоды. Применение этого состава на Куюмбинском месторождении показало его потенциал в улучшении показателей добычи и снижении затрат на обслуживание скважин.

#### **Выводы**

1. Новый состав показал высокую эффективность блокировки воды (95%) и газа (90%), значительно превосходя результаты традиционных методов.

2. Прочность после отверждения и температурная стабильность нового состава подтверждают его превосходство, что делает его идеальным выбором для использования в сложных условиях карбонатных резервуаров.

3. Состав не только снижает операционные затраты на 30%, но и обладает низким уровнем токсичности и высокой экологической безопасностью, что делает его предпочтительным вариантом в условиях повышенных требований к охране окружающей среды.

4. С учетом полученных результатов новый силиконовый состав предлагает важные перспективы для его широкого применения на нефтегазовых месторождениях, особенно в регионах с аналогичными геологическими условиями.

Т.К. Хамули – методология, программное обеспечение, верификация данных, создание рукописи и ее редактирование.

### Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

### Список источников

1. Никулин В.Ю., Нигматуллин Т.Э., Михайлов А.Г. и др. Подбор составов и технологий для проведения изоляционных работ в горизонтальных скважинах, эксплуатируемых в осложненных условиях // Нефтяное хозяйство. 2021. № 10. С. 96–101. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2021-10-96-101>
2. Никулин В.Ю., Мукминов Р.Р., Шаймарданов А.Р. и др. Выбор перспективных технологий для ограничения притока воды и газа в горизонтальных скважинах Куюмбинского месторождения // Нефтяное хозяйство. 2023. № 7. С. 36–40. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2023-7-36-40>
3. Вахрушев С.А., Литвиненко К.В., Фоломеев А.Е. и др. Испытание новых технологий обработки призабойной зоны и ремонтно-изоляционных работ в ПАО «НК «Роснефть» // Нефтяное хозяйство. 2022. № 6. С. 31–37. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-6-31-37>
4. Zhang H., Bai B. Preformed-particle-gel transport through open fractures and its effect on water flow // SPE Journal. 2011. Vol. 16, No. 2. P. 388–400. <https://doi.org/10.2118/129908-PA>
5. Al-Obaidi S.H., Hofmann M., Smirnova V. Improvement of oil recovery in hydrocarbon fields by developing polymeric gel-forming composition // Natural Science & Advanced Technology Education. 2022. Vol. 31, No. 5. P. 425–434. <https://doi.org/10.53656/nat2022-5.02>
6. Akbar I., Zhou H. The opportunities and challenges of preformed particle gel in enhanced oil recovery // Recent Innovations in Chemical Engineering. 2020. Vol. 13, No. 4. P. 290–302. <https://doi.org/10.2174/2405520413666200313130911>
7. Кутукова Н.М. Критерии продуктивности рифейских отложений Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления по комплексу геолого-геофизических данных // Актуальные проблемы нефти и газа. 2019. Вып. 3(26). С. 9. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2019-26.art9>
8. Черницкий А.В. Геологическое моделирование нефтяных залежей массивного типа в карбонатных трещиноватых коллекторах. М.: ОАО «РМНТК «Нефтеотдача», 2002. 254 с.
9. Дурягин В.Н., Стрижнев К.В. Разработка неорганического водоизоляционного состава на основе силиката натрия для низкопроницаемых неоднородных коллекторов // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2014. № 1 С. 14–29. <https://doi.org/10.17122/ogbus-2014-1-14-29>
10. Молдабаева Г.Ж., Эфендиев Г.М., Буктуков Н.С. и др. Влияние концентрации полимерных растворов на фильтрационные свойства коллекторов // Нефть и газ (Алматы). 2023. № 4(136). С. 56–67. <https://doi.org/10.37878/2708-0080/2023-4.04>

**Информация об авторах**

*Мохамед Шабан Альхади Беннаджи* – Российский университет дружбы народов имени Патриса Лумумбы, Москва, Россия; SPIN-код: 9701-1202, <https://orcid.org/0009-0007-8163-5110>; e-mail: mbennaji@mail.ru

*Мария Михайловна Бердник* – к.т.н., доцент, Российский университет дружбы народов имени Патриса Лумумбы, Москва, Россия; SPIN-код: 9282-6504, <https://orcid.org/0009-0005-8313-071X>; e-mail: berdnik-mm@rudn.ru

*Валерий Павлович Малюков* – к.т.н., доцент, Российский университет дружбы народов имени Патриса Лумумбы, Москва, Россия; SPIN-код: 2115-7665, <https://orcid.org/0000-0002-4877-6153>; e-mail: maliukov-vp@rudn.ru

*Теофиль Кубуйя Хамули* – Российский университет дружбы народов имени Патриса Лумумбы, Москва, Россия; <https://orcid.org/0009-0009-5096-7117>; e-mail: kanielhkt@gmail.com

**Поступила в редакцию 13.11.2024**

**Принята к публикации 05.05.2025**

## NOTES IN ENGINEERING

Original article

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.08>

## Effectiveness of a new silicone composition for improving water and gas shutoff in horizontal wells of the Kuyumbinskoye field

Mohamed S.A. Bennaji, Maria M. Berdnik, Valery P. Malyukov, Théophile K. Hamuli ✉

Peoples' Friendship University of Russia named after Patrice Lumumba, 6 Miklukho-Maklaya St., Moscow, 117198, Russia

**Abstract.** The article considers the problem of isolation of water and gas inflow in horizontal wells of carbonate fields, especially in the Kuyumbinskoye oil and gas condensate field. *Objective.* To develop a new silicone composition for sealing in the conditions of fractured reservoirs. *Materials and methods.* Laboratory and field studies were carried out, including compatibility tests with formation water and oil, as well as strength and filtration tests. *Results.* The studies showed high chemical compatibility of the formulation with fluids and rapid formation of an isolating mass. In the field, the composition proved its effectiveness when injected into wells with water and gas inflows. Pre- and post-treatment monitoring confirmed flow reduction. *Conclusions.* The composition enhances insulation durability, lowers operating costs and minimizes environmental impact.

**Keywords:** silicone composition, fractured reservoirs, produced water, water inflows

**Funding:** the work received no funding.

**For citation:** Bennaji M.S.A., Berdnik M.M., Malyukov V.P., Hamuli T.K. Effectiveness of a new silicone composition for improving water and gas shutoff in horizontal wells of the Kuyumbinskoye field. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2025. Vol. 16, No. 2. P. 309–323. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.08>

---

✉ Théophile K. Hamuli, [kanielhkt@gmail.com](mailto:kanielhkt@gmail.com)

© Bennaji M.S.A., Berdnik M.M., Malyukov V.P., Hamuli T.K., 2025



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

### Author contributions

Mohamed S.A. Bennaji – conceptualization, methodology, visualization, writing – original draft.

Maria M. Berdnik – methodology, data curation, formal analysis.

Valery P. Malyukov – conceptualization, methodology, supervision.

Théophile K. Hamuli – methodology, software, validation, writing – review & editing.

### Conflict of interests

The authors declare no conflict of interests.

### References

1. Nikulin V.Yu., Nigmatullin T.E., Mikhailov A.G. et al. Selection of insulation compositions and technologies for horizontal wells under difficult conditions. *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*. 2021. No. 10. P. 96–101. (In Russ.). <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2021-10-96-101>
2. Nikulin V.Yu., Mukminov, R.R., Shaymardanov A.R. et al. Selection of promising technologies to limit water and gas flow in horizontal wells of the Kuyumbinskoye field. *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*. 2023. No. 7. P. 36–40. (In Russ.). <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2023-7-36-40>
3. Vakhrushev S.A., Litvinenko K.V., Folomeev A.E. et al. Testing of new technologies for bottom-hole treatment and water shutoff jobs in Rosneft Oil Company. *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*. 2022. No. 6. P. 31–37. (In Russ.). <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-6-31-37>
4. Zhang H., Bai B. Preformed-particle-gel transport through open fractures and its effect on water flow. *SPE Journal*. 2011. Vol. 16, No. 2. P. 388–400. <https://doi.org/10.2118/129908-PA>
5. Al-Obaidi S.H., Hofmann M., Smirnova V. Improvement of oil recovery in hydrocarbon fields by developing polymeric gel-forming composition. *Natural Science & Advanced Technology Education*. 2022. Vol. 31, No. 5. P. 425–434. <https://doi.org/10.53656/nat2022-5.02>
6. Akbar I., Zhou H. The opportunities and challenges of preformed particle gel in enhanced oil recovery. *Recent Innovations in Chemical Engineering*. 2020. Vol. 13, No. 4. P. 290–302. <https://doi.org/10.2174/2405520413666200313130911>
7. Kutukova N.M. Productivity criteria of the Riphean deposits of the Yurubchen-Tokhomo zone of oil and gas accumulation according to a complex of geological and geophysical data. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2019. No. 3(26). P. 9. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2019-26.art9>
8. Chernitsky A.V. *Geological Modeling of Massive-Type Oil Deposits in Carbonate Fractured Reservoirs*. Moscow: RMNTK Nefteotdacha JSC, 2002. 254 p. (In Russ.).
9. Duryagina V.N., Strizhneva K.V. Development of sodium silicate-based inorganic water shut-off composition for low-permeability heterogeneous reservoirs. *Electronic Scientific Journal Oil and Gas Business*. 2014. No. 1. P. 14–29. (In Russ.). <https://doi.org/10.17122/ogbus-2014-1-14-29>
10. Moldabayeva G.Zh., Efendiyev G.M., Buktukov N.S. et al. Influence of the concentration of polymer solutions on the filtration properties of reservoirs. *Oil and Gas (Almaty)*. 2023. No. 4(136). P. 56–67. (In Russ.). <https://doi.org/10.37878/2708-0080/2023-4.04>

**Information about the authors**

*Mohamed S.A. Bennaji* – Peoples' Friendship University of Russia named after Patrice Lumumba, Moscow, Russia; <https://orcid.org/0009-0007-8163-5110>; e-mail: [mbennaji@mail.ru](mailto:mbennaji@mail.ru)

*Maria M. Berdnik* – Cand. Sci. (Eng.), Associate Professor, Peoples' Friendship University of Russia named after Patrice Lumumba, Moscow, Russia; <https://orcid.org/0009-0005-8313-071X>; e-mail: [berdnik-mm@rudn.ru](mailto:berdnik-mm@rudn.ru)

*Valery P. Malyukov* – Cand. Sci. (Eng.), Associate Professor, Peoples' Friendship University of Russia named after Patrice Lumumba, Moscow, Russia; <https://orcid.org/0000-0002-4877-6153>; e-mail: [maliukov-vp@rudn.ru](mailto:maliukov-vp@rudn.ru)

*Théophile K. Hamuli* – Peoples' Friendship University of Russia named after Patrice Lumumba, Moscow, Russia; <https://orcid.org/0009-0009-5096-7117>; e-mail: [kanielhkt@gmail.com](mailto:kanielhkt@gmail.com)

**Received 13 November 2024**

**Accepted 5 May 2025**