

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2025.2.164-177>

EDN BGFZRO

УДК 622.245.43

Разработка водоизоляционного состава селективного действия на основе кремнийорганических полимеров для месторождений юга Пермского края

Миронов М.Е., Дерендяев В.В., Чернышов С.Е.

*Пермский национальный исследовательский политехнический университет,
Пермь, Россия*

Development of a selective waterproofing compound based on organosilicon polymers for deposits in the south of the Perm Krai

M.E. Mironov, V.V. Derendyaev, S.E. Chernyshov

Perm National Research Polytechnic University, Perm, Russia

E-mail: misha-mironov-99@mail.ru

Аннотация. В настоящее время основной объем добычи нефти и газа в Пермском крае приходится на месторождения, которые разрабатываются более пятидесяти лет. Большинство скважин характеризуются большим показателем обводненности, в результате чего появляется необходимость в проведении специальных водоизоляционных работ с применением составов селективного действия.

В статье содержится подробный анализ причин высокой обводненности скважин на территории юга Пермского края. Рассмотрены основные геолого-технические мероприятия по интенсификации притока нефти. Выполнен анализ опыта применения ранее разработанных водоизоляционных составов для условий месторождений нефтедобывающих предприятий Пермского края. Приведены экспериментальные исследования по разработке водоизоляционного состава селективного действия на основе кремнийорганических полимеров и его взаимодействие с пластовой водой высокой минерализации.

Ключевые слова: увеличение дебита скважины, водоизоляционные составы, геолого-технологические мероприятия, кремнийорганические полимеры

Для цитирования: Миронов М.Е., Дерендяев В.В., Чернышов С.Е. Разработка водоизоляционного состава селективного действия на основе кремнийорганических полимеров для месторождений юга Пермского края // Нефтяная провинция.-2025.-№2(42).-С. 164-177. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2025.2.164-177>. - EDN BGFZRO

Abstract. Currently, the main volume of oil and gas production in the Perm Krai is accounted for by fields that have been under development for more than fifty years. Most wells are characterized by a high water cut, as a result of which it becomes necessary to carry out special waterproofing works using selective compositions.

The article contains a detailed analysis of the causes of high water cut of wells in the south of the Perm Krai. The main well stimulations for the intensification of oil inflow are considered. The analysis of the experience of using previously developed water-shutoff compositions for the conditions of deposits of oil-producing enterprises of the Perm Krai has been carried out. Experimental studies on the development of a selective water-shutoff compound based on organosilicon polymers and its interaction with reservoir water of high mineralization are presented.

Key words: *increase of well flow rate, water-shutoff compounds, well stimulation, organosilicon polymers*

For citation: M.E. Mironov, V.V. Derendyaev, S.E. Chernyshov Razrabotka vodoizolyaionnogo sostava selektivnogo dejstviya na osnove kremnijorganicheskikh polimerov dlya mestorozhdenij yuga Permskogo kraya [Development of a selective waterproofing compound based on organosilicon polymers for deposits in the south of the Perm Krai]. Neftyanaya Provintsiya, No. 2(42), 2025. pp. 164-177. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2025.2.164-177>. EDN BGFZRO (in Russian)

Введение

На сегодняшний день известно, что основной объем добычи нефти и газа в Пермском крае приходится на месторождения, которые разрабатываются уже более пятидесяти лет. Текущее состояние разработки показывает, что большая часть запасов нефти и газа локализованы в продуктивных горизонтах, характеризующиеся снижением нефтяной и увеличением водной добычи продукции [1]. Избыточная добыча воды на таких месторождениях является серьезной проблемой. В скважинах, где показатель обводненности превышает 80 % расходы на добычу и утилизацию воды доходят до 4 долларов за 1 баррель добываемой нефтяной продукции. Основной проблемой в процессе эксплуатации скважин становится их преждевременное обводнение, поскольку месторождения разрабатываются с применением системы заводнения для поддержания пластового давления. Основными причинами высокой обводненности скважин являются:

1. нарушение герметичности обсадных колонн, насосно-компрессорных труб или пакера;
2. низкое качество проведения работ по креплению обсадных колонн по причинам отсутствия подготовительных работ и нарушения технологии цементирования;
3. наличие трещин, возникающих при различных нагрузках в процессе бурения ствола скважины, ее освоения и эксплуатации;
4. прорыв воды по изолированному высокопроницаемому пропластку, причиной прорыва может быть реализуемая на месторождении система поддержания пластового давления.

Для устранения проблем, связанных с высокой обводненностью добывающих скважин, необходимо проводить специальные геолого-технические мероприятия, направленные на интенсификацию добычи нефти. На территории Пермского края широко известно применение следующих мероприятий:

1. гидравлический разрыв пласта;
2. бурение скважин методом зарезки боковых стволов;
3. ремонтно-изоляционные работы с применением составов селективного и неселективного действия;
4. реперфорация, «дострелы» и приобщения.

Как показывает практика, метод по ограничению притока воды с применением составов селективного и неселективного действия является наиболее быстрым и малозатратным по сравнению с другими способами интенсификации притока нефти.

С целью изучения условий ведения работ и выявления причин высокой обводненности продукции скважин месторождений юга Пермского края применялись графоаналитические методы с использованием программного обеспечения BaseGIS. При помощи данного программного обеспечения были проанализированы различные объекты разработки (терригенные и

карбонатные коллекторы). Выполнен анализ качества цементирования эксплуатационных колонн и хвостовиков за 2000-2023 годы. Для анализа качества крепления обсадных колонн были рассмотрены данные акустической цементометрии (Рис. 1). Низкое качество цементирования может привести к тому, что водоносные пласты становятся гидродинамически связаны с продуктивными горизонтами, появляются межколонные и заколонные перетоки [2].

61.	1405.0	1412.5	7.5	Сплошной	Частичный
62.	1412.5	1415.5	3.0	Отсутствует	Неопределенный
63.	1415.5	1417.5	2.0	Сплошной	Частичный
64.	1417.5	1430.0	12.5	Сплошной	Сплошной
65.	1430.0	1453.0	23.0	<i>Интервал перфорации</i>	
66.	1453.0	1455.0	2.0	Сплошной	Сплошной
67.	1455.0	1458.0	3.0	Сплошной	Частичный
68.	1458.0	1462.5	4.5	Сплошной	Сплошной

Статистическое распределение контакта цемента для интервала:

72.0-1462.5 м

Контакт с колонной	Контакт с породой	Процент(%)
Частичный	Неопределенный	12.59
Сплошной	Неопределенный	1.73
Отсутствует	Неопределенный	4.49
Частичный	Частичный	7.05
Сплошной	Частичный	6.01
Сплошной	Сплошной	66.48
<i>Интервал перфорации</i>		1.65

Рис. 1. Данные по акустической цементометрии на примере скважины Шагиртско-Гожанского месторождения

Для оценки качества цементирования были приняты критерии, которые основаны на методике расчета коэффициента качества ($K_{ц}$) цементирования обсадных колонн:

$0,80 < K_{ц} \leq 1,00$ – хорошее

$0,63 < K_{ц} \leq 0,80$ – удовлетворительное

$0,20 < K_{ц} \leq 0,63$ – плохое

$0,00 < K_{ц} \leq 0,20$ – очень плохое

Согласно проведенного анализа большинство скважин на территории юга Пермского края характеризуются удовлетворительным качеством

цементирования, но большинство скважин обладают повышенным значением обводненности, поэтому возникает необходимость в проведении аналитического способа причин обводнения скважин – анализ зависимостей водонефтяного фактора (ВНФ) от накопленной добычи во времени. Для этого из BaseGIS были выгружены данные о добыче нефти и воды за весь период разработки (Рис. 2), рассчитаны значения ВНФ и построены графики для определения причин.

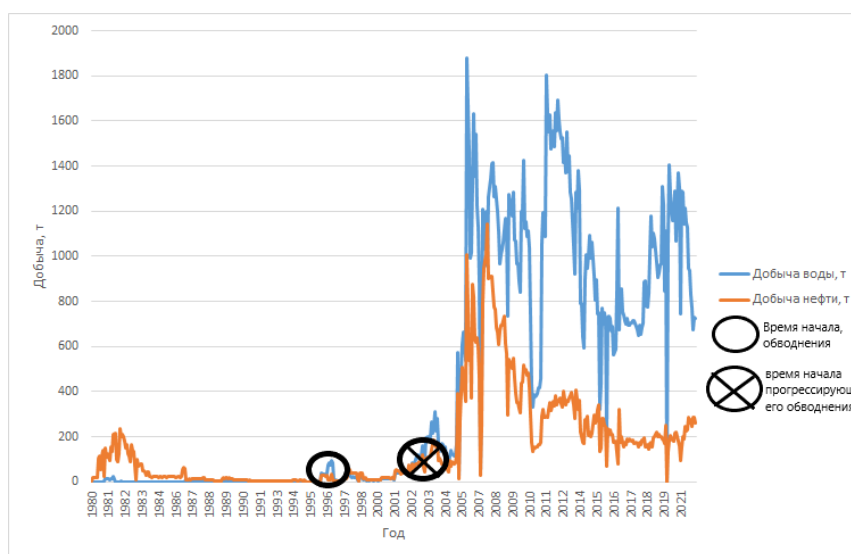


Рис. 2. Распределение добычи нефти и воды по годам на примере скважины Шагиртско-Гожанского месторождения, продуктивный пласт Тл-Бб

Согласно рис. 2, увеличение воды и уменьшение добычи нефти начинается в один период времени. Это означает, что данная скважина является кандидатом для проведения водоизоляционных работ. Для определения причин обводнения добывающих скважин необходимо построить график зависимостей водонефтяного фактора от времени работы скважин в биграфических координатах [3-4]. Имеется три типа кривых, позволяющие понять механизм прорыва воды.

Резкое увеличение ВНФ говорит о прорыве воды по системе трещин, разлому или образовании канала в заколонном пространстве (Рис. 3).

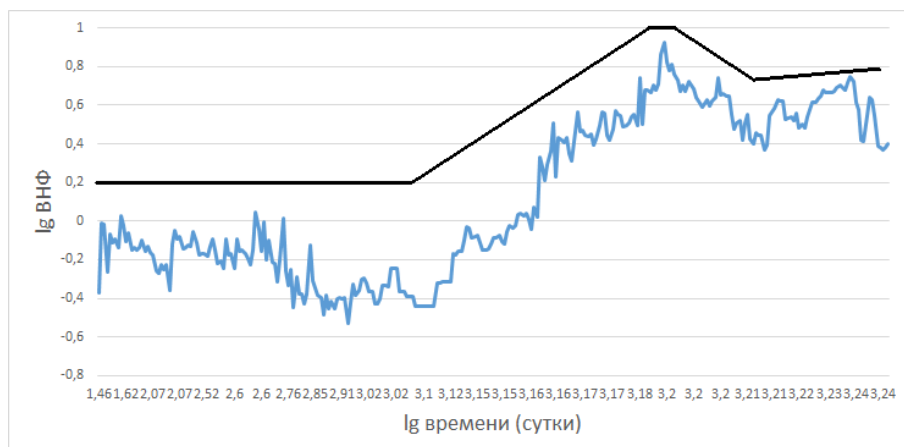


Рис. 3. График распределения ВНФ при прорыве воды по каналам заколонного пространства (на примере скважины Шагиртско-Гожанского месторождения, пласт Тл-Бб)

В случае, когда кривая ВНФ в дальнейшем приобретает более плавный, линейный характер, то наиболее вероятен прорыв контурной или нагнетаемой воды по более проницаемому пропластку (Рис. 4).

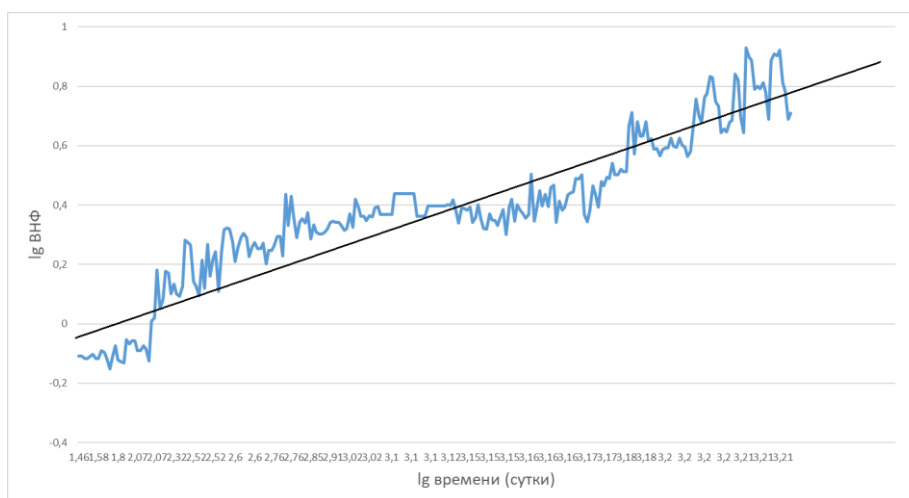
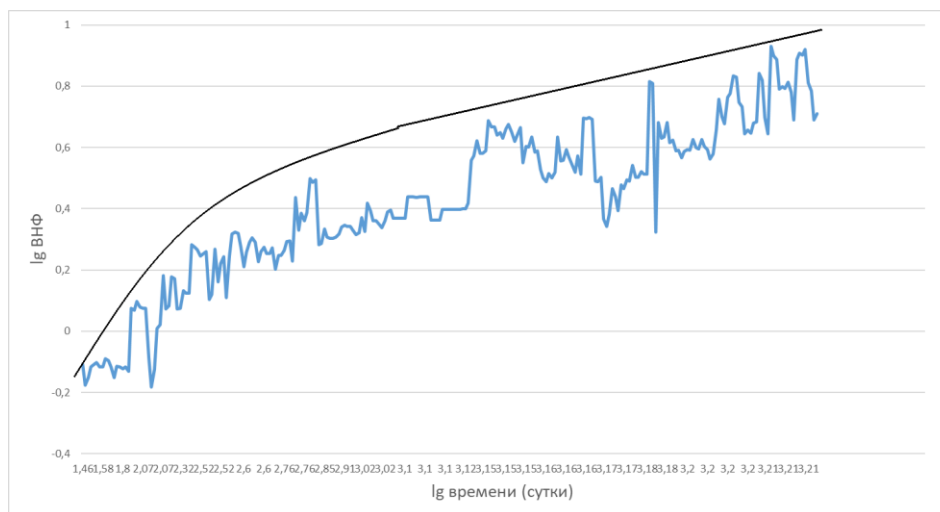


Рис. 4. Зависимость ВНФ во времени при прорыве нагнетаемой воды по наиболее проницаемому пропластку (на примере скважины Шагиртско-Гожанского месторождения, пласт Тл-Бб)

При конусообразовании происходит постепенное увеличение ВНФ со стабилизацией (Рис. 5).



**Рис. 5. Зависимость ВНФ при конусообразовании по времени
(на примере скважины Шагиртско-Гожанского месторождения, пласт Тл-Бб)**

Таким образом, согласно проведенного анализа была построена диаграмма причин обводнения месторождений юга Пермского края (Рис. 6).



Рис. 6. Анализ причин обводнения на территории юга Пермского края

Анализ существующих водоизоляционных составов

Актуальной задачей для рассматриваемых месторождений Пермского края является повышение эффективности проведения водоизоляционных работ с применением изоляционных составов. Применяемые водоизоляционные составы по механизму воздействия на продуктивные пласты можно разделить на две группы. К первой группе относятся неселективные материалы, которые при взаимодействии с пластовой водой образуют твердеющие и гелеобразующие составы, блокирующие не только приток воды, но и нефти, вследствие чего возникает необходимость в проведении

дополнительных операций по вторичному вскрытию продуктивного пласта. К составам неселективного действия относятся: цементные растворы, синтетические смолы [5]. Среди наиболее широко используемых составов на территории Российской Федерации можно выделить: фенол-, карбамидо- и ацетоноформальдегидные смолы. Данные составы характеризуются усадкой и невысокой коррозионной активностью, в процессе закачки и взаимодействии с пластовой водой склонны к разбавлению.

Селективные материалы – это такие составы, которые закачиваются во всю перфорированную часть продуктивного пласта с образованием геля, который позволяет увеличивать фильтрационную сопротивляемость только в водонасыщенной части без закупоривания нефтенасыщенной [5]. По типу действия выделяют селективные водоизоляционные составы отверждающиеся, гелеобразующие, набухающие и осадкообразующие. Более эффективны гидрофобизаторы на основе кремнийорганических веществ, позволяющие колюматировать крупные поры и трещины.

На территориях нефтедобывающих предприятий Пермского края был использован осадкообразующий состав (ООС). По результатам ОПР происходит снижение дебита жидкости в среднем на 86 % (Табл. 1). Снижение обводненности отмечено во всех случаях и достигало 14 %.

Таблица 1

Основные изменения работы скважин с помощью осадкообразующих составов (ООС) и составов на основе сшитых полимерных систем (СПС), разработанных для месторождений Пермского края, Западной Сибири и Коми

НГДО/состав	Изменение режима		
	$\Delta Q_{ж}$, м ³ /сут	$\Delta Q_{н}$, т/сут	Δ обв, %
Состав ООС			
Среднее по Западной Сибири	-284,4 (86%)	-1,0	-9,1
Среднее по Коми	-10,4	-0,2	1,3
Среднее по технологии	-182	-0,5	-5,2
Состав СПС-ЛС			
Среднее по Пермскому краю	-77,1 (71%)	3,1	-11
Среднее по Коми	-12,5	2,5	-
Среднее по технологии	-45	2,8	-8

На месторождениях нефтедобывающих предприятий Пермского края стояла задача в изоляции пласта с переходом на другой объект. По итогам проведенных работ обводненная часть пласта изолирована. Остаточный приток менее $0,1 \text{ м}^3/\text{сут}$, что не влияет на обводненность добываемой продукции (Табл. 1).

На месторождениях Пермского края для борьбы с конусообразованием разработаны составы DSGA Polymer. По результатам анализа максимальная эффективность работ достигнута на терригенных коллекторах, однако состав не обладает 100 % селективностью и снижает проницаемость не только водной продукции, но и частично нефтяной.

Экспериментальная часть

По результатам анализа существующих водоизоляционных составов, а также геолого-технических условий проведения работ на месторождениях Пермского края можно сделать вывод, что одним из перспективных направлений является использование водоизоляционного состава на основе гидрофобизирующей кремнийорганической жидкости (ГКЖ-11Н).

Кремнийорганические материалы представляют группу отверждающихся водоизоляционных материалов, которые при взаимодействии с пластовой водой гидролизуются, образуя прочный гель, коагулирующий высокопроницаемые каналы и трещины в продуктивных пластах.

Наиболее известным является состав для изоляции пластовых вод, ликвидации межпластовых и заколонных перетоков, включающий кремнийорганическую жидкость и спиртосодержащий раствор. Главным недостатком данного состава является то, что при перемешивании ГКЖ-11Н и спиртосодержащего раствора образуется прочная, неравномерно распределенная гелевая система с большим количеством несвязанной воды, процесс закачки которой может привести к аварийной ситуации (Рис. 7).



Рис. 7. Результаты реакции ГКЖ-11Н и поливинилового спирта

Исходя из вышесказанного, в качестве дополнительного реагента, оказывающего влияние на время гелеобразования и стабильность гидрогелей предложено использование диэтиленгликоля. Диэтиленгликоль задерживает гелеобразование составов, а также в зависимости от содержания позволяет получать прочные составы, технологичность которых возможно регулировать по времени.

Таким образом, в качестве реагентов для получения водоизоляционного состава будут использоваться следующие: в качестве сшивателя – гидрофобизирующая кремнийорганическая жидкость (ГКЖ-11Н), основа гелеобразующей системы – поливиниловый спирт, регулятор вязкости – диэтиленгликоль, регулятор времени гелеобразования – дистиллированная воды. Процесс приготовления раствора проводился без остановки с использованием магнитной мешалки. В результате исследований был получен жидкий состав белого цвета (Рис. 8). Гелеобразование полученного состава определялось точкой гелеобразования – момента времени, когда реакционная смесь теряет свою текучесть.



Рис. 8. Разработанный водоизоляционный состав

После процесса гелеобразования полученный водоизоляционный состав погружался в пластовую воду с минерализацией 260 г/л, согласно данных опробования пластовых вод визейских отложений на рассматриваемых месторождениях. Через одну неделю объем сформированного гелеобразного материала не изменился, структурных разрушений не наблюдается (Рис. 9).



Рис. 9. Полученный состав после недели взаимодействия с пластовой водой

В дальнейшем для оценки взаимодействия компонентов разрабатываемого состава на основе ГКЖ-11Н необходимо провести ряд лабораторных исследований с изменением содержания и типа модифицирующих

реагентов. В качестве основных показателей водоизоляционного состава будут использованы следующие технологические параметры: эффективная вязкость исходного состава и время потери текучести в различных температурных условиях. Данные, полученные в ходе проведения эксперимента, позволят построить математическую модель начальной вязкости и времени потери текучести состава. Таким образом, целью планируемого исследования является построение математических уравнений, которые позволят установить зависимость технологических параметров разрабатываемого состава от содержания в нем исходных реагентов.

Заключение

Выполненный анализ причин преждевременного обводнения добывающих скважин на территории юга Пермского края показал, что основной причиной является интенсивная закачка нагнетательными скважинами технических жидкостей, используемых для поддержания пластового давления. Опыт применения составов селективного действия для месторождений нефтедобывающих предприятий Пермского края показал их ограниченную эффективность. Основной целью данного исследования является разработка водоизоляционного состава селективного действия на основе ГКЖ-11Н, который имеет ряд преимуществ:

- обладает низкой вязкостью до начала гелеобразования;
- обеспечивает более глубокое проникновения состава в пласт;
- может применяться в широком интервале пластовых температур и в условиях вод высокой минерализации.

В дальнейшем планируется проведение лабораторных исследований по определению реологических свойств с изменением содержания в составе отдельных компонентов, в результате которых можно будет регулировать его основные технологические характеристики: вязкость, время гелеобразование и прочность. После проведения лабораторных исследований

планируется проведение фильтрационных исследований гелеобразующего состава на образцах керна.

Исследования выполнены при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (проект № FSNM-2023-0005).

Список литературы

1. Комплексный подход к предупреждению межколонных и заколонных перетоков в нефтегазовых скважинах на месторождениях Пермского края / М.С. Кармаенков, В.В. Дерендяев, С.Е. Чернышов [и др.] // Научный журнал Российского газового общества. – 2022. – № 1(33). – С. 36-44. – DOI 10.55557/24126497_2022_1_36-44.
2. Миронов, М. Е. Анализ причин обводнения скважин на месторождениях юга Пермского края с последующей разработкой водоизоляционных составов / М.Е. Миронов, В.В. Дерендяев, С.Е. Чернышов // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных ископаемых. – 2024. – Т. 1. – С. 92-95.
3. Куликов, А.Н. Диагностика обводнения добывающих скважин при планировании мероприятий по снижению избыточной добычи воды / А.Н. Куликов // Интервал. – 2006. – № 6. – С. 36-41.
4. Леонтьев, Д.С. Методические аспекты диагностики причин обводнения нефтяных скважин / Д.С. Леонтьев, И.И. Клещенко // Нефть и газ. – 2015. – № 2. – С. 61-67.
5. Дерендяев, В.В. Разработка гелеобразующего водоизоляционного состава на основе ксантана для месторождений Пермского края / В.В. Дерендяев, М.Е. Миронов // Технологические решения строительства скважин на месторождениях со сложными геолого-технологическими условиями их разработки: материалы Международной научно-практической конференции, Тюмень, 15 февраля 2023 года. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2023. – С. 29-32.

References

1. Karmayenkov M.S., Derendyaev V.V., Chernyshov S.E. An integrated approach to the prevention of inter-column and back-column overflows in oil and gas wells in the fields of the Perm Territory // Scientific Journal of the Russian Gas Society. – 2022. – № 1(33). – Pp. 36-44. – DOI 10.55557/24126497_2022_1_36-44. (in Russian)
2. Mironov, M.E. Analysis of the causes of well flooding in the fields of the south of the Perm Territory with the subsequent development of waterproofing compounds / M.E. Mironov, V.V. Derendyaev, S.E. Chernyshov // Problems of development of hydrocarbon and ore deposits. - 2024. – Vol. 1. – pp. 92-95. (in Russian)
3. Kulikov, A.N. Diagnostics of flooding of producing wells when planning measures to reduce excess water production / A.N. Kulikov // Interval. – 2006. – No. 6. – pp. 36-41. (in Russian)
4. Leontiev, D.S. Methodological aspects of diagnosing the causes of oil well flooding / D.S. Leontiev, I.I. Kleshchenko // Oil and gas. – 2015. – № 2. – pp. 61-67. (in Russian)
5. Derendyaev, V.V. Development of a gel-forming waterproofing compound based on xanthanum for deposits in the Perm Region / V.V. Derendyaev, M.E. Mironov // Technological solutions for the construction of wells in fields with complex geological and technological conditions for their development: proceedings of the International Scientific and Practical Conference, Tyumen, February 15, 2023. Tyumen: Tyumen Industrial University, 2023, pp. 29-32. (in Russian)

Сведения об авторах

Миронов Михаил Евгеньевич, инженер, Пермский национальный исследовательский политехнический университет
Россия, 614990, Пермь, ул. Комсомольский проспект, 29
E-mail: misha-mironov-99@mail.ru

Дерендяев Вадим Валерьевич, ассистент кафедры НГТ, Пермский национальный исследовательский политехнический университет
Россия, 614990, Пермь, ул. Комсомольский проспект, 29
E-mail: v.v.derendyaev@mail.ru

Чернышов Сергей Евгеньевич, доктор технических наук, заведующий кафедрой НГТ, Пермский национальный исследовательский политехнический университет
Россия, 614990, Пермь, ул. Комсомольский проспект, 29
E-mail: nirgnf@bk.ru

Authors

M.E. Mironov, Engineer of Oil and Gas Technologies Department, Perm National Research Polytechnic University
29, Komsomolsky Prospekt, Perm, 614990, Russian Federation
E-mail: misha-mironov-99@mail.ru

V.V. Derendyaev, Assistant Professor of Oil and Gas Technologies Department, Perm National Research Polytechnic University
29, Komsomolsky Prospekt, Perm, 614990, Russian Federation
E-mail: v.v.derendyaev@mail.ru

S.E. Chernyshov, Doctor of Technical Sciences, Head of Oil and Gas Technologies Department, Perm National Research Polytechnic University
29, Komsomolsky Prospekt, Perm, 614990, Russian Federation
E-mail: nirgnf@bk.ru

Статья поступила в редакцию 10.02.2025

Принята к публикации 17.06.2025

Опубликована 30.06.2025