

Научная статья

УДК 622.245.422.4

<https://doi.org/10.15828/2075-8545-2023-15-6-564-573>

CC BY 4.0

Микроструктурный анализ деформационно-устойчивых тампонажных камней, предназначенных для строительства скважин

Арман Арстангалиевич Кабдушев^{1*}, Фарит Акрамович Агзамов²,
Бауыржан Жарканбекович Манапбаев¹, Жангазы Нуржанович Молдамуратов^{3,4}

¹ Таразский региональный университет имени М.Х. Дулати, Тараз, Казахстан

² Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

³ Международная образовательная корпорация, Алматы, Казахстан

⁴ Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого, Санкт-Петербург, Россия

* Автор, ответственный за переписку: e-mail: arman-kz@mail.ru

АННОТАЦИЯ: Введение. Эффективность строительства нефтяных и газовых скважин во многом зависит от этапа цементирования обсадных колонн и завершается проверкой качества их крепления различными методами, чаще всего геофизическими. Необходимость качественного цементирования и обеспечение качества технического состояния в последующие годы эксплуатации нефтяных и газовых скважин является основной задачей. **Методы и материалы.** Выполнен анализ микроструктурных особенностей тампонажных растворов и цементного камня с использованием современных методов. Основные технологические свойства были разработаны согласно требованиям ГОСТ 1581-96 и стандартам API (API spec.10B). При исследовании всех рецептов применялся цемент класса G (ПЦТ-I-G). Для повышения удароустойчивости и обеспечения плотного контакта с ограничивающими поверхностями получаемого тампонажного камня были использованы полипропиленовая фибра и расширяющая добавка КМД. Микроструктурный анализ полученных цементных камней и разработанных тампонажных растворов проводился методом рентгенофазового аппарата (РФА) и растрового электронного микроскопа (SEM). **Результаты и обсуждение.** Результаты исследования показали, что расширяющая добавка в tandem с полипропиленовым волокном эффективно работает на обеспечение целостности цементного кольца. **Заключение и выводы.** Микроструктурный анализ тампонажных камней показал плотную связь полипропиленовой фибры и цементного камня при концентрации 0,25%. Расширяющая добавка полностью гидратирована, и полученный цементный камень не имеет трещин от расширений при 7 сутках. Разработанные тампонажные растворы с водоцементным отношением 0,44 показали высокую прочность на сжатие.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: тампонажный раствор, цементный камень, деформация, нанодобавки, фибры.

БЛАГОДАРНОСТИ: Исследование выполнено при финансовой поддержке Комитета науки Министерства науки и высшего образования Республики Казахстан в рамках научного проекта № AP09058636 «Разработка тампонажных растворов с дифференциальными свойствами».

ДЛЯ ЦИТИРОВАНИЯ: Кабдушев А.А., Агзамов Ф.А., Манапбаев Б.Ж., Молдамуратов Ж.Н. Микроструктурный анализ деформационно-устойчивых тампонажных камней, предназначенных для строительства скважин // Нанотехнологии в строительстве. 2023. Т. 15, № 6. С. 564–573. <https://doi.org/10.15828/2075-8545-2023-15-6-564-573>. – EDN: WFTXGR.

ВВЕДЕНИЕ

Эффективность строительства нефтяных и газовых скважин во многом зависит от этапа цементирования обсадных колонн и завершается проверкой качества их крепления различными методами, чаще всего геофизическими. Безаварийное цемен-

тирование и обеспечение хорошей адгезии цементного камня с обсадной колонной и горной породой являются основными задачами процесса цементирования обсадной колонны. Успешность многих применяемых технологий, обеспечение безопасности работы на месторождении, вопросы охраны окружающей среды относительно надежной изоляции

© Кабдушев А.А., Агзамов Ф.А., Манапбаев Б.Ж., Молдамуратов Ж.Н., 2023

пластов пропорционально зависит от технического состояния скважин [1]. Однако при эксплуатации скважин появляются различные проблемы, основной причиной которых является нарушение целостности цементного кольца. Поэтому при разработке тампонажных растворов необходимо обеспечить качество изоляции и долговечность цементного камня, который будет эффективным даже после ликвидации скважин [2, 3]. В противном случае последствия могут быть опасными, а вторичное цементирование может привести к большим затратам.

Нарушение герметичности цементного кольца может иметь разные причины, например, причины, связанные с тектоническими движениями, которые могут приводить к разрушению не только целостности цементного камня, но и обсадной колонны [4]. Исследователями [5] изучались причины деформации обсадных колонн, которые могут быть вызваны осевыми нагрузками, возникающими из-за дренирования коллектора. Однако, независимо от причин деформации, качественное цементирование скважин, обеспечивающее целостность тампонажного камня, может предотвратить или снизить искривление обсадной колонны [4, 5].

Ряд авторов в своих работах [6, 7] утверждает, что главным образом цикличность давления и изменение температуры приводят к возникновению деформации тампонажного камня, результатами которых являются:

- появление микротрещин в цементном камне;
- повреждение сцепления цементного камня с обсадной колонной и горной породой.

Выше представленные факторы должны быть учтены при строительстве скважин в условиях высоких давлений и температур. Однако необходимо отметить, что фактор влияния давления на цементный камень также связан с появлением высоких нагрузок при гидравлическом разрыве пласта и перфорации скважин [8].

Отрицательное влияние высоких температур на тампонажный камень часто связано с креплением паронагнетательных скважин, предусматривающим закачку пара, температура которого может достигать 300°C [9]. Поэтому продукт твердения тампонажного раствора должен быть термостойким, в противном случае из-за термической коррозии может возникнуть деструкция тампонажного камня [10, 11].

Деформация цементного камня может быть связана и с экзотермической реакцией, происходящей при твердении тампонажного камня, во время которой выделяется большое количество тепла, влияющее на деформационную устойчивость обсадной колонны [12]. Результатом данной реакции может быть повреждение или смятие обсадной колонны, а также появление микротрещин в определенных интервалах.

Кроме вышеуказанных причин герметичность крепи скважины сильно зависит от нарушения процесса цементирования [13] и проникновения газа в структуру цементного камня во время ожидания затвердения цемента [14, 15].

Анализируя вышеуказанные причины, можно утверждать, что главным фактором сохранения герметичности крепи скважины является качественное цементирование за счет правильного подбора рецептуры тампонажного раствора, обеспечивающее целостность и долговечность цементного камня.

Для решения задач предлагаются различные методы:

- применение расширяющих и армирующих добавок;
- применение наноматериалов;
- использование специальных добавок (например, как стирен-бутадиен резина латекс) для получения самозалечивающихся цементов [16, 17, 18].

Известно, что наличие расширяющих добавок, обеспечивающее оптимальное расширение в тампонажном растворе, положительно влияет на получение плотного контакта тампонажной крепи с ограничивающими поверхностями.

Использование фибры имеет довольно широкое применение в различных отраслях строительства [19]. Относительно применения фибры в нефтегазовой отрасли необходимо отметить, что на данный момент исследовано достаточно много видов волокон, таких, как органические фибры, кремниевые волокна, моноволоконистые пропиленовые волокна. Проведенные исследования в работе [20] показали эффективность полипропиленовых фибр даже при условиях высокого давления и высоких температур. Также были исследованы гибридные фибры, которые состоят из карбоната кальция размером 20–80 нм и углеродных волокон размером 700–1400 нм. Авторы работы [21] пришли к выводу, что все фибры могут снижать коррозионную стойкость и прочность тампонажного камня. Однако наши исследования показали, что использование полипропиленовых фибр, наоборот, увеличивает прочность камня при сжатии и изгибе. Использование армирующих и расширяющих добавок вместе увеличивает эффективность процесса расширения и, самое главное, увеличивает удароустойчивость тампонажного камня [10].

Применение наноматериалов для обеспечения целостности тампонажного камня в последнее время развивается динамично. В работе [6] предлагается использование полимерных волокон с памятью формы, на которых были нанесены наночастицы тетраэтилортосиликата с помощью золь-гель способа. Другой интересной работой является армирование тампонажных растворов с применением полимерного нанокompозита. Экспериментальные

исследования включали миниэмульсионную полимеризацию и ультразвуковую дисперсию [4]. Также многие другие проведенные исследования по совершенствованию рецептуры тампонажных растворов с применением наноматериалов были достаточно хорошо отражены в обзорных статьях [13, 22]. Однако, несмотря на полученные благоприятные результаты, по мнению авторов работы [13], использование наноматериалов для улучшения технологических качеств тампонажных растворов все еще является экономически не эффективными.

Анализируя различные подходы, направленные на получение удароустойчивого тампонажного камня, было решено использовать расширяющие и армирующие добавки для модификации тампонажных материалов.

Независимо от причин разрушение цементного кольца приводит, в первую очередь, к миграции газа, межколонным давлениям, образованию грифонов, что может привести к ликвидации скважины. При этом многие тампонажные растворы, направленные на обеспечение целостности тампонажного камня при динамических нагрузках, не всегда устойчивы к газопорыву через них во время ожидания затвердения цемента (ОЗЦ). Проникновение газа может создать каналы в твердеющей структуре камня, снижающие прочность и удароустойчивость камня.

Для решения данной задачи предложен метод цементирования скважин, обеспечивающий твердение растворов «сверху-вниз» [23, 24]. Это обеспечивается использованием растворов с дифференциальными свойствами, отличающихся плотностью и адресными добавками, которые учитывают особенности проблемных интервалов, обеспечивают удароустойчивость цементного кольца и препятствуют проникновению газа во время ОЗЦ [23, 24].

Для экспериментальных исследований были обособлены тампонажные составы, которые тестировались на соответствие требованиям ГОСТ 1581-96 [25], и получены 4 рецептуры.

Следует отметить, что во многих работах, посвященных разработке тампонажных систем, мало представлены исследования тампонажного камня методами электронной микроскопии и рентгенофазового анализа. Многие исследователи и производственники ограничиваются проверкой основных свойств тампонажных растворов и камня на соответствие требованиям ГОСТ 1581-96 [25].

Однако, для полного понимания взаимодействия продуктов гидратации цемента с армирующими и расширяющими добавками, необходимо исследовать микро- и наноструктуру электронной микроскопией.

В данной работе исследовались структура, взаимодействие компонентов тампонажного камня

растровым электронным микроскопом (РЭМ). Для идентификации кристаллических фаз материалов применялся рентгенофазовый анализ (РФА).

МЕТОДЫ И МАТЕРИАЛЫ

Методы исследования включали в себя сканирующую электронную микроскопию, рентгеноструктурный анализ структуры и кристаллической фазовой композиции тампонажных камней. Изучались влияние микроструктурных характеристик на механические свойства и деформационную устойчивость материалов при условиях, характерных для эксплуатации скважин.

Проведено большое количество испытаний технологических свойств цементных растворов и полученного камня согласно ГОСТ 1581-96 [25] и стандартам API (API spec. 10B) [26].

Для исследований во всех рецептурах использовался цемент класса G (ПЦТ-I-G). Для повышения удароустойчивости и обеспечения плотного контакта с ограничивающими поверхностями получаемого тампонажного камня были использованы полипропиленовая фибра и расширяющая добавка КМД, выпускаемая ООО «Цементные технологии» (Уфа, Республика Башкортостан, РФ). В составе растворов имелись дополнительные добавки, представленные в табл. 1.

Используя вышеуказанные материалы, согласно разработанному методу цементирования скважин [23], который предусматривает использование тампонажных растворов с дифференциальными свойствами, были обоснованы и получены 4 рецептуры тампонажных растворов, имеющие различные свойства (рис. 1):

Рецептура 1 – В/Ц – 0,7; РД-ЦТ – 5%; CaCl_2 – 1%; Фибра ПП – 0,5%; FLoss – 0,2%;

Рецептура 2 – В/Ц – 0,7; РД-ЦТ – 2%; NaCl – 1%; Фибра ПП – 0,25%;

Рецептура 3 – В/Ц – 0,44; РД-ЦТ – 5%; НТФ – 0,01%; Фибра ПП – 0,25%; Floss – 0,2%;

Рецептура 4 – В/Ц – 0,44; РД-ЦТ – 5%; НТФ – 0,05%; Фибра ПП – 0,25%.

После исследования основных технологических свойств тампонажных растворов в соответствии с требованием ГОСТ 1581-96 и API полученные образцы цементного камня были использованы для изучения микроструктуры. Температура твердения цементного раствора 22°C, время твердения 2 и 7 суток. Параллельно испытывалось и сравнивалось по 2 образца каждой рецептуры.

Эксперименты проводились в лаборатории «Нанотехнология цементных систем имени профессоров А.Ф. Полака и Н.Х. Каримова» Уфимского государственного нефтяного технического университета.

Таблица 1

Химические реагенты, используемые для разработки тампонажного раствора

Добавки	Описание	Функции	Концентрация (от веса цемента, %)
Фибра ПП	Полипропиленовая фибра	Увеличение деформационной устойчивости	0,25; 0,5
МКД (РД-ЦТ)	Расширяющая добавка	Создание плотного контакта	2; 5
Floss	Синтетический полимер на основе полиакриламида	Понижитель водоотдачи	0,2
CaCl ₂	Хлорид кальция	Ускоритель схватывания	1%
NaCl	Хлорид натрия	Ускоритель схватывания	1%
НТФ	Нитрилотриметилфосфоновая кислота	Структурообразователь	0,01; 0,05



Рис. 1. Образцы тампонажных камней с различными свойствами

Образцы были исследованы на микроанализ и морфологический анализ поверхности растровым электронным микроскопом JEOL JSM-6610LV, который был оборудован приставкой энергодисперсионным спектрометром Oxford Inca Energy.

При изучении контакта полипропиленовой фибры и матрицы цементного камня были получены снимки образцов с увеличением до 3300 раз.

Целью исследования на рентгеновском дифрактомере D2PHASER являлось получение качественного

и количественного анализа состава продуктов твердения. Расшифровка полученных рентгенограмм производилась в программах «Eva.diffraction» и «Topas.diffraction».

РЕЗУЛЬТАТЫ И ОБСУЖДЕНИЕ

Проведены исследования влияния понизителей водоотдачи на прочностные свойства тампонажного камня с армирующей и расширяющей добавкой (табл. 2). Эти данные необходимы для сравнительной оценки и полного понимания изменений микроструктуры в цементном камне разработанных 4-х рецептов.

Из табл. 2 видно, снижение концентрации расширяющей добавки и отсутствие понизителя водоотдачи привели к снижению прочностных характеристик при В/Ц = 0,7.

Задачей исследования было, кроме анализа структуры цемента, определение расширяющей добавки, взаимодействие матрицы с полипропиленовой фиброй.

На рис. 2 показан плотный контакт полипропиленовой фибры и наличие этtringита. Для уточнения

взаимосвязи съёмки были продолжены при увеличении в 2500 раз и в 3500 раз. С увеличением в 3500 раз видно наличие трещин, которые могли быть причиной снижения прочностных характеристик камня.

Снимок фибры показывает взаимодействие продуктов твердения цемента и фибры, а количественный анализ подтверждает, что на поверхности фибры имеются частицы цемента (СаО) (рис. 3).

Количественный анализ спектра 1 показывает на большое количество содержания углерода, который означает наличие полипропиленовой фибры (рис. 4).

Поздняя гидратация любой расширяющей добавки может привести к разрушению цементной матрицы тампонажного камня, однако во всех образцах такие явления не были выявлены.

При твердении 7 суток цементного камня рецептуры 1 можно отметить увеличение этtringита. Также можно говорить и о наличии расширяющей добавки, поскольку ядро практически содержит только кальций. Из рис. 5 и 6 можно сделать вывод, что все компоненты находятся в тесном контакте друг с другом.

Таблица 2

Результаты измерения прочностных характеристик цементного камня

Состав	В/Ц	Предел прочности на изгиб, МПа		Предел прочности на сжатие, МПа	
		2 сут	7 сут	2 сут	7 сут
Бездобавочный ПТЦ-I-G	0,44	2,9	3,8	10,8	15,4
Бездобавочный ПТЦ-I-G	0,7	1,5	2,6	4,5	13,8
Рецептура 1	0,7	1,97	2,95	5,53	8,7
Рецептура 2	0,7	3,0	4,37	6,71	12,2
Рецептура 3	0,44	3,9	5,57	17,26	Более 22
Рецептура 4	0,44	3,5	5,52	13,2	Более 22

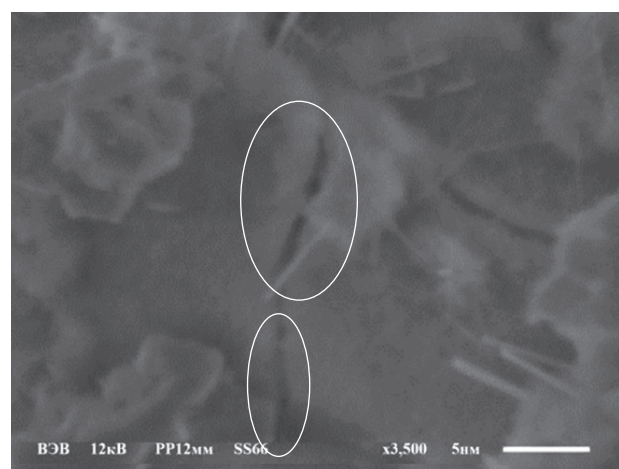
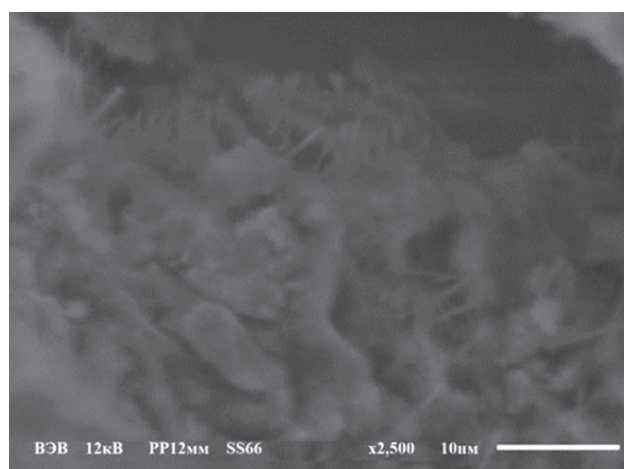


Рис. 2. Развитие этtringита в цементной матрице рецептуры 1 при твердении в воде 2 суток (×2500 и ×3500)

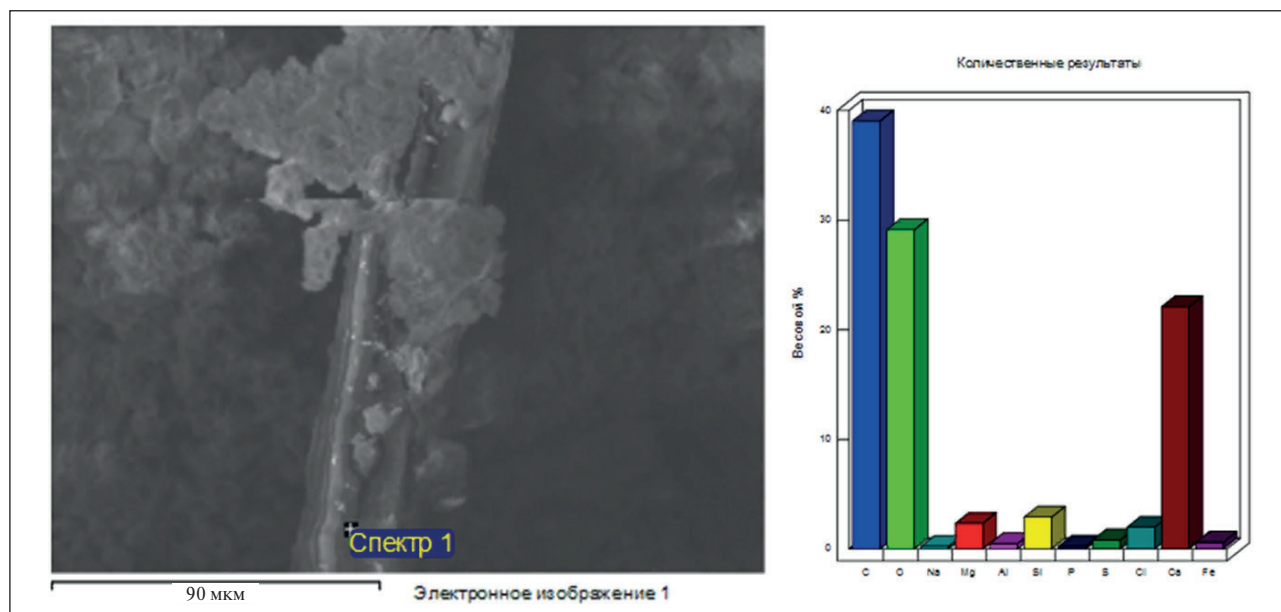


Рис. 3. Снимок фибры (90 мкм) и элементный анализ спектра 1

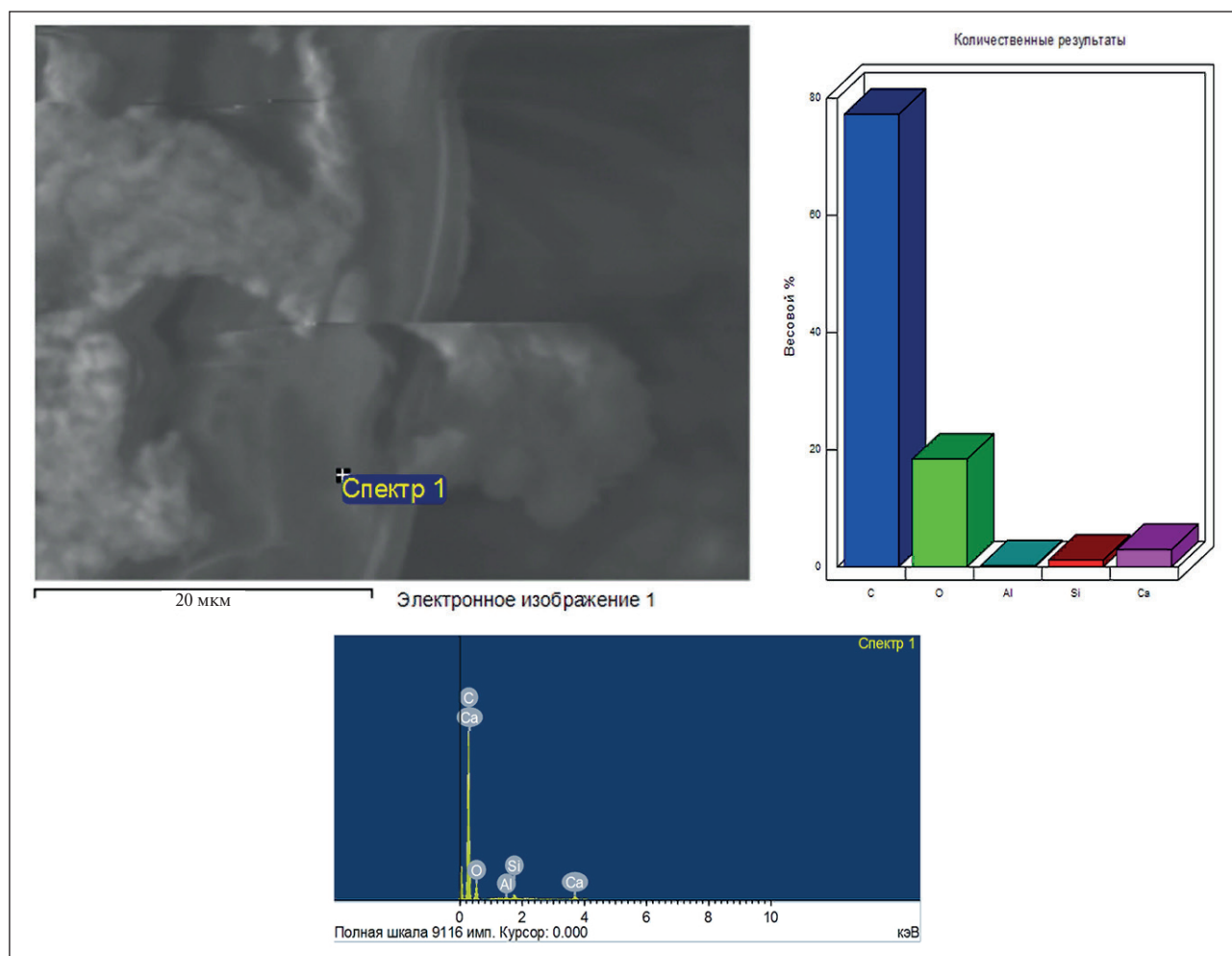


Рис. 4. Снимок фибры (масштаб 20 мкм) и элементный анализ спектра 1

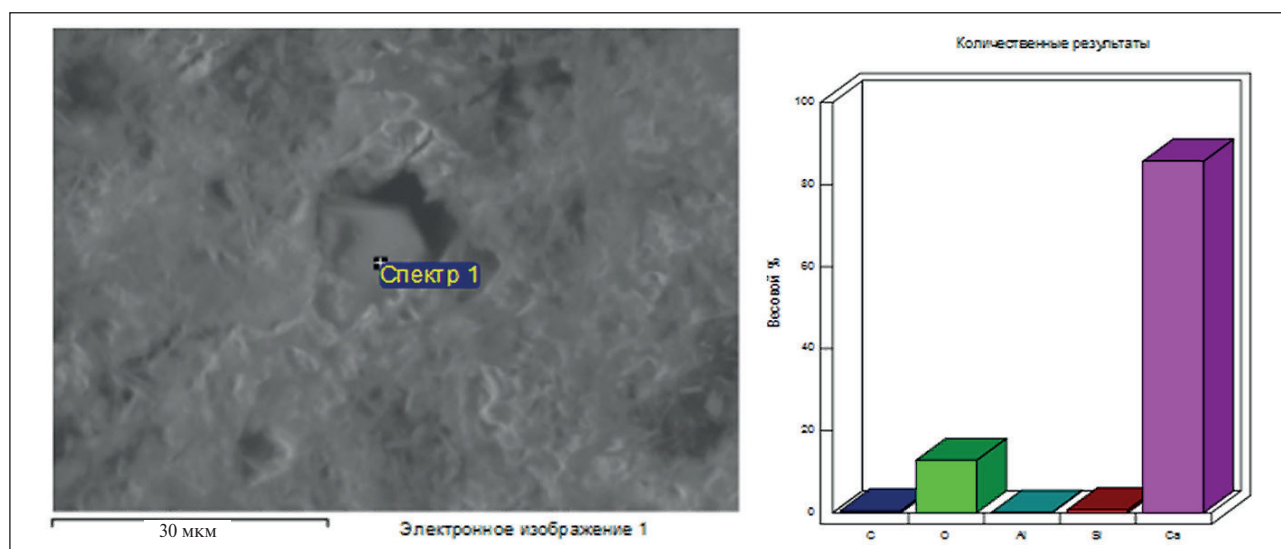


Рис. 5. Спектры химических элементов исследуемого образца и количественные результаты рецептуры 1 при твердении в воде 2 суток (расширяющая добавка – КМД ООО «Цементные технологии»)

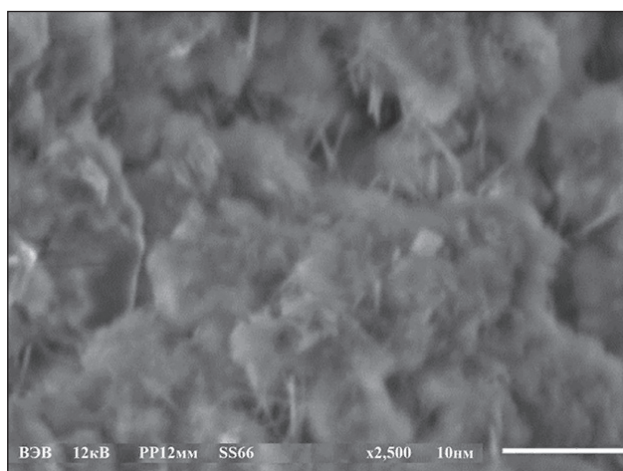


Рис. 6. Развитие этtringита в цементной матрице рецептуры 1 при твердении в воде 7 суток ($\times 2500$)

Анализ полученных снимков показывает плотную структуру цементного камня во всех рецептурах (рис. 7). При исследовании рецептур (рецептура 2) необходимо отметить отсутствие отверстий или каналов от полипропиленовой фибры. Это доказывает, что она хорошо взаимодействует с цементным камнем, работает на растяжение, а после разрыва волокна остается в цементном камне. Из снимков (рецептуры 3, 2 суток) видны поверхности полипропиленовых фибр, которые имеют частицы продуктов твердения цемента даже после разрыва. Исследование рецептур 2–4 показало, что все расширяющие добавки полностью гидратированы и не имеют трещин (например, 3 при твердении 7 суток).

Результаты исследования тампонажного камня методом рентгенофазового анализа показаны на рис. 8 и 9.

Количественный анализ рентгенограммы рецептуры 1, который показал, что при увеличении времени твердения в воде от 2 до 7 суток этtringит уменьшается на 3% и составляет 11,22%, портландит на 7%, тоберморит на 6,37%. Однако увеличивается браунмиллерит 8,3%, кальцит на 8,89%, гидросиликат кальция на 15,12%.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По результатам выполненного исследования можно сделать следующие выводы:

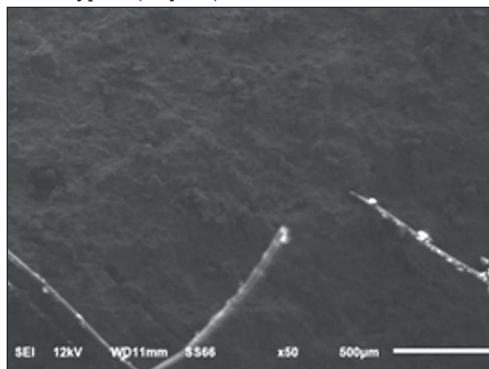
1. Во всех исследованных рецептурах тампонажных растворов после твердения выявлен плотный контакт полипропиленовой фибры и цементного камня, подтвержденный их прилипанием даже после разрушения цементного камня.

2. Наличие плотной связи цементной матрицы, фибры и расширяющей добавки, подтвержденное методом электронной микроскопии, показывает новые возможности данного метода при исследовании специальных тампонажных материалов.

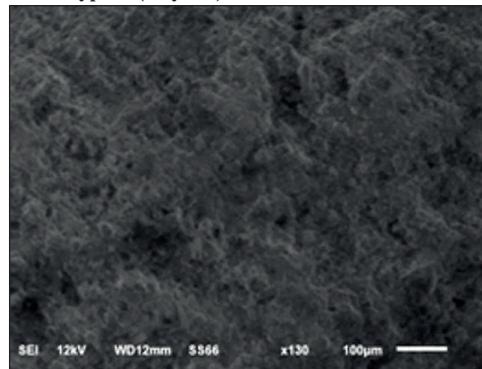
3. Плотная структура цементного камня в рецептурах 3 и 4 доказывает роль полипропиленовой фибры в увеличении прочности получаемого камня.

4. Применение метода РФА позволяет проследить кинетику гидратации и фазообразование цемента и модифицирующих добавок, что позволит более обоснованно подходить к подбору состава тампонажных материалов для скважин со сложными горно-геологическими условиями.

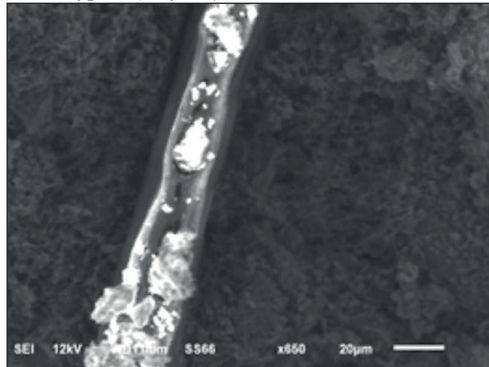
Рецептура 2 (2 суток)



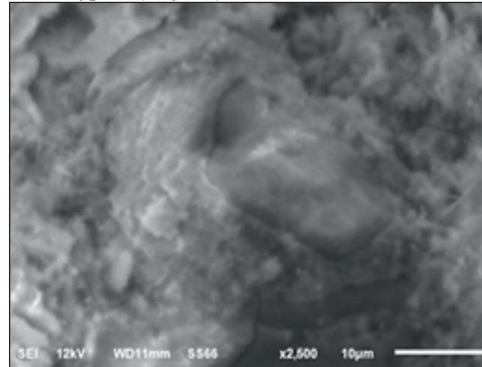
Рецептура 2 (2 суток)



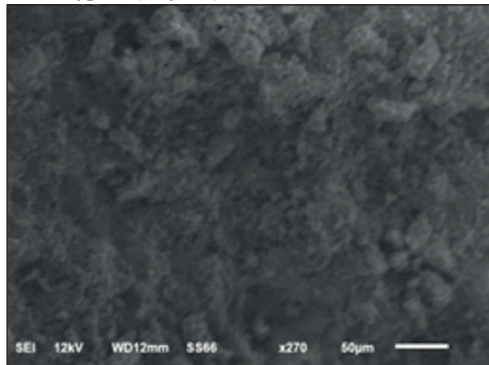
Рецептура 3 (2 суток)



Рецептура 3 (2 суток)



Рецептура 4 (2 суток)



Рецептура 4 (2 суток)

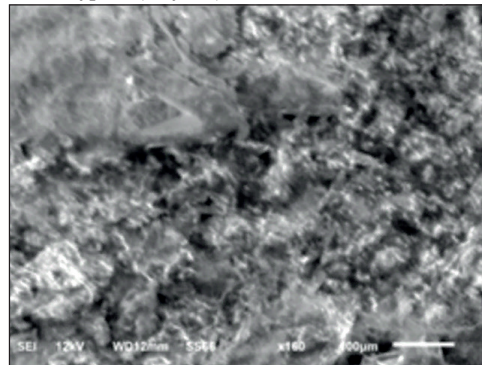


Рис. 7. Структура цементного камня рецептуры 2, 3, 4 при твердении в воде 2 и 7 суток

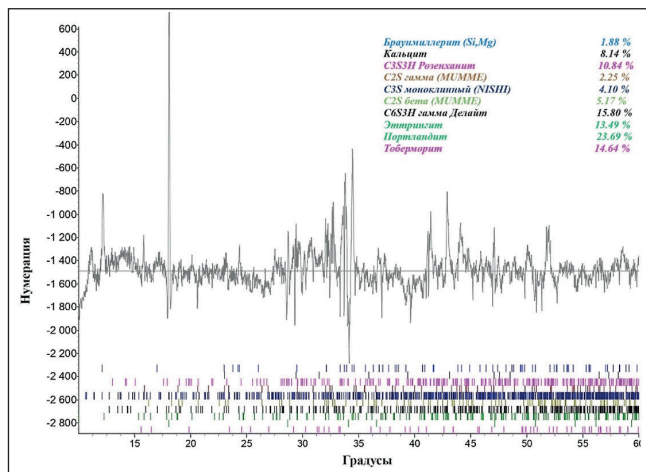
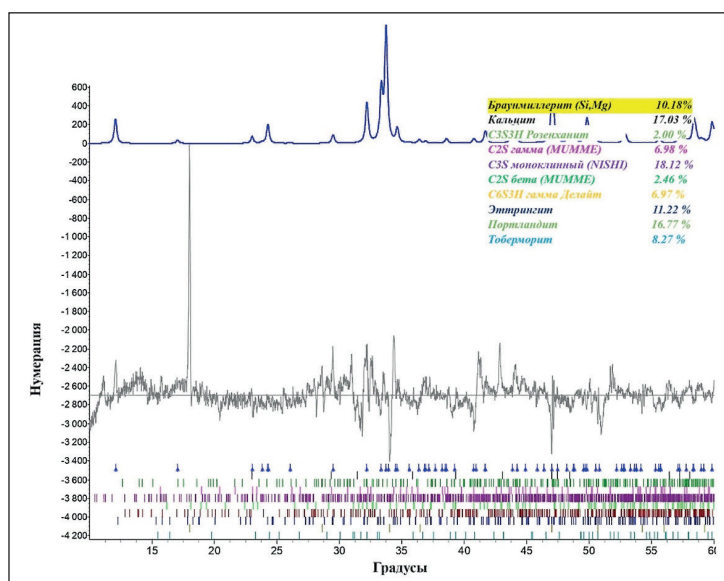


Рис. 8. Количественный анализ рентгенограммы рецептуры 1 при твердении в воде 2 суток

Рис. 9. Количественный анализ
рентгенограммы рецептуры 1
при твердении в воде 7 суток



СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Агзамов Ф.А., Каримов И.Н., Мяжитов Р.С. Теоретические основы и практика получения тампонажных материалов для крепления паронагнетательных скважин. Территория Нефтегаз. 2016. 9. 26–33.
2. Agzamov F.A., Kabdushev A., Tokunova E., Manapbayev B.Z., Kozhageldi B.Z. Magnesia corrosion of grouting materials. *PeriodicoTche Quimica*. 2020; 17(34): 951-961.
3. Тупысева М.К. Деформация обсадных колонн в результате проявления техногенных деформационных процессов при разработке нефтегазовых месторождений. Актуальные проблемы нефти и газа. 2021. 2(33).
4. Buglov N.A., Butakova L.A., Shakirova E.V., Averkina E.V. Use of silicon production wastes as additives improving the process properties of the cement slurries. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University, Geo Assets Engineering*. 2022; 333(6): 122-130. <https://doi.org/10.18799/24131830/2022/6/3428>
5. Ivanova T.N., Zasadzień M. Technological Capabilities of Well Cementing. *Multidisciplinary Aspects of Production Engineering*. 2021; 4(1): 465-478. <https://doi.org/10.2478/mape-2021-0042>
6. Агзамов Ф.А., Исмагилова Э.Р., Самозалечивающиеся цементы – ключ к сохранению герметичности крепи скважин. Нанотехнологии в строительстве. 2019. 11(6). 730-742. <https://doi.org/10.15828/2075-8545-2019-11-6-730-742>
7. Молдамуратов Ж.Н., Игликов А.А., Сенников М.Н., Мадалиева Э.Б., Туралина М.Т. Торкрет бетон с добавками для облицовки оросительных каналов. Нанотехнологии в строительстве. 2022. 14 (3). 227-240. <https://doi.org/10.15828/2075-8545-2022-14-3-227-240>
8. Агзамов Ф.А., Григорьев А.Ю. Модификация тампонажного портландцемента нанодобавками. Нанотехнологии в строительстве. 2022. 14 (4). <https://doi.org/10.15828/2075-8545-2022-14-4-319-327>
9. Navid Yousuf, Olatunji Olayiwola, BoyuGuo, Ning Liu. A comprehensive review on the loss of wellbore integrity due to cement failure and available remedial methods. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2021; 207: 109123. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109123>
10. Christodoulou D., Lokkas P., Droudakis A., Spiliotis X., Kasiteropoulou D., Alamanis N. The Development of Practice in Permeation Grouting by Using Fine-grained Cement Suspensions. *Asian Journal of Engineering and Technology*. 2021; 9(6). <https://doi.org/10.24203/ajet.v9i6.6846>
11. Liu J., Feng H., Zhang Y., Zheng K. Performance Investigation of Geopolymer Grouting Material with Varied Mix Proportions. *Sustainability (Switzerland)*. 2022; 14(20). <https://doi.org/10.3390/su142013046>
12. Zhu G., Zhang Q., Liu R., Bai J., Li W., Feng X. Experimental and Numerical Study on the Permeation Grouting Diffusion Mechanism Considering Filtration Effects. *Geofluids*. 2021. <https://doi.org/10.1155/2021/6613990>
13. Jia Q., Wang Y. Study on Calcium Carbonate Deposition of Microorganism Bottom Grouting to Repair Concrete Cracks. *Sustainability (Switzerland)*. 2023; 15(4). <https://doi.org/10.3390/su15043723>

14. Liu X., Wang D., Zhang Y., Jiang A., Fang Q., Zhang R. Analytical solutions on non-Darcy seepage of grouted and lined subsea tunnels under dynamic water levels. *Ocean Engineering*. 2023; 267. <https://doi.org/10.1016/j.oceaneng.2022.113276>
15. Nima Mohamadian, Mohamadreza Zahedi Ramhormozi, David A. Wood, Rahman Ashena, Reinforcement of oil and gas wellbore cements with a methyl methacrylate/carbon nanotube polymer nanocomposite additive. *Cement and Concrete Composites*. 2020; 103763. <https://doi.org/10.1016/j.cemconcomp.2020.103763>
16. Livio S., Arash D.T., Guoqiang L., Nanosilica-treated shape memory polymer fibers to strengthen wellbore cement. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2021; 196: 107646. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107646>
17. Shadravan A., Schubert J., Amani M., Teodoriu C. Using Fatigue-Failure Envelope for Cement-Sheath-Integrity Evaluation. *SPE Drilling & Completion*. 2015; 30(01): 68–75. <https://doi.org/10.2118/168321-PA>
18. Boyun Guo, Liquan Shan, Shuxian Jiang, Gao Li, Jim Lee, The maximum permissible fracturing pressure in shale gas wells for wellbore cement sheath integrity. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. 2018; 56: 324–332. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2018.06.012>
19. Ramon Victor Alves Ramalho, Salete Martins Alves, Julio Cezar de Oliveira Freitas, Bruno Leonardo de Sena Costa, Ulisses Targino Bezerra. Evaluation of mechanical properties of cement slurries containing SBR latex subjected to high temperatures. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2019; 178: 787–794. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.03.076>
20. Shivshambhu Kumar, Achinta Bera, Subhash N. Shah. Potential applications of nanomaterials in oil and gas well cementing: Current status, challenges and prospects. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2022; 213: 110395. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.110395>
21. Zhao L., Li N., Yang J., Wang H., Zheng L., Wang C. Alkali-Resistant and pH-Sensitive Water Absorbent Self-Healing Materials Suitable for Oil Well Cement. *Energies*. 2022; 15: 7630. <https://doi.org/10.3390/en15207630>
22. Lian J., Yue J., Xing X., Wu Z. Design and Evaluation of the Elastic and Anti-Corrosion Cement Slurry for Carbon Dioxide Storage. *Energies*. 2023; 16: 435. <https://doi.org/10.3390/en16010435>
23. Moldamuratov Zh.N., Ussenkulov Zh.A., Yeskermessov Zh.E., Shanshabayev N.A., Bapanova Zh.Zh., Nogaibekova M.T., Joldassov S.K. Experimental study of the effect of surfactants and water-cement ratio on abrasion resistance of hydraulic concretes. *RASĀYAN Journal of Chemistry*. 2023; 16(3): 1116–1126. <http://doi.org/10.31788/RJC.2023.1638391>
24. Moldamuratov Zh.N., Imambayeva R.S., Imambaev N.S., Igliev A.A., Tattibayev S.Zh. Polymer concrete production technology with improved characteristics based on furfural for use in hydraulic engineering construction. *Nanotechnologies in Construction*. 2022; 14(4): 306–318. <https://doi.org/10.15828/2075-8545-2022-14-4-306-318>
25. Межгосударственный стандарт ГОСТ 1581-96 «Портландцементы тампонажные. Технические условия».
26. *API spec. 10B Recommended Practice for Testing Well Cements*.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Кабдушев Арман Арстангалиевич – PhD, доцент, заведующий кафедрой «Нефтегазовое и горное дело», Таразский региональный университет имени М.Х. Дулати, Тараз, Казахстан, arman-kz@mail.ru, <https://orcid.org/0000-0003-3579-9054>

Агзамов Фарит Акрамович – доктор технических наук, профессор, Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Башкортостан, Россия, faritag@yandex.ru, <https://orcid.org/0000-0001-5850-5261>

Манапбаев Бауыржан Жарканбекович – кандидат технических наук, доцент кафедры «Нефтегазовое и горное дело», Таразский региональный университет имени М.Х. Дулати, Тараз, Казахстан, jiboj@mail.ru, <https://orcid.org/0000-0001-9140-178X>

Молдамуратов Жангазы Нуржанович – PhD, профессор-исследователь факультета общего строительства, Международная образовательная корпорация, Алматы, Казахстан, zhanga_m_n@mail.ru, <https://orcid.org/0000-0002-4573-1179>

ВКЛАД АВТОРОВ

Кабдушев А.А. – научное руководство; концепция исследования; развитие методологии; научное редактирование текста; итоговые выводы.

Агзамов Ф.А. – написание статьи, научное редактирование текста, выявление зависимостей.

Манапбаев Б.Ж. – подготовка образцов, написание статьи, обработка экспериментальных данных; накопление материала.

Молдамуратов Ж.Н. – постановка расчетных задач, анализ результатов исследований.

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Статья поступила в редакцию 09.10.2023; одобрена после рецензирования 14.11.2023; принята к публикации 20.11.2023.