ISSN 2411-3336; e-ISSN 2541-9404

ЗАПИСКИ ГОРНОГО ИНСТИТУТА
Journal of Mining Institute
Сайт журнала: pmi.spmi.ru

Научная статья
Геотехнология и инженерная геология

Исследование тампонажных растворов с применением хромсодержащего катализаторного шлама для крепления скважин в зоне многолетнемерзлых пород

В.Н.Кучин✉, Г.В.Буслаев, В.А.Сидоров, О.С.Зубкова
Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, Санкт-Петербург, Россия

***Как цитировать эту статью*:** Кучин В.Н., Буслаев Г.В., Сидоров В.А., Зубкова О.С. Исследование тампонажных растворов с применением хромсодержащего катализаторного шлама для крепления скважин в зоне многолетнемерзлых пород // Записки Горного института. 2026. Т. 280. С. 37-46. EDN NQAEHI

Аннотация
В статье представлено экспериментальное исследование влияния добавки оксида хрома (III), восстановленного из хромсодержащего катализаторного шлама, на свойства тампонажных растворов для крепления скважин в зоне многолетнемерзлых пород. Обоснована необходимость модификации тампонажных растворов при повышении прочности цементного камня для интервалов в многолетнемерзлых породах. Разработан метод восстановления Cr(VI) в стабильную форму Cr(III) и получен Cr_2O_3 для использования в качестве активной минеральной добавки. Рассмотрены четыре состава тампонажной смеси: базовый, часто используемый на объектах, на основе ПЦТ с ускорителем схватывания; на основе ПЦТ; на основе ПЦТ с добавлением оксида хрома (III); на основе ПЦТ с хлоридом кальция и добавлением оксида хрома (III). Эксперименты включают испытания четырех составов при двух водотвердых отношениях (В/Т = 0,4 и 0,5) с оценкой растекаемости, прочности на сжатие и изгиб, микроструктуры (микротомография, SEM) и фазового состава (XRD) при нормальных и отрицательных температурах, включая циклическое изменение температуры. Полученные данные показывают, что при В/Т = 0,5 добавка Cr_2O_3 повышает прочность цементного камня на сжатие и изгиб, наблюдается снижение содержания свободного $Ca(OH)_2$, увеличивается доля гидросиликатов кальция (CSH), видна более однородная и плотная микроструктура. Модификация увеличивает растекаемость раствора, что способствует лучшему замещению бурового раствора. Очевидна целесообразность применения Cr_2O_3 для повышения долговечности и герметичности крепи в условиях криолитозоны.

Ключевые слова
многолетнемерзлая порода; крепление скважин; тампонажный раствор; прочность; хромсодержащий шлам; утилизация промышленных отходов

Финансирование
Отсутствует.

Поступила: 28.11.2025 ***Принята: 28.04.2026*** ***Онлайн: 24.06.2026*** ***Опубликована: 10.09.2026***

Введение

Современные условия разработки нефтяных и газовых месторождений все чаще связаны с освоением территорий, расположенных в сложных инженерно-геологических районах, включая зону многолетнемерзлых пород – криолитозону [1, 2]. Проведение строительных работ на скважине в таких условиях сопряжено с рядом серьезных вызовов: резкие температурные колебания, наличие талых вод и мерзлых пород, высокая вероятность образования трещин и потери герметичности цементного кольца. Одной из наиболее критичных проблем остается межколонный переток, вызванный нарушением целостности цементного камня или его слабой адгезией к обсадной колонне и стенке скважины [3-5].

Классические составы тампонажных растворов не обеспечивают требуемую стойкость в условиях мерзлоты и подвержены разрушению под действием замораживания, оттаивания и миграции агрессивных флюидов [6]. При испытании цементов для северных районов может быть использован температурный режим, основанный на температурных режимах проводки скважин [7].

В процессе проводки скважин в многолетнемерзлых породах с промывкой глинистым раствором на водной основе температура его искусственно поддерживается в пределах от 5 до 7 °С.

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Следовательно, температура раствора, используемого в этих условиях, должна быть такой же. Это диктуется необходимостью нивелирования температуры цементного раствора, закачиваемого в скважину и выходящего на устье скважины, и температуры в скважине [8, 9]. После окончания процесса цементирования такая температура сохраняется еще некоторое время или незначительно снижается. Далее происходит охлаждение цементного раствора под влиянием холода массива мерзлых пород или разогрев вследствие экзотермии процесса гидратации [10, 11].

Цементирование обсадных колонн в интервале мерзлых пород (МП) предусматривает формирование цементного камня и его работу в диапазоне циклических знакопеременных температурных воздействий [12]. В результате изменяющегося пограничного агрегатного состояния остаточной жидкости (после полного протекания процесса гидратации в тампонажном растворе), оставшейся в закрытой пористости цементного камня, при температуре от +5 до –5 °С происходит циклическое объемное воздействие, обуславливающее нарушение целостности его структуры [13, 14].

Целью работы является экспериментальное обоснование эффективности применения катализаторного шлама с содержанием оксида алюминия и оксида хрома (III) в качестве активной минеральной добавки к тампонажному цементу для использования в условиях криолитозоны.

Идея работы заключается в повышении прочности цементного камня путем введения в состав тампонажного раствора рассматриваемой добавки, способствующего формированию более плотной и стабильной структуры цементного камня и являющегося антиоксидантом, которым в данном случае выступает оксид хрома III в количестве 10-14 % для среды применения.

Основные задачи исследования:

• анализ условий эксплуатации цементного камня в зоне вечной мерзлоты и выявление основных факторов разрушения;

• исследование влияния добавки оксида хрома (III) на прочностные характеристики цементного камня при различных водотвердых отношениях;

• оценка структуры и микропористости полученного цементного камня;

• обоснование оптимального содержания добавки для повышения устойчивости к внешним воздействиям.

В статье рассмотрено влияние температурного фактора на формирование кристаллов воды внутри цеметного камня в циклах замораживания-оттаивания при гидратации. Предложен подход к утилизации отходов промышленности путем их повторного вовлечения в технологические процессы строительства скважин.

Практическая значимость работы состоит в разработке эффективной рецептуры модифицированного тампонажного состава, обеспечивающего повышенную герметичность и долговечность крепления скважин в районах вечной мерзлоты. Полученные результаты могут быть использованы при проектировании работ по строительству нефтегазовых скважин в арктических и субарктических регионах.

Обзор литературы и основы исследования

Особенности цементирования в зоне многолетнемерзлых пород. Многолетнемерзлые грунты представляют собой сложную систему, состоящую из минеральной матрицы, воды в различных фазовых состояниях и газов. Температура их залегания варьируется от 0 до –15 °С и ниже. При контакте с буровыми и цементными растворами, имеющими положительную температуру, происходит локальное оттаивание породы, сопровождающееся деформациями, образованием трещин и изменением фильтрационных свойств [15-17]. Основным требованием к тампонажным материалам для таких условий является сохранение герметичности цементного кольца и устойчивости к многократным циклам замораживания и оттаивания. При этом необходимо обеспечить минимальную теплопередачу к породе, чтобы не нарушить термический баланс мерзлого массива [18, 19].

При снижении температуры ниже 0 °С скорость гидратации цемента резко падает, что приводит к недобору прочности и формированию пористой структуры [20, 21]. При замерзании воды до начала схватывания образуются ледяные включения и микротрещины, которые впоследствии служат каналами фильтрации флюидов. Таким образом, даже незначительные колебания температуры способны привести к нарушению герметичности цементного камня [22, 23].

Проблемы традиционных тампонажных цементов. Чистые портландцементы, используемые при цементировании скважин, не рассчитаны на отрицательные температуры. Они характеризуются

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

повышенной контракцией, образованием свободного $Ca(OH)_2$, низкой стойкостью к выщелачиванию и растрескиванию при замерзании [24, 25]. При замерзании водоцементной смеси происходит объемное расширение до 5 %, что вызывает внутренние напряжения и снижает прочность на изгиб до 10-15 % от нормативных значений [26, 27].

Для компенсации этих эффектов применяются различные добавки: хлорид кальция для ускорения гидратации, микрокремнезем и зола-унос для уплотнения структуры, а также полимерные и латексные модификаторы для повышения эластичности цементного камня [28]. Однако данные методы не всегда обеспечивают устойчивость при длительном воздействии отрицательных температур и агрессивных пластовых флюидов [29, 30].

Использование промышленных отходов как активных добавок. Традиционно в бурении широко используют вторичные продукты промышленности, которые обладают активной минеральной структурой и способны улучшать физико-механические свойства цементов [31-33]. К числу таких материалов относятся золы-уноса, шламы сернокислотного и нефтехимического производств, металлургические шлаки, красные шламы, катализаторные отходы [34, 35].

Хромсодержащие катализаторные шламы являются побочным продуктом химической промышленности, содержащим оксиды хрома, железа, алюминия и кремния [36, 37]. После восстановления шламов до стабильного состояния с содержанием Cr^{3+} они могут быть использованы как активные минеральные добавки [38, 39]. Их применение способствует не только повышению эксплуатационных свойств цементного камня, но и решает задачу экологически безопасной утилизации опасных отходов [40, 41].

Методы

Методика подготовки восстановленного оксида хрома (III). Хром является переходным металлом с выраженными восстановительно-окислительными свойствами и способен существовать в различных степенях окисления, наиболее устойчивыми из которых являются Cr(III) и Cr(VI). Соединения шестивалентного хрома характеризуются высокой токсичностью и подлежат обязательному обезвреживанию, тогда как трехвалентные формы химически стабильны и могут использоваться в качестве активных минеральных добавок. Согласно запатентованному способу (патент RU 2796659 C1), перевод Cr(VI) в безопасную форму Cr(III) осуществляется путем восстановления метабисульфитом натрия в суспензии катализаторного шлама при 70-85 °C и соотношении восстановителя к пульпе 0,005:1, что обеспечивает до 99 % эффективности процесса. Полученный осадок – гидроксид хрома (III) после фильтрации и сушки может быть использован как источник оксида хрома (III) в составе тампонажных растворов.

Соединения Cr_2O_3 улучшают структуру цементного камня, повышая его плотность, морозостойкость и стойкость к химическому воздействию, что делает их перспективными для применения при цементировании скважин в зоне многолетнемерзлых пород [42, 43].

Восстановление метабисульфитом натрия (табл.1) проходит по реакции:

$$4CrO^{2-}_{4(ж)} + 3S_2O^{2-}_{5(ж)} + 7H_2O \rightarrow 3Cr(OH)_{3(тв)} + 6SO^{2-}_{4(ж)} + 2OH^{-}_{(ж)}.$$

Таблица 1

Материальный баланс процесса восстановления [42]

Приход	Количество, кг	Расход	Количество, кг
Пульпа катализаторного шлама	359	Восстановленная пульпа катализаторного шлама	361,52
Жидкая фаза	180	Жидкая фаза	180
Твердая фаза	179	Твердая фаза	181,52
Метабисульфит натрия	2,52		
Итого	361,52	Итого	361,52

Методика проведения исследования. Рассматриваются четыре тампонажных состава: базовый, часто используемый при цементировании скважин в интервалах ММП, на основе ПЦТ с ускорителем схватывания (№ 1); на основе ПЦТ (№ 2); на основе ПЦТ с добавлением оксида хрома (III) (№ 3); на основе ПЦТ с хлоридом кальция и добавлением оксида хрома (III) (№ 4). Характеристики

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

базового состава необходимы в качестве начальных данных и для сравнения с характеристиками альтернативных составов.

Каждый состав затворен с двумя водотвердыми соотношениями (В/Т), равными 0,4 и 0,5, кроме состава № 4.2, так как в ходе исследования было выявлено, что Cr_2O_3 действует лучше при повышенном значении водотвердого отношения.

Рецептуры добавок тампонажных составов с основным вяжущим веществом ПЦТ-I-50: № 1 – базовый, 2 % $CaCl_2$; № 2 – чистый; № 3 – 4 % Cr_2O_3; № 4.1 – 4 % Cr_2O_3 и 2 % $CaCl_2$; № 4.2 – 2 % Cr_2O_3 и 2 % $CaCl_2$. Назначение добавок: Cr_2O_3 – повышение прочностных характеристик, $CaCl_2$ – повышение скорости гидратации, понижение времени схватывания цементного раствора, ускорение набора прочности.

Требуемая масса пробы цемента для затворения раствора рассчитывается по формуле

$$m_{см} = \frac{m_в}{В/Т},$$

где $m_в$ – масса воды, кг.

Компоненты смеси взвешиваются на настольных лабораторных весах A&D DX-500 с погрешностью ±0,02 г. Для приготовления тампонажных растворов используется верхнеприводная мешалка IKA Eurostar power control-visc 6000. Замешивание происходит путем добавления компонентов сухой тампонажной смеси в стакан смесителя с технической водой и перемешивания в течение 180±5 с при скорости вращения 1500±100 об/мин.

Для определения растекаемости цементного раствора используется конус растекаемости КР-1 (АзНИИ), для измерения прочностных характеристик образцов цемента на сжатие и изгиб – пресс испытательный CONTROLS Digimax 3.

Плотность тампонажного раствора определяется на весах рычажных FANN 140. Структура тампонажного камня исследуется на сканирующем электронном микроскопе TESCAN VEGA3 с приставкой для элементного анализа.

Для изучения внутренней структуры цементного камня используется микротомограф SkyScan 1173. Помимо определения общей открытой пористости и формы порового пространства в объеме образца, прибор позволяет выявить физические и химические изменения, включая фильтрационные, возникающие при применении кислотных обработок, и оценить минеральный состав и распределение минеральных агрегатов.

Для выдержки образцов цементного камня при отрицательной температуре и для имитации циклического изменения использовался криостат с климатической камерой [43], для определения фазового состава цементного камня – рентгеновский порошковый дифрактометр XRD-7000 фирмы Shimadzu.

Обсуждение результатов

Цель экспериментов – доказать, что предложенный тампонажный состав с добавлением оксида хрома (III) имеет преимущество в прочности и морозостойкости по сравнению с базовым (№ 1).

Задачи экспериментов: подобрать состав и водотвердое соотношение тампонажного раствора, при которых будут достигнуты оптимальная прочность на сжатие и изгиб, а также морозостойкость; испытать на прочность тампонажные составы, затвердевшие в нормальных условиях (20 °С) и при отрицательных температурах (–5 °С); испытать на прочность тампонажные камни, подвергнутые циклическому изменению температуры в процессе затвердевания.

Таблица 2

Результаты измерений прочности на сжатие и изгиб составов, выдержанных при 20 °С в течение 2 сут

Номер состава	В/Т	Прочность на сжатие, МПа	Прочность на изгиб, МПа
1	0,4	23,22	4,36
	0,5	17,16	3,61
2	0,4	21,77	7,69
	0,5	11,75	4,05
3	0,4	18,28	6,33
	0,5	12,45	5,25
4.1	0,4	18,14	4,71
	0,5	16,55	4,36
4.2	0,5	12,05	4,95

В табл.2 представлены результаты измерений прочности всех составов на сжатие и изгиб.

Как видно из табл.2, составы № 3, № 4.1 и № 4.2 с добавлением Cr_2O_3 обладают пониженным значением прочности на сжатие, однако имеют более высокое значение прочности на изгиб. Прочность на изгиб является более важным показателем нежели прочность на сжатие, поскольку в криолитозоне цементный камень испытывает внутренние

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

растягивающие напряжения вследствие замерзания воды. Камень с высокой прочностью на сжатие, но с низкой способностью к изгибу будет трескаться от таких напряжений.

Следующим этапом эксперимента является испытание на прочность цементных кубиков, выдержанных в течение 7 сут при температуре –5 °С.

Размещение образцов в морозильную камеру производилось по ГОСТ 30744-2001. Влажность образцов в морозильной камере обеспечивалась без контакта с воздушной средой за счет герметичной упаковки на образцах, так как при твердении тампонажного камня в замкнутом пространстве они не подвергаются высыханию, а влияние влажности на прочность существенна.

Твердение тампонажных образцов в нормальных условиях при температуре жидкости 20 °С проводилось в водяной бане.

Таблица 3

Прочность на сжатие составов, выдержанных в течение 7 сут при –5 °С

Номер состава	В/Т	Прочность на сжатие, МПа
1	0,4	13,69
	0,5	12,82
2	0,4	7,67
	0,5	5,53
3	0,4	7,05
	0,5	5,98
4.1	0,4	19,94
	0,5	12,56
4.2	0,5	13,11

В табл.3 представлены результаты испытания прочности на сжатие составов, находившихся в морозильной камере 7 сут при температуре –5 °С (рис.1). Отметим, что добавление Cr_2O_3 снижает показатель прочности на сжатие при В/Т = 0,4, но повышает при В/Т = 0,5. После разрушения в образцах можно было заметить явные включения Cr_2O_3.

На рис.1 видно, что образцы всех составов имеют трещины, доказывающие негативное воздействие низкой температуры на тампонажный камень.

Следующим этапом является исследование образцов на прочность после циклического изменения температуры. Образцы стояли в морозильной камере, в которой температура менялась согласно графику (рис.2). Измерение температуры цементного камня осуществлялось контактным способом с применением регистратора температуры Testo 905-T2, внесенного в ГосРеестр средств измерений и имеющего действующую поверку С-СП/28-11-2025/484519722.

В табл.4 показаны результаты испытания прочности на сжатие составов № 2 и № 3, которые были подвержены циклическому изменению температуры в течение 3 сут. Можно заметить, что добавление Cr_2O_3 незначительно снижает показатель прочности на сжатие при В/Т = 0,4, однако сильно повышает это значение при В/Т = 0,5.

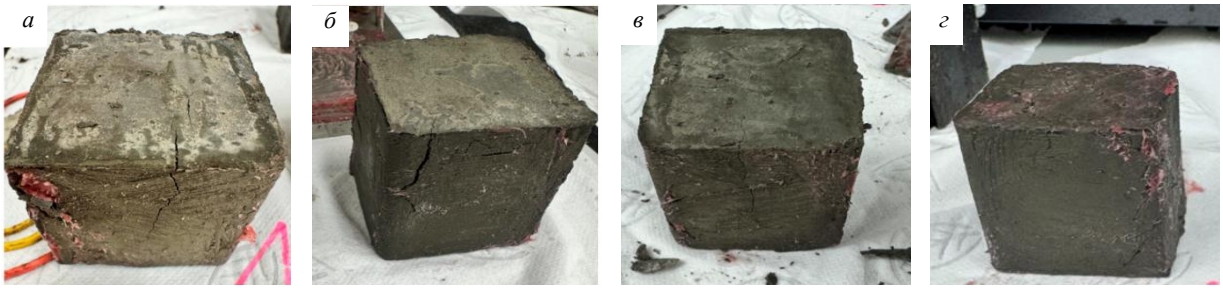


Рис.1. Цементные кубы, выдержанные при температуре –5 °С в течение 7 сут:
а – состав № 1; *б* – состав № 2; *в* – состав № 3; *г* – состав № 4.1

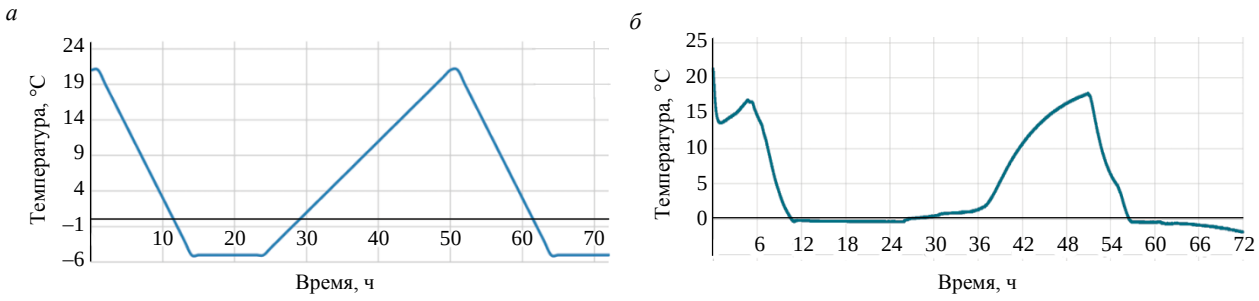


Рис.2. Изменение температуры в морозильной камере (*а*) и температуры цементного камня в морозильной камере (*б*)

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Таблица 4

Прочность на сжатие составов № 2 и № 3, выдержанных в течение 3 сут

Номер состава	В/Т	Прочность на сжатие, МПа
2	0,4	13,460
	0,5	6,09
3	0,4	12,735
	0,5	10,395

Таблица 5

Прочность на сжатие составов, выдержанных в течение 2 сут при –5 °С

Номер состава	В/Т	Прочность на сжатие, МПа
1	0,4	3,78
	0,5	0,72
2	0,5	0,1
3	0,5	0,8
4.1	0,4	3,56
	0,5	2,15
4.2	0,5	2,14

В табл.5 представлены результаты испытания на прочность образцов, находившихся в морозильной камере 2 сут при температуре –5 °С (рис.3). Добавление Cr_2O_3 снижает показатель прочности на сжатие при В/Т = 0,4, но повышает эти значения при В/Т = 0,5. Содержание 2 % Cr_2O_3 приводит к лучшим результатам в сравнении с содержанием 4 % в образцах с В/Т 0,5. Это связано с более благоприятными условиями диспергирования добавки и протекания гидратационных процессов. При В/Т 0,4 влияние добавки на прочность выражено незначительно.

На основании результатов исследований (табл.4, 5) можно сделать вывод, что добавление Cr_2O_3 целесообразно при В/Т = 0,5, такое значение водотвердого отношения указано в паспорте ПЦТ-I-50.

Можно заметить, что образец с добавлением хромового шлама и хлорида кальция не разрушился после испытания в камере (состав № 4.1).

Следующей стадией исследования являлось определение растекаемости тампонажного раствора: состав № 4.1 – 230 мм, состав № 1 – 170 мм. Низкие реологические характеристики позволяют увеличить скорость восходящего потока цементного раствора, так как он будет оказывать меньше напряжения на горные породы. При увеличении скорости восходящего потока цементного раствора повышается качество цементирования за счет лучшего замещения бурового раствора тампонажным.

Далее определялся фазовый состав цементного камня (рис.4).

Хром (III) и (VI) может замещать алюминий Al^{3+} в структуре цементных минералов, образуя новые стабильные соединения. Хромовые оксиды способны взаимодействовать с силикатами и алюминатами кальция, изменяя фазовый состав и плотность цементного камня. Такое взаимодействие способствует формированию более однородной структуры и повышает стойкость материала к воздействию внешней среды.

По данным рентгеноструктурного анализа добавки видно, что из кристаллических фаз в образце присутствуют смесь альфа- и дельта оксида алюминия, а также идентифицируются грубодисперсные кристаллиты твердого раствора Cr_2O_3-Al_2O_3 (хромалюминиевый оксид). Из данных рентгеноструктурного анализа видно, что в нем присутствует высокая доля аморфной фазы. Химический состав твердой фазы катализаторного шлама до и после кипячения не изменяется. Основная масса твердой фазы катализаторного шлама представлена оксидом алюминия, оксидом кремния, хромсодержащими соединениями и примесными элементами (железо, калий, кальций, марганец и цирконий), общее количество которых в пересчете на оксиды не превышает 4,1 мас.%.

а *б*

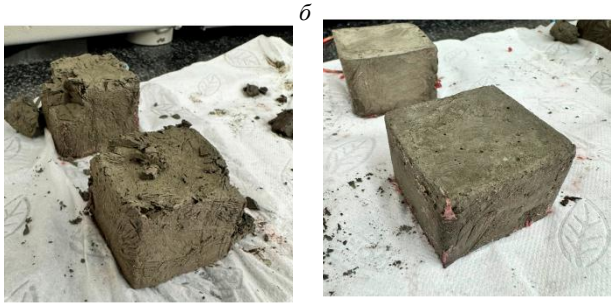


Рис.3. Образцы цементного камня, выдержанного в морозильной камере в течение 2 сут при –5 °С: *а* – состав № 2; *б* – состав № 4.1

При внедрении рассматриваемой добавки в цементную систему возможно образование хромсодержащих гидратов и комплексных силикатов, которые повышают прочность, морозостойкость и химическую стойкость цементного камня. Уменьшение содержания нестабильных

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

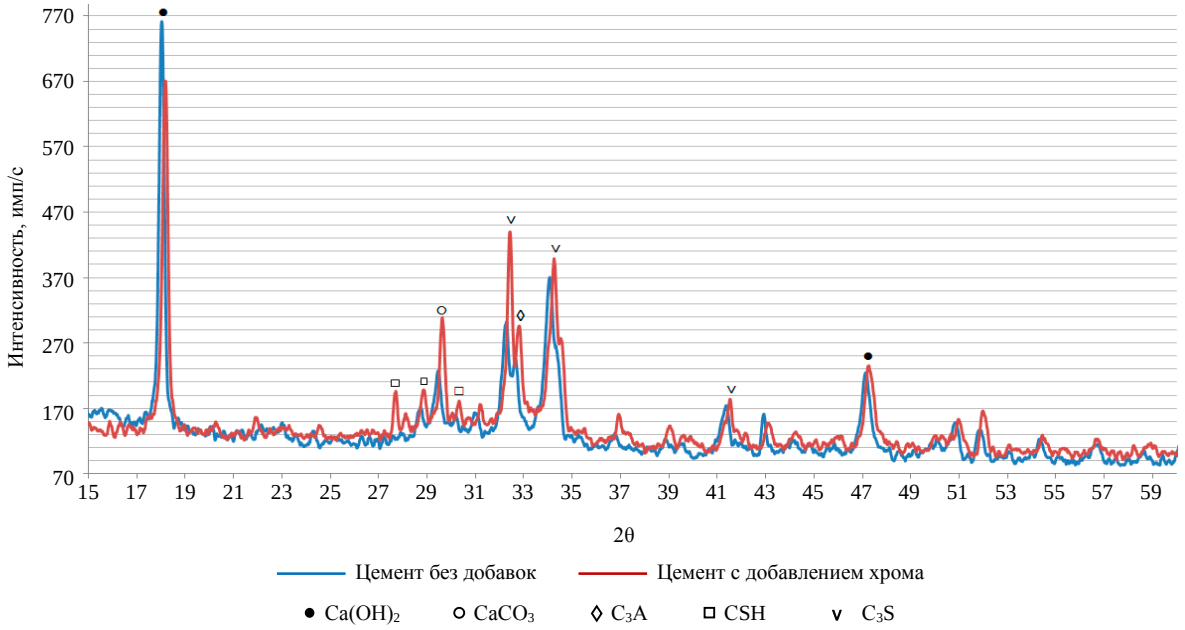


Рис.4. Результат рентгенофазового анализа составов № 2 и № 3

соединений, например, свободного оксида кальция, снижает вероятность образования трещин при циклических изменениях температуры, что особенно важно для эксплуатации в условиях многолетнемерзлых пород.

Рентгенофазовый анализ показал, что при добавлении хрома в цементный состав произошли изменения в фазовом составе цементного камня (рис.4):

• Интенсивность пиков, соответствующих $Ca(OH)_2$, у состава с добавлением хрома ниже, чем у чистого цемента. Свободный портландит ($Ca(OH)_2$) является слабой фазой, подверженной выщелачиванию и разрушению под действием агрессивных вод. Меньшее содержание $Ca(OH)_2$ увеличивает долговечность и стойкость к агрессивным средам, что критично для условий вечной мерзлоты.

• На рис.4 видно усиление интенсивности пиков, относящихся к CSH при добавлении Cr_2O_3; CSH (гидросиликат кальция) – это основная связующая фаза цементного камня, обеспечивающая его прочность и плотность. Чем больше CSH-фазы, тем прочнее и стабильнее структура цементного камня. Добавление оксида хрома способствует образованию более плотной и прочной структуры, способной выдерживать механические нагрузки и термические перепады в зоне многолетнемерзлых пород.

После рентгенофазового анализа цементный камень был отсканирован на микротомографе SkyScan 1173, чтобы определить внутреннюю структуру. Результаты исследования составов № 2 и № 3, прошедших испытание в камере с циклическим изменением температуры, представлены на рис.5.

Состав № 3 имеет более плотную структуру с меньшим количеством каналов в сравнении с составом № 2 после опыта с циклическим изменением температуры в течение 3 сут. Это важный показатель, так как по образованным каналам может мигрировать флюид, что приводит к межколонным перетокам.

После проведения сканирования на микротомографе составы № 2 и № 3 были помещены в электронный микроскоп TESCAN VEGA3. Полученные изображения представлены на рис.6.

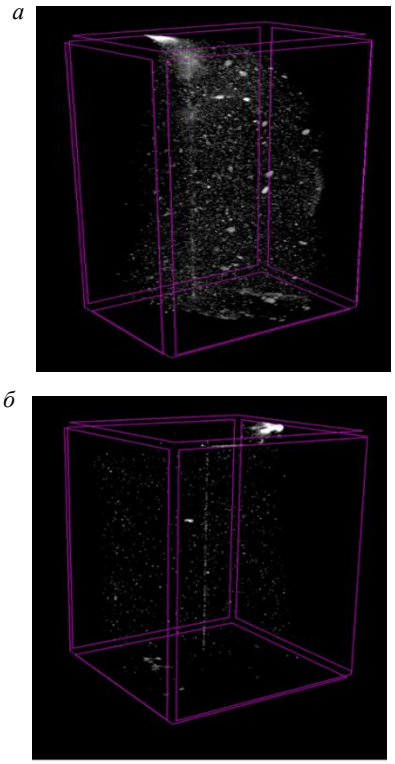


Рис.5. Внутренняя структура составов № 2 (*а*) и № 3 (*б*) с В/Т = 0,5 после испытания в морозильной камере

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

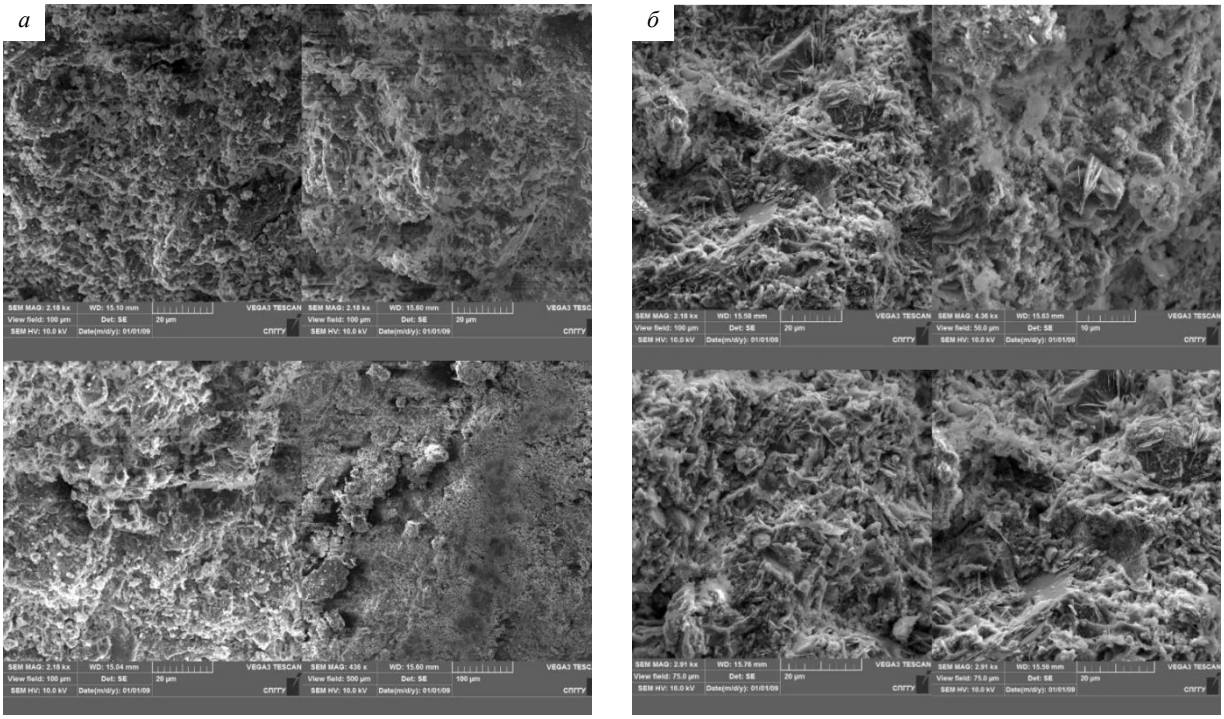


Рис.6. Результаты сканирования составов № 2 (*а*) и № 3 (*б*)

Плотная микроструктура снижает количество микропор, улучшая механическую прочность на сжатие и изгиб. Меньшее количество свободного $Ca(OH)_2$ и наличие хромсодержащих фаз приводят к более плотному цементному камню, что снижает фильтрацию воды и предотвращает выщелачивание.

Заключение

Установлено, что применение оксида хрома (Cr_2O_3) в составе тампонажного раствора оказывает положительное влияние на его свойства при В/Т = 0,5. Данный состав обеспечивает формирование более прочного цементного камня, что особенно важно для условий криолитозоны, где наличие микротрещин и пор может привести к межколонным перетокам и снижению герметичности крепи.

Результаты микротомографического анализа показали, что структура цементного камня с добавлением хрома становится более однородной, с меньшим количеством внутренних каналов и пор. Несмотря на то, что общая плотность цементного камня не изменялась (в связи с эквивалентной заменой 24 г цементного порошка на 24 г оксида хрома), наблюдается улучшение внутренней структуры, что свидетельствует о снижении проницаемости и потенциальном повышении долговечности материала.

Наблюдаемое уменьшение количества внутренних каналов и более однородная структура образцов с добавкой оксида хрома (III) могут свидетельствовать о потенциальном снижении проницаемости цементного камня.

Рентгенофазовый анализ подтвердил, что в присутствии оксида хрома уменьшается содержание $Ca(OH)_2$, что указывает на более полное протекание процессов гидратации. При этом наблюдается увеличение интенсивности пиков, соответствующих гидросиликатам кальция (CSH), а также алюминатным и силикатным фазам (C_3A и C_2S), что напрямую связано с ростом прочностных характеристик материала. Стабильные хромовые соединения замедляют процессы деградации цементного камня, продлевая срок эксплуатации скважины.

Использование оксида хрома способствует увеличению растекаемости раствора, значительно облегчает его закачку и улучшает качество заполнения затрубного пространства. Низкие реологические характеристики позволяют увеличить скорость восходящего потока цементного раствора, поскольку он оказывает меньшее давление на стенки скважины и окружающие горные породы. Увеличение скорости потока способствует более эффективному замещению бурового раствора тампонажным, что напрямую влияет на повышение качества цементирования.

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Снижение водопоглощения и плотная структура цементного камня уменьшают риск разрушения при замерзании и оттаивании. Перспективным продолжением исследования могут быть оптимизация состава тампонажного раствора с хромовыми добавками в разных климатических условиях, изучение влияния добавки на реологию раствора при экстремально низких температурах, а также проведение полевых испытаний на реальных скважинах с многолетнемерзлыми породами.

Вопрос долговечности цементного камня особенно актуален для скважин, эксплуатируемых в условиях многолетнемерзлых пород. Основные потенциальные проблемы связаны с разрушением цементного камня при многократных циклах замораживания-оттаивания. Добавление хромового шлама позволяет минимизировать эту проблему за счет снижения содержания капиллярной влаги. Также хромсодержащие соединения способны повышать химическую стойкость цементного камня, предотвращая его разрушение под действием грунтовых вод (выщелачивание цемента).

Таким образом, добавка Cr_2O_3 позволяет улучшить внутреннюю структуру цементного камня, повысить его прочностные и технологические характеристики, сохранив при этом его плотность. Это делает добавку эффективным решением при цементировании скважин в зоне многолетнемерзлых пород.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Блинов П.А., Садыков М.И., Гореликов В.Г., Никишин В.В.* Разработка и исследование тампонажных составов с улучшенными упруго-прочностными свойствами для крепления нефтяных и газовых скважин // Записки Горного института. 2024. Т. 268. С. 588-598.

2. *Dvoynikov M., Kutuzov P.* Identification of Critical and Post-Critical States of a Drill String Under Dynamic Conditions During the Deepening of Directional Wells // Eng. 2025. Vol. 6. Iss. 11. № 306. DOI: 10.3390/eng6110306

3. *Yang Li, Yuanfang Cheng, Chuanliang Yan et al.* Mechanical study on the wellbore stability of horizontal wells in natural gas hydrate reservoirs // Journal of Natural Gas Science and Engineering. 2020. Vol. 79. № 103359. DOI: 10.1016/j.jngse.2020.103359

4. *Litvinenko V.* The Role of Hydrocarbons in the Global Energy Agenda: The Focus on Liquefied Natural Gas // Resources. 2020. Vol. 9. Iss. 5. № 59. DOI: 10.3390/resources9050059

5. *Зайцев В.И., Карпиков А.В.* Анализ особенностей строительства эксплуатационных скважин в условиях многолетнемерзлых пород // Науки о Земле и недропользование. 2024. Т. 47. № 3. С. 302-315. DOI: 10.21285/2686-9993-2024-47-3-302-315

6. *Xuerui Wanga, Baojiang Sun, Zhiyuan Wang et al.* Coupled heat and mass transfer model of gas migration during well cementing through a hydrate layer in deep-water regions // Applied Thermal Engineering. 2019. Vol. 163. № 114383. DOI: 10.1016/j.applthermaleng.2019.114383

7. *Zhen-quan Lu, Chu-guo Wu, Neng-you Wu et al.* Change trend of natural gas hydrates in permafrost on the Qinghai-Xizang Plateau (1960-2050) under the background of global warming and their impacts on carbon emissions // China Geology. 2022. Vol. 5. Iss. 3. P. 475-509. DOI: 10.31035/cg2022034

8. *Кучин В.Н., Сидоров В.А., Коптева А.И.* Крепление скважин и разобщение пластов в интервалах залегания многолетнемерзлых пород: научно-методические основы // Neftegaz.RU. 2025. № 7 (163). С. 37-41.

9. *Gizatullin R., Dvoynikov M., Romanova N., Nikitin V.* Drilling in Gas Hydrates: Managing Gas Appearance Risks // Energies. 2023. Vol. 16. Iss. 5. № 2387. DOI: 10.3390/en16052387

10. *Xuerui Wang, Zhenhao Li, Baojiang Sun et al.* Coupling mechanisms between cement hydration and permafrost during well construction in the Arctic region // Geoenergy Science and Engineering. 2023. Vol. 222. № 211429. DOI: 10.1016/j.geoen.2023.211429

11. *Yucheng Xue, Chengwen, Wang Jingping Liu et al.* A cement hydration kinetics model and its application in designing cement formulation for natural gas hydrate well // Cement and Concrete Research. 2024. Vol. 179. № 107483. DOI: 10.1016/j.cemconres.2024.107483

12. *Кузнецов В.Г., Щербич Н.Е., Герасимов Д.С. и др.* Основные требования к свойствам тампонажного раствора и камня для низкотемпературных скважин // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2019. № 5 (137). С. 57-63. DOI: 10.31660/0445-0108-2019-5-57-63

13. *Ершиев К.Т., Ахметов Д.А., Айткулов Е.К. и др.* Обобщение опыта применения гравитационного способа ликвидации межколонного давления // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2021. Т. 3. № 3 (8). С. 43-51. DOI: 10.54859/kjogi88919

14. *Rybakov D.A., Dorokhin E.G., Andreev K.V., Straupnik I.A.* Flushing Fluid Dynamics in a Flowing Piston with Confusor Transition Modelling // International Journal of Engineering, Transactions A: Basics. 2025. Vol. 38. Iss. 4. P. 937-944. DOI: 10.5829/ije.2025.38.04a.21

15. *Zhenyu Wu, Liang Xu, Bing Li et al.* Hydrothermal coupling model between wellbore and permafrost for drilling in arctic cold regions // International Journal of Heat and Mass Transfer. 2024. Vol. 235. № 126236. DOI: 10.1016/j.ijheatmasstransfer.2024.126236

16. *Ghosal Mainak, Chakraborty A.K.* Engineering the properties of nanomaterials for its use in cement concrete // Materials Today: Proceedings. 2021. Vol. 46. Part 17. P. 7502-7506. DOI: 10.1016/j.matpr.2021.01.206

17. *Sheng Wang, Liming Jian, Zhihong Shu et al.* Preparation, properties and hydration process of low temperature nano-composite cement slurry // Construction and Building Materials. 2019. Vol. 205. P. 434-442. DOI: 10.1016/j.conbuildmat.2019.02.049

18. *Fang Jin, Feng Huang, Guobiao Zhang et al.* Feasibility assessment of enhancing permeability and stability in marine hydrate reservoirs with dual-enhanced stimulation: Slurry-sediment cementation characteristics // Applied Ocean Research. 2025. Vol. 158. № 104545. DOI: 10.1016/j.apor.2025.104545

19. *Xuerui Wang, Baojiang Sun, Songyan Li et al.* Numerical modeling of hydration performance for well cement exposed to a wide range of temperature and pressure // Construction and Building Materials. 2020. Vol. 261. № 119929. DOI: 10.1016/j.conbuildmat.2020.119929

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

20. *Xuerui Wang, Baojiang Sun, Yonghai Gao et al.* Numerical simulation of the stability of hydrate layer during well cementing in deep-water region // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2019. Vol. 176. P. 893-905. DOI: 10.1016/j.petrol.2019.02.003

21. *Yuhuan Bu, Rui Ma, Huajie Liu et al.* Low hydration exothermic well cement system: The application of energy storage microspheres prepared by high-strength hollow microspheres carrying phase change materials // Cement and Concrete Composites. 2021. Vol. 117. № 103907. DOI: 10.1016/j.cemconcomp.2020.103907

22. *Николаев Н.И., Лю Тяньлэ.* Современные технологии бурения и крепления скважин при разведке газовых гидратов // Записки Горного института. 2016. Т. 218. С. 206-214.

23. *Yuhuan Bu, Zilong Lu, Chang Lu et al.* Synthesis and performance evaluation of hydrate dissociation inhibitors suitable for cementing hydrate formations // Fuel. 2025. Vol. 386. № 134197. DOI: 10.1016/j.fuel.2024.134197

24. *Changliang Fang, Mingming Zheng, Hongzhi Lu et al.* A simplified method for predicting the penetration distance of cementing slurry in gas hydrate reservoirs around wellbore // Journal of Natural Gas Science and Engineering. 2018. Vol. 52. P. 348-355. DOI: 10.1016/j.jngse.2018.01.042

25. *Иванов В.Н., Парфенова С.Н.* Исследование адгезионной прочности цементных составов для крепления скважин в интервалах залегания многолетнемерзлых пород // Ашировские чтения: Сборник трудов Всероссийской научно-практической конференции, 21 ноября 2024, Чебоксары, Россия. В 2 томах. Самара: Самарский государственный технический университет, 2024. Т. 2. С. 98-102.

26. *Буслаев Г.В., Лаврик А.Ю., Исламов Р.Р., Муслимов Б.Ш.* Обзор современных исследований газовых гидратов и ингибиторов гидратообразования для применения при освоении скважин // Научный журнал Российского газового общества. 2024. № 2 (44). С. 16-25.

27. *Самойлович А.В., Медведев Ю.В.* Эффективное решение для крепления скважин в интервалах многолетнемерзлых пород (ММП) // Бурение и нефть. 2025. № 3. С. 40-41. DOI: 10.62994/2072-4799.2025.43.36.007

28. *Mozaffari S., Rahmani O., Piroozian A. et al.* Oil-well lightweight cement slurry for improving compressive strength and hydration rate in low-temperature conditions // Construction and Building Materials. 2022. Vol. 357. № 129301. DOI: 10.1016/j.conbuildmat.2022.129301

29. *Xueyu Pang, Lijun Sun, Min Chen et al.* Influence of curing temperature on the hydration and strength development of Class G Portland cement // Cement and Concrete Research. 2022. Vol. 156. № 106776. DOI: 10.1016/j.cemconres.2022.106776

30. *Lijun Sun, Xueyu Pang, Haibing Yan.* Hydration kinetics of oil well cement in the temperature range between 5 and 30 °C // Frontiers in Materials. 2022. Vol. 9. № 985332. DOI: 10.3389/fmats.2022.985332

31. *Nassan T.H., Kirch M., Freese C. et al.* Experimental investigation of wellbore integrity during geological carbon sequestration: Thermal- and pressure-cycling experiments // Gas Science and Engineering. 2024. Vol. 124. № 205253. DOI: 10.1016/j.jgsce.2024.205253

32. *Merzlyakov M.Y., Straupnik I.A., Serbin D.V.* Study of water-containing ability of gas-liquid cement mixtures // Topical Issues of Rational Use of Natural Resources. In 2 volumes. CRC Press, 2019. Vol. 2. P. 851-859. DOI: 10.1201/9781003014638-48

33. *Ivanchev I.* Investigation with Non-Destructive and Destructive Methods for Assessment of Concrete Compressive Strength // Applied Sciences. 2022. Vol. 12. Iss. 23. № 12172. DOI: 10.3390/app122312172

34. *Чернышов С.Е., Галкин В.И., Ульянова З.В., Макдоналд Д.И.М.* Разработка математических моделей управления технологическими параметрами тампонажных растворов // Записки Горного института. 2020. Т. 242. С. 179-190. DOI: 10.31897/PMI.2020.2.179

35. *Adjei S., Elkatatny S.* Overview of the lightweight oil-well cement mechanical properties for shallow wells // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2021. Vol. 198. № 108201. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.108201

36. *Davoodi S., Al-Shargabi M., Wood D.A., Rukavishnikov V.S.* Recent advances in polymers as additives for wellbore cementing applications: A review // Fuel. 2024. Vol. 357. Part A. № 129692. DOI: 10.1016/j.fuel.2023.129692

37. *Leusheva E., Morenov V.* Effect of Temperature Conditions in Arctic Offshore Oil Fields on the Rheological Properties of Various Based Drilling Muds // Energies. 2022. Vol. 15. Iss. 15. № 5750. DOI: 10.3390/en15155750

38. *Buslaev G., Lavrik A.* Comparative Study of Efficiency of Hydrate Inhibitors Based on Ammonium Salts and Polyvinylpyrrolidone // International Journal of Engineering: Transactions A: Basics. 2026. Vol. 39. Iss. 4. P. 898-905. DOI: 10.5829/ije.2026.39.04a.08

39. *Sotoudeh S., Ndeh-Ngwa A., Akbari S. et al.* Optimization of Primary Cementing for Heavy Oil Wells: A Simulation-Based Case Study // 44th International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering, 22-27 June 2025, Vancouver, British Columbia, Canada. ASME, 2025. № OMAE2025-155064. DOI: 10.1115/OMAE2025-155064

40. *Al Dhaif M., Al Qatari M., Toktabolat Z.* Enhancing Well Integrity with Managed Pressure Drilling and Cementing in Challenging Zones with Significant Fluid Losses // Middle East Oil, Gas and Geosciences Show, 16-18 September 2025, Manama, Bahrain. OnePetro, 2025. № SPE-227083-MS. DOI: 10.2118/227083-MS

41. *Pyagay I., Zubkova O., Zubakina M., Sizyakov V.* Method for Decontamination of Toxic Aluminochrome Catalyst Sludge by Reduction of Hexavalent Chromium // Inorganics. 2023. Vol. 11. Iss. 7. № 284. DOI: 10.3390/inorganics11070284

42. *Пягай И.Н., Зубкова О.С., Зубакина М.А.* Патент № 2796659 РФ. Способ восстановления шестивалентного хрома из технологических отходов. Опубл. 29.05.2023. Бюл. № 16.

43. *Юртаев С.Л., Громов Д.А., Ожигин А.Ю., Коптева А.И.* Патент № 2828105 РФ. Климатическая камера для исследования процесса термоотверждения образцов цементного раствора при отрицательных температурах. Опубл. 07.10.2024. Бюл. № 28.

***Авторы*: Вячеслав Николаевич Кучин,** *канд. техн. наук, заведующий лабораторией* (*Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, Санкт-Петербург, Россия*), *kuchin_vn@pers.spmi.ru*, *https://orcid.org/0000-0003-3719-3873*, **Георгий Викторович Буслаев,** *канд. техн. наук, научный руководитель лаборатории* (*Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, Санкт-Петербург, Россия*), *https://orcid.org/0000-0002-4987-8645*, **Владимир Андреевич Сидоров,** *аспирант* (*Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, Санкт-Петербург, Россия*), *https://orcid.org/0009-0002-2312-4746*, **Ольга Сергеевна Зубкова,** *канд. техн. наук, старший научный сотрудник* (*Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, Санкт-Петербург, Россия*), *https://orcid.org/0000-0002-5833-528X*.

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0