

СТРОИТЕЛЬСТВО И АРХИТЕКТУРА
BUILDING AND ARCHITECTURE

УДК 691.544

DOI: 10.21822/2073-6185-2022-49-1-149-155

Оригинальная статья / Original Paper

Исследование свойств цемента для тампонирувания нефтяных скважин

М.Ш. Саламанова

Грозненский государственный нефтяной технический университет
имени академика М.Д. Миллионщикова,
364051, Россия, г. Грозный, пр. Исаева, 100, Россия,
Комплексный научно-исследовательский институт имени Х.И. Ибрагимова
Российской академии наук,
364051, Россия, г. Грозный, Старопромысловское шоссе, 21, Россия

Резюме. Цель. Цементирование нефтяных и газовых скважин на достаточно большой глубине и при высоких температурах достаточно сложный и энергоемкий процесс, требующий использования специального цемента. Обзорный материал по тампонажным цементам подтверждает ответственность выбора этого вяжущего, способного гарантировать безопасный процесс бурения, тампонирувания и эксплуатации нефтяных скважин. Приводится классификация тампонажного цемента, ведь известно, что при цементации свободного пространства в скважине, специалисты сталкиваются с различными сложностями, связанными с температурными перепадами, разностью плотностей в земной коре. **Метод.** Исследования проводились согласно нормативным документам ГОСТ 310.3-76 Цементы. Методы определения нормальной густоты, сроков схватывания и равномерности изменения объема; ГОСТ 1581-2019 Портландцементы тампонажные. Технические условия; ГОСТ 310.4-81 Цементы. Методы определения предела прочности при изгибе и сжатии. **Результат.** Исследованы свойства тампонажного цемента ПЦТ-I-100, для замедления схватывания растворной смеси на 10 – 14 часов, в вяжущую систему вводили с водой затворения добавки замедлителя «Сульфацил» и «НТФ». Результаты исследований показали, что использование добавок замедлителей затормозило твердение системы в первые 10 часов, но после схватывания, цементный камень ускоренно добрал недостающую прочность. Водопотребность тампонажного цемента достаточно высокая 33–35%, что является обязательным для получения подвижной растворной смеси с учетом закачки ее насосами в пространство нефтяной скважины **Вывод.** Назначение тампонажного цемента подтверждает всю ответственность и важность подбора вяжущей связки тампонирувания скважин и определяется различными факторами, и в частности, гидрогеологическими условиями, температурой, уровнем грунтовых вод в пластах земной коры.

Ключевые слова: тампонажный цемент, замедлители, сроки схватывания, активность, цементный камень, нефтяные скважины, тонкость помола

Для цитирования: М.Ш. Саламанова. Исследование свойств цемента для тампонирувания нефтяных скважин. Вестник Дагестанского государственного технического университета. Технические науки. 2022; 49(1): 149-155. DOI:10.21822/2073-6185-2022-49-1-149-155

Study of cement properties for plugging oil wells

M.Sh. Salamanova

M.D. Millionshchikov Grozny State Oil Technical University
100 Kh. Isaev Ave., Grozny, 364051, Russia,
Kh. Ibragimov Complex Institute of the Russian Academy of Sciences,
21 Staropromyslovskoe highway, Grozny 364051, Russia

Abstract. Objective. Cementing oil and gas wells at a sufficiently large depth and at high temperatures is a rather complex and energy-intensive process that requires the use of special cement. The review material on oil well cements confirms the responsibility of choosing this binder, which can guarantee the safe process of drilling, plugging and operating oil wells. The classification of well cement is given, because it is known that when cementing free space in a well, specialists face various difficulties associated with temperature changes, density differences in the earth's crust. **Method.** The studies were carried out in accordance with the normative documents GOST 310.3-76 Cements. Methods for determining normal density, setting time and uniformity of volume change; GOST 1581-2019 Oil-well portland cements. Specifications; GOST 310.4-81 Cements. Methods for determining the ultimate strength in bending and compression. **Result.** The properties of grouting cement PCT-I-100 were studied, to slow down the setting of the mortar mixture for 10-14 hours, additives "Sulfatsel" and "NTF" retarders were introduced into the binder system with mixing water. The research results showed that the use of retardant additives slowed down the hardening of the system in the first 10 hours, but after setting, the cement stone quickly gained the missing strength. The water demand of oil well cement is quite high 33–35%, which is mandatory for obtaining a mobile mortar mixture, taking into account its injection by pumps into the space of an oil well **Conclusion.** The purpose of grouting cement confirms the responsibility and importance of selecting a binder for plugging wells and is determined by various factors, in particular, hydrogeological conditions, temperature, groundwater level in the layers of the earth's crust.

Key words: oil well cement, retarders, setting time, activity, cement stone, oil wells, fineness of grinding

For citation: M.Sh. Salamanova. Study of cement properties for plugging oil wells. Herald of Daghestan State Technical University. Technical Sciences. 2022; 49(1):149-155. (In Russ.) DOI:10.21822/2073-6185-2022-49-1-149-155

Введение. Развитие нефтедобывающей отрасли требует цементирования нефтяных скважин на достаточно большой глубине и при высоких температурах. Процесс тампонирувания возможно осуществлять только при использовании специального цемента. В функции этого вяжущего входит исключение опасного воздействия агрессивных газов и сред в процессе бурения, снижение давления на трубы и гарантирование безопасной эксплуатации нефтяных скважин [1–5].

И следует отметить, несмотря на незначительную область применения, это вяжущее – тампонажный цемент (ПТЦ), имеет несколько подвидов: песчанистый, солестойкий, низкогигроскопичный, утяжеленный, облегченный.

Песчанистый цемент получают в результате совместного тонкого измельчения портландцементного клинкера (50–75%) нормированного состава и чистых кварцевых песков (25–50%), с добавлением небольшого количества гипса в количестве 1,5–3%.

Солестойкий цемент – продукт двухстадийного тонкого измельчения портландцементного клинкера с кварцевыми песками.

Минералогический состав клинкера представлен алитом не менее 50%, трехкальциевым алюминатом не более 5%. Тонкодисперсные кварцевые порошки с высокой удельной поверхностью более 600–900 м²/кг с преобладанием минерала кварца SiO₂ не менее 90%. Особенность этого вида тампонажного цемента противостояние солевой агрессии, как возможного реагента грунтовых вод.

Низкогигроскопический цемент отличается своим составом от предыдущих вяжущих. Помимо портландцементного клинкера и гипса, здесь используют триэтаноламин. Это добавка катионактивного действия, создающая эффект воздухововлечения и замедления схватывания, благодаря ей образуется более пористая структура цементного камня при твердении.

Утяжеленный цемент применяют при цементировании в условиях аномально высоких пластовых давлений. Для создания более тяжелой растворной смеси в цемент вводят немолотые утяжеляющие добавки кварцевого песка или железнорудных материалов.

Облегченный цемент необходимо использовать в случае наблюдения сложных геологических условий с наличием пластов, склонных к гидроразрывам. В таком случае в цемент вводят более легкие добавки, такие как зола ТЭЦ, опока, трепел, диатомиты и др. Ну, а если предстоит ремонт участков оболочки на достаточно высокой глубине, нужно еще снизить плотность цементной смеси, то применяют добавки каолинита, микросфер алюмосиликатной природы. Так как такую массу легче закачивать, она будет проявлять адгезионные свойства к старому основанию оболочки и заполнять все дефекты. Тем более в таких ремонтных тампонажных смесях зафиксирован расширяющийся эффект [6–10, 12].

Существует и более упрощенная классификация, так как при тампонировании скважин специалисты сталкиваются с проблемой температурных перепадов, и, следовательно, тампонажный цемент делят на три категории:

- не глубокие холодные скважины с температурой $\leq 40^{\circ}\text{C}$;
- горячие скважины с температурой $50 - 100^{\circ}\text{C}$;
- сверхглубокие скважины с температурой $> 100^{\circ}\text{C}$.

Постановка задачи. Небольшой обзорный материал [3–8, 11, 13, 14], поможет представить всю ответственность выбора тампонажного цемента, ведь от этого будет зависеть качество бурения и эффективность эксплуатации нефтяных скважин. По заказу ООО «Нефть-Сервис», осуществляющей разработку нефтяного месторождения в республике Северная Осетия-Алания, были исследованы две пробы тампонажного цемента.

Была поставлена цель – исследовать свойства тампонажного цемента ПЦТ – I – 100, и в частности, сроки схватывания цементного теста и по возможности замедлить их на 10 – 14 часов для беспрепятственного протекания процессов бурения и тампонирования. В качестве замедлителей схватывания использовались добавки с рекомендуемыми дозировками «Сульфатцел» 0,8 – 1,2 % и «НТФ» 0,02 – 0,15 %.

Методы исследования. Исследования проводились согласно нормативным документам ГОСТ 310.3-76 Цементы. Методы определения нормальной густоты, сроков схватывания и равномерности изменения объема; ГОСТ 1581-2019 Портландцементы тампонажные. Технические условия.

Пробы предварительно высушенных в сушильном шкафу при температуре 105°C в течение 2 часов тампонажного цемента просеивались через сито с сеткой №09. Эта процедура была необходимой, так как цемент был несвежим и прощупывалось достаточно большое количество комков, которые отрицательно сказались бы на результатах эксперимента. Тонкость помола подготовленных проб, просеянных сквозь сито с сеткой №008, составила 12,4 – 12,6 %. Для определения сроков схватывания цементного теста, предварительно необходимо определить количество воды затворения для получения теста нормальной консистенции (НГЦТ).

На рис. 1 представлена последовательность проведения исследований. Следует заметить, что в процессе приготовления цементного теста наблюдалось водоотделение, в пробе №1 это явление проявилось чуть выше, чем в пробе №2.

Для определения НГЦТ использовали прибор Вика, но иглу заменяли пестиком. Опытным путем удалось найти номинальное значение этого показателя, определялось оно по стрелке левой шкалы прибора, когда пестик не доходил до пластины до деления 5–6 мм.

В табл. 1 представлены результаты испытаний тампонажного цемента ПЦТ – I – 100. Нормальная консистенция проб тампонажного цементного теста изменялась в пределах 33,2 – 35,0%, следует отметить, что показатель водопотребности на 8–10% выше, чем у портландцемента АО «Чеченцемент».



Просеивание ПТЦ и приготовление цементного теста
Screening of PTC and preparation of cement paste



Определение нормальной плотности цементного теста и сроков схватывания

Determination of the normal density of cement paste and setting time

Рис.1. Последовательность определения свойств цементного теста

Fig.1. Sequence of definition cement paste properties

Объяснению сопоставимой разницы служит более высокая удельная поверхность тампонажного цемента, что составляет $S_{уд} = 433 \text{ м}^2/\text{кг}$.

Таблица 1. Нормальная плотность цементного теста
Table 1. Normal density of cement paste

№ пробы Sample number	Навеска цемента, гр. Hinge of cement, gr	Количество воды, гр. Quantity water, gr.	НГЦТ, % NGCT, %
1	400	139,2	34,8
	400	140,0	35,0
	400	139,1	34,7
2	400	133,1	33,3
	400	133,0	33,2
	400	132,9	33,2

Далее необходимо проследить, как добавки-замедлители «Сульфацил» и «НТФ» будут изменять показатель водопотребности смеси. Проводились испытания по определению оптимальной дозировки замедлителей, ведь была поставлена цель – замедлить начало схватывания на 10 – 14 часов.

В ходе эксперимента установлены следующие дозировки замедлителей:

- «Сульфацил» 1 % от массы цемента;
- «НТФ» 0,5 % от массы цемента.

Обсуждение результатов. Следует отметить следующие технологические особенности, обнаруженные в процессе исследований: добавка «Сульфацил» привела к увеличению нормальной консистенции цементного теста до 36,2%, при растворении в воде проявился эффект коагулирования, образовался густой гель, который и привел к повышению водопотребности.

Добавка «НТФ» моментально растворилась в воде затворения, сложностей как в первом случае не наблюдалось, да к тому же повышение водопотребности практически не зафиксировано, среднее арифметическое значение НГЦТ составило 33,4%.

Для выполнения поставленных задач, необходимо найти начало и конец схватывания тампонажного цементного теста, исследовались две пробы цемента ПЦТ–I–100 без добавочные и с замедлителями. Для проведения эксперимента пестик заменяем иглой прибора Вика, но пестик закрепляем на цилиндрическом, металлическом стержне.

Эксперимент проводим согласно ГОСТ 310.3-76 Цементы. Методы определения нормальной густоты, сроков схватывания и равномерности изменения объема; ГОСТ 1581-2019 Портландцементы тампонажные. Технические условия. Результаты исследования в таблице 2.

Таблица 2. Сроки схватывания цементного теста

Table 2. Setting time of cement paste

№ опыта Experience number	Навеска цемента, гр. Weight of cement, gr.	Добавка замедлитель, гр. Additive retarder, gr.	Количество воды, гр. Quantity water, gr.	Начало схватывания, час–минута Start setting, hour-minute	Конец схватывания, час–минута End setting, hour-minute
1	400	-	139,2	4–30	5–20
	400	-	140,0	4–29	5–18
	400	-	139,1	4–30	5–21
2	400	-	133,1	4–32	5–22
	400	-	133,0	4–33	5–21
	400	-	132,9	4–32	5–22
Сульфацил 1% от массы цемента/ Sulfacel 1% by weight of cement					
3	400	4	145,0	13–10	14–42
	400	4	145,2	13–12	14–40
	400	4	145,1	13–13	14–41
НТФ 0,5% от массы цемента/ NTF 0.5% by weight of cement					
4	400	2	133,6	12–01	13–10
	400	2	133,5	12–00	13–12
	400	2	133,5	12–02	13–14

Анализ проведенных результатов показал, что используемые добавки замедлители позволили на 8–9 часов замедлить начало схватывания, что способствовало созданию качественной цементной оболочки вокруг обсадной колонны, защищающей от сдвижек пластов, от контакта с грунтовыми водами, газов и агрессивных сред. Еще один важный показатель качества тампонажного цемента, прочность на сжатие в начальные сроки твердения, так как полученная оболочка должна быть достаточно плотной, прочной и иметь высокую адгезию, как с колонной, так и со стенками ствола в пробуренном пласте горной породы (рис. 2). Исследования проводили согласно ГОСТ 310.4-81 Цементы. Методы определения предела прочности при изгибе и

сжатии. Испытание образцов балочек размером 40x40x160 мм проводили с помощью гидравлического прессы ИП-500.

Полученные результаты исследований дают возможность проследить динамику набора прочности, использование добавок замедлителей затормозило твердение системы в первые 10 часов, но после схватывания, этот процесс интенсифицировался, цементный камень ускоренно добрал недостающую прочность. Сопоставимо с без добавочными композициями, активность составов 3 и 4 через 20 – 25 часов возросла на 20-30%.

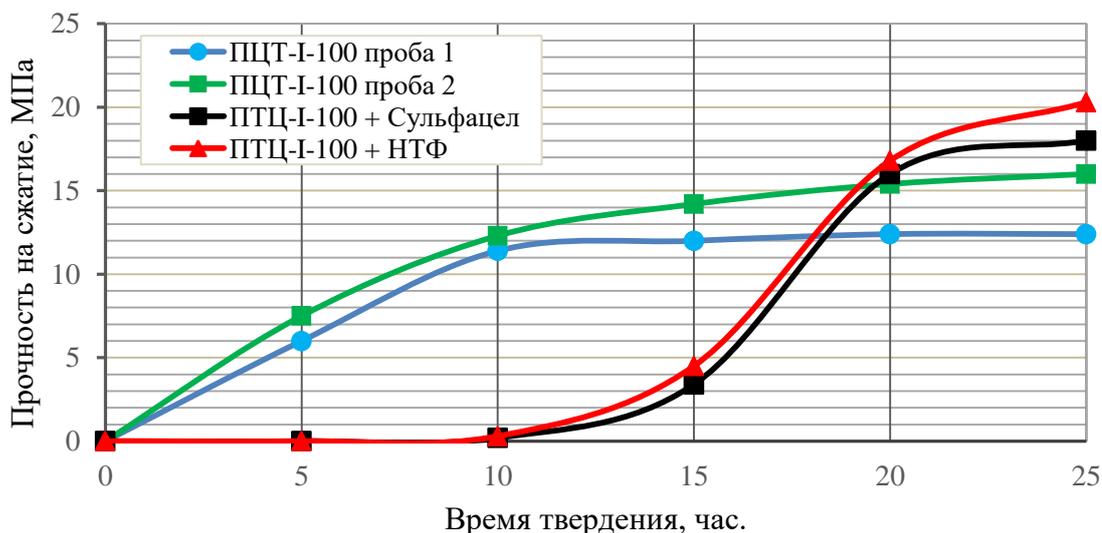


Рис.2. Кинетика набора прочности в первые часы твердения
Fig.2. Kinetics of curing in the first hours of curing

Исследуемый тампонажный цемент ПЦТ-I-100 предназначен для работы в условиях умеренных температур 50 – 100°C, и добавки замедлителя НТФ в дозировке 0,5% с запасом позволят качественно провести процесс бурения и тампонирувания. Водопоглощаемость тампонажного цемента достаточно высокая 33–35%, что является обязательным для получения подвижной растворной смеси, с учетом закачки ее насосами в пространство нефтяной скважины.

Вывод. Таким образом, назначение тампонажного цемента подчеркивает всю ответственность и важность подбора вяжущей связки, добавки замедлителей. Это необходимо для того, чтобы специалисты успели своевременно заделать и зафиксировать раствором свободное пространство между стенками ствола пласта земной коры и обсадной колонны, а после схватывания оболочка должна обеспечивать надежную защиту от грунтовых вод или гидроразрывов слоев из-за разной плотности. К тому же цементная оболочка будет служить защитой для обсадной стальной трубы от коррозионных и агрессивных воздействий.

Библиографический список:

1. Белоусов Г.А. Цементирование эксплуатационных колонн в условиях АНПД // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. М.: ОАО «ВНИИОИГ», 2005. № 11. С. 32-33.
2. Булатов А.И. Технология цементирования нефтяных и газовых скважин. М.: Недра, 2002. 225 с.
3. Лукманов Р.Р. Метод прогноза и изменения свойств тампонажных растворов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. М.: ОАО «ВНИИОИГ», 2005. № 8. С. 38-42.
4. Николаев Н.И., Иванов А.И. Повышение эффективности бурения нефтяных и газовых скважин в осложненных условиях // Записки Горного института. 2009. № 183. С. 67-71.
5. Николаев Н.И., Хаоя Лю Результаты исследования зоны контакта «цементный камень – горная порода» // Записки Горного института. 2017. Т. 226. С. 428-434.
6. Овчинников П.В. Специальные тампонажные композиции для цементирования газовых скважин // Известия вузов. Нефть и газ. 2002. № 6. С. 14-18.
7. Vlinov P.A., Dvoynicov M.V. Rheological and filtration parameters of the polymer salt drilling fluids based on xanthan gum // Journal of Engineering and Applied Sciences. 2018. № 13. P. 5661-5664.
8. Wagh A.S., Natarajan R., McDaniel R.L. et al. Ceramicrete blends produce strong, low-permeability cements for arctic use // Oil and Gas Journal. 2005. Vol. 104. № 19. P. 48-52.
9. Brandl A., Cutler J., Seholm A., Sansil M., Braun G. Cementing solutions for corrosive well environments // SPE Drilling & Completion. 2011. Vol. 26. № 02. P. 208-219.

10. Velayati A., Kazemzadeh E., Soltanian H., Tokhmechi B. Gas migration through cement slurries analysis: A comparative laboratory study // *Int. Journal of Mining & Geo-Engineering*. 2015. Vol. 49. № 2. P. 281-288.
11. Becker T., Morgan R., Chin W., Griffith J. Improved rheology model and hydraulics analysis for tomorrow's wellbore fluid applications // *SPE Production and Operations Symposium*, 23-26 March, Oklahoma City, Oklahoma, Society of Petroleum Engineers, 2003.
12. Murtazayev S- A. Yu., Salamanova M.Sh., Mintsaeв M.Sh., Bisultanov R.G Fine-Grained Concretes with Clinker-Free Binders on an Alkali Gauging // *Proceedings of the International Symposium "Engineering and Earth Sciences: Applied and Fundamental Research" dedicated to the 85th anniversary of H.I. Ibragimov (ISEES 2019)*. Atlantis Highlights in Material Sciences and Technology (AHMST). April 2019. Vol.1. – P.500 – 503.
13. Bataev D.K-S., S- A. Yu. Murtazayev, Salamanova M.Sh., Viskhanov S.S. Utilization of Cement Kiln Dust in Production of Alkali-Activated Clinker-Free Binders // *Proceedings of the International Symposium "Engineering and Earth Sciences: Applied and Fundamental Research" dedicated to the 85th anniversary of H.I. Ibragimov (ISEES 2019)*. Atlantis Highlights in Material Sciences and Technology (AHMST). April 2019. Vol.1. – P. 457 – 460.
14. Murtazayev S- A. Yu., Salamanova M.Sh., Alashanov A., Ismailova Z. Features of Production of Fine Concretes Based on Clinkerless Binders of Alkaline Mixing // *14th International Congress for Applied Mineralogy (ICAM 2019) Belgorod State Technological University named after V. G. Shukhov*, 23–27 September 2019, Belgorod: 2019. – pp.385-388.

References:

1. Belousov G.A. Cementing of production strings under ANPD conditions. *Construction of oil and gas wells on land and at sea*. M.: OAO VNIIONG, 2005; 11: 32-33 (In Russ).
2. Bulatov A.I. Technology of cementing oil and gas wells. M.: Nedra, 2002. 225 (In Russ).
3. Lukmanov R.R. Method for forecasting and changing the properties of cement slurries. *Construction of oil and gas wells on land and at sea*. M.: OAO VNIIONG, 2005; 8: 38-42 (In Russ).
4. Nikolaev N.I., Ivanov A.I. Improving the efficiency of drilling oil and gas wells in difficult conditions. *Zapiski Gornogo instituta*. 2009; 183: 67-71 (In Russ).
5. Nikolaev N.I., Haoya Liu Results of the study of the contact zone "cement stone - rock". *Notes of the Mining Institute*. 2017; 226: 428-434 (In Russ).
6. Ovchinnikov P.V. Special grouting compositions for cementing gas wells. *Izvestiya vuzov. Oil and gas*. 2002; 6: 14-18 (In Russ).
7. Blinov P.A., Dvoynicov M.V. Rheological and filtration parameters of the polymer salt drilling fluids based on xanthan gum. *Journal of Engineering and Applied Sciences*. 2018;13: 5661-5664.
8. Wagh A.S., Natarajan R., McDaniel R.L. et al. Ceramicrete blends produce strong, low-permeability cements for arctic use. *Oil and Gas Journal*. 2005; 104 (19): 48-52.
9. Brandl A., Cutler J., Seholm A., Sansil M., Braun G. Cementing solutions for corrosive well environments. *SPE Drilling & Completion*. 2011; 26 (02): 208-219.
10. Velayati A., Kazemzadeh E., Soltanian H., Tokhmechi B. Gas migration through cement slurries analysis: A comparative laboratory study. *Int. Journal of Mining & Geo-Engineering*. 2015; 49(2): 281-288.
11. Becker T., Morgan R., Chin W., Griffith J. Improved rheology model and hydraulics analysis for tomorrow's wellbore fluid applications. *SPE Production and Operations Symposium*, 23-26 March, Oklahoma City, Oklahoma, Society of Petroleum Engineers, 2003.
12. Murtazayev S- A. Yu., Salamanova M.Sh., Mintsaeв M.Sh., Bisultanov R.G Fine-Grained Concretes with Clinker-Free Binders on an Alkali Gauging // *Proceedings of the International Symposium "Engineering and Earth Sciences: Applied and Fundamental Research" dedicated to the 85th anniversary of H.I. Ibragimov (ISEES 2019)*. Atlantis Highlights in Material Sciences and Technology (AHMST). April 2019; 1:500 – 503.
13. Bataev D.K-S., S- A. Yu. Murtazayev, Salamanova M.Sh., Viskhanov S.S. Utilization of Cement Kiln Dust in Production of Alkali-Activated Clinker-Free Binders // *Proceedings of the International Symposium "Engineering and Earth Sciences: Applied and Fundamental Research" dedicated to the 85th anniversary of H.I. Ibragimov (ISEES 2019)*. Atlantis Highlights in Material Sciences and Technology (AHMST). April 2019;1: 457 – 460.
14. Murtazayev S- A. Yu., Salamanova M.Sh., Alashanov A., Ismailova Z. Features of Production of Fine Concretes Based on Clinkerless Binders of Alkaline Mixing. *14th International Congress for Applied Mineralogy (ICAM 2019) Belgorod State Technological University named after V. G. Shukhov*, 23–27 September 2019, Belgorod: 2019;.385-388 (In Russ).

Сведения об авторе:

Саламанова Мадина Шахидовна, кандидат технических наук, доцент, институт строительства, архитектуры и дизайна, кафедра технологии строительного производства; madina_salamanova@mail.ru ORCID 0000-0002-1293-7090

Information about author:

Madina Sh. Salamanova, Cand. Sci. (Eng.), Assoc. Prof., Institute of Construction, Architecture and Design, Department of Construction Production Technology; madina_salamanova@mail.ru

Конфликт интересов/Conflict of interest.

Автор заявляет об отсутствии конфликта интересов. The author declare no conflict of interest.

Поступила в редакцию/ Received 05.02.2022.

Поступила после рецензирования /Revised 02.03.2022.

Принята в печать /Accepted for publication 02.03.2022.