

УДК 622.245.422

DOI: 10.18799/24131830/2024/8/4244

Шифр специальности ВАК: 2.8.2

Разработка тампонажных растворов с добавками частиц наноглины для строительства нефтяных скважин в условиях повышенных температур

М.В. Нуцкова, М. Алхаззаа✉

Санкт-Петербургский горный университет, Россия, г. Санкт-Петербург

✉s215139@stud.spmi.ru

Аннотация. Актуальность. Снижение прочности – явление, которое становится более выраженным при температуре выше 110 °С, характеризуется значительными химическими и микроструктурными изменениями портландцемента в условиях высоких температур. Добавление частиц кремнезема (SiO₂) в цемент может значительно увеличить его устойчивость к снижению прочности, когда температура превышает 110 °С. Частицы наноглины в настоящее время используются в цементной промышленности для повышения прочности цементной матрицы благодаря своей способности заполнять капиллярные микропоры и сравнительно небольшому размеру. **Цель:** исследование влияния добавления наночастиц (наноглины) в цемент Саудовского класса G на прочность на сжатие и растяжение, а также проницаемость цементного камня в условиях высоких (300 °С) температур. **Объекты:** шесть образцов цементных растворов с различными концентрациями наноглины, цементные камни, испытанные через 7 и 28 суток твердения при температуре 25 и 300 °С. **Методы.** Оценка химического состава цемента проводилась рентгенофлуоресцентным методом на анализаторе WORKSTN-V Olympus Vanta. Оценка физического состава цемента осуществлялась методом дифракции лучей на лазерном анализаторе размеров частиц Mastersizer 2000. Испытание образцов тампонажного камня выполнялось в соответствии с ISO 10426-2:2003 на гидравлическом прессе 65-L1132. Испытание прочности образцов на растяжение по бразильскому методу проводилось в соответствии со стандартом ASTM D 3967-08 на гидравлическом прессе 65-L1132. Проницаемость образцов определялась при однофазной стационарной фильтрации на установке для исследования фильтрационно-емкостных свойств керна ПИК-ОФП-УЧ в соответствии с ISO 10426-2:2003. **Результаты.** Полученные данные показали, что разрушения цемента при экстремально высоких температурах можно избежать за счет использования наноглины (до 3 % от массы цемента). Микроструктура цементной матрицы существенно пострадала из-за агрегации наночастиц при добавлении более 3 % наноглины. Все реологические характеристики цементного раствора были улучшены за счет добавления частиц наноглины.

Ключевые слова: тампонажный цемент, Саудовский цемент класса G, прочность цемента на сжатие, частицы наноглины, высокотемпературные условия

Для цитирования: Нуцкова М.В., Алхаззаа М. Разработка тампонажных растворов с добавками частиц наноглины для строительства нефтяных скважин в условиях повышенных температур // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2024. – Т. 335. – № 8. – С. 7–17. DOI: 10.18799/24131830/2024/8/4244

UDC 622.245.422

DOI: 10.18799/24131830/2024/8/4244

Development of cement slurries with additives of nanoclay particles for the construction of oil wells at elevated temperatures

M.V. Nutskova, M. Alhazzaa✉

Saint Petersburg Mining University, Saint Petersburg, Russian Federation

✉s215139@stud.spmi.ru

Abstract. Relevance. Strength decrease is a phenomenon that becomes more pronounced as the temperature rises above 110°C. It is characterized by significant chemical and microstructural changes that Portland cement undergoes at high temperatures. Adding silica particles (SiO_2) to cement can significantly increase cement resistance to strength reduction when the temperature exceeds 110°C. Nanoclays are currently used in the cement industry to increase the strength of the cement matrix due to their ability to fill capillary micropores and due to their relatively small particle size. **Aim.** To investigate the effect of adding nanoparticles (nanoclay) to Saudi grade G cement on compressive and tensile strength, and cement stone permeability under high temperature conditions (300°C). **Objects.** Six samples of cement mortars with different concentrations of nanoclay, cement stones, tested after 7 and 28 days of hardening at 25 and 300°C. **Methods.** Cement chemical composition was evaluated by the X-ray fluorescence method with the WORKSTN-V Olympus Vanta X-ray fluorescence analyzer. Cement physical composition was evaluated by the method of ray diffraction on the Mastersizer 2000 laser particle size analyzer. The test of the grouting stone samples was carried out in accordance with ISO 10426-2:2003 on a hydraulic press 65-L1132. The tensile strength of the samples by the Brazilian method was tested in accordance with ASTM D 3967-08 standard on a hydraulic press 65-L1132. The permeability of the samples was determined by single-phase stationary filtration at a facility for studying the filtration and capacitance properties of the PIK-OFU-UCH core in accordance with ISO 10426-2:2003. **Results.** The data obtained showed that cement destruction at extremely high temperatures can be avoided by using nanoclay (up to 3% by weight of cement). The microstructure of the cement matrix was significantly affected due to the aggregation of nanoparticles when more than 3% of nanoclay was added. All rheological characteristics of the cement slurry were improved by the addition of nanoclay particles.

Keywords: well cement, Saudi cement of class G, cement compressive strength, nanoclay particles, high temperature conditions

For citation: Nutskova M.V., Alhazzaa M. Development of cement slurries with additives of nanoclay particles for the construction of oil wells at elevated temperatures. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2024, vol. 335, no. 8, pp. 7–17. DOI: 10.18799/24131830/2024/8/4244

Введение

При строительстве нефтяных и газовых скважин одним из важнейших факторов, оказывающих влияние на осуществление любых операций, является пластовая температура, которая непосредственно воздействует как на фазовое состояние и физико-химические свойства пластовых флюидов, так и на выбор технологии работ, включая подбор рецептур буровых и тампонажных растворов [1–4]. С ростом глубин бурения скважин растут и пластовые температуры. Таким образом, сложности, обусловленные наличием высокого температурного фактора, могут встречаться вне зависимости от региона. Хотя большинство месторождений с высокими пластовыми температурами (порядка 130–150 °С) находятся в Северо-Кавказской и Прикаспийской нефтегазоносных провинциях, есть также много месторождений с пластовыми температурами выше 100 °С в других нефтегазоносных провинциях России (например, такие месторождения, как Хальмер-Паютинское, Русско-Реченское, Ключевское, Петровальское, Камышинское, Антиповско-Балыклейское, Лободинское, Западно-Ровенское, Астраханское, Фонтановское, Левкинское, Восточно-Северское, Новодмитриевское, Калужское, Алексеевское, Сердюковское, Майкопское, Усть-Лабинское, Некрасовское, Южно-Советское, Митрофановское, Ловлинское, Кавказское, Расшеватское, Мирненское, Сельское, Веселовское, Ачикулакское, Лесное, Мектебское, Западно-Мектебское, Кум-Тюбинское, Подсолнечное, Владимировское, Союзное, Нефтекумское, Северо-Мирненское, Крутойское, Южно-Серафимовское и другие) [5, 6].

При разработке программы цементирования необходимо учитывать влияние температуры на жидкий тампонажный раствор (который является коагуляционной структурой) на этапе закачки и уже схватившийся (гидратированный цемент, имеющий кристаллизационную структуру) для сохранения цементным камнем требуемых физико-химических свойств [7–15]. Прогнозируется, что высокие температуры отрицательно воздействуют на механические характеристики гидратированного портландцемента, оказывая влияние на продукты гидратации клинкерных материалов [7, 16–23].

Снижение прочности, которое становится более выраженным при температурах выше 110 °С, характеризуется значительными химическими и микроструктурными изменениями, которым подвергается портландцемент в условиях высоких температур [9, 24–29]. В матрице цементного камня со временем образуются богатые кальцием продукты, что ухудшает прочностные и механические свойства, а также увеличивает ее проницаемость. Ранние исследования установили, что добавление частиц кремнезема (SiO_2) в цемент, обычно превышающее 30 % от массы цемента, может значительно увеличить устойчивость цемента к снижению прочности, когда температура превышает 110 °С [14]. Образование другой стабильной фазы гидросиликата кальция (C-S-H), такой как тоберморит, труксит и ксонотлит, которые могут улучшить механические свойства цементной матрицы, обычно является результатом взаимодействия реакционноспособных частиц SiO_2 с портландитом (Ca(OH)_2 или CH), одним из основных продуктов

процесса гидратации цемента [25, 27–35]. Материалы с высоким содержанием кремнезема, такие как кварцевый песок и кварцевая мука, являются добавками, повышающими устойчивость и долговечность образующегося тампонажного камня [36].

Исследовано применение частиц кремнезема для повышения стойкости тампонажного цемента к высокотемпературным условиям [7]. М.А. Санюан и др. пришли к выводу, что 35 % от массы цемента является оптимальной добавкой частиц кремнезема для значительного повышения стойкости цемента к высокотемпературным условиям, вплоть до 300 °С. Из-за способности заполнять капиллярные микропоры благодаря своему небольшому размеру частицы наноглины сегодня применяются в цементной промышленности для усиления прочности цементной матрицы. Эта способность позволяет повысить плотность упаковки сформированного цемента. Уменьшение размера частиц пуццолановых материалов (таких как наноглины и микрокремнезем) значительно повышает прочность цемента [36, 37]. Исследователи изучили, как добавление 0,1–0,5 % частиц наноглины к обычному портландцементу повлияет на прочность цементного камня при изменении температуры от 25 до 1000 °С [15]. Было обнаружено, что частицы наноглины могут повышать прочность цементного камня на сжатие при повышении температуры до 300 °С [14]; при температуре от 440 до 580 °С отмечено некоторое снижение прочности на сжатие, а при достижении температуры 1000 °С снижение прочности на сжатие составило 10 %.

Целью данного исследования является оценка влияния добавления наночастиц (наноглины) в Саудовский цемент класса G на прочность на сжатие и растяжение, а также проницаемость цементного камня в условиях высоких температур 300 °С.

Материалы и методы

Материалы

Материалы, использованные в этом исследовании, включают: Саудовский цемент класса G, соответствующий спецификации 10A АНИ (Американский нефтяной институт) (производство Jiahua Enterprises Corp., Сычуань, Китай); частицы наноглины различных концентраций и деионизированную воду.

Химический и физический состав цементов класса G с плотностью 3,15 г/см³ представлены на рис. 1. Оценка химического состава проводилась рентгенофлуоресцентным методом при использовании рентгенофлуоресцентного анализатора WORKSTN-V Olympus V, физического состава – методом дифракции лучей на лазерном анализаторе размеров частиц Mastersizer 2000.

Базовый состав тампонажного раствора: цемент – 500 г, пластификатор (С-3) – 0,8 % от массы цемента, вода – 44 % от массы цемента. Модифи-

цированные образцы: 5 опытных образцов с тем же базовым составом, с добавлением кварцевой муки из расчета 35 % от массы цемента на каждый из образцов и частиц наноглины из расчета (0–4) % от массы цемента соответственно.

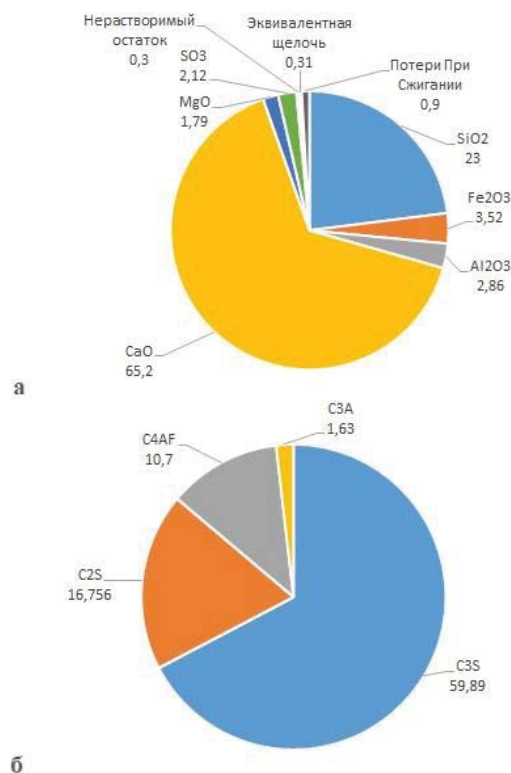


Рис. 1. Состав используемого тампонажного цемента класса G: а) химический; б) физический

Fig. 1. Composition of the grouting cement used, class G: а) chemical; б) physical

На рис. 2 показаны результаты гранулометрического анализа использованного в данном исследовании Саудовского цемента класса G (рис. 2, а) с распределением размера частиц и его сравнение с цементом, использованным в исследовании А.А. Махмоуд и др. [10]. Более 50 % частиц исследуемого цемента имеют размер менее 21,27 мкм, а около 90 % частиц цемента имеют размер менее 47,18 мкм. Используемые тампонажные материалы имеют химически, физически и гранулометрически близкие составы, а следовательно, полученные результаты могут быть сравнимы и соизмеримы.

Кварцевая мука представляет собой материал, состоящий более чем на 99 % из SiO₂ [15, 38, 39], и имеет плотность 2,64 г/см³. Пластификатор (С-3) представляет собой специальный понизитель трения – смесь различной молекулярной массы натриевых солей полиметиленафталинесульфокислот. Частицы наноглины, использованные в этом исследовании, представляют собой частицы монтморил-

лонита, модифицированные реакцией катионного обмена для перевода их в более гидрофобное состояние, подобно методике, описанной М.К. Рахман и др. [39, 40], плотность частиц наноглины – 1,98 г/см³.

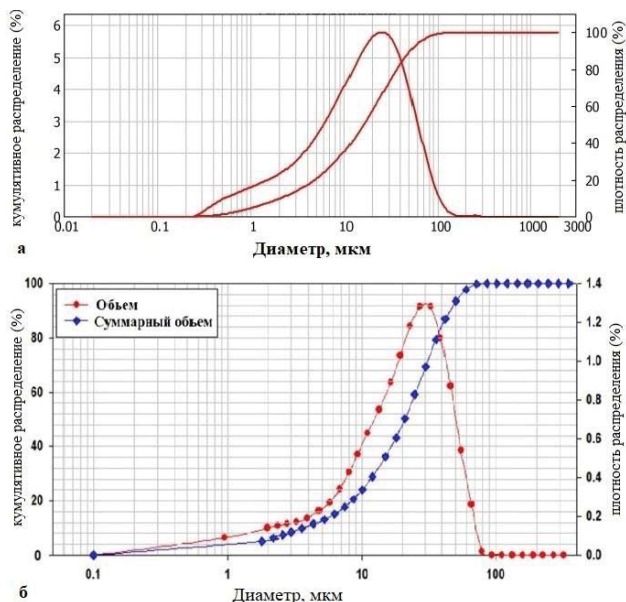


Рис. 2. Гранулометрический анализ цемента по размерам: а) собственные исследования; б) мировые исследования [10]

Fig. 2. Granulometric analysis of cement by size: a) own research; б) world research [10]

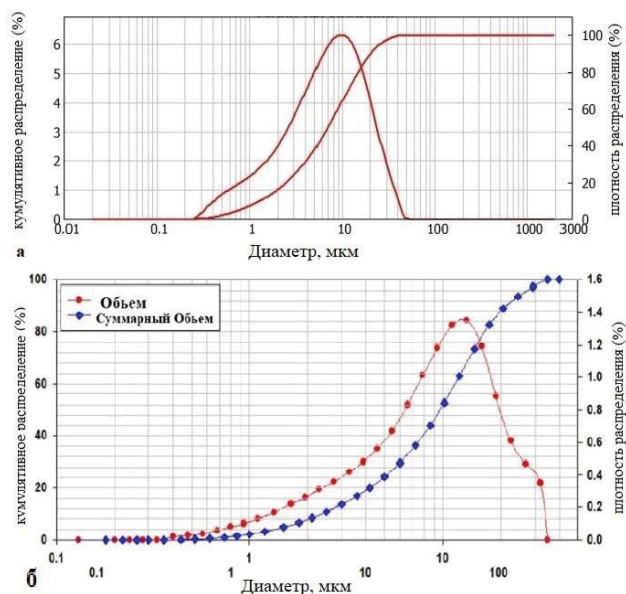


Рис. 3. Гранулометрический анализ наноглины по размерам: а) собственные исследования; б) мировые исследования [10]

Fig. 3. Granulometric analysis of nanoclay by size: a) own research; б) world research [10]

На рис. 3 показаны результаты гранулометрического анализа модифицированных частиц монтмориллонита наноглины, использованных в этом исследовании, и их сравнение с частицами, использованными в исследовании [10]: около 90 % частиц наноглины имеют размер менее 20 мкм, в т. ч. более 50 % частиц – менее 10 мкм.

Методы

Подготовка образцов и отверждение

Цементные растворы с плотностью около 1,97 г/см³ были приготовлены и испытаны в соответствии с ISO 10426-2:2003 (API RP 10B-2) [40, 41]. Изготовлено 6 образцов тампонажного раствора, состав которых был зашифрован следующим образом: КхГу, где К – кварцевая мука, х – содержание (%) кварцевой муки, Г – наноглина, у – содержание (%) частиц наноглины. Таким образом, К0Г0 – базовый состав, К35Г0 – тампонажный раствор, содержащий 35 % кварцевой муки, без добавления наноглины, К35Г1, К35Г2, К35Г3 и К35Г4 – тампонажные растворы, содержащие 35 % кварцевой муки + 1, 2, 3 и 4 мас. % наноглины соответственно. После приготовления тампонажные растворы помещали в кубические формы с размерами ребер 40 мм для испытаний на прочность при сжатии, в цилиндрические формы диаметром 38,1 мм и длиной 22,9 мм для испытаний на прочность при растяжении (по бразильскому методу) на гидравлическом прессе 65-L1132 и проницаемость при однофазной стационарной фильтрации на установке для исследования фильтрационно-емкостных свойств керна ПИК-ОФП-УЧ. Затем формы погружали в водяную баню с температурой 25 °С на заданное время. Для анализа каждого из составов использовались два температурных режима: низкотемпературный (25 °С) и высокотемпературный (циклически меняющийся от 25 до 300 °С) (рис. 1). Перед испытаниями тампонажного камня (на прочность на сжатие и растяжение, проницаемость и др.), исследуемого в низкотемпературном режиме, образцы погружали в водяную баню на 7 и 28 сут. Образцы, исследуемые в высокотемпературном режиме, помещались в водяную баню при температуре 25 °С на 4 и 25 сут., затем в течение 3 сут. в автоклаве подвергались воздействию температуры 300 °С для имитации цикла работы паронагнетательных скважин. Затем эти образцы охлаждались и испытывались так же, как и для низкотемпературных условий. В таблице показаны условия выдержки образцов тампонажного камня до испытаний.

Таблица. Условия выдержки образцов тампонажного камня

Table. Conditions for curing cement stone samples

Режим Mode	Время хранения образцов Sample storage time	Температура среды, °C Ambient temperature, °C
Низкотемпературный Low temperature	7 суток в водяной бане 7 days in a water bath	25
	28 суток в водяной бане 28 days in a water bath	25
Высокотемпературный (один термоцикл) High temperature (one thermal cycle)	7 суток: 4 суток в водяной бане 3 суток в автоклаве 7 days: 4 days in a water bath 3 days in autoclave	25 300
	28 суток: 25 суток в водяной бане 3 суток в автоклаве 28 days: 25 days in a water bath 3 days in autoclave	25 300

Измерение прочности на сжатие

Прочность образцов на сжатие оценивалась в соответствии с ISO 10426-2:2003 (API RP 10B-2) [40, 41]. Для измерения прочности цементной матрицы на сжатие через 7 и 28 сут. для каждого температурного режима, приведенного в таблице, и для всех исследуемых составов (рис. 1, б) использовали по три образца кубической формы с ребром 40 мм. На основании средней прочности трех испытанных образцов рассчитывали прочность на сжатие каждой отдельной композиции при каждом конкретном температурном режиме.

Измерение проницаемости

На цилиндрических образцах диаметром 38,1 мм и длиной 22,9 мм измеряли газопроницаемость различных составов цементного камня. Проницаемость образцов рассчитывалась с использованием закона Хагена–Пуазейля, который является широко используемым законом для расчета проницаемости в соответствии с ISO 10426-2:2003 (API RP 10B-2) [40, 41].

Измерение прочности на растяжение

Для испытания на растяжение использовались цилиндрические образцы диаметром 38,1 мм и длиной 22,9 мм. Максимальную нагрузку, которую образец мог выдержать до того, как он подвергнется деформации, определяли с помощью бразильского теста [42], процедуры косвенного испытания прочности на растяжение (рис. 4).

Прочность образца на растяжение σ_t (МПа) определялась с использованием уравнения (1):

$$\sigma_t = \frac{2P}{\pi dl}, \quad (1)$$

где P – разрушающая нагрузка (Н); d и l – диаметр и длина образца цементного камня (мм) соответ-

ственно. По три цилиндрических образца каждого из составов были использованы для оценки прочности цементного камня на растяжение для каждого из температурных режимов. Предел прочности каждого из составов рассчитывался как среднее значение предела прочности при растяжении трех испытанных образцов.

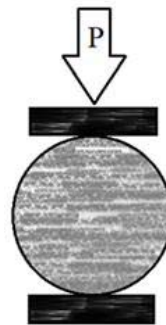


Рис. 4. Схема для проведения испытания прочности тампонажного камня с помощью бразильского теста

Fig. 4. Scheme for testing cement stone strength using the Brazilian test

Результаты и обсуждение

Влияние наноглины на прочность на сжатие

Поскольку предполагается, что снижение прочности цемента происходит при температурах выше 110 °C, изучается влияние добавления наноглины на сохранение прочности изучаемых образцов тампонажного камня в различных температурных условиях [27, 43]. На рис. 5, 6 показаны результаты определения прочности для всех образцов тампонажного камня, подвергнутых воздействию различных температурных режимов (25 и 300 °C), а также для сравнения нанесены данные исследований А.А. Махмоуд [10], проведенных при температуре 38 °C.

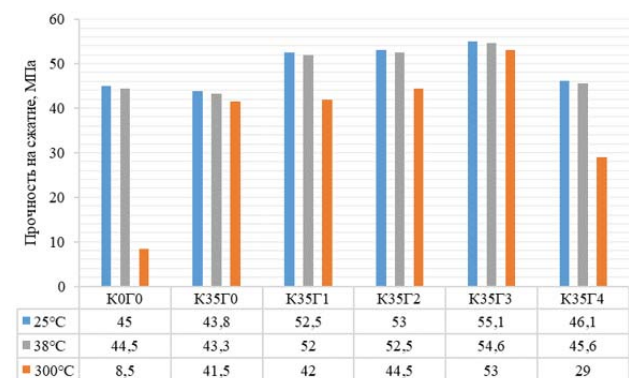


Рис. 5. Прочность на сжатие образцов, выдержанных при 25 и 300 °C (собственные исследования) и 38 °C [10] через 7 суток

Fig. 5. Compressive strength of the samples cured at 25 and 300°C (own research) and 38°C [10] after 7 days

Прочность на сжатие образцов цементного камня базового состава (К0Г0), выдержанного в высокотемпературном (300 °С) режиме на 81,1 и 78,6 % ниже прочности образцов, выдержанных в низкотемпературном (25 °С) режиме, после 7 (рис. 5) и 28 сут. (рис. 6) обработки соответственно. Аналогична ситуация при сравнении с исследованиями, проведенными при температуре 38 °С: прочность образцов, подвергавшихся нагреву до 300 °С ниже на 80,9 и 78,4 %.

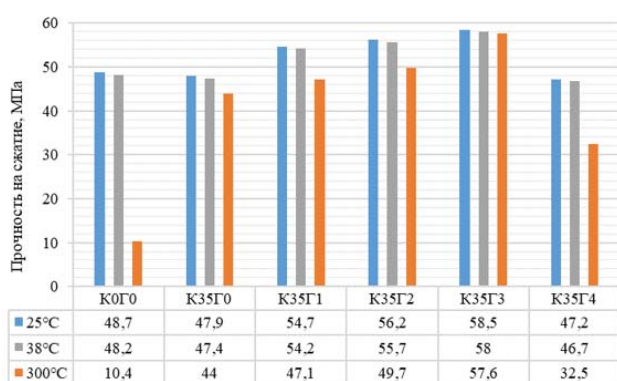


Рис. 6. Прочность на сжатие образцов, выдержанных при 25 и 300 °С (собственные исследования) и 38 °С [10] через 28 суток

Fig. 6. Compressive strength of the samples cured at 25 and 300°C (own research) and 38°C [10] after 28 days

Добавление к цементному раствору кварцевой муки в количестве 35 мас. % (образец К35Г0) привело к значительному увеличению прочности цемента, выдержанного в высокотемпературном режиме: прочность образца К35Г0 составила 41,5 МПа через 7 сут. и 44 МПа через 28 сут., что выше прочности образца К0Г0 на 79,5 и 76,4 % соответственно. Улучшение прочности связано с образованием более стабильных продуктов С-С-Н в процессе гидратации благодаря взаимодействию частиц SiO₂ с СН [37].

Также замечено, что добавление до 3 мас. % частиц наноглины к раствору, содержащему 35 мас. % кварцевой муки (образец К35Г0), привело к повышению прочности цемента при всех исследованных температурных режимах: при 25 °С добавление 3 % частиц наноглины повысило прочность цемента на 25,8 % через 7 сут. (прочность составила 53,0 МПа) и на 22,1 % через 28 сут. (прочность составила 57,6 МПа) по сравнению с образцом К35Г0. Это увеличение прочности объясняется быстрой реакцией частиц наноглины со свободным известняком в процессе гидратации, что приводит к образованию более плотного микроструктурного геля вторичного С-С-Н и уплотнению матрицы цемента [44–46].

Отмечено снижение прочности цементного камня при добавлении 4 мас. % наноглины (образец К35Г4) по сравнению с добавкой 3 % (образец К35Г3): в низкотемпературных режимах прочность понизилась с 16,3 до 19,5 %, в высокотемпературном – с 43,6 до 45,3 %. Такой результат объясняется тем, что использование наночастиц в высоких концентрациях (т. е. более 3 %) будет вызывать их агломерацию, эти скопления приведут к образованию слабых зон, что препятствует образованию гомогенного гидрата. В результате прочность цемента будет снижаться как при низких температурах, так и при высоких [47, 48].

Влияние содержания наноглины на предел прочности при растяжении

Результаты определения прочности образцов цементного камня на растяжение представлены на рис. 7, 8.

Аналогично результатам исследования прочности образцов на сжатие, прочность на растяжение образцов цементного камня базового состава (К0Г0), выдержанного в высокотемпературном (300 °С) режиме на 60,7 и 63,6 % ниже прочности образцов, выдержанных в низкотемпературном (25 °С) режиме, после 7 и 28 сут. обработки соответственно, как и при сравнении с исследованиями, проведенными при температуре 38 °С: прочность образцов, подвергавшихся нагреву до 300 °С ниже на 57,0 и 60,3 %.

За счет создания стабильных форм С-С-Н в ходе реакции гидратации между реакционноспособным SiO₂ и СН [26] добавление 35 % кварцевой муки (образец К35Г0) значительно повысило сопротивление цемента разрушению при растяжении и высоких температурах – в 2,3–2,5 раза.

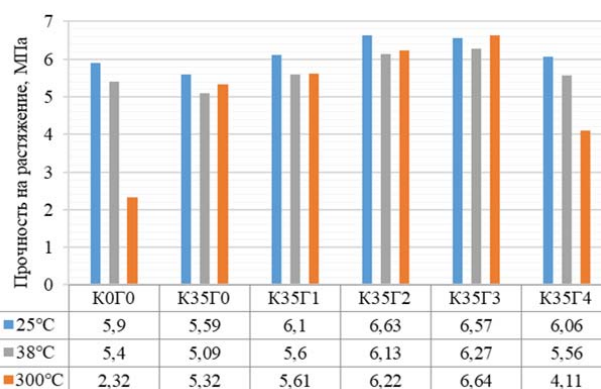


Рис. 7. Прочность на растяжение образцов, выдержанных при 25 и 300 °С (собственные исследования) и 38 °С [10] через 7 суток

Fig. 7. Tensile strength of the samples cured at 25 and 300°C (own research) and at 38 °С [10] after 7 days

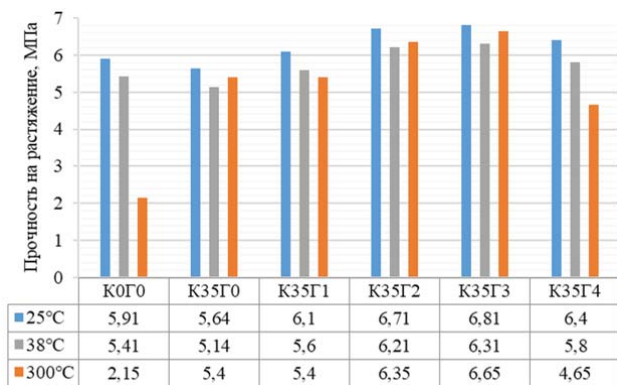


Рис. 8. Прочность на растяжение образцов, выдержанных при 25 и 300 °C (собственные исследования) и 38 °C [10] через 28 суток

Fig. 8. Tensile strength of the samples cured at 25 and 300°C (own research) and at 38°C [10] after 28 days

Отмечена зависимость роста прочности образца цементного камня на растяжение с увеличением доли наноглины в составе (до 3 мас. %) – с 17,5 до 24,8 % по сравнению с составами с кварцевой мукой, но без добавок наноглины. Так, например, прочность на растяжение образца К35Г3, выдержанного в высокотемпературном режиме, содержащего 35 % кварцевой муки и 3 % наноглины, составляет 6,64 МПа (рис. 7) через 7 суток и 6,65 МПа (рис. 8) через 28 суток, соответственно, что на 24,8 и 23,1 % выше, чем у образца К35Г0, который содержит только кварцевую муку. С увеличением доли наноглины до 4 % происходит снижение прочностных характеристик с 6,0 до 38,1 %, что также отмечалось и при обработке результатов измерения прочности на сжатие.

Влияние содержания наноглины на измерение проницаемости

Результаты испытаний на проницаемость образцов цементного камня, выдержанных в высокотемпературных условиях, представлены на рис. 9. Все образцы цемента были высушены перед измерением газопроницаемости, согласно методике М.А. Санюан и Р. Муноз-Мартиалай [47, 49].

Согласно рис. 9, базовый образец (К0Г0) имеет проницаемость 0,0054 и 0,0056 мД через 7 и 28 суток соответственно. Анализ полученных данных показывает, что ввод кварцевой муки приводит к снижению проницаемости на 48,1 % через 7 суток и на 55,4 % через 28 суток (образец К35Г0). Ввод наноглины (до 2 %) позволяет добиться снижения проницаемости дополнительно до 16,0 %, а по сравнению с базовым составом – до 62,5 %. При увеличении добавки наноглины до 3 % отмечено увеличение проницаемости образцов цементного камня с 4,3 % (через 7 суток твердения) до 15,0 % (через 28 суток). Дальнейшее увеличение доли

наноглины (до 4 %) привело к значительному росту проницаемости: в 1,8–2,2 раза выше, чем у образца К35Г0, и в 2,2–2,7 раза выше по сравнению с лучшим результатом (при добавке 2 % наноглины).

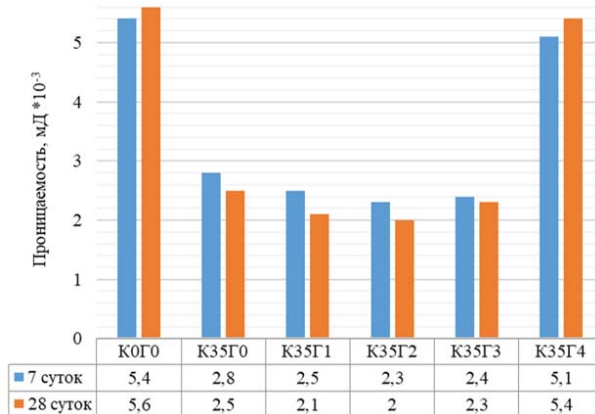


Рис. 9. Проницаемость образцов цементного камня после хранения в высокотемпературных условиях (один термоцикл)

Fig. 9. Permeability of cement stone samples after storage in high temperature conditions (one thermal cycle)

Заключение

Целью данного исследования было получение зависимости прочности и проницаемости цементного камня, выдержанного в различных температурных условиях, от увеличения доли ввода наноглины в состав тампонажного раствора. Полученные результаты свидетельствуют о том, что ввод кварцевой муки (по сравнению с базовым составом) положительно сказывается на термостойкости (при 300 °C прочность в 4,2–4,9 раза выше) и проницаемости (на 48,1–55,4 % ниже) получаемого цементного камня, ввод наноглины (в состав с кварцевой мукой) до 2 % приводит к повышению (по сравнению с составом К35Г0) прочности на сжатие на 6,7–17,4 % и на 14,5–17,2 % на растяжение, а также достижению минимальной проницаемости – в 2,3–2,8 раза ниже по сравнению с базовым составом (К0Г0). Увеличение доли наноглины до 3 % приводит к дальнейшему росту прочности (на 14,9–23,6 % по сравнению с составом К35Г0), а также к росту проницаемости (на 4,3–15,0 % по сравнению с составом К35Г2). Возникновение отрицательного эффекта от увеличения доли наноглины связывается с агломерацией частиц, что приводит к неравномерной микроструктуре и возможному образованию микротрещин в цементном камне. Таким образом, для практического применения можно рекомендовать ввод до 35 % кварцевой муки и до 2 % наноглины для обеспечения высоких показателей прочности (до 49,7 МПа при 300 °C) и низких значений проницаемости (0,002 мД).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Heavy-oil reservoirs / C. Curtis, R. Kopper, E. Decoster, A. Guzman-Garcia, C. Huggins, L. Knauer, M. Minner, N. Kupsch, L. Linares, H. Rough, M. Waite // *Oilfield review*. – 2002. – Vol. 14. – № 3. – P. 30–51.
2. Kadochnikov V.G., Dvoynikov M.V. Development of technology for hydromechanical breakdown of mud plugs and improvement of well cleaning by controlled buckling of the drill string // *Applied Sciences*. – 2022. – Vol. 12. – № 13. – P. 6460.
3. Kunshin A., Dvoynikov M., Timashev E., Starikov V. Development of monitoring and forecasting technology energy efficiency of well drilling using mechanical specific energy // *Energies*. – 2022. – Vol. 15. – № 19. – P. 7408.
4. Lavrik A., Buslaev G., Dvoynikov M. Thermal stabilization of permafrost using thermal coils inside foundation piles // *Civil Engineering Journal*. – 2023. – Vol. 9. – № 4. – P. 927–938.
5. Температурный режим нефтегазоносных отложений северной части Западно-Сибирской плиты / С.В. Воробьев, П.А. Горбунов, О.В. Максименко, Д.Я. Хабибуллин // *Геология нефти и газа*. – 2018. – № 5. – С. 29–35.
6. Захаров Е.В., Кулибакина И.Б. Геотермический режим недр - один из основных факторов, определяющих степень перспективности нефтегазоносных бассейнов // *Геология нефти и газа*. – 1997. – Т. 12. – С. 31–36.
7. Silica content influence on cement compressive strength in wells subjected to steam injection / B.L.S. Costa, G.G. Souza, J.C.O. Freitas, R.G.S. Araujo, P.H.S. Santos // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2017. – Vol. 158. – P. 626–633.
8. Двойников М.В., Кучин В.Н., Минцаев М.Ш. Разработка вязкоупругих систем и технологии изоляции водоносных горизонтов с аномальными пластовыми давлениями при бурении нефтегазовых скважин // *Записки Горного института*. – 2021. – Т. 247. – С. 57–65.
9. Luke K. Phase studies of pozzolanic stabilized calcium silicate hydrates at 180 °C // *Cement and concrete research*. – 2004. – Vol. 34. – № 9. – P. 1725–1732.
10. Influence of nanoclay content on cement matrix for oil wells subjected to cyclic steam injection / A.A. Mahmoud, S. Elkatatny, A. Ahmed, R. Gajbhiye // *Materials*. – 2009. – Vol. 12. – № 9. – P. 1452.
11. Mitchell R.F., Miska S.Z. *Fundamentals of drilling engineering*. – Texas, Richardson Publ., 2011. – Ch. 4. – 139 p.
12. Moradi S.T., Nikolaev N.I. Considerations of well cementing materials in high-pressure, high-temperature conditions // *International Journal of Engineering*. – 2016. – Vol. 29. – № 9. – P. 1214–1218.
13. Vu M.H., Sulem J., Laudet J.B. Effect of the curing temperature on the creep of a hardened cement paste // *Cement and concrete research*. – 2012. – Vol. 42. – № 9. – P. 1233–1241.
14. Wang W.C. Compressive strength and thermal conductivity of concrete with nanoclay under various high temperatures // *Construction and Building Materials*. – 2017. – Vol. 147. – P. 305–311.
15. Zimina D.A., Zhapkhandaev C.A., Petrov A.A. Analysis of the effect of nanosilicates on the strength and porosity of cement stone // *Key Engineering Materials*. – 2020. – Vol. 854. – P. 175–181.
16. Effect of the hydration temperature on the pore structure of cement paste: experimental investigation and micromechanical modelling / S. Bahafid, S. Ghabezloo, P. Faure, M. Duc, J. Sulem // *Cement and Concrete Research*. – 2018. – Vol. 111. – P. 1–14.
17. A new model for optimal mechanical and thermal performance of cement-based partition wall / S. Huang, M. Hu, Y. Huang, N. Cui, W. Wang // *Materials*. – 2018. – Vol. 11. – № 4. – P. 615.
18. Microstructural investigation of heat-treated ultra-high-performance concrete for optimum production / S.H. Kang, J.H. Lee, S.G. Hong, J. Moon // *Materials*. – 2017. – Vol. 10. – № 9. – P. 1106.
19. Effect of elevated temperatures on compressive strength and microstructure of cement paste containing palm oil clinker powder / M.R. Karim, F.I. Chowdhury, H. Zayed, M.R. Saidur // *Construction and Building Materials*. – 2018. – Vol. 183. – P. 376–383.
20. Investigation of structural degradation of fiber cement boards due to thermal impact / Z. Ranachowski, P. Ranachowski, T. Dębowski, T. Gorzelańczyk, K. Schabowicz // *Materials*. – 2019. – Vol. 12. – № 6. – P. 944.
21. Dilatometric behavior and crystallographic characterization of Portland-polyurethane composites for oil well high-temperature cementing applications / I.B. Silva, A.E. Martinelli, W.R.M. Souza, J.C.O. Freitas, M.A.F. Rodrigues // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2018. – Vol. 169. – P. 553–559.
22. Szeląg M. The influence of metakaolin on the development of thermal cracks in a cement matrix // *Materials*. – 2018. – Vol. 11. – № 4. – P. 520.
23. Evaluation of properties and microstructure of cement paste blended with metakaolin subjected to high temperatures / W. Wang, X. Liu, L. Guo, P. Duan // *Materials*. – 2019. – Vol. 12. – № 6. – P. 941.
24. Kovalchuk V.S., Nikolaev N.I. Carbon additives for high-quality well cementing // *IOP Conference Series (Earth and Environmental Science): IV International Scientific Conference (Agribusiness, Environmental Engineering and Biotechnologies)*. – Krasnoyarsk, IOP Publ., 2021. – Vol. 677. – № 5. – P. 052035.
25. Development of hydraulic turbodrills for deep well drilling / M.V. Dvoynikov, D.I. Sidorkin, A.A. Kunshin, D.A. Kovalev // *Applied Sciences*. – 2021. – Vol. 11. – № 16. – P. 7517.
26. Ichim A., Teodoriu H.C. Investigations on the surface well cement integrity induced by thermal cycles considering an improved overall transfer coefficient // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2017. – Vol. 154. – P. 479–487.
27. Nelson E.B., Guillot D. *Well cementing*. – Texas: Schlumberger, Sugar Land, 2006. – 799 p.
28. Redrovan P., Kuchin V., Dvoynikov M. Development of technology for increasing well completion during drilling in the abnormal reservoir pressures intervals. SHS Web of Conferences. First International Scientific Seminar (Circumpolar Studies). EDP Sciences. – 2020. – Vol. 84. – P. 5.
29. Zimina D.A., Nutskova M.V. Research of technological properties of cement slurries based on cements with expanding additives, Portland and magnesia cement // *IOP Conference Series (Materials Science and Engineering)*. – St Petersburg, 2019. – Vol. 666. – № 1. – P. 012066.
30. Eilers L.H., Root R.L. Long-term effects of high temperature on strength retrogression of cements // *Proc. of the Annual California Regional Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME*. – Long Beach, California, 1976. – P. SPE-5871-MS.

31. Iverson B., Maxson J., Bour D. Strength retrogression in cements under high temperature conditions // Proc. of the thirty-fifth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering. – Stanford, California, 2010. – P. SGP-TR-188.
32. Leusheva E., Alikhanov N., Morenov V. Barite-free muds for drilling-in the formations with abnormally high pressure // Fluids. – 2022. – Vol. 7. – № 8. – P. 268.
33. Мардашов Д.В. Разработка блокирующих составов с кольматантом для глушения нефтяных скважин в условиях аномально низкого пластового давления и карбонатных пород-коллекторов // Записки Горного института. – 2021. – Т. 251. – С. 667–677.
34. Николаев Н.И., Леушева Е.Л. Тампонажные составы пониженной плотности для цементирования скважин в условиях аномально низких пластовых давлений // Записки Горного института. – 2019. – Т. 236. – С. 194–200.
35. Richardson I.G. The calcium silicate hydrates // Cement and concrete research. – 2008. – Vol. 38. – № 2. – P. 137–158.
36. Леушева Е.Л., Алиханов Н.Т., Бровкина Н.Н. Исследование реологических свойств безбаритного бурового раствора повышенной плотности // Записки Горного института. – 2022. – Т. 258. – С. 976–985.
37. Effect of silica fume fineness on the improvement of Portland cement strength performance / M.A. Sanjuán, C. Argiz, J.C. Gálvez, A. Moragues // Construction and Building Materials. – 2015. – Vol. 96. – P. 55–64.
38. Li Z., Venkata H.K., Rangaraju P.R. Influence of silica flour-silica fume combination on the properties of high-performance cementitious mixtures at ambient temperature curing // Construction and Building Materials. – 2015. – Vol. 100. – P. 225–233.
39. Nanoclay-enhanced cement composition for deep well treatment: Patent US, no. 10065890B2, 2018.
40. ISO 10426-2:2003. Petroleum and natural gas industries – cements and materials for well cementing. P. 2: Testing of well cements. – 2003.
41. API Recommended Practice 10B-2-Recommended Practice for Testing Well Cements. 2nd ed. – Washington, American Petroleum Institute Publ., 2013. – 10B-2
42. ASTM D 3967-08. Standard test method for splitting tensile strength of intact rock core specimens. – West Conshohocken, USA, ASTM International, 2008.
43. Mehta P.K., Monteiro P.J.M. Concrete: microstructure, properties and materials. 4th ed. – California, McGraw-Hill Professional, 2013. – 675 p.
44. Hakamy A., Shaikh F.U.A., Low I.M. Characteristics of hemp fabric reinforced nanoclay-cement nanocomposites // Cement and Concrete Composites. – 2014. – Vol. 50. – P. 27–35.
45. Hakamy A., Shaikh F.U.A., Low I.M. Characteristics of nanoclay and calcined nanoclay-cement nanocomposites // Composites Part B: Engineering. – 2015. – Vol. 78. – P. 174–184.
46. Stefanidou M., Papayianni I. Influence of nano-SiO₂ on the Portland cement pastes // Composites Part B: Engineering. – 2012. – Vol. 43. – № 6. – P. 2706–2710.
47. Sanjuán M.A., Muñoz-Martínez R. Oven-drying as preconditioning method for air permeability test on concrete // Materials Letters. – 1996. – Vol. 27. – № 4–5. – P. 263–268.
48. Mechanical behavior of activated nano silicate filled cement binders / S.S. Shebl, L. Allie, M.S. Morsy, H.A. Aglan // Journal of materials science. – 2009. – Vol. 44. – P. 1600–1606.
49. Hakamy A., Shaikh F.U.A., Low I.M. Thermal and mechanical properties of hemp fabric-reinforced nanoclay-cement nanocomposites // Journal of materials science. – 2014. – Vol. 49. – P. 1684–1694.

Информация об авторах

Мария Владимировна Нуцкова, кандидат технических наук, доцент кафедры бурения скважин, Санкт-Петербургский горный университет, Россия, 199106, г. Санкт-Петербург, Васильевский остров, 21 линия, 2. Nutskova_MV@pers.spmi.ru, <https://orcid.org/0000-0003-3094-6289>

Мохаммад Алхаззаа, аспирант кафедры бурения скважин, Санкт-Петербургский горный университет, Россия, 199106, г. Санкт-Петербург, Васильевский остров, 21 линия, 2. s215139@stud.spmi.ru, <https://orcid.org/0000-0002-2891-1709>

Поступила в редакцию: 26.09.2023

Поступила после рецензирования: 30.01.2024

Принята к публикации: 16.05.2024

REFERENCES

1. Curtis C., Kopper R., Decoster E., Guzman-Garcia A., Huggins C., Knauer L., Minner M., Kupsch N., Linares L., Rough H., Waite M. Heavy-oil reservoirs. *Oilfield review*, 2002, vol. 14, no. 3, pp. 30–51.
2. Kadochnikov V.G., Dvoynikov M.V. Development of technology for hydromechanical breakdown of mud plugs and improvement of well cleaning by controlled buckling of the drill string. *Applied Sciences*, 2022, vol. 12, no. 13, pp. 6460.
3. Kunshin A., Dvoynikov M., Timashev E., Starikov V. Development of monitoring and forecasting technology energy efficiency of well drilling using mechanical specific energy. *Energies*, 2022, vol. 15, no. 19, pp. 7408.
4. Lavrik A., Buslaev G., Dvoynikov M. Thermal stabilization of permafrost using thermal coils inside foundation piles. *Civil Engineering Journal*, 2023, vol. 9, no. 4, pp. 927–938.
5. Vorobyov S.V., Gorbunov P.A., Maksimenko O.V., Khabibullin D.Ya. Temperature regime of oil and gas bearing deposits of the northern part of the West Siberian plate. *Geology of oil and gas*, 2018, no. 5, pp. 29–35. (In Russ.)
6. Zakharov E.V., Kulibakina I.B. The geothermal regime of the subsoil is one of the main factors determining the degree of prospects of oil and gas basins. *Geology of oil and gas*, 1997, vol. 12, pp. 31–36. (In Russ.)

7. Costa B.L.S., Souza G.G., Freitas J.C.O., Araujo R.G.S., Santos P.H.S. Silica content influence on cement compressive strength in wells subjected to steam injection. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2017, vol. 158, pp. 626–633.
8. Dvoynikov M.V., Kuchin V.N., Mintzaev M.Sh. Development of viscoelastic systems and technologies for isolating water-bearing horizons with abnormal formation pressures during oil and gas wells drilling. *Journal of Mining Institute*, 2021, vol. 247, pp. 57–65. (In Russ.)
9. Luke K. Phase studies of pozzolanic stabilized calcium silicate hydrates at 180 °C. *Cement and concrete research*, 2004, vol. 34, no. 9, pp. 1725–1732.
10. Mahmoud A.A., Elkhatny S., Ahmed A., Gajbhiye R. Influence of nanoclay content on cement matrix for oil wells subjected to cyclic steam injection. *Materials*, 2009, vol. 12, no. 9, pp. 1452.
11. Mitchell R.F., Miska S.Z. *Fundamentals of drilling engineering*. Texas, Richardson Publ., 2011. Ch. 4. 139 p.
12. Moradi S.T., Nikolaev N.I. Considerations of well cementing materials in high-pressure, high-temperature conditions. *International Journal of Engineering*, 2016, vol. 29, no. 9, pp. 1214–1218.
13. Vu M.H., Sulem J., Laudet J.B. Effect of the curing temperature on the creep of a hardened cement paste. *Cement and concrete research*, 2012, vol. 42, no. 9, pp. 1233–1241.
14. Wang W.C. Compressive strength and thermal conductivity of concrete with nanoclay under various high temperatures. *Construction and Building Materials*, 2017, vol. 147, pp. 305–311.
15. Zimina D.A., Zhapkhandaev C.A., Petrov A.A. Analysis of the effect of nanosilicates on the strength and porosity of cement stone. *Key Engineering Materials*, 2020, vol. 854, pp. 175–181.
16. Bahafid S., Ghabezloo S., Faure P., Duc M., Sulem J. Effect of the hydration temperature on the pore structure of cement paste: experimental investigation and micromechanical modelling. *Cement and Concrete Research*, 2018, vol. 111, pp. 1–14.
17. Huang S., Hu M., Huang Y., Cui N., Wang W. A new model for optimal mechanical and thermal performance of cement-based partition wall. *Materials*, 2018, vol. 11, no. 4, pp. 615.
18. Kang S.H., Lee J.H., Hong S.G., Moon J. Microstructural investigation of heat-treated ultra-high-performance concrete for optimum production. *Materials*, 2017, vol. 10, no. 9, pp. 1106.
19. Karim M.R., Chowdhury F.I., Zayed H., Saidurd M.R. Effect of elevated temperatures on compressive strength and microstructure of cement paste containing palm oil clinker powder. *Construction and Building Materials*, 2018, vol. 183, pp. 376–383.
20. Ranachowski Z., Ranachowski P., Dębowski T., Gorzelańczyk T., Schabowicz K. Investigation of structural degradation of fiber cement boards due to thermal impact. *Materials*, 2019, vol. 12, no. 6, pp. 944.
21. Silva I.B., Martinelli A.E., Souza W.R.M., Freitas J.C.O., Rodrigues M.A.F. Dilatometric behavior and crystallographic characterization of Portland-polyurethane composites for oil well high-temperature cementing applications. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, vol. 169, pp. 553–559.
22. Szeląg M. The influence of metakaolinite on the development of thermal cracks in a cement matrix. *Materials*, 2018, vol. 11, no. 4, pp. 520.
23. Wang W., Liu X., Guo L., Duan P. Evaluation of properties and microstructure of cement paste blended with metakaolin subjected to high temperatures. *Materials*, 2019, vol. 12, no. 6, pp. 941.
24. Kovalchuk V.S., Nikolaev N.I. Carbon additives for high-quality well cementing. *IOP Conference Series (Earth and Environmental Science): IV International Scientific Conference (Agribusiness, Environmental Engineering and Biotechnologies)*. Krasnoyarsk, IOP Publ., 2021. Vol. 677, no. 5, pp. 052035.
25. Dvoynikov M.V., Sidorkin D.I., Kunshin A.A., Kovalev D.A. Development of hydraulic turbodrills for deep well drilling. *Applied Sciences*, 2021, vol. 11, no. 16, pp. 7517.
26. Ichim A., Teodoru H.C. Investigations on the surface well cement integrity induced by thermal cycles considering an improved overall transfer coefficient. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2017, vol. 154, pp. 479–487.
27. Nelson E.B., Guillot D. *Well cementing*. Texas, Schlumberger, Sugar Land, 2006. 799 p.
28. Redrovan P., Kuchin V., Dvoynikov M. Development of technology for increasing well completion during drilling in the abnormal reservoir pressures intervals. *SHS Web of Conferences. First International Scientific Seminar (Circumpolar Studies)*. EDP Sciences, 2020, vol. 84, pp. 5.
29. Zimina D.A., Nutskova M.V. Research of technological properties of cement slurries based on cements with expanding additives, Portland and magnesia cement. *IOP Conference Series (Materials Science and Engineering)*. St Petersburg, 2019. Vol. 666, no. 1, pp. 012066.
30. Eilers L.H., Root R.L. Long-term effects of high temperature on strength retrogression of cements. *Proc. of the Annual California Regional Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME*. Long Beach, California, 1976. pp. SPE-5871-MS.
31. Iverson B., Maxson J., Bour D. Strength retrogression in cements under high temperature conditions. *Proc. of the thirty-fifth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*. Stanford, California, 2010. pp. SGP-TR-188.
32. Leusheva E., Alikhanov N., Morenov V. Barite-free muds for drilling-in the formations with abnormally high pressure. *Fluids*, 2022, vol. 7, no. 8, pp. 268.
33. Mardashov D.V. Development of blocking compositions with a bridging agent for oil well killing in conditions of abnormally low formation pressure and carbonate reservoir rocks. *Journal of Mining Institute*, 2021, vol. 251, pp. 667–677. (In Russ.)
34. Nikolaev N.I., Leusheva E.L. Low-density cement compositions for well cementing under abnormally low reservoir pressure conditions. *Journal of Mining Institute*, 2019, vol. 236, pp. 194–200. (In Russ.)
35. Richardson I.G. The calcium silicate hydrates. *Cement and concrete research*, 2008, vol. 38, no. 2, pp. 137–158.
36. Leusheva E.L., Alikhanov N.T., Brovkina N.N. Study on the rheological properties of barite-free drilling mud with high density. *Journal of Mining Institute*, 2022, vol. 258, pp. 976–985. (In Russ.)
37. Sanjuán M.A., Argiz C., Gálvez J.C., Moragues A. Effect of silica fume fineness on the improvement of Portland cement strength performance. *Construction and Building Materials*, 2015, vol. 96, pp. 55–64.

38. Li Z., Venkata H.K., Rangaraju P.R. Influence of silica flour–silica fume combination on the properties of high-performance cementitious mixtures at ambient temperature curing. *Construction and Building Materials*, 2015, vol. 100, pp. 225–233.
39. Rahman M.K., Murtaza M., Al-Majed A.A., Al-Zahrani M.M. *Nanoclay-enhanced cement composition for deep well treatment*. Patent US, no. 10065890B2, 2018.
40. ISO 10426-2:2003. *Petroleum and natural gas industries – cements and materials for well cementing. P. 2: Testing of well cements*. 2003.
41. *API Recommended Practice 10B-2-Recommended Practice for Testing Well Cements*. 2nd ed. Washington, American Petroleum Institute Publ. 10B-2, 2013.
42. ASTM D 3967-08. *Standard test method for splitting tensile strength of intact rock core specimens*. West Conshohocken, USA, ASTM International, 2008.
43. Mehta P.K., Monteiro P.J.M. *Concrete: microstructure, properties and materials*. 4th ed. California, McGraw-Hill Professional, 2013. 675 p.
44. Hakamy A., Shaikh F.U.A., Low I.M. Characteristics of hemp fabric reinforced nanoclay-cement nanocomposites. *Cement and Concrete Composites*, 2014, vol. 50, pp. 27–35.
45. Hakamy A., Shaikh F.U.A., Low I.M. Characteristics of nanoclay and calcined nanoclay-cement nanocomposites. *Composites Part B: Engineering*, 2015, vol. 78, pp. 174–184.
46. Stefanidou M., Papayianni I. Influence of nano-SiO₂ on the Portland cement pastes. *Composites Part B: Engineering*, 2012, vol. 43, no. 6, pp. 2706–2710.
47. Sanjuán M.A., Muñoz-Martínez R. Oven-drying as preconditioning method for air permeability test on concrete. *Materials Letters*, 1996, vol. 27, no. 4–5, pp. 263–268.
48. Shebl S.S., Allie L., Morsy M.S., Aglan H.A. Mechanical behavior of activated nano silicate filled cement binders. *Journal of materials science*, 2009, vol. 44, pp. 1600–1606.
49. Hakamy A., Shaikh F.U.A., Low I.M. Thermal and mechanical properties of hemp fabric-reinforced nanoclay-cement nanocomposites. *Journal of materials science*, 2014, vol. 49, pp. 1684–1694.

Information about the authors

Mariia V. Nutskova, Cand. Sc., Associate Professor, Saint Petersburg Mining University, 2, 21 line Vasilyevsky Island, Saint Petersburg, 199106, Russian Federation. Nutskova_MV@pers.spmi.ru; <https://orcid.org/0000-0003-3094-6289>

Mohammad Alhazzaa, Postgraduate Student, Saint Petersburg Mining University, 2, 21 line Vasilyevsky Island, Saint Petersburg, 199106, Russian Federation. s215139@stud.spmi.ru; <https://orcid.org/0000-0002-2891-1709>

Received: 26.09.2023

Revised: 30.01.2024

Accepted: 16.05.2024