

УДК 624.1

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ОТХОДОВ КРЕМНИЕВОГО ПРОИЗВОДСТВА В КАЧЕСТВЕ ДОБАВОК, УЛУЧШАЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ТАМПОНАЖНЫХ РАСТВОРОВ

Буглов Николай Александрович¹,
bna@istu.edu

Бутакова Любовь Александровна²,
lyubov.elizarova.89@bk.ru

Шакирова Эльвира Венеровна¹,
viva160@mail.ru

Аверкина Елена Владимировна¹,
averkina.l@yandex.ru

¹ Иркутский национальный исследовательский технический университет,
Россия, 664074, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 83.

² ООО «Центр цементирования скважин»,
Россия, 629300, г. Новый Уренгой, ул. Магистральная, Западная промзона, панель Д.

Актуальность исследования обусловлена необходимостью решения проблемы межколонных давлений, возникающих в зацементированном кольцевом пространстве скважин. Проблема привлекает к себе пристальное внимание нефтегазодобывающих компаний и ученых, потому что такое осложнение создает ситуацию загрязнения окружающей среды. Это может привести к нарушению эксплуатации скважины, образованию грифонов, взрывам и пожарам. В настоящее время многие нефтегазовые компании сталкиваются с такой проблематикой, как явление межколонных давлений в зацементированном кольцевом пространстве скважин. Такое осложнение создает ситуацию техногенных скоплений флюида в приустьевой части самой скважины и в низинах рельефа дневной поверхности близлежащих территорий, в том числе в водоемах. В период всей «жизни» скважины, начиная с этапа первичного вскрытия нефтегазовых пластов, могут образовываться каналы, способствующие возникновению межпластовых перетоков, примерно до 40 % всех вводимых в эксплуатацию скважин имеют подобный брак. Особенно остро стоит проблема при цементировании в условиях невысоких гидродинамических давлений и низких температур, в неустойчивых трещиноватых породах.

Цель: исследовать и определить возможность использования отходов производства ООО «РУСАЛ ИТЦ» в качестве модифицирующей добавки к изоляционным смесям, используемым в условиях, характерных для месторождений Восточной Сибири.

Объекты: тампонажный раствор на основе цемента ПЦТ I-G-CC-1 с добавкой микрокремнезема МК-65 и МК-85, применяемый на месторождениях Восточной Сибири.

Методы: инструментальные методы определения параметров цементных растворов для тампонирующей скважин по ГОСТ 26798.1-96 и ГОСТ 310.3-76, обработка результатов и их оценка в соответствии с ГОСТ Р 8.736-2011.

Результаты. Изучены и описаны физико-химические характеристики микрокремнезема конденсированного МК-65 и МК-85, дана описательная характеристика портландцемента тампонажного типа ПЦТ I-G-CC-1, приготовлены тампонажные смеси с добавлением облегчающих добавок МК-65 и МК-85, проведены сравнительные исследования приготовленных растворов по технологическим параметрам при температуре 22 °С. Установлено, что применение микрокремнезема МК-65 и МК-85 позволяет снизить такие показатели, как плотность, водоотделение и фильтрация тампонажного раствора, при увеличении прочностных показателей камня. Результаты исследования показали существенное улучшение технологических показателей тампонажного раствора (каменя). Применение данного вещества без повышения плотности раствора существенно снижает такие показатели, как водоотделение и фильтрация тампонажного раствора, а также увеличиваются прочностные свойства цементного камня.

Ключевые слова:

Портландцемент, тампонажный раствор, цементный камень, микрокремнезем, прочность, водоотделение, фильтрация.

Введение

Основной целью крепления стенок скважины обсадными колоннами и дальнейшее цементирование является надежная изоляция затрубного пространства [1, 2]. При некачественном выполнении этих работ нарушается существующий природный баланс раздельного залегания различных флюидосодержащих комплексов горных пород, в связи с чем появляется вероятность межпластовых перетоков жидких и газобразных полезных ископаемых и их миграции на поверхность [3–5]. Для возникновения данных переме-

щений необходимо наличие каналов фильтрации и «движущей силы», инициирующей поток углеводородного сырья [4].

Каналы, способствующие возникновению межпластовых перетоков, могут образовываться в период всей «жизни» скважины, начиная с этапа первичного вскрытия нефтегазовых пластов до полной её ликвидации. К основным технологическим операциям, в результате проведения которых в скважине образуются такие артерии, можно отнести процесс прокачки тампонажного раствора в заколонное пространство и период ожидания его затвердевания [6].

Крепление обсадных труб при полном соответствии цемента стандартам качества, а технологического процесса всем нормам, не всегда можно считать успешным. Особенно если процесс цементирования производится в неуплотненных, трещиноватых породах, требующих снижения гидростатического давления на стенки скважины. Ненадежная изоляция заколонного пространства, приводящая к образованию каналов в тампонажном камне, может возникнуть еще в цементном растворе вследствие снижения его плотности, в результате низкой седиментационной устойчивости последнего, высоких показателей водоотделения и фильтрации. Велика вероятность образования путей миграции при переходе раствора из жидкого состояния в твердый камень, сопровождающемся падением гидростатического давления в затрубном пространстве ниже пластового, что провоцирует проникновение флюида в еще незатвердевший гелеобразный материал [7, 8].

При высокой проницаемости цементного камня микроразрывы в нем формируются наиболее активно в случаях: технологических операций в скважине; механического воздействия на колонну при последующем углублении скважины; опрессовки колонн; перфорации скважины; гидравлического разрыва пласта; термической обработки ствола в процессе капитального ремонта; воздействия агрессивной коррозионной среды в процессе эксплуатации скважины [5, 9].

Обеспечение высокой герметичности скважины требует прежде всего управления физико-механическими показателями всех участников этого процесса, а именно снижением водоотделения и фильтрации и повышением седиментационной устойчивости тампонажного раствора; редуцирование проницаемости и рост прочностных характеристик цементного камня способствуют увеличению долговечности крепи обсадной колонны [10].

Добиться высокой герметичности крепи скважины раствором низкой плотности можно с помощью управляемого снижения водоотделения и фильтрации, повышения седиментационной устойчивости тампонажного раствора, редуцирования проницаемости, а также роста прочностных характеристик цементного камня [10].

Методами снижения плотности цементного раствора являются следующие технологические приемы и способы: повышение водоцементного отношения; применение армирующих и «водопотребляющих» органических наполнителей; ввод облегчающих газонаполненных материалов и аэрирование тампонажного раствора [6–13].

Дисперсное армирование увеличивает прочность камня за счет повышения стойкости цемента к динамическим нагрузкам. Ввод армирующих материалов в тампонажный раствор является очень сложной процедурой, требующей дополнительного оборудования. Кроме того, рядом специалистов доказано негативное влияние асбестового волокна на дыхательную систему человека [10, 12].

Аэрированные тампонажные растворы создают путем обработки обычного химическими реагентами, вызывающими его вспенивание, а также при смешивании

последнего с азотом и ПАВ до получения устойчивой пены. Снижение плотности тампонажного раствора с помощью аэрирования химическими реагентами отличается не только высокой надежностью получаемой устойчивой пены, но и высокой стоимостью, а также ограничением глубины крепления обсадных колонн до 1200 м по вертикали [10–12].

В настоящее время наиболее эффективными методами снижения плотности цементного раствора являются алюмосиликатные микросферы (АСМ) и полые стеклянные микросферы разных исполнений [13]. Растворы, имеющие в своем составе микросферы, имеют ряд недостатков: седиментационную неустойчивость, негативную реакцию на повышение давления (схлопывание), некоторые из них неустойчивы к хлоридам кальция CaCl_2 , а также высокую стоимость.

Основным способом уменьшения удельного веса цементного раствора на сегодняшний день остается увеличение водотвердого отношения [7, 8]. Увеличение воды в его составе приводит к снижению качества цементирования колонн за счет роста водоотделения, времени загустевания, сроков схватывания и водоотдачи раствора, а также уменьшения прочности камня [8]. В силу этого для управления показателями смеси используются добавки различного генезиса. В качестве дополнительных химических реагентов могут вводиться регуляторы сроков схватывания, «водопотребляющие» материалы, органические вещества, купирующие водоотдачу тампонажного раствора и упрочняющие агенты и др. [10]. Подобные добавки применяются как отдельно, так и совместно с другими, что приводит к дополнительным расходам средств на строительство скважин. Использование химических составляющих, помимо положительного влияния на исследуемый показатель, сопровождается сопутствующим воздействием на все физико-механические показатели раствора – камня. Практическая эксплуатация ряда полимеров, сокращающих водоотдачу и фильтрационные потери, способствует ускорению времени загустевания и сроков схватывания цементного раствора.

Анализируя вышеизложенное, можно сделать вывод, что снижение плотности тампонажного раствора приводит к проблемам, связанным с ухудшением его технологических свойств.

Основываясь на вышесказанном, авторы статьи поставили цель – исследовать и разработать рецептуры цементных растворов с облегчающими добавками, не снижающими качество основных параметров раствора, а также определить влияние добавок микрокремнезема марок МК-65 и МК-85 на технологические свойства цементной смеси и ее камня при температуре 22 °С.

В данной публикации представлены описания и характеристики некоторых предложенных добавок, входящих в состав цементных растворов для цементирования скважины, которые в дальнейшем позволят решать задачи по сокращению объемов дорогостоящих химических реагентов, используемых при приготовлении тампонажных растворов, и получению эффективных рецептур.

Объект и методика исследования

В лаборатории буровых растворов и крепления скважин Иркутского национального исследовательского технического университета были проведены исследования на предмет возможности использования отходов производства ООО «РУСАЛ ИТЦ» для улучшения технологических показателей тампонажного раствора. За основу был взят портландцемент тампонажный типа ПЦТ I-G-CC-1 с повышенным до 0,5 водоцементным отношением, используемый для крепления колонн в условиях, приближенных к Ярактинскому нефтегазоконденсатному месторождению.

Портландцемент тампонажный ПЦТ I-G-CC-1 разработан в Американском нефтяном институте для крепления скважин в условиях высокой сульфатной агрессии. Данный цемент относится к бездобавочным, с нормируемым водоцементным отношением, равным 0,44, по ГОСТ 1581-2019.

В строительные и тампонажные цементы с целью снижения нагрузки на экологию, экономии сырья и облегчения растворов начали вводить кремнийсодержащие золы и шлаки. Материалы с большим содержанием кремния принято называть пуццолановыми [12, 13].

В качестве модифицирующего вещества был рассмотрен микрокремнезем конденсированный марок МК-65 и МК-85. Установлено, что кремнезем влияет на процессы гидратации и структурообразования в цементном тесте, и в конечном счете на структуру затвердевшего цементного камня. Вводится в цементный раствор для крепления скважин в условиях высоких забойных температур в виде грубодисперсного и молотого песка [14, 15]. В данном направлении проводится достаточно много исследований. Микросилика, как добавка в цементный материал, показала хорошие результаты, что отмечается рядом исследователей [16–20].

Микрокремнезем (МК) – кремнезем техногенного происхождения, образующийся попутно в результате конденсации из газовой фазы при выплавке кремниевых сплавов и характеризующийся содержанием аморфного кремнезема с развитой удельной поверхностью, способен активно взаимодействовать с $\text{Ca}(\text{OH})_2$ в ходе гидратации цемента. Диоксид кремния, находясь в аморфном состоянии, является главным компонентом микрокремнезема. Аморфное состояние позволяет растворять кремний во многих органических растворителях (за исключением алифатических углеводородов), но изотактический кристаллический полимер нерастворим в большинстве органических жидкостей.

Для представления природы материала в табл. 1 показаны физико-механические свойства микрокремнезема МК-65 и МК-85, произведенного ООО «РУСАЛ ИТЦ».

В соответствии с ГОСТ 58894-2020 микрокремнезем представляет собой очень мелкие сферические частицы размером менее 1 мкм, что в несколько раз меньше среднего размера зерна цемента (примерно 15–20 мкм). На рис. 1 представлены частицы МК-

65 и МК-85, рассмотренные на электронном поляризационном микроскопе прямой конструкции Axio Lab.A1 в объективе с окуляром 10×20 мм.

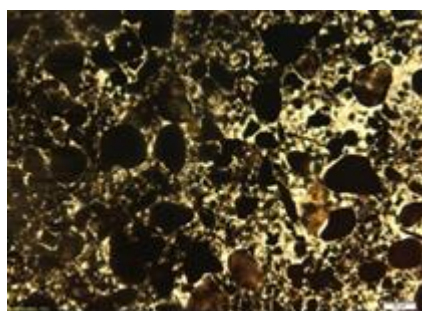
Таблица 1. Физико-химические показатели микрокремнезема конденсированного МК-65 и МК-85

Table 1. Physicochemical indicators of condensed silica fume MS-85 and MS-65

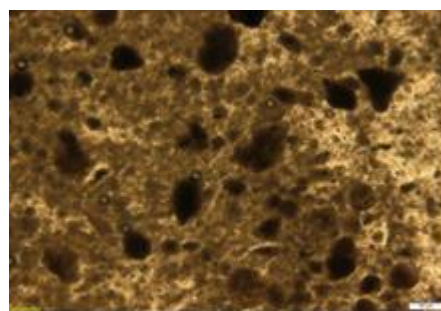
Показатель Indicator	МК-85 MS-85	МК-65 /MS-65
Внешний вид Appearance	Ультрадисперсный порошок серого цвета Ultrafine gray powder	
Индекс активности, %, не менее Activity index, %, not less	95	90
Насыпная плотность микрокремнезема конденсированного сухих форм, кг/м ³ Bulk density of microsilica of condensed dry forms, kg/m ³	150–250	
Удельная поверхность, м ² /кг, не менее Specific surface, m ² /kg, not less	12000	
Массовая доля в пересчете на сухой продукт, %, не менее Mass fraction in terms of dry product, %, not less	97	
Массовая доля воды, %, не более Mass fraction of water, %, not more	3	
Массовая доля диоксида кремния (SiO ₂ , %, не менее) Mass fraction of silicon dioxide (SiO ₂ , %, not less)	85	65
Массовая доля оксида кальция, %, не более Mass fraction of calcium oxide, %, not more	3	5
Массовая доля серного ангидрида, %, не более Mass fraction of sulfuric anhydride, %, not more	0,6	
Массовая доля свободных щелочей (Na ₂ O, K ₂ O), %, не более Mass fraction of free alkalis (Na ₂ O, K ₂ O), %, not more	2	

МК-65 состоит из «песчинок» очень незначительных размеров, при этом некоторые из них представляют собой скопление еще более мелких. Так, например, крупница, которая на первый взгляд кажется цельной и единой, на самом деле состоит из множества других более тонких составляющих и напоминает кварцевый песок (рис. 1, а). Изучение образца показало, что структура частиц, составляющих микрокремнезем, по блеску и форме напоминает структуру металла. МК-85 состоит из еще более мелких частиц порошка (рис. 1, б), легко слепающихся между собой. На песчинках нет или плохо видны металлические оболочки стружки.

Микрочастицы кремнезема сферической формы могут заполнять пустоты между более грубых цементных частиц и заменять некоторое количество воды между зёрнами цемента. Таким образом, при применении МК следует ожидать снижения растекаемости и водоотделения тампонажного раствора и увеличения прочности и долговечности тампонажного камня [9].



a/a



b/b

Рис. 1. Микрокремнезем конденсированный: а) МК-65 (10×20); б) МК-85 (10×20)

Fig. 1. Condensed silica fume: a) MS-65 (10×20); b) MS-85 (10×20)

Растекаемость, время загустевания, прочность на изгиб и сжатие замерались в соответствии с ГОСТ 26798.1-96. Плотность и фильтрация тампонажного раствора определялись согласно API 10B.

Обработка результатов и их оценка были произведены в соответствии с ГОСТ Р 8.736- 2011.

Результаты исследования и их обсуждение

При реализации плана исследований, во всех случаях, введение и увеличение концентрации микрокремнезема обеих марок в тампонажном растворе существенно снижало его растекаемость, о чем свидетельствует кривая, представленная на рис. 2. Граничная технологическая величина показателя растекаемости принята в пределах 200 мм, так как более высокие значения будут вызывать высокие сопротивления движению смеси в процессе крепления при более низких значениях данного показателя. Для оценки влияния микрокремнезема на параметры раствора и формирования цементного камня максимальная концентрация добавок МК-65 и МК-85 составила 14 и 8 % соответственно.

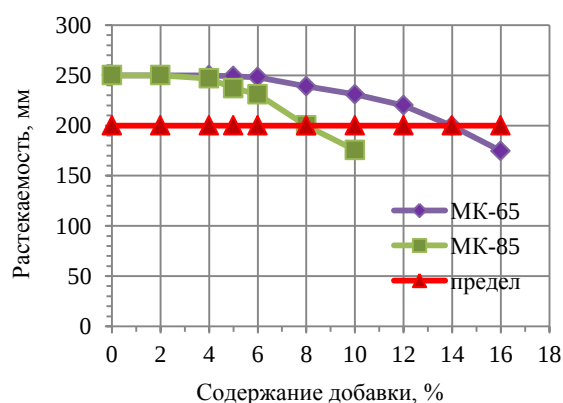


Рис. 2. Зависимости растекаемости тампонажного раствора от количества добавки

Fig. 2. Cement slurry flowability dependences on additive amount

Проведенные исследования загустевания цементного раствора показали пропорциональное увеличение начальной консистенции раствора с введением в него наполнителя в среднем с 20 до 35 Вс.

Рост водоцементного отношения тампонажного раствора негативным образом сказывается на его водоотделении и фильтрации, а применение микро-

кремнезема, как и предполагалось выше, должно положительно влиять на указанные параметры. Результаты исследования воздействия микрокремнезема на водоотделение представлены на рис. 3, из которого видно, что предложенная добавка МК-65 при концентрации 14 % снижает изучаемый показатель до 90 %, а МК-85 при 8 % – вплоть до 100 %. Высокая дисперсность микрокремнезема, распределяясь по всему объему раствора, позволяет заполнять пространство между зернами цемента, повышая седиментационную устойчивость раствора, снижая усадку цемента.

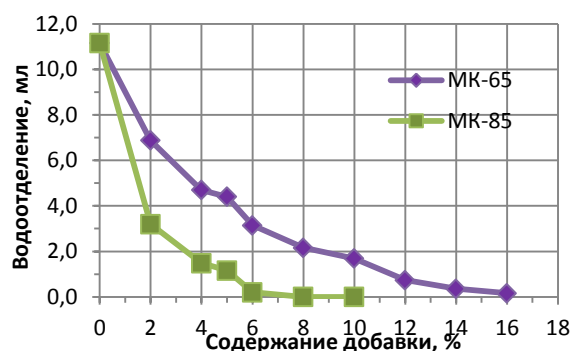


Рис. 3. Зависимости водоотделения тампонажного раствора от количества добавки

Fig. 3. Dependences of cement slurry water separation on additive amount

Изменение фильтрации тампонажного раствора от содержания микрокремнезема показано на рис. 4. Так, ввод 14 % МК-65 уменьшает ее на 32 %, а 8 % МК-85 – на 68 %.

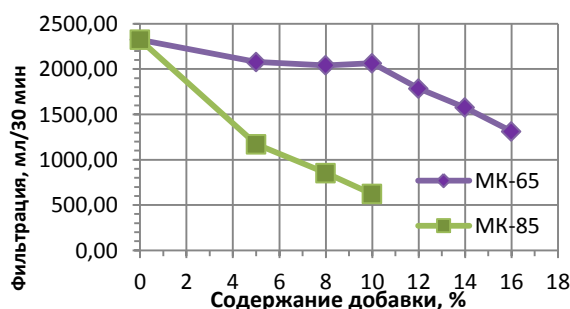


Рис. 4. Зависимости фильтрации тампонажного раствора от количества добавки

Fig. 4. Grouting slurry filtration versus additive amount

Плотность приготовленного тампонажного раствора без кремнезема при водоцементном отношении 0,5 составляла 1,84 г/см³. При введении в раствор добавок МК-65 и МК-85 в концентрациях от 2 до 12 % наблюдалось незначительное увеличение плотности до 1,85 г/см³, что позволяет избежать осложнений в виде гидроразрыва пласта во время ее прокачки на проектный интервал скважины.

Насыпная плотность сухих форм конденсированного микрокремнезема составляет 150–200 кг/м³ (табл. 1), а его удельный вес равен 2600 кг/м³. В процессе исследования влияние добавок на плотность смеси оказалось несущественным (не более 0,01 г/см³), что позволяет избежать осложнений в виде гидроразрыва пласта во время ее прокачки на проектный интервал скважины.

Для определения прочности цементного камня на сжатие и на изгиб приготовленные цементные балочки выдерживались 2 суток: первые сутки при температуре 22 °С, вторые сутки в воде в термокамере при тех же температурных условиях.

Таблица 2. Предел прочности при сжатии цементного камня на основе ПЦТ I-G-CC-1 с добавлением модифицирующих добавок М-65 и МК-85

Table 2. Compressive strength of cement stone based on PCT I-G-CC-1 with the addition of modifying additives MS-65 and MS-85

№ п/п	Добавка, % Additive, %	МК-65/MS-65		МК-85/MS-85	
		$\sigma_{сж}$, МПа σ_{co} , MPa	Увеличение прочности, % Strength increase, %	$\sigma_{сж}$, МПа σ_{co} , MPa	Увеличение прочности, % Strength increase, %
1	—	9,60	—	9,60	—
2	2	11,27	17	12,93	35
3	4	11,99	25	14,40	50
4	5	11,73	22	15,41	61
5	6	12,49	30	16,58	73
6	8	12,02	25	17,72	85
7	10	12,79	33	19,87	107
8	12	12,70	32	—	—
9	14	13,85	44	—	—
10	16	14,45	51	—	—

Примечание: В п/п. 1 указаны значения параметров тампонажного раствора ПЦТ I-G-CC-1 без добавления микрокремнезема; $\sigma_{сж}$, МПа – предел прочности цементного камня на сжатие.

Note: In p/p. 1 the values of the parameters of the grouting solution of PCT I-G-CC-1 without the addition of microsilicon are indicated; σ_{co} , MPa – the compressive strength of cement stone.

Зависимость предела прочности при сжатии цементного камня от количества реагента наглядно иллюстрирует табл. 2, из которой следует, что:

- введение в тампонажный раствор в рекомендуемых концентрациях диоксида кремния стабильно повышает значение изучаемого параметра;
- 14 % концентрация МК-65 обеспечивает рост прочности на 44 %, а 8 % МК-85 соответственно на 85 %;
- растекаемость смеси при указанном содержании кремнезема снижается до 200 мм, что, в свою оче-

редь, создает предпосылки для будущих исследований по дальнейшему увеличению концентрации МК с одновременным использованием пластификаторов раствора, которые способствуют разжижению раствора. Это связано с тем, что в процессе цементирования скважины раствор с низкими значениями растекаемости будет создавать трудности при его прокачивании насосами в затрубное пространство.

Одной из основных характеристик цемента ПЦТ I-G-CC-1 является предел прочности при сжатии [19, 20], но и прочность при изгибе также играет важную роль, особенно при эксплуатации наклонно-направленных скважин.

Результаты экспериментов по изменению данного показателя с повышением содержания микрокремнезема в тампонажной смеси и его сравнительная оценка относительно бездобавочного раствора также оказались положительными (табл. 3).

Таблица 3. Предел прочности при изгибе цементного камня на основе ПЦТ I-G-CC-1 с добавлением модифицирующих добавок МК-65 и МК-85

Table 3. Flexural strength of cement stone based on PCT I-G-CC-1 with the addition of modifying additives MS-65 and MS-85

№ п/п	Добавка, % Additive, %	МК-65/MS-65		МК-85/MS-85	
		$\sigma_{из}$, МПа $\sigma_{сж}$, MPa	Увеличение прочности, % Strength increase, %	$\sigma_{из}$, МПа $\sigma_{сж}$, MPa	Увеличение прочности, % Strength increase, %
1	—	3,07	—	3,07	—
2	2	3,52	14,79	3,87	26,12
3	4	3,62	17,90	4,29	39,87
4	5	3,46	12,64	3,97	29,38
5	6	3,64	18,58	4,17	35,99
6	8	3,55	15,70	4,00	30,36
7	10	3,69	20,26	4,11	33,81
8	12	3,71	20,72	—	—
9	14	3,94	28,50	—	—
10	16	3,87	25,93	—	—

Примечание: В п/п. 1 указаны значения параметров тампонажного раствора ПЦТ I-G-CC-1 без добавления микрокремнезема; $\sigma_{из}$, МПа – предел прочности цементного камня на изгиб.

Note: In p/p. 1, the values of the parameters of the grouting solution of PCT I-G-CC-1 without the addition of microsilicon are indicated; $\sigma_{сж}$, MPa – the bending strength of cement stone.

Из табл. 3 видно, что прочность при изгибе растет с меньшей интенсивностью с увеличением концентрации «водопоглощающей» добавки по сравнению с пределом прочности при сжатии.

Увеличение прочности тампонажного камня при добавлении микрокремнезема обусловлено образованием связывающих соединений SiO₂ при реакции с CaO, освобождаемым при гидратации исходного материала, при наличии воды. Вследствие чего частицы МК присоединяются к каждому зерну цемента, таким образом цементный раствор начинает уплотняться, а пустоты заполняются продуктами гидратации [1, 6].

Выводы

Ввод микрокремнезема в тампонажный цемент ПЦТ I-G-CC-1 существенно повышает технологические параметры тампонажного раствора и физико-механические свойства цементного камня. Проведенные исследования позволяют сформулировать следующие итоговые заключения:

1. Микрокремнезем представляет собой активную добавку, существенно улучшающую технологические показатели тампонажного раствора и его сформировавшегося камня.
2. При введении микрокремнезема МК-65 и МК-85 не получено снижения плотности тампонажного раствора, следовательно, он не оказывает облегчающего действия в концентрации от 2 до 16 % для данного типа цемента.
3. Наиболее эффективным реагентом является МК-85.
4. Увеличение концентрации конденсированного кремнезема в тампонажном растворе марки МК-65 до 14 % и марки МК-85 до 8 % обеспечивает

рост предела прочности при сжатии цементного камня соответственно на 44 и 85 %.

5. Использование кремнезема марок МК-65 и МК-85 в концентрациях до 12 %, ограниченных предельным значением растекаемости тампонажного раствора, значительно снижает его фильтрацию и водоотделение.
6. Введение в тампонажный раствор диоксида кремния, в том числе в концентрациях более 12 %, стабильно повышает прочностные характеристики цементного камня, однако при этом из-за уменьшения растекаемости смеси могут возникнуть сложности с ее надежной доставкой в заданный интервал скважины.
7. В дальнейшем необходимо изучить влияние пластифицирующих добавок на подвижность тампонажного раствора при различных содержаниях микрокремнезема марок МК-65 и МК-85, превышающих их допустимые значения.

Авторы выражают благодарность ОАО «Сухоложск-цемент» за безвозмездное предоставление цемента для исследований.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Богоявленский В.И. Природные и техногенные угрозы при освоении месторождений горючих ископаемых в криолитосфере земли // Горная промышленность. – 2020. – № 1. – С. 97–118.
2. Дзюбло А.Д. Исследование механизмов возникновения опасных природных явлений при освоении нефтегазовых месторождений на шельфе арктических и субарктических морей // Безопасность труда в промышленности. – 2019. – № 4. – С. 69–77.
3. Numerical simulation investigation on fracture debonding failure of cement plug/casing interface in abandoned wells / J. Jiang, J. Li, G. Liu, W. Lian, Y. Xi, H. Yan, W. Li // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2020. – V. 192. – 107226.
4. Чжу Д.П. Анализатор миграции газа производства компании OFI Testing Equipment, Inc. // Бурение и нефть. – 2008. – № 3. – С. 49–51.
5. Experimental study on the integrity of casing-cement sheath in shale gas wells under pressure and temperature cycle loading / D. Kuanhai, Y. Yue, Y. Hao, L. Zhonghui, Y. Lin // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2020. – № 195. – 107548.
6. Салыхов Р.М., Нургалиев А.Р. Разработка рецептуры тампонажного раствора для предупреждения газопорыва в период ожидания затвердевания цемента // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – Пермь: Пермский национальный исследовательский политехнический университет, 2019. – Т. 1. – С. 197–199.
7. Бакиров Д.Л., Бурдыга В.А., Мелехов А.В. Специальный облегченный тампонажный состав для боковых стволов в условиях Западной Сибири // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2018. – № 10. – С. 39–41.
8. Буглов Н.А., Бутакова Л.А., Бочарников М.В. Проблемы использования облегченного цемента для крепления нефтегазовых скважин и пути их решения // Науки о Земле и недропользование. – 2020. – Т. 43. – № 3. – С. 339–349.
9. Зимица Д.А., Двойников М.В. Разработка тампонажного состава для крепления скважин в криолитозоне // Бурение скважин в осложненных условиях: Тезисы докладов III Международной научно-практической конференции. – СПб: Санкт-Петербургский горный университет, 2018. – С. 46–47.
10. Fink J.K. Petroleum engineers guide to oil field chemicals and fluids. – Waltham, MA: Gulf Professional Publ., 2011. – 808 p.
11. Мерзляков М.Ю., Яковлев А.А. Исследование технологических свойств аэрированных тампонажных составов с включением в них полых алюмосиликатных микросфер // Вестник

- ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – № 14. – С. 13–17.
12. Бабков В.В., Габитов А.И., Сахибгареев Р.Р. Аморфный микрокремнезем в процессах структурообразования и упрочнения цементного камня // Башкирский химический журнал. – 2010. – Т. 17. – № 3. – С. 206–210.
13. Буглов Н.А., Бутакова Л.А., Буланов Н.С. Влияние микрокремнезема на физические свойства тампонажного камня // Известия Сибирского отделения секции наук о Земле Российской академии естественных наук. Геология, разведка и разработка месторождений полезных ископаемых. – 2019. – Т. 42. – № 2 (67). – С. 201–208.
14. Numerical determination of strength and deformability of fractured rock mass by FEM modeling / J. Yang, W. Chen, D. Yang, J. Yuan // Computers and Geotechnics. – 2015. – V. 64. – P. 20–31.
15. Henriksen K.H., Gule E.I., Augustine J. Case study: the application of inflow control devices in the troll oil field // SPE-100308-SM. Annual conference and exhibition. – Vienna: Austria, 2006. – P. 1–5.
16. Tarek A. Ganatana, Meftah Hrairi. A new choke correlation to predict flow rate of artificially flowing wells // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2018. – V. 171. – P. 1378–1389.
17. Comprehensive review of the application of nano-silica in oil well cementing / A. Thakkar, A. Raval, S. Chandra, M. Shah, A. Sircar // Petroleum. – 2020. – V. 2. – P. 123–129.
18. El-Gamal S.M.A., Hashem F.S., Amin M.S. Influence of carbon nanotubes, nanosilica and nanometakaolin on some morphological-mechanical properties of oil well cement pastes subjected to elevated water curing temperature and regular room air curing temperature // Construction and Building Materials. – 2017. – V. 146. – P. 531–546.
19. Transformation of institutions of socio-economic development in the conditions of a long-term viral pandemic / L. Gaisina, L. Semenova, E. Averkina, E. Gabdrakhmanov // AD ALTA: Journal of Interdisciplinary Research. – 2021. – V. 11. – № 2 S21. – P. 220–224.
20. Сравнительный анализ реагентов-ингибиторов набухания глинистых отложений, применяемых на месторождениях Восточной Сибири / Е.В. Аверкина, Э.В. Шакирова, М.Б. Николаева, А.А. Климова // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331. – № 12. – С. 138–145.

Поступила 18.05.2022 г.

Информация об авторах

Буглов Н.А., кандидат технических наук, заведующий кафедрой нефтегазового дела Иркутского национального исследовательского технического университета.

Бутакова Л.А., ведущий инженер-лаборант, ООО «Центр цементирования скважин».

Шакирова Э.В., кандидат политических наук, доцент кафедры нефтегазового дела Иркутского национального исследовательского технического университета.

Аверкина Е.В., старший преподаватель кафедры нефтегазового дела Иркутского национального исследовательского технического университета.

UDC 624.1

USE OF SILICON PRODUCTION WASTES AS ADDITIVES IMPROVING THE PROCESS PROPERTIES OF THE CEMENT SLURRIES

Nikolay A. Buglov¹,
bna@istu.edu

Lybov A. Butakova²,
lyubov.elizarova.89@bk.ru

Elvira V. Shakirova¹,
viva160@mail.ru

Elena V. Averkina¹,
averkina.l@yandex.ru

¹ Irkutsk National Research Technical University,
83, Lermontov street, Irkutsk, 664074, Russia.

² ООО «Well cementing center»,
panel D, Western promzone, Magistralnaya street, New Urengoy, 629300, Russia.

The relevance of the study is caused by the need to solve the problem of annular pressure arising in the cemented annulus of wells. The problem attracts close attention of oil and gas companies and scientists, because such a complication creates a situation of environmental pollution. This can lead to disruption of well operation, formation of gryphons, explosions and fires. Currently, many oil and gas companies face such problems as the phenomenon of annulus pressures in the cemented well annulus. Such a complication creates a situation of technogenic accumulations of fluid in the wellhead part of the well itself and in the lowlands of the relief of the day surface of nearby territories, including in water bodies. During the entire «life» of the well, starting from the stage of initial opening of oil and gas reservoirs, channels can be formed that contributes to the occurrence of interlayer crossflows, up to 40 % of all wells put into operation have such a marriage. The problem is especially acute when cementing under conditions of low hydrodynamic pressures and low temperatures, in unstable fractured rocks.

The main aim: to investigate and determine the possibility of using waste produced by RUSAL ITC LLC as a modifying additive to insulation mixtures used in conditions characteristic of deposits in Eastern Siberia.

Object: grouting solution based on cement PCT I-G-CC-1 used in the fields of Eastern Siberia.

Methods: instrumental methods for determining the parameters of cement mortars for plugging wells according to GOST 26798.1-96 and GOST 310.3-76, processing the results and their evaluation in accordance with GOST R 8.736-2011.

Results. The authors studied and described the physico-chemical characteristics of condensed silica MK-65 and MK-85, gave a descriptive characteristic of Portland cement of the grouting type PCT I-G-CC-1, prepared grouting mixtures with the addition of tight-fitting additives MK-65 and MK-85, carried out the comparative studies of the prepared solutions according to technological parameters at a temperature of 22 °C. It is established that the use of microsilicon MK-65 and MK-85 allows reducing such indicators as density, water separation and filtration of grouting solution, with an increase in the strength indicators of the stone. The results of the study showed a significant improvement in the technological parameters of the grouting solution (stone). The use of this substance without increasing the density of the solution significantly reduces such indicators as water separation and filtration of grouting solution, as well as increases the strength indicators of cement stone.

Key words:

Portland cement, plugging mortar, cement stone, microsilica, strength, water separation, filtration.

The authors appreciate LLC «Sukholozhsktsement» for the provision of cement for research.

REFERENCES

1. Bogoyavlensky V.I. Natural and man-made threats in the development of fossil fuels in the cryolithosphere of the earth. *Mining industry*, 2020, no. 1, pp. 97–118. In Rus.
2. Dzyublo A.D. Investigation of the mechanisms of the occurrence of hazardous natural phenomena during the development of oil and gas fields on the shelf of the Arctic and subarctic seas. *Safety of labor in industry*, 2019, no. 4, pp. 69–77. In Rus.
3. Jiang J., Li J., Liu G., Lian W., Xi Y., Yan H., Li W. Numerical simulation investigation on fracture debonding failure of cement plug/casing interface in abandoned wells. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, vol. 192, pp. 107226.
4. Zhu D.P. Gas migration analyzer manufactured by OFI Testing Equipment, Inc. *Drilling and oil*, 2008, no. 3, pp. 49–51. In Rus.
5. Kuanhai D., Yue Y., Hao Y., Zhonghui L., Lin Y. Experimental study on the integrity of casing-cement sheath in shale gas wells under pressure and temperature cycle loading. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, no. 195, pp. 107548.
6. Salyakhov R.M. Development of a cement slurry formulation to prevent gas breakthrough during the waiting period for cement hardening. *Problems of the development of hydrocarbon and ore mineral deposits*, 2019, vol. 1, pp. 197–199. In Rus.
7. Bakirov D.L., Burdyga V.A., Melekhov A.V. Special lightweight grouting compound for sidetracks in Western Siberia. *Construction of oil and gas wells onshore and offshore*, 2018, no. 10, pp. 39–41. In Rus.
8. Buglov N.A., Butakova L.A., Bocharnikov M.V. Problems of using lightweight cement for casing oil and gas wells and ways to solve them. *Earth Sciences and Subsoil Use*, 2020, vol. 43, no. 3, pp. 339–349. In Rus.
9. Zimina D.A., Dvoynikov M.V. Razrabotka tamponazhnogo sostava dlya krepleniya skvazhin v kriolitzone [Development of a grouting

- compound for casing wells in permafrost]. *Burenie skvazhin v oslozhnennykh usloviyakh. Tezisy dokladov III Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii* [Abstracts of the III International Scientific and Practical Conference. Drilling of wells in difficult conditions]. St. Petersburg, St. Petersburg Mining University Publ., 2018. pp. 46–47.
10. Fink J.K. *Rukovodstvo inzhenera-neftyanika po neftepromyslovym khimicheskim veshchestvam i zhidkostyam* [Petroleum Engineers Guide to Oil Field Chemicals and Fluids]. Waltham, MA, Gulf Professional Publ., 2011. 808 p.
 11. Merzlyakov M.Yu., Yakovlev A.A. Investigation of the technological properties of aerated grouting compositions with the inclusion of hollow aluminosilicate microspheres in them. *Bulletin of PNRPU. Geology. Oil and gas and mining*, 2015, no. 14, pp. 13–17. In Rus.
 12. Babkov V.V., Gabitov A.I., Sakhibgareev R.R. Amorphous silica fume in the processes of structure formation and hardening of cement stone. *Bashkir Chemical Journal*, 2010, vol. 17, no. 3, pp. 206–210. In Rus.
 13. Buglov N.A., Butakova L.A., Bulanov N.S. Influence of microsilica on the physical properties of backfill stone. *Bulletin of the Siberian Branch of the Earth Sciences Section of the Russian Academy of Natural Sciences. Geology, exploration and development of mineral deposits*, 2019, vol. 42, no. 2 (67), pp. 201–208. In Rus.
 14. Yang J., Chen W., Yang D., Yuan J. Numerical determination of strength and deformability of fractured rock mass by FEM modeling. *Computers and Geotechnics*, 2015, vol. 64, pp. 20–31.
 15. Henriksen K.H., Gule E.I., Augustine J. Case study: the application of inflow control devices in the troll oil field. *SPE-100308-SM. Annual conference and exhibition*. Vienna, Austria, 2006. No. 6, pp. 1–5.
 16. Tarek A. Ganatana, Meftah Hrairi. A new choke correlation to predict flow rate of artificially flowing wells. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, vol. 171, pp. 1378–1389.
 17. Thakkar A., Raval A., Chandra S., Shah M., Sircar A. Comprehensive review of the application of nano-silica in oil well cementing. *Petroleum*, 2020, vol. 2, pp. 123–129.
 18. El-Gamal S.M.A., Hashem F.S., Amin M.S. Influence of carbon nanotubes, nanosilica and nanometakaolin on some morphological-mechanical properties of oil well cement pastes subjected to elevated water curing temperature and regular room air curing temperature. *Construction and Building Materials*, 2017, vol. 146, pp. 531–546.
 19. Gaisina L., Semenova L., Averkina E., Gabdrakhmanov E. Transformation of Institutions of socio-economic Development in the Conditions of a long-term Viral Pandemic. *AD ALTA: Journal of Interdisciplinary Research*, 2021, vol. 11, no. 2 S21, pp. 220–224.
 20. Averkina E.V., Shakirova E.V., Nikolaeva M.B., Klimova A.A. Comparative analysis of reagents – inhibitors of swelling of clay deposits used in the deposits of Eastern Siberia. *Izvestiya Tomsk Polytechnic University. Georesource engineering*, 2020, vol. 331, no. 12, pp. 138–145. In Rus.

Received: 18 May 2022.

Information about the authors

Nikolay A. Buglov, Cand. Sc., head of the department, Irkutsk National Research Technical University.

Lybov A. Butakova, leading engineer, laboratory assistant, ООО «Well cementing center».

Elvira V. Shakirova, Cand. Sc., associate professor, Irkutsk National Research Technical University.

Elena V. Averkina, senior lecturer, Irkutsk National Research Technical University.