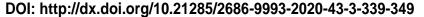


Оригинальная статья / Original article УДК 622.245





Проблемы использования облегченного цемента для крепления нефтегазовых скважин и пути их решения

© Н.А. Буглова, Л.А. Бутаковаь, М.В. Бочарниковс

a-cИркутский национальный исследовательский технический университет, г. Иркутск, Россия

Резюме: В данной статье приведены результаты подбора рецептуры тампонажного раствора из цемента, не соответствующего стандарту качества, для цементирования верхней части колонны при строительстве нефтяной скважины. Объектом исследования являлся цемент марки ПЦТ III-об 5-50 ГОСТ 1581-96. В цемент вводились добавки, которые, согласно литературе, способны улучшить его технологические показатели: хлористый кальций (CaCl₂), хлористый натрий (NaCl), хлористый магний (MgCl₂), гипс (CaSO₄·2H₂O), мраморная крошка (MK-100), микрокремнезем (MK-65, MK-85), каустическая и кальцинированная соды (NaOH и Na₂CO₃), а также полианионная целлюлоза высокой и низкой вязкости (ПАЦ ВВ и ПАЦ НВ). Определялись следующие технологические показатели: плотность раствора, растекаемость цементного теста, водоотделение, загустевание раствора, пределы прочности тампонажного камня при изгибе и сжатии. Исследования проводились с учетом отечественных и международных стандартов. Результаты испытаний показали, что применение добавок NaCl, MgCl₂, CaCl₂, Easy SET, MK-100 и CaSO₄·2H₂O улучшает водоотделение цементного раствора и прочностные характеристики цементного камня. Однако реагенты, предназначенные для снижения водоотделения (ПАЦ НВ, ПАЦ ВВ, Na₂CO₃, NaOH, MK-65 и MK-85) существенно снижают прочностные характеристики цементного камня. Крепление колонны вышеупомянутым цементом возможно с применением следующих реагентов: CaCl₂ в количестве 2 %, NaCl в количестве 1,2 %, MgCl₂ в количестве 1 %, а также упрочняющего реагента Easy SET в количестве 2 % от массы цемента.

Ключевые слова: тампонажный раствор, облегченный цемент, цементирование, плотность, водоотделение, прочность, изгиб, сжатие, растекаемость

Благодарности: Авторы выражают благодарность OOO «Гранула» (г. Иркутск) за предоставление материала.

Информация о статье: поступила в редакцию 21 мая 2020 г.; поступила после рецензирования и доработки 03 августа 2020 г.; принята к публикации 02 сентября 2020 г.

Для цитирования: 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. https://doi.org/10.21285/2686-9993-2020-43-3-339-349

Problems of the use of lightweight cement in oil and gas well fixing and possible solutions

© Nikolai A. Buglov^a, Lyubov A. Butakova^b, Mikhail V. Bocharnikov^c

a-cIrkutsk National Research Technical University, Irkutsk, Russia

Abstract: The article presents the results of the selection of the grouting mortar made out of the cement that does not comply with the state standard (GOST) for cementing the upper part of the column during the construction of an oil well. The object of study was the cement grade PCT III-ob 5-50 GOST 1581-96. The study used the additives that, according to the literary sources, are able to enhance the cement technological parameters. The additives were calcium chloride (CaCl₂), sodium chloride, magnesium chloride (MgCl₂), gypsum (CaSO₄·2H₂O), marble chips (MK-100), silica fume (MK-65, MK-85), caustic soda (NaOH) and calcined soda (Na₂CO₃), as well as high and low viscosity polyanionic cellulose. The following technological parameters were determined: the mortar density, the mortar paste spreadability, water separation, the thickening of the mortar, the ultimate bending and ultimate compression strength of the cement stone. The study was conducted taking into account the domestic and international standards. The test results show that the use of the agents such as NaCl, MgCl₂, CaCl₂, Easy SET, MK-100, and CaSO₄·2H₂O enhances the water separation of the mortar and the strength properties of the cement stone. However, the agents used to improve water separation (low viscosity polyanionic cellulose, high viscosity polyanionic cellulose, Na₂CO₃, MK-65, and MK-85) significantly reduce the strength properties of the cement stone. The columns can be fixed with the above mentioned cement using agents such as CaCl₂ (2 % of the cement mass), NaCl (1.2 %), MgCl₂(1 %), and the hardening agent Easy SET (1 % of the cement mass).

Keywords: grouting mortar, lightweight cement, cementing, density, water separation, strength, bending, compression, spreadability



Acknowledgments: We express our gratitude to LLC "Granula" for the provided material.

Information about the article: received May 21, 2020; revised August 03, 2020; accepted September 02, 2020.

For citation: Buglov NA, Butakova LA, Bocharnikov MV. Problems of the use of lightweight cement in oil and gas well fixing and possible solutions. *Nauki o Zemle i nedropol'zovanie = Earth sciences and subsoil use.* 2020;43(3):339–349. (In Russ.) https://doi.org/10.21285/2686-9993-2020-43-3-339-349

Введение

Начало применения цементов при строительстве скважин принято отсчитывать с 1903 г. Вручную приготовленные цементы через желонки заливались за колонну обсадных труб. Разбуривание цементного стакана происходило через двое суток твердения [1]. В процессе усложнения проводки скважин технологии их строительства эволюционировали, а цементирование сейчас уже играет важную роль при строительстве скважин. В наши дни в процессе цементирования участбольшое количество технических устройств, а время ожидания затвердевания цемента сократилось до минимальных значений. Тем не менее, цементирование не всегда стоит считать качественным 1,2 [2, 3].

Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности подразумевают крепление направления и кондуктора до устья, а технических и эксплуатационных колонн нефтяных скважин — на 150 м, газовых — на 500 м выше башмака предыдущей колонны, но в настоящее время для снижения вероятности межколонных давлений, как правило, буровые и сервисные компании осуществляют цементирование колонн до устья скважины.

В целях исключения вероятности гидроразрыва пластов при подъеме цемента на большую высоту применяют ступенчатое цементирование или цементирование колонны с использованием пачек раствора разной плотности. Для крепления верхней части технических и эксплуатационных колонн применяют цементные растворы сниженной плотности [4, 5]. Широкое распространение в данных

условиях получили облегченные растворы на основе портландцементов, предусмотренных ГОСТ 1581-96 «Портландцементы тампонажные. Технические условия»³. Современная промышленность предлагает большой ассортимент облегченных цементов, где в качестве облегчающей добавки используют физические наполнители, пуццолановые наполнители, химические наполнители и газы, классической рецептурой все же считается смесь портландцемента с глинопорошком (относят к физическим наполнителям)4. Приемы, используемые для снижения плотности тампонажного материала и раствора, ухудшают его технологические показатели [6, 7]. Существенно это сказывается на седиментационной устойчивости раствора и прочностных характеристиках тампонажного камня, а следовательно, и на качестве изоляции пластов⁵ [8].

Кроме указанных выше факторов стоит учитывать продолжительность и условия хранения материала до его использования, горно-геологические условия проводки скважин и время ожидания затвердения цемента.

Объект исследования

«Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин» допускает применение как тампонажных материалов заводского производства, так и смесей, приготовленных непосредственно на буровой, при этом все тампонажные материалы должны подвергаться контролю на соответствие их техническим требованиям государственного стандарта, отраслевого стандарта или технических условий [9].

¹ Рязанов Я.А. Энциклопедия по буровым растворам. Оренбург: Летопись, 2005. 664 с.

² Митчелл Р. Справочник инженера-нефтяника. Т. II. Инжиниринг бурения / пер. с англ. под ред. А.Г. Шатровского, С.О. Бороздина. Ижевск: Изд-во Института компьютерных исследований, 2014. 1064 с.

³ ГОСТ 1581-96. Портландцементы тампонажные. Технические условия. Введ. 01.10.1998. М.: Минземстрой, ГУП ЦПП, 1998.

⁴ Рязанов Я.А. Энциклопедия по буровым растворам. Оренбург: Летопись, 2005. 664 с.

⁵ Митчелл Р. Справочник инженера-нефтяника. Т. II. Инжиниринг бурения / пер. с англ. под ред. А.Г. Шатровского, С.О. Бороздина. Ижевск: Изд-во Института компьютерных исследований, 2014. 1064 с.

⁶ РД 39-00147001-767-2000. Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин. Введ. 01.08.2000.



Технические показатели для тампонажных материалов, выпускаемых по ГОСТ 1581-96, приведены в табл. 1.

В данном государственном стандарте не предъявляется требований к цементам типа III по растекаемости, однако в ГОСТ 26798.1-96 «Цементы тампонажные. Методы испытаний» подбор отношения воды и цемента определяется на основе значения растекаемости, которое должно находиться в интервале 180–220 мм.

При несоответствии одного или нескольких показателей раствора техническим требованиям соответствующего стандарта его применение разрешается по результатам подбора рецептуры для конкретной скважины, если свойства раствора и камня соответствуют требованиям, представленным в «Инструкции по креплению нефтяных и газовых скважин» (табл. 2).

Время загустевания тампонажного раствора, определяемое при динамических температурах и давлениях, должно превышать время цементирования на 25 %, но не менее чем на 30 и не более чем на 90 мин.

В случае несоответствия раствора (камня) данным требованиям тампонажный материал отбраковывается и используется для других целей.

Вход в нефтяную отрасль иностранных сервисных компаний заставляет производство внедрять и интегрировать в промышленность помимо отечественных также и зарубежные стандарты. Так, при подборе рецептур стали уделять больше внимания пределу прочности цемента при сжатии. Стандарт, разработанный Американским институтом нефти (англ.: American Petroleum Institute, API), подразумевает, что цемент может считаться физическим барьерным элементом только тогда, когда он достиг минимальной прочности на сжатие в 50 фунтов на квадратный дюйм (0,35 МПа), измеренной в условиях моделируемого давления и температуры (в пределах лабораторного оборудования) в самой верхней зоне потока, при этом определение данного показателя может производиться как при помощи механического разрушения, так и с помощью звукового анализатора цемента.

Таблица 1. Требования к физико-химическим показателям цементов, соответствующих ГОСТ 1581-96 «Портландцементы тампонажные. Технические условия» Table 1. Requirements for physical-chemical parameters of the cements meeting GOST 1581-96 «Well portland cements. Specifications"

Наименование показателя	Для температур 15–50 °C	Для температур 51–150 °C		
Прочность при изгибе в возрасте двух суток, МПа	0,7	1		
Водоотделение, мл	7,5	7,5		
Время загустевания до консистенции 30 Вс, мин	Не менее 90			

Таблица 2. Основные требования к физико-химическим показателям рецептур цементов согласно РД 39-00147001-767-2000 «Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин» Table 2. Basic requirements for the physical-chemical parameters of the cement formulations according to RD 39-00147001-767-2000 "Regulation on fixing oil and gas wells"

Наименование показателя	Значение
Прочность при изгибе по истечении времени ожидания затвердения цемента, МПа	0,5
Растекаемость, мм	160–220
Водоотделение, %:	
– вертикальные скважины и наклонные скважины с углом наклона до 10°;	Не более 2,5
– наклонные скважины с углом наклона от 10° до 45°;	Не более 1
– наклонные скважины с углом наклона более 45° и горизонтальные скважины	0

⁷ ГОСТ 26798.1-96. Цементы тампонажные. Методы испытаний. Введ. 01.10.1998. М.: Минземстрой России, ГУП ЦПП, 1998.

Разведка и разработка месторождений полезных ископаемых Exploration and Development of Mineral Deposits



Прочность облегченных цементов при тестировании на соответствие стандартам качества определяется через 48 ч твердения и очень часто находится у нижней границы предела. В целях снижения стоимости строительства скважины буровые предприятия сокращают время ожидание затвердения цемента, что также ведет к снижению прочностных характеристик камня.

Методы исследования

В Лабораторию буровых растворов и крепления скважин кафедры нефтегазового дела Иркутского национального исследовательского технического университета был доставлен тампонажный цемент марки ПЦТ III-об 5-50 ГОСТ 1581-96, не соответствующий стандарту качества, для определения возможности его применения при цементировании колонны в условиях, приведенных в табл. 3.

При подборе рецептуры тампонажного раствора по стандартам API рекомендуется определять плотность с помощью рычажных весов, измеряющих плотность растворов, находящихся под давлением. Путем повышения давления в емкости с испытуемым раствором при помощи специального шприца объем вовлеченного в образец воздуха может быть значительно уменьшен, что повышает точность измерений.

Определение растекаемости тампонажного раствора осуществлялось в соответствии с ГОСТ 26798.1-96 на приборе «Конус АзНИИ» Азербайджанского нефтяного научно-исследовательского института им. В. Куйбышева (Россия).

Водоотделение тампонажного раствора осуществлялось также в соответствии с ГОСТ

26798.1-96 при помощи двух мерных цилиндров по 250 мл, мерного цилиндра 20 мл, пипетки.

Предел прочности тампонажного камня определялся на гидравлическом прессе для испытания образцов на прочность фирмы Matest (Италия). Данный прибор предназначен для определения предела прочности образцов цементного камня при изгибе и / или сжатии после их выдержки в специальных формах в условиях, имитирующих условия скважины. Он позволяет сохранить результаты испытаний на электронном носителе, а также представить информацию в распечатанном виде.

Седиментационную устойчивость повышают вводом высокодисперсных добавок, которые способны связывать большее количество воды своей поверхностью, на практике применяют широкий список химических реагентов, к которым относятся гипан, винно-каменная кислота, каустическая сода, глина, производные целлюлозы, микрокремнезем [2, 8], хлориды солей, мраморная крошка⁸ [5, 8, 10, 11] и т. д.

При проведении описанного исследования первыми были испытаны реагенты, имеющиеся на буровой: полианионная целлюлоза высокой и низкой вязкости (ПАЦ ВВ и ПАЦ НВ), каустическая и кальцинированная соды (NaOH и Na₂CO₃), хлориды натрия, кальция и магния (NaCl, CaCl₂, MgCl₂), а также «водопотребляющие» реагенты, применение которых повышает прочностные характеристики цементного камня. В данной работе мраморная крошка обозначается как МК-100, микрокремнезем с содержанием SiO₂ не менее 65 % – МК-65, микрокремнезем с содержанием SiO₂ не менее 85 % – МК-85 [10–17].

Таблица 3. Условия цементирования колонны Table 3. Column cementing conditions

Наименование технологической характеристики	Значение
Планируемая плотность раствора, кг/м ³	1500
Температура в месте нахождения пачки данного цемента, °С	22
Гидродинамическое давление, атм.	20
Время выполнения работ по цементированию, ч	3
Время ожидания затвердения цемента, ч	24

⁸ Митчелл Р. Справочник инженера-нефтяника. Т. II. Инжиниринг бурения / пер. с англ. под ред. А.Г. Шатровского, С.О. Бороздина. Ижевск: Изд-во Института компьютерных исследований, 2014. 1064 с.



Результаты исследования и их обсуждение

Результаты тестирования чистого цементного раствора представлены в табл. 4. Из таблицы видно, что у цементного раствора слишком высоки значения водоотделения, растекаемости, времени загустевания. У цементного камня, приготовленного из этого раствора, слишком низкие прочностные показатели.

Первоочередной задачей было снижение водоотделения цементного раствора, для этих целей были использованы ПАЦ НВ, ПАЦ ВВ, Na₂CO₃, NaOH. Результаты применения этих добавок приведены в табл. 5.

Результаты испытаний по снижению водоотделения облегченного цементного раствора графически представлены на рис. 1.

Таблица 4. Результаты тестирования цемента ПЦТ III-об 5-50 Table 4. Testing results for cement PCT III-ob 5-50

Водо- отделение,	Плотность,		Время загустевания тампонажного раствора	Прочность через 24 ч. МПа		Прочность через 48 ч. МПа	
МЛ	Γ/CM ³	MM	до консистенции 30 Вс, мин	Изгиб	Сжатие	Изгиб	Сжатие
11,35	1,5	>250	>400	0,07	0,69	0,3	1,68

Таблица 5. Применение добавок, снижающих водоотделение цементного теста и повышающих прочность цементного камня
Table 5. The use of the additives that reduce the water separation of the cement paste and increase the strength of the cement stone

Добавка	Концентрация, Е %	Водоотделение, мл	Плотность, г/см ³	Прочность через 24 ч, МПа		Прочность через 48 ч, МПа		
				Изгиб	Сжатие	Изгиб	Сжатие	
	Реагенты, имеющиеся на кустовой площадке							
ПАЦ НВ	0,3	5,7	1,5	_	_	0,4	0,7	
ПАЦ ВВ	0,3	7	1,5	_	_	0,65	1,4	
Na ₂ CO ₃	1	1	1,5	0,06	_	0,63	1,3	
NaOH	1	12,5	1,5	_	_	1,08	2,3	
	Реагенты, применение которых повышает качество цементного камня (раствора)							
	1	6	1,5	0,32	0,49	0,62	1,05	
CaSO ₄ ·2H ₂ O	2	3	1,51	0,28	0,47	0,33	0,91	
	3	1,6	1,51	0,23	0,4	0,41	0,73	
	1	8,7	1,5	0,42	0,68	0,68	1,93	
MK-100	2	8	1,5	0,44	0,77	-	1,6	
	3	8	1,51	0,63	0,71	0,47	1,31	
	1	13	1,5	0,54	1,04	0,56	1,9	
CaCl ₂	2	4,2	1,51	0,68	1,12	0,37	1,53	
	3	11	1,51	0,63	0,83	0,08	1,39	
	1	5,5	1,5	0,59	1,2	0,99	2,14	
NaCl	2	5	1,51	0,78	1,56	0,1	2,54	
	3	11	1,51	0,01	1,24	0,61	2,18	
	1	3	1,5	0,51	0,72	0,64	1,39	
MgCl ₂	2	6	1,5	0,45	0,6	0,65	0,96	
	3	4	1,51	0,44	0,78	0,57	1,18	
MICOE	2	10	1,5	_	_	0,2	1,5	
MK-65	4	10	1,51	_	_	0,58	1,2	
MIC OF	2	10	1,5	_	_	0,69	1,33	
MK-85	4	7.5	1,51	-	_	0,58	1,1	
Упрочняющий реагент «Гранула»								
Easy SET	1	8	1,5	0,52	0,89	0,42	1,43	
	2	8	1,5	0,44	0,85	0,49	1,24	
	3	8	1,5	0,41	0,98	0,53	1,32	



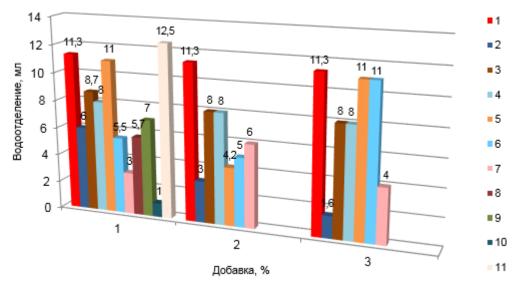


Рис. 1. Зависимость водоотделения цемента марки ПЦТ III-об 5-50 от добавки: 1 — чистый; 2 — CaSO₄·2H₂O; 3 — MK-100; 4 — Easy SET; 5 — CaCl₂; 6 — NaCl; 7 — MgCl₂; 8 — ПАЦ НВ; 9 — ПАЦ ВВ; 10 — Na₂CO₃; 11 — NaOH

Fig. 1. The relationship between the water separation (type PCT III-r 5-50) and the additive: 1 – pure; 2 – CaSO₄·2H₂O; 3 – MK-100; 4 – Easy SET; 5 – CaCl₂; 6 – NaCl; 7 – MgCl₂; 8 – PAC HB; 9 – PAC BB; 10 – Na₂CO₃; 11 – NaOH

Вещества, плотность которых составляет более 2000 кг/см³, удалось вводить только в количестве не более 3 %, так как дальнейшее увеличение концентрации реагентов негативным образом повлияет на плотность тампонажного раствора. В этом случае придется вновь увеличивать водоцементное отношение, что еще более ухудшит ситуацию.

Для повышения прочностных характеристик был протестирован ряд добавок, приме-

нение которых способно снизить водоотделение раствора. В этом отношении оказалось действенным применение эфиров целлюлозы. Na₂CO₃ снизила водоотделение растворов до 1 мл, а вот применение NaOH не оказало положительного эффекта на данный показатель.

Все представленные реагенты (рис. 2) повышают прочность при изгибе цементного камня, но по результатам испытаний только $CaCl_2$ в количестве 1, 2, 3 %, NaCl в количестве

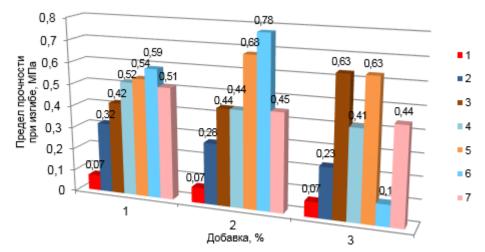


Рис. 2. Зависимость предела прочности при изгибе через 24 ч цемента марки ПЦТ III-об 5-50 от добавки:

1 – чистый; 2 – CaSO₄·2H₂O; 3 – MK-100; 4 – Easy SET; 5 – CaCl₂; 6 – NaCl; 7 – MgCl₂ Fig. 2. The relationship between the ultimate bending strength (after 24 hours) of the cement PCT III-r 5-50 and the additive:

1 - pure; 2 - CaSO₄·2H₂O; 3 - MK-100; 4 - Easy SET; 5 - CaCl₂; 6 - NaCl; 7 - MgCl₂



1, 2 %, MgCl₂ в количестве 1 % и Easy SET в количестве 1 % от массы цемента применимы для цементирования колонны в данных условиях.

Предел прочности при изгибе и сжатии образцов цемента с добавками ПАЦ НВ и ПАЦ ВВ в количестве 0,3 %, Na₂CO₃ в количестве 1 %, NaOH в количестве 1 % от массы цемента, МК-65 и МК-85 через одни сутки определить не удалось в связи с малыми значениями. Время загустевания растворов всех рецептур до консистенции 30 Вс превышает 300 мин. Начало схватывания растворов всех рецептур превышает 8 ч. Значения предела прочности на сжатие графически изображены на рис. 3.

Требования к цементному камню по прочности при сжатии в отечественной практике не предъявляются⁹. По стандарту API значение прочности при сжатии цементного камня позволяет считать его барьерным элементом и разрешает продолжать работы в скважине. Применение CaSO₄·2H₂O негативным образом сказывается на значении данного показателя, но использование его для цементирования возможно. Все остальные добавки повышают прочность камня.

На рис. 4, 5 представлены результаты испытаний прочности при изгибе и сжатии об-

разцов цементного камня после 48 ч твердения. Из графиков видно, что значение прочности камня при изгибе с применением ПАЦ НВ и МК-65 в количестве 2 % от массы цемента не достигает предельных значений даже через 48 ч твердения. ПАЦ ВВ, Na_2CO_3 , NaOH, MK-65 в количестве 4 %, MK-85 в количестве 2 и 4 % от массы цемента достигает минимальных значений только через 48 ч.

Заключение

Результаты трех недель исследований показали, что крепление колонн данным цементом возможно, но с применением в качестве добавок CaCl₂ в количестве 2 %, NaCl в количестве 1,2 %, MgCl₂ в количестве 1 % от массы цемента по параметрам водоотделения тампонажного раствора и прочностным характеристикам. Также возможно применение упрочняющего агента Easy SET, но с дополнительными испытаниями по снижению водоотделения.

Значения по показателям загустевания тампонажного раствора до консистенции 30 Вс превышают 300 мин, ввод всех вышеуказанных добавок видимых результатов не дал. Снижение значения растекаемости до 250 мм также не выявлено.

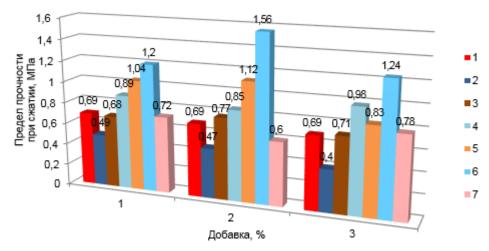


Рис. 3. Зависимость предела прочности при сжатии через 24 ч цемента марки ПЦТ III-об 5-50 от добавки:

1 – чистый; 2 – CaSO₄·2H₂O; 3 – MK-100; 4 – Easy SET; 5 – CaCl₂; 6 – NaCl; 7 – MgCl₂ Fig. 3. The relationship between the ultimate compression strength (after 24 hours) of the cement PCT III-r 5-50 and the additive:

1 - pure; 2 - CaSO₄: 2H₂O; 3 - MK-100; 4 - Easy SET; 5 - CaCl₂; 6 - NaCl; 7 - MgCl₂

Разведка и разработка месторождений полезных ископаемых Exploration and Development of Mineral Deposits

⁹ Митчелл Р. Справочник инженера-нефтяника. Т. II. Инжиниринг бурения / пер. с англ. под ред. А.Г. Шатровского, С.О. Бороздина. Ижевск: Изд-во Института компьютерных исследований, 2014. 1064 с.



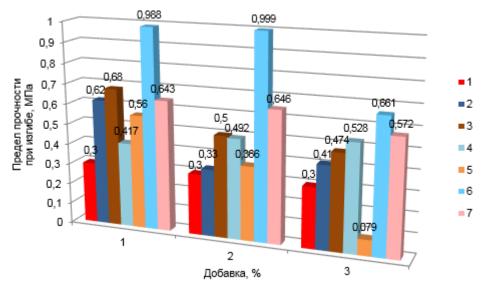


Рис. 4. Зависимость предела прочности при изгибе через 48 ч цемента марки ПЦТ III-об 5-50 от добавки:

1 – чистый; 2 – CaSO₄·2H₂O; 3 – MK-100; 4 – Easy SET; 5 – CaCl₂; 6 – NaCl; 7 – MgCl₂ Fig. 4. The relationship between the ultimate bending strength (after 48 hours) of the cement PCT III-ob 5-50 and the additive:

1 - pure; 2 - CaSO₄·2H₂O; 3 - MK-100; 4 - Easy SET; 5 - CaCl₂; 6 - NaCl; 7 - MgCl₂

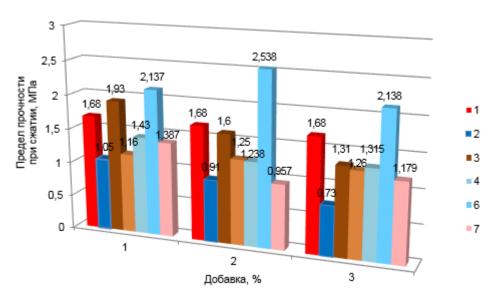


Рис. 5. Зависимость предела прочности при сжатии через 48 ч цемента марки ПЦТ III-об 5-50 от добавки:

1 – чистый; 2 – CaSO₄·2H₂O; 3 – MK-100; 4 – Easy SET; 5 – CaCl₂; 6 – NaCl; 7 – MgCl₂ Fig. 5. The relationship between the ultimate compression strength (after 48 hours) of the cement type PCT III-ob 5-50 and the additive:

1 – pure; 2 – CaSO₄·2H₂O; 3 – MK-100; 4 – Easy SET; 5 – CaCl₂; 6 – NaCl; 7 – MgCl₂

Применение в качестве добавок $CaSO_4 \cdot 2H_2O$, MK-100 и NaCl, $CaCl_2$, MgCl₂ повышает химическую активность цемента на первые и на вторые сутки твердения, тем не менее количество отбракованных тестов

весьма велико. Кроме рекомендаций по применению химических реагентов рекомендовано обратить внимание на сроки и условия хранения материала.

Библиографический список

- 1. Мильштейн В.М. Цементирование буровых скважин. Краснодар: Просвящение-Юг, 2003. 375 с.
- 2. Булатов А.И., Мариампольский Н.А. Регулирование технологических показателей тампонажных растворов. М.: Недра, 1988. 224 с.
- 3. Averkina E.V., Shakirova E.V., Butakova L.A. Research on ecologically safe flokulants in clay fluid fluids // IOP Conference. Series: Materials Science and Engineering. 2020. Vol. 760. P. 012052. https://doi.org/10.1088/1757-899X/760/1/012052
- 4. Вороник А.М., Каменских С.В., Краснов С.А. Анализ свойств и параметров облегченных тампонажных растворов и смесей // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2016. № 10. С. 35–41.
- 5. Katende A., Lu Y., Bunger A., Radonjic M. Experimental quantification of the effect of oil based drilling fluid contamination on properties of wellbore cement // Journal of Natural Gas Science and Engineering. 2020. Vol. 79. P. 103328. https://doi.org/10.1016/j.jngse.2020.103328
- 6. Петрушин В. Применение облегченного тампонажного цемента в ОАО «Сургутнефтегаз» // Бурение и нефть. 2005. № 3. С. 28–29.
- 7. Катеев Р.И., Амерханова С.И., Газизов М.Г. Применение облегченной тампонажной смеси при цементировании в одну ступень // Материалы научной сессии ученых Альметьевского государственного нефтяного института. 2013. № 1. С. 72–76.
- 8. Bayanaka M., Zarinabadi S., Shahbazi K., Azimi A. Effects of Nano Silica on oil well cement slurry characteristics and control of gas channeling // South African Journal of Chemical Engineering. 2020. Vol. 34. P. 11–25. https://doi.org/10.1016/j.sajce.2020.05.006
- 9. Thakkar A., Raval A., Chandra S., Shah M., Sircar A. A comprehensive review of the application of nano-silica in oil well cementing // Petroleum. 2020. Iss. 2. P. 123–129.
- 10. Щербич Н.Е., Белей И.И., Кашникова Л.Л., Родер С.А., Кармацких С.А., Вялов В.В. [и др.]. Резуль-

- таты исследований морозостойкости камня облегченных тампонажных цементов // Бурение и нефть. 2008. № 4. С. 15–18.
- 11. Овчинников П.В., Кузнецов В.Г., Фролов А.А., Овчинников В.П., Шатов А.А., Урманчеев В.И. Специальные тампонажные материалы для низкотемпературных скважин. М.: Недра, 2002. 115 с.
- 12. Зимина Д.А., Двойников Д.А. Улучшение качества цементирования скважин в многолетнемерзлых горных породах // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXI Междунар. симп. им. акад. М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвящ. 130-летию со дня рождения проф. М.И. Кучина. В 2 т. Т. 2. Томск: Изд-во ТПУ, 2017. С. 89–90.
- 13. Каримов Н.Х., Агзамов Ф.А., Газизов Х.В., Каримов И.Н., Комлева С.Ф. Облегченный тампонажный раствор с улучшенными технологическими свойствами // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 1997. № 6. С. 45.
- 14. Исмагилова Э.Р., Агзамов Ф.А., Аббас А.Д. Оптимизация дисперсности добавок в самозалечивающихся цементах // Георесурсы. 2017. Т. 19. № 2. С. 129–134. http://doi.org/10.18599/grs.19.2.7
- 15. Бекбаев А.А., Агзамов Ф.А., Хафизов А.Р., Лягов А.В. Исследование армированных облегченных тампонажных материалов // Нанотехнологии в строительстве. 2017. Т. 9. № 4. С. 131–148. http://doi.org/10.15828/2075-8545-2017-9-4-131-148
- 16. Бекбаев А.А., Агзамов Ф.А., Комлева С.Ф. Дисперсное армирование облегченных цементов // Нефтяная провинция. 2018. № 3 (15). С. 127–141. http://doi.org/10.25689/NP.2018.3.127-141
- 17. 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.

References

- 1. Mil'shtein VM. *Drillhole cementing*. Krasnodar: Prosvyashchenie-Yug; 2003. 375 p. (In Russ.)
- 2. Bulatov AI, Mariampol'skii NA. Control of the technological parameters of grouting mortars. Moscow: Nedra; 1988. 224 p. (In Russ.)
- 3. Averkina EV, Shakirova EV, Butakova LA. Research on ecologically safe flokulants in clay fluid fluids. *IOP Conference. Series: Materials Science and Engineering.* 2020;760:012052. https://doi.org/10.1088/1757-899X/760/1/012052
- 4. Voronik AM, Kamenskikh SV, Krasnov SA. Analysis of properties and parameters of the facilitated grouting solutions and mixtures. *Stroitel'stvo neftyanykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more*. 2016;10:35–41. (In Russ.)
- 5. Katende A, Lu Y, Bunger A, Radonjic M. Experimental quantification of the effect of oil based drilling fluid contamination on properties of wellbore cement. *Journal of*

- Natural Gas Science and Engineering. 2020;79:103328. https://doi.org/10.1016/j.jngse.2020.103328
- 6. Petrushin V. The use of lightweight grouting mortar in JSC "Surgutneftegas". *Burenie i neft*'. 2005;3:28–29. (In Russ.)
- 7. Kateev RI, Amerhanova SI, Gazizov MG. Light weighted cement slurries for a single-stage cementing. *Materialy nauchnoi sessii uchenykh Al'met'evskogo gosudar-stvennogo neftyanogo instituta.* 2013;1:72–76. (In Russ.)
- 8. Bayanaka M, Zarinabadi S, Shahbazi K, Azimi A. Effects of Nano Silica on oil well cement slurry characteristics and control of gas channeling. *South African Journal of Chemical Engineering*. 2020;34:11–25. https://doi.org/10.1016/j.sajce.2020.05.006
- 9. Thakkar A, Raval A, Chandra S, Shah M, Sircar A. A comprehensive review of the application of nano-silica in oil well cementing. *Petroleum*. 2020;2:123–129.



- 10. Shcherbich NE, Beley II, Kashnikova LL, Roder SA, Karmatskikh SA, Vyalov VV, et al. Results of researches of frost resistance of the stone of light slurry cements. *Burenie i neft'*. 2008;4:15–18. (In Russ.)
- 11. Ovchinnikov PV, Kuznetsov VG, Frolov AA, Ovchinnikov VP, Shatov AA, Urmancheev VI. *Special purpose grouting materials for low-temperature wells*. Moscow: Nedra; 2002. 115 p. (In Russ.)
- 12. Zimina DA, Dvoinikov DA. Enhancing the quality of well cementing in permafrost. In: *Problemy geologii i osvoeniya nedr: trudy XXI Mezhdunarodnogo simpoziuma imeni akademika M.A. Usova studentov i molodykh uchenykh, posvyashchennogo 130-letiyu so dnya rozhdeniya professora M.I. Kuchina = Problems of Geology and Earth Subsoil Exploitation: Proceedings of the 21st International Symposium of Students and Young Rsearchers named after M.A. Usov, dedicated to the 130th anniversary of birth of Professor M.I. Kuchin. In 2 vol. Vol. 2. Tomsk: Tomsk Polytechnic University; 2017. p.89–90. (In Russ.)*
- 13. Karimov NKh, Agzamov FA, Gazizov KhV, Karimov IN, Komleva SF. Lightweight grouting mortar with enhanced technological properties. *Izvestiya vysshikh*

- uchebnykh zavedenii. Neft' i gaz = Oil and Gas Studies. 1997;6:45. (In Russ.)
- 14. Ismagilova ER, Agzamov FA, Abbas AJ. Optimization of self-healing additives dispersity in cement. *Georesursy = Georesources*. 2017;19(2):129–134. (In Russ.) http://doi.org/10.18599/grs.19.2.7
- 15. Bekbaev AA, Agzamov FA, Khafizov AR, Lyagov AV. Experimental research on reinforced lightweight plugging composites. *Nanotekhnologii v stroitel'stve = Nanotechnologies in construction*. 2017;9(4):131–148. (In Russ.) http://doi.org/10.15828/2075-8545-2017-9-4-131-148
- 16. Bekbaev AA, Agzamov FA, Komleva SF. Fiber-reinforced lightweight cement. *Neftyanaya provintsiya*. 2018;3:127–141. (In Russ.) http://doi.org/10.25689/NP.2018.3.127-141
- 17. Bakirov DL, Burdyga VA, Melekhov AV. Use of special lightweight cement composition for side tracks under conditions of the Western Siberia. *Stroitel'stvo neftyanykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more*. 2018;10:39–41. (In Russ.)

Критерии авторства / Authorship criteria

Буглов Н.А., Бутакова Л.А., Бочарников М.В. написали статью, имеют равные авторские права и несут одинаковую ответственность за плагиат.

Nikolai A. Buglov, Lyubov A. Butakova, Mikhail V. Bocharnikov are the authors of the article, hold equal copyright and bear equal responsibility for plagiarism.

Конфликт интересов / Responsibility for plagiarism

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

The authors declare that there is no conflict of interest regarding the publication of this article.

Все авторы прочитали и одобрили окончательный вариант рукописи. All authors have read and approved the final version of this manuscript.

Сведения об авторах / Information about the authors



Буглов Николай Александрович,

кандидат технических наук, доцент, заведующий кафедрой нефтегазового дела,

Институт недропользования,

Иркутский национальный исследовательский технический университет,

664074, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 83, Россия,

e-mail: bna@istu.edu

Nikolai A. Buglov,

Cand. Sci. (Eng.), Docent,
Head of Oil and Gas Engineering Department,
Institute of Subsoil Use,
Irkutsk National Research Technical University.

83 Lermontov St., Irkutsk 664074, Russia,

e-mail: bna@istu.edu





Бутакова Любовь Александровна,

специалист по учебно-методической работе учебно-исследовательской Лаборатории буровых растворов и крепления скважин, Институт недропользования,

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

e-mail: lyubov.elizarova.89@bk.ru

Lyubov A. Butakova,

Specialist on Educational and Methodological Work, Research Laboratory of Drilling Muds and Well Cementing, Institute of Subsoil Use, Irkutsk National Research Technical University, 83 Lermontov St., Irkutsk 664074, Russia, e-mail: lyubov.elizarova.89@bk.ru



Бочарников Михаил Витальевич,

аспирант,

учебный мастер учебно-исследовательской Лаборатории буровых растворов и крепления скважин, Институт недропользования, Иркутский национальный исследовательский технический университет, 664074, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 83, Россия, e-mail: lab.ngd@istu.edu

Mikhail V. Bocharnikov, Post-graduate Student, Training Facilitator, Research Laboratory of Drilling Muds and Well Cementing, Institute of Subsoil Use, Irkutsk National Research Technical University, 83 Lermontov St., Irkutsk 664074, Russia, e-mail: lab.ngd@istu.edu