

ИССЛЕДОВАНИЕ ХАРАКТЕРА ИЗМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ ТАМПОНАЖНЫХ СОСТАВОВ, ПРЕДНАЗНАЧЕННЫХ ДЛЯ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ ОБСАДНЫХ КОЛОНН В ИНТЕРВАЛАХ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ПОРОД

Г.М. Толкачев. А.В. Анисимова

Пермский национальный исследовательский
политехнический университет, Пермь, Россия

Различные подрядные организации выполняют отдельные функции на разных этапах строительного цикла. Как правило, цементирование обсадных колонн осуществляют компании, специализирующиеся в этой области.

Для успешного крепления скважин и разобщения пластов в многолетнемерзлых породах (ММП) необходимо учитывать их специфику, поэтому к тампонажным материалам, размещаемым за обсадной колонной напротив зоны ММП в скважинах нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири и Крайнего Севера, предъявляется ряд особых требований, таких как способность тампонажного материала формировать при отрицательной температуре окружающей среды цементный камень, который будет долговечным в условиях циклически изменяющейся температуры. В статье приводятся результаты тестирования 6 составов тампонажных материалов, предлагаемых различными сервисными компаниями для цементирования обсадных колонн в интервалах многолетнемерзлых пород. Ни один из представленных составов тампонажных материалов не может быть без необходимой корректировки использован для формирования качественной крепи скважины. На основании этого сделаны выводы о необходимости продолжения работ по совершенствованию рецептур тампонажных материалов.

Ключевые слова: облегченный тампонажный раствор, цементный камень, крепление скважин, цементирование обсадных колонн, многолетнемерзлые породы, морозостойкость, циклы замораживание – оттаивание, исследование прочностных характеристик.

STUDY OF MODIFYING TECHNOLOGICAL PROPERTIES OF A CEMENT SHEATH FOR CASING CEMENTING IN PERMAFROSTS

G.M. Tolkachev, A.V. Anisimova

Perm National Research Polytechnic University, Perm, Russian Federation

Different subcontractors perform certain jobs at different stages of the construction cycle. Usually casing cementing is carried out by specialized companies. Proper well casing and isolation of beds in permafrosts requires taking account of their special features, hence certain requirements are imposed on cement sheath against the permafrost zone in oil and gas wells of the Western Siberia and Far North deposits. One of the main requirements is an ability to produce cement stone in negative ambient temperatures, which will remain durable under cyclically varying temperatures. The paper observes the test results for six cement sheaths offered by different service providers dealing with casing cementing in permafrosts. None of the tested materials may be used to ensure proper well support without modification. The conclusion is made that further research is needed to improve sheath composition.

Keywords: lightened cement sheath, cement stone, well casing, well cementing, permafrost, cold resistance, freeze-defrosting cycle, strength characteristic study.

Введение

В настоящее время значительные объемы работ по строительству скважин недропользователь возлагает на подрядные организации, которые выполняют отдельные функции на различных этапах всего цикла строительства. Как правило, цементирование обсадных колонн осуществляют специализирующиеся в этой области компании. На территории Российской Федерации работают не менее 5 крупных сервисных компаний, предлагающих услуги по цементированию обсадных колонн с использованием собственных технико-технологических средств. При выборе той или иной компании недропользователь принимает во внимание не только техническую оснащенность потенциального подрядчика, но и качество предлагаемых им к применению тампонажных материалов, которое может быть оценено на основании опыта их использования при строительстве скважин в разрезах, схожих по горно-геологическим и термобарическим условиям. В случае же применения нетрадиционных составов тампонажных материалов или новых разработок может быть выполнена экспертная оценка предлагаемого состава сторонней организацией. Известно, что применяемые в практике крепления скважин в интервалах ММП тампонажные материалы во многих случаях недостаточно эффективны, так как не всегда соответствуют специфическим особенностям их использования [1–5].

Для качественного цементирования обсадных колонн в интервалах многолетнемерзлых пород (ММП) тампонажные материалы должны формировать при отрицательной температуре окружающей среды цементный камень, который будет долговечным в условиях циклически изменяющейся температуры [6]: при низкой положительной – в процессе цементирования, при отрицательной – в период ожидания затвердевания цементного раствора и при высокой положительной –

при дальнейшем бурении скважины и в период ее эксплуатации.

Изменение температуры может быть также вызвано перерывами в эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин, связанными с проведением ремонтных и исследовательских работ, прекращением закачки теплоносителей в нагнетательные скважины и др. Температура в интервалах ММП в скважинах в различный период может изменяться от –5 до 95 °С. Как правило, в этих условиях цементный камень, являющийся защитной оболочкой труб обсадной колонны, быстро разрушается [7].

В 2011 г. в лаборатории «Технологические жидкости для бурения и крепления скважин» ПНИПУ начаты работы по оценке свойств тампонажного раствора, характера формирования и изменения значений показателей физико-механических свойств цементного камня различных составов. Эти работы были необходимы для экспертной оценки на соответствие тампонажных составов, предлагаемых различными компаниями для цементирования обсадных колонн в интервалах ММП в скважинах нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири и Крайнего Севера. Всего исследованы 6 составов тампонажных материалов с различной плотностью цементного раствора (1,31–1,53 г/см³). Стоит отметить, что применение облегченных тампонажных материалов для цементирования обсадных колонн в зонах ММП – необходимая мера, так как эти интервалы зачастую характеризуются низкими значениями давления поглощения технологических жидкостей [8]. Кроме того, обычно используемые облегчающие добавки в цементном камне позволяют улучшить его теплоизолирующие свойства [9].

Методика тестирования тампонажных материалов

При тестировании тампонажных составов, представленных 4 сервисными компаниями, оценивалось следующее:

– основные технологические свойства тампонажного раствора – плотность, реология, время загустевания при температуре 5 и 20 °С, седиментационная стабильность, фильтратоотдача и водоотделение;

– влияние отрицательной температуры окружающей среды на характер формирования цементного камня;

– морозостойкость цементного камня, выполненная с учетом методики [2] в порядке, представленном в табл. 1;

– прочностные характеристики цементного камня в процессе длительного хранения его при постоянной температуре 20; 60 и 90 °С;

– состояние образцов цементного камня при хранении их в различных условиях в течение 270 сут.

Приготовление тампонажных растворов исследованных составов осуществлялось из компонентов (сухая смесь, жидкость затворения), представленных компаниями – разработчиками тампонажных материалов, и по их методикам, а тестирование этих растворов в соответствии с требованиями с ISO 10426-2¹ и методиками, принятыми в РФ [10, 11].

Для определения влияния отрицательной температуры на характер формирования цементного камня тампонажный раствор после приготовления разливали по герметичным формам прочности, которые на одни сутки помещали в среду, имеющую температуру –5 °С. Если в условиях отрицательной температуры формировался камень, то одну из форм прочности разбирали, а полученный цементный камень испытывали на прочность при изгибе и при сжатии. Если же формирование цементного камня не происходило, то испытание через одни сутки не производили. Оставшиеся формы прочности помещали в воду с температурой 20 °С. Определение прочностных характеристик цементного камня, сформировавшегося после перемещения его из среды с отрицательной температурой в водную среду при температуре 20 °С, проводили через одни и двое суток хранения в этих условиях.

¹ Промышленность нефтяная и газовая. Цементы и материалы для цементирования скважин. Ч. 2. Испытания цементов.

Т а б л и ц а 1

Порядок приготовления, условия хранения и испытания цементного камня на морозостойкость

№ п/п	Наименование операции	Среда хранения	Температура, °С	Продолжительность операции, ч–мин
1	Приготовление тампонажного раствора	атм	20–22	0–03
2	Кондиционирование раствора	атм	20–22	1–00
3	Схватывание и затвердевание	атм	5	24–00
4	Хранение	вода	5	48–00
5	Хранение	атм	–5	48–00
6	Хранение	вода	5	24–00
7	Хранение	вода	20	48–00
8	Хранение	вода	5	24–00
9	Хранение	атм	–5	48–00
10	Хранение	вода	5	48–00
11	Испытание ЦК	атм	20	–

Примечание. Первый цикл замораживание – оттаивание (п. 4–10) составляет 12 сут. Следующие циклы – по 9 сут (повторение с п. 5 и сокращение продолжительности хранения по п. 10 до 24–00).

С целью оценки морозостойкости цементного камня исследуемых тампонажных материалов были сформированы образцы-балочки размером 20×20×110 мм, которые по истечении каждого цикла замораживание – оттаивание подвергались испытанию на прочность методами разрушающего контроля. Для определения прочности при изгибе использовали не менее 6 образцов-балочек. Оставшиеся после тестирования на изгиб части балочек испытывали на сжатие. Испытание на морозостойкость продолжали до полного разрушения образцов, но не более 7 циклов замораживание – оттаивание.

Для определения прочностных характеристик цементного камня в условиях повышенной (60 и 90 °С) температуры формировали образцы-балочки размером 20×20×110 мм, которые хранились в водной среде. Прочность при сжатии цементного камня, хранившегося в воде при 20 °С, определяли испытанием образцов-кубиков размером 50,8×50,8×50,8 мм.

Оценку морозостойкости и определение прочностных характеристик при длительном хранении образцов в условиях постоянной температуры (20; 60 и 90 °С) выполняли с использованием испытательной машины с переменной скоростью Тесготест Т 052/Е, разрывной машины П-05, прессов П-10 и Chandler модели 4207D.

Помимо определения прочностных характеристик цементного камня были выполнены исследования по изменению прочности сцепления цементного камня с металлической огибающей поверхностью с целью оценки его объемных изменений. Испытания проводили по методу кольца [10]. Для этого были изготовлены кольцевые формы высотой 44 мм и диаметром 51 мм – металлические обоймы, которые заполняли тампонажным раствором. Формирование и дальнейшее твердение цементного камня в формах до испытания осуществляли в изолированных условиях при относи-

тельной влажности 100 % и постоянной температуре 20 °С.

Перед каждым испытанием образцов методами разрушающего контроля проводилась визуальная оценка состояния цементного камня: образцы-балочки и образцы-кубики осматривались на предмет наличия и характера трещин, сколов, отслоений, деформаций, размягчения цементного камня по ребрам и граням. Обращалось внимание на вид излома образцов-балочек после испытания.

Испытания и визуальные наблюдения за состоянием образцов выполнялись через 3; 7; 28; 90; 180 и 270 сут хранения.

Результаты тестирования тампонажных материалов

Результаты тестирования тампонажных материалов представленных различными сервисными компаниями составов сведены в табл. 2. Анализируя приведенные в таблице результаты, можно отметить следующее:

– все приготовленные на основе представленных материалов тампонажные растворы обладают пониженной плотностью (1,31–1,53 г/см³), что позволяет повысить вероятность их размещения в за колонном пространстве до устья без возникновения поглощения;

– два из исследованных составов (№ 1 и 6) являются седиментационно неустойчивыми. Использование таких материалов может привести в процессе формирования цементного камня к негерметичности затрубного пространства, выраженной в образовании в цементном камне сообщающихся между собой каналов и каналов вдоль стенок скважины и обсадной колонны [12–14];

– высокая реология тампонажных растворов составов № 2 и 4 может явиться причиной повышения гидродинамической составляющей давления на стенки скважины при закачке их в затрубное пространство и вызвать поглощение тампонажного раствора;

Таблица 2

Результаты тестирования тампонажных составов
для цементирования обсадных колонн в интервале ММП

№ п/п	Показатели	Состав тампонажного материала, номер					Примечания	
		1	2	3	4	5		6
Тампонажный раствор								
1	Плотность, кг/м ³	1530	1410	1515	1310	1450	1460	–
2	Седиментационная стабильность, кг/м ³	400	59	2	2	9	210	–
3	Начальная консистенция, Вс, 20 °С	4,0	10,0	8,0	25,0	8,0	13,0	–
4	Время загустевания до 70 Вс, 20 °С 5 °С	7–04 11–33*	7–47 19–30	3–55 6–08	3–45 5–23	10–35 19–30	2–57 2–53	*T _{исп} = 8 °С
5	ДНС, дПа	7,2	136,9	25,7	52,7	129,3	52,7	–
6	ПВ, сПз	55,5	135,4	95,6	309,0	39,0	168,0	–
7	Фильтратоотдача, см ³	1040	26,0	395	364	448	579	–
8	Водоотделение за 2 ч, %, 5 °С –5 °С	0 0	0 0	0,5 пленка	пленка пленка	3,2 2,0	0,2 0	–
Цементный камень								
9	Прочность при сжатии ч/з 3 сут, МПа 20 °С 5 °С –5 °С	5,99 3,49 замерз	6,06 1,64 замерз	3,04 1,87 1,09	3,18 1,40 1,20	6,38 2,09 0,72	3,71 2,27 2,17	–
10	Прочность при изгибе/сжатии, МПа, через 1 сут 2 сут 3 сут	замерз 1,24/4,31 1,73/5,60	замерз 0,92/3,04 0,95/3,35	0,31/0,92 0,72/3,08 1,02/3,33	0,35/0,83 0,55/2,17 0,98/4,79	не схватился 0,9/2,79 1,56/5,14	0,89/3,26 1,08/3,69 2,24/4,47	Формирование образцов ЦК: 24 ч при T = –5 °С в изолированных условиях, далее в воде при T = 20 °С
11	Увеличение объема, %, через 1 сут 2 сут 3 сут 7 сут	0,08 0,02 0,13 0,31	0,12 0,18 0,20 0,38	0 0 0,01 0,05	0,05 0,07 0,08 0,12	0,04 0,05 0,06 0,10	0,10 0,12 0,17 0,18	Хранение в воде
12	Прочность сцепления, 20 °С, МПа, через 3 сут 7 сут 28 сут 90 сут 180 сут 270 сут	0,45 0,69 1,05 1,56 2,24 2,42	0 0 0 0,33 0,05 0	0,28 0,30 0,62 0,39 0,61 0,68	0,74 0,81 1,07 1,44 1,84 1,50	0,28 0,30 0,62 0,39 0,61 0,69	0,34 0,36 0,27 0,72 0,85 0,86	Хранение в изолированных условиях
13	Прочность при сжатии, 20 °С, МПа, через 3 сут 7 сут 28 сут 90 сут 180 сут 270 сут	6,37 8,75 12,85 17,10 22,14 22,04	5,97 6,86 10,19 11,67 14,20 15,15	3,51 4,12 5,72 7,77 11,14 10,81	3,47 4,52 6,69 10,61 11,84 12,74	6,38 7,18 11,04 16,77 21,05 24,84	3,71 14,66 17,61 19,25 17,15 24,06	

№ п/п	Показатели	Состав тампонажного материала, номер						Примечания
		1	2	3	4	5	6	
14	Прочность при изгибе/сжатии, 60 °С, МПа, через							
	3 сут	4,12/16,81	2,76/9,08	2,04/7,22	2,41/9,28	2,85/10,25	6,50/21,89	
	7 сут	5,48/22,02	3,58/11,92	3,83/10,65	3,77/14,76	4,92/17,17	7,57/24,39	–
	28 сут	8,12/29,70	5,28/17,69	4,39/12,46	5,70/17,44	7,26/24,17	8,10/25,02	
	90 сут	7,38/26,24	4,86/15,33	5,22/14,07	<u>3,93/12,30</u>	2,25/24,53	<u>6,77/22,93</u>	
	180 сут	8,08/33,37	5,07/11,65	<u>4,48/13,47</u>	2,92/18,00	5,71/24,46	6,14/17,86	
	270 сут	7,84/31,96	4,91/18,10	4,34/12,07	5,10/16,26	4,45/21,04	5,61/17,64	
15	Прочность при изгибе/сжатии, 90 °С, МПа, через							
	3 сут	5,02/19,35	3,12/9,07	3,10/8,15	5,53/12,52	3,64/11,22	3,84/17,57	
	7 сут	6,04/23,57	3,29/8,09	4,00/8,63	5,28/15,69	5,14/16,69	4,23/16,11	–
	28 сут	7,10/27,55	3,31/8,98	3,67/11,77	3,29/16,20	5,45/19,95	3,73/17,49	
	90 сут	<u>5,44/24,96</u>	3,88/11,46	<u>2,97/8,71</u>	4,10/16,77	4,59/18,96	4,83/18,35	
	180 сут	4,36/24,70	3,28/15,61	2,78/7,13	4,18/9,29	4,81/17,47	4,54/12,48	
	270 сут	2,91/16,44	2,66/9,06	2,18/4,79	<u>2,88/7,26</u>	3,96/15,74	4,16/10,78	
16	Прочность при изгибе/сжатии, МПа, через							
	1 цикл	2,95/10,94	2,73/8,72	1,38/4,45	1,10/3,93	2,49/9,06	4,47/18,24	Полное разрушение образцов цементного камня
	2 цикла	3,15/11,56	2,84/9,11	<u>1,21/4,33</u>	<u>0,87/3,69</u>	2,96/11,33	4,52/17,79	
	3 цикла	3,40/12,00	3,09/10,83	1,21/3,42	0,73/2,84	<u>2,53/11,13</u>	<u>4,23/18,72</u>	
	4 цикла	<u>3,18/12,94</u>	3,28/9,63	0,82/2,92	0,43/3,00	2,14/8,00	3,91/14,52	
	5 циклов	1,74/10,67	<u>3,00/9,50</u>	0,48/2,75	–/1,88	–	2,89/14,56	
	6 циклов	1,34/10,23	–	0,24/2,33	–	–	2,52/11,28	
7 циклов	0,97/6,67	–	–	–	–	2,07/8,44		

Примечания: 1. Полужирным шрифтом выделены значения показателей функциональных свойств тампонажного раствора-каменя обозначенного состава, не удовлетворяющих формированию герметичной крепи в рассматриваемых условиях.

2. Курсивом обозначены значения показателей функциональных свойств тампонажного раствора-каменя, удовлетворяющие конкретным требованиям.

3. Значения, выделенные подчеркиванием, свидетельствуют о моменте начала снижения прочности цементного камня в сравнении с предыдущим испытанием. Оставшиеся без выделения значения являются технологически приемлемыми.

– тампонажные растворы составов № 1; 2 и 5 характеризуются необоснованно растянутым временем загустевания, что требует продолжительного перемешивания тампонажного раствора на поверхности в осреднительной емкости перед закачиванием его в скважину для исключения негативного влияния седиментационных процессов и длительного нахождения тампонажного раствора в затрубном пространстве в зависшем (структурированном) состоянии;

– растворы практически всех составов (кроме № 2) обладают высоким показателем фильтратоотдачи;

– повышенное водоотделение тампонажного раствора № 5 может послужить причиной его расслоения и появления «водяных поясов», промерзание которых приведет к смятию обсадной колонны;

– тампонажные растворы составов № 1 и 2 при отрицательной температуре не схватываются и не формируют цементный камень. Более того, в этих условиях они замерзают;

– в нормальных условиях ($T = 20\text{ °C}$) прочность при сжатии цементного камня в возрасте 3 сут составляет 3,47–6,48 МПа, а 270 сут – 10,81–24,84 МПа;

– у составов № 4 и 5, хранящихся при повышенной температуре 60 °С, через 90 сут установлено снижение прочностных характеристик цементного камня, при повышенной температуре 90 °С снижение прочности образцов цементного камня отмечено во времени у всех шести составов;
– при испытании цементного камня представленных составов признаки раз-

рушения тестируемых на морозостойкость образцов были отмечены после 2–4 циклов замораживание – оттаивание. На образцах отмечались трещинообразование, отслоение верхнего слоя и сколы (рис. 1). В результате 4 из 6 исследованных составов выдержали не более 5 циклов замораживание – оттаивание (рис. 2);

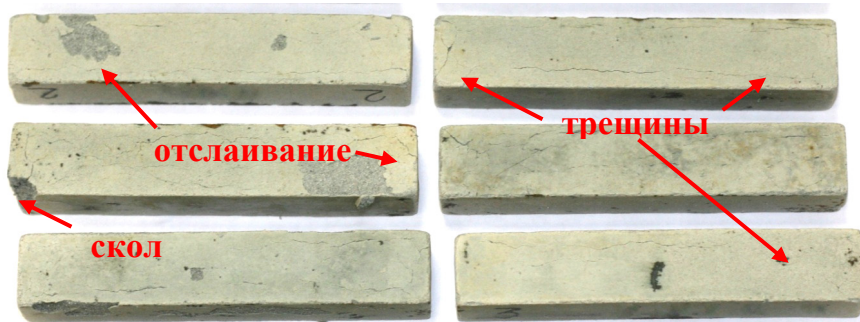


Рис. 1. Визуальные признаки разрушения цементного камня

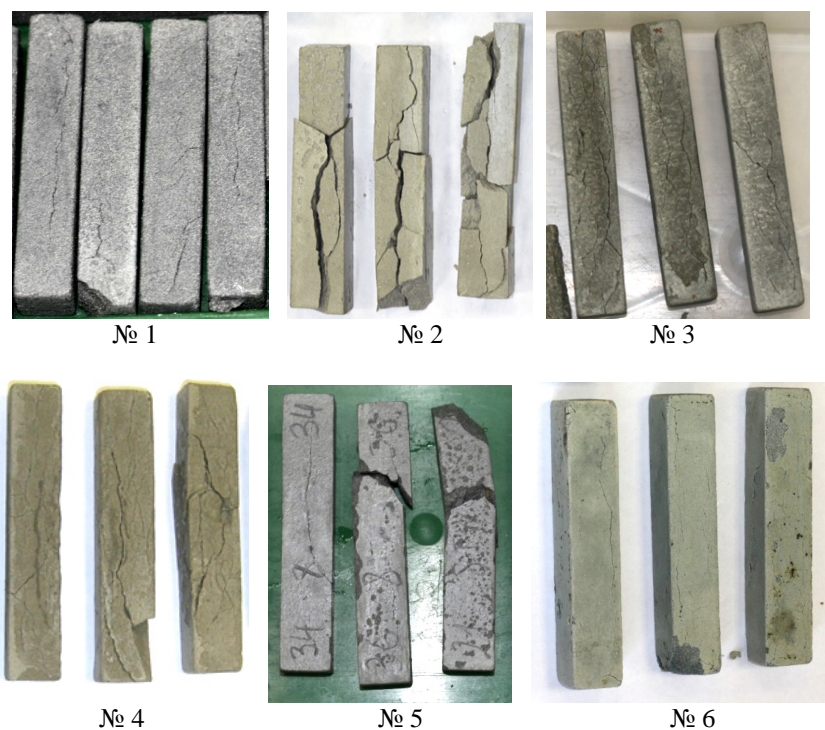


Рис. 2. Образцы-балочки цементного камня после 5 циклов замораживание – оттаивание

– в процессе исследований также было выявлено, что тампонажный материал состава № 6 характеризуется повышенной коррозионной активностью по отношению к материалу лабораторных форм, помещенных в водную среду и в условия стопроцентной влажности. Можно предположить, что в составе крепи скважины такой цементный камень, размещенный в интервале водосодержащих горизонтов, будет оказывать корродирующее воздействие на стальные обсадные трубы.

Заключение

Подводя итоги полученных результатов исследований различных тампонажных составов, разработанных 4 компаниями для цементирования обсадных колонн в интервалах ММП, можно сделать вывод, что ни один из представленных составов тампонажных материалов не может быть без необходимой его корректировки использован для формирования качественной крепи скважины. Необходимо продолжить работы по совершенствованию составов тампонажных материалов.

Список литературы

1. Клюсов А.А. Исследование свойств цемента класса G и смеси Permafrost // Нефтяное хозяйство. – 1979. – № 6 – С. 31–34.
2. Goodman M.A. Arctic drilling operations present unique problems // *World Oil*. – 1977. – № 6. – P. 95–100.
3. Goodman M.A. Here is what to consider when cementing permafrost // *World Oil*. – 1977. – № 12. – P. 81.
4. Morris E., Stude D., Cameron R. Evaluation of cement systems for permafrost // *Journal of Canadian petroleum technology*. – 1971. – № 1 – P. 19–22.
5. Maier L., Carter M., Cunningham W., Bosley T. Cementing materials for cold environments // *Journal of petroleum technology*. – 1971. – № 23. – P. 1215–1220.
6. Бакшутлов В.С. Минерализованные тампонажные растворы для цементирования скважин в сложных условиях. – М.: Недра, 1986. – 272 с.
7. Результаты исследований морозостойкости камня облегченных тампонажных цементов / Н.Е. Щербич, И.И. Белей, Л.Л. Кашникова [и др.] // *Бурение и нефть*. – 2008. – № 04. – С. 15–18.
8. Harms W.M., Lingenfelter J.T. Microspheres cut density of cement slurry // *Oil and Gas Journal*. – 1981. – № 5. – P. 59–66.
9. Облегченные тампонажные растворы для крепления газовых скважин / В.И. Вяхирев, В.П. Овчинников, П.В. Овчинников, В.В. Ипполитов, А.А. Фролов, Ю.С. Кузнецов, В.Ф. Янкевич, С.А. Уросов. – М.: Недра, 2000. – 134 с.
10. Даношевский В.С., Алиев В.М., Толстых И.Ф. Справочное руководство по тампонажным материалам. – 2-е изд. – М.: Недра, 1987. – 373 с.
11. Белей И.И. Методы лабораторных испытаний тампонажных растворов для цементирования обсадных колонн в газовых и газоконденсатных скважинах // *Бурение и нефть*. – 2008. – № 07–08. – С. 19–22.
12. Агзамов Ф.А., Измухамбетов Б.С. Долговечность тампонажного камня в коррозионно-активных средах. – М.: Недра, 2005. – 318 с.
13. Баталов Д.М., Горский А.Т. Седиментационная устойчивость тампонажных растворов при пониженных температурах // *Проблемы нефти и газа Тюмени: науч.-техн. сб.* – Тюмень, 1982. – Вып. 54. – С. 28–30.
14. Черненко А.В., Горлов А.Е. О седиментационной устойчивости тампонажных растворов // *Нефтяное хозяйство*. – 1977. – № 7. – С. 21–23.

References

1. Kliusov A.A. Issledovanie svoystv tsementa klassa G i smesi Permafrost [Study of properties of G-class cement and Permafrost compound]. *Neftianoe khoziaistvo*, 1979, no. 6, pp. 31–34.
2. Goodman M.A. Arctic drilling operations present unique problems. *World oil*, 1977, no. 6, pp. 95–100.
3. Goodman M.A. Here is what to consider when cementing permafrost. *World Oil*, 1977, no. 12, p. 81.

4. Morris E., Stude D., Cameron R. Evaluation of cement systems for permafrost. *Journal of Canadian petroleum technology*, 1971, no. 1, pp. 19–22.
5. Maier L., Carter M., Cunningham W., Bosley T. Cementing materials for cold environments. *Journal of petroleum technology*, 1971, no. 23, pp. 1215–1220.
6. Bakshutov V.S. Mineralizovannyye tamponazhnyye rastvory dlia tsementirovaniia skvazhin v slozhnykh usloviyakh [Mineralised mortars for well cementing under severe conditions]. Moscow: Nedra, 1986. 272 p.
7. Shcherbich N.E., Belei I.I., Kashnikova L.L. [et al.]. Rezul'taty issledovaniia morozostoikosti kamnia oblegchennykh tamponazhnykh tsementov. *Burenie i nef't'*, 2008, no. 04, pp. 15–18.
8. Harms W.M., Lingenfelter J.T. Microspheres cut density of cement slurry. *Oil and Gas Journal*, 1981, no. 5, pp. 59–66.
9. Viakhirev V.I., Ovchinnikov V.P., Ovchinnikov P.V., Ippolitov V.V., Frolov A.A., Kuznetsov Iu.S., Iankevich V.F., Urosov S.A. Oblegchennyye tamponazhnyye rastvory dlia krepneniia gazovykh skvazhin [Lightened grouting mortars for gas wells cementing]. Moscow: Nedra, 2000. 134 p.
10. Daniushevskii V.S., Aliev V.M., Tolstykh I.F. Spravochnoe rukovodstvo po tamponazhnym materialam [Grouting mortars guide]. 2nd ed. Moscow: Nedra, 1987. 373 p.
11. Belei I.I. Metody laboratornykh ispytaniy tamponazhnykh rastvorov dlia tsementirovaniia obsadnykh kolonn v gazovykh i gazokondensatnykh skvazhinakh [Methods of laboratory tests of grouting mortars for gas and gas-condensate well cementing]. *Burenie i nef't'*, 2008, no. 07-08, pp. 19–22.
12. Agzamov F.A., Izmukhambetov B.S. Dolgovechnost' tamponazhnogo kamnia v korrozionno-aktivnykh sredakh [Durability of cement stone in corrosive environment]. Moscow: Nedra, 2005. 318 p.
13. Batalov D.M., Gorskii A.T. Sedimentatsionnaya ustoichivost' tamponazhnykh rastvorov pri ponizhennykh temperaturakh [Sedimentation stability of grouting mortars in low temperatures]. *Nauchno-tekhnicheskii sbornik "Problemy nef'ti i gaza Tiumeni"*. Tiumen', 1982, vol. 54, pp. 28–30.
14. Chernenko A.V., Gorlov A.E. O sedimentatsionnoi ustoichivosti tamponazhnykh rastvorov [On sedimentation stability of grouting mortars]. *Nef'tianoe khoziaistvo*, 1977, no. 7, pp. 21–23.

Об авторах

Толкачев Георгий Михайлович (Пермь, Россия) – кандидат технических наук, профессор кафедры нефтегазовых технологий Пермского национального исследовательского политехнического университета, научный руководитель научно-исследовательской лаборатории «Технологические жидкости для бурения и крепления скважин» (614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29; e-mail: bngs@pstu.ru).

Анисимова Алиса Васильевна (Пермь, Россия) – младший научный сотрудник кафедры нефтегазовых технологий, научно-исследовательской лаборатории «Технологические жидкости для бурения и крепления скважин» Пермского национального исследовательского политехнического университета (614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29; e-mail: bngs010@pstu.ru).

About the authors

Georgii M. Tolkachev (Perm, Russian Federation) – Ph.D. in Technical Sciences, Professor, Department of Oil and Gas Technologies, Perm National Research Polytechnic University, Scientific Director of Scientific and Research Laboratory “Technological Fluids for Drilling and Casing” (614990, Perm, Komsomolsky av., 29; e-mail: bngs@pstu.ru).

Alisa V. Anisimova (Perm, Russian Federation) – Junior Scientist, Department of Oil and Gas Technology, Research Laboratory of Process Liquids and Well Cementing, Perm National Research Polytechnic University (614990, Perm, Komsomolsky av., 29; e-mail: bngs@pstu.ru).

Получено 6.11.2013