УДК 622.244.49

ТАМПОНАЖНЫЕ СОСТАВЫ ПОНИЖЕННОЙ ПЛОТНОСТИ ДЛЯ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ АНОМАЛЬНО НИЗКИХ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ

Н.И.НИКОЛАЕВ, Е.Л.ЛЕУШЕВА

Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, Россия

Рассмотрены варианты облегченных тампонажных составов с добавками различных веществ, таких как глинистые компоненты, зольные системы, кремнеземистые добавки, кероген, гильсонит, микросферы, а также процесс аэрирования тампонажного раствора. Представлены рекомендации по применению составов в различных условиях. Снижение плотности раствора достигается не только за счет низкой плотности используемых материалов, но и в результате увеличения водоцементного отношения. В таких условиях не удается обеспечить формирование в скважине прочного и непроницаемого цементного камня, создающего высокое качество межпластовой изоляции. Даны характеристики физико-механических свойств существующих облегчающих добавок, позволяющие определять наиболее рациональные условия использования тампонажных растворов для повышения качества цементирования скважин.

Ключевые слова: тампонажный раствор; аномально низкое пластовое давление; цементирование; облегчающие добавки

Как цитировать эту статью: Николаев Н.И. Тампонажные составы пониженной плотности для цементирования скважин в условиях аномально низких пластовых давлений / Н.И.Николаев, Е.Л.Леушева // Записки Горного института. 2019. Т. 236. С. 194-200. DOI 10.31897/PMI.2019.2.194

Введение. При бурении скважин на нефть и газ одной из главных и наиболее сложных задач является повышение качества межпластовой изоляции затрубного пространства обсадных колонн. Эта проблема актуальна для многих месторождений Западной и Восточной Сибири, характерной особенностью которых являются наличие многолетнемерзлых пород и пластов с аномально низким пластовым давлением (АНПД). При креплении скважин в таких условиях часто происходит поглощение тампонажного раствора, при этом пласт загрязняется его фильтратом и твердой фазой, что приводит к значительному ухудшению коллекторских свойств призабойной зоны. Кроме того, происходит недоподъем цементного раствора до проектной глубины с последующим возникновением осложнений в незацементированном интервале ствола скважины [11, 17, 18].

Постановка проблемы. Во многих случаях при креплении скважин с АНПД отмечается низкое качество цементирования эксплуатационных колонн в интервале продуктивной залежи, что создает условия для межпластовых перетоков флюидов. Кроме того, высокое дифференциальное давление, возникающее в скважине при закачке цементного раствора большой плотности, приводит к его поглощению в пласт и недоподъему на требуемый уровень по затрубному пространству [10].

В этой связи исследования в области разработки новых облегченных тампонажных композиций с улучшенными технологическими свойствами являются актуальными для нефтегазовой отрасли. В данной работе авторами представлены различные виды добавок, рекомендуемых для использования в тампонажных смесях пониженной плотности при строительстве нефтяных и газовых скважин. Оценена возможность применения облегчающих добавок в составе тампонажного раствора для различных скважинных условий.

Обсуждение. Облегченные цементы, выпускаемые промышленностью. Цементные растворы с плотностью 1650-1350 кг/м³ и ниже применяются при цементировании верхних секций обсадных колонн глубоких скважин, большой высоте подъема тампонажного раствора, аномально низких пластовых давлениях и для ликвидации поглощений бурового раствора. Согласно ГОСТ 1581-96 цементы ПЦТШ-065-50 и ПЦТШ-065-100 (табл.1) являются облегченными, получаемыми путем совместного помола портландцементного клинкера (45-75 %) и облегчающих добавок различного происхождения или путем тщательного смешивания тех же компонентов, но раздельно измельченных. Кроме того, облегченный цемент получают на месте потребления путем добавки к портландцементу глинопорошка (лучше бентонитового), мела (до 33 %), асбеста, керогена и т.д. В табл.1 представлена характеристика некоторых цементных составов пониженной плотности [1, 3].

При отсутствии облегченных цементов заводского производства используется обычный портландцемент по ГОСТ 1581-96, плотность растворов из которого снижается различными способами: использованием облегчающих добавок, вяжущих с пониженной плотностью, аэрированных тампонажных растворов, повышением водоцементного отношения [4].

Таблица 1

Технические требования к облегченным цементам

Показатели	ПЦТШ-065-100 (ГОСТ 1581-96)	ОШЦ (ТУ 39-01-08-296-86)	ОЦГ (ГОСТ 22237-85, ТУ 39-01-08-469-93)
Тонкость помола: остаток на сите № 008 по ГОСТ 6613-86, %, не более	12	15	–
Удельная поверхность, м ² /кг, не менее	–	–	1000±300
Температура применения, °С	25-110	120-250	25-100
Плотность тампонажного раствора, кг/м ³ , не более	1450 ±50	1500 ±50	1450 ±50
Растекаемость цементного теста, см, не менее	20	18	18
Сроки схватывания:			
начало, ч, не ранее	–	2	–
конец, ч, не позднее	–	8	–
Время загустевания цементного теста, мин, не менее	90	–	90
Предел прочности при изгибе через 2 сут при t =75 °С, МПа, не менее	1,7	1,5 (1 сут)	1,1
Состав цемента, %	Клинкер (45-55), опока (27-30), зола ТЭЦ (15-25)	Доменный шлак (60), глинопорошок бентонитовый (40)	ПЦТ 11-100 или ПЦ400 по ГОСТ 10178-85 (до 40), доменный шлак по ГОСТ 3476-74 (до 20), трепел по ОСТ 21-9-81 (до 55)

Из данных табл.1 следует, что при прочих близких значениях основных показателей термостойкость облегченного шлакового цемента (ОШЦ) существенно превышает это значение у цементов марки ПЦТШ-065-100 и ОЦГ, что свидетельствует о возможности его применения в глубоких и сверхглубоких скважинах. Однако низкая растекаемость цементного раствора требует введения в состав тампонажной смеси реагентов – пластификаторов.

Облегчающие добавки должны отвечать следующим требованиям [21]:

- иметь плотность менее 1800 кг/м³; удельную поверхность более 1500 м²/кг; водопотребность более 3 м³/т; влажность – не более влажности вяжущего;
- быть негигроскопичными;
- не загрязнять недра и окружающую среду;
- не ухудшать свои свойства при воздействии температуры и давления.

Общие требования для всех облегчающих добавок: при невысоких значениях температуры они должны сохранять максимальную концентрацию вяжущего вещества, а при повышенных – полностью химически связываться с вяжущим веществом. Механизм влияния таких добавок на стабильность системы состоит в том, что они обладают большей водопотребностью по сравнению с цементом и более развитой удельной поверхностью (табл.2).

Далее более подробно рассмотрим некоторые варианты облегченных тампонажных растворов с различными добавками (как природными, так и техногенными) и возможность их применения для цементирования пластов в АНПД.

Как видно из табл.2, наименьшей плотностью из указанных добавок обладают микросферы, гильсонит и кероген, но в силу того, что гильсонит и кероген являются органическими высокомолекулярными полимерами, их использование в тампонажных составах на водной основе представляет существенные технологические затруднения. В этой связи для получения цементных растворов весьма низкой плотности наиболее рационально использовать полые микросферы, несмотря на их повышенную стоимость, по сравнению с рассмотренными добавками.

Таблица 2

Основные характеристики облегчающих добавок [2, 8]

Добавка	Плотность, кг/м ³	Удельная поверхность, м ² /кг	Водопотребность, м ³ /кг
Глинопорошок:			
бентонитовый	2510-2630	470	1,3-3,0
каолининовый	2510-2700	350	0,9-2,7
Диатомит	2510-2630	—	1,2-2,7
Трепел	2050-2300	1600-3200	1,4-3,8
Опока	2200-2400	1600-2000	1,3-2,5
Пемза	2200-2600	800-1800	0,8-1,5
Мел	2300-2600	—	0,9-1,2
Асбест микроволокнистый	2400-2700	600-1000	0,6-1,0
Гильсонит	1070	260	н.св
Кероген	1250	—	3,4
Фильтроперлит	1250-1350	250-350	н.св
Вспученный перлитовый песок	2100-2300	2500	6,0-7,0
Вспученный вермикулитовый песок	2100-2300	800	5,5-10,0
Зола ТЭЦ	2000-2200	н.св	5,0-10,0
Шлифовальная пыль асборезинотехнических изделий	1950-2200	250-450	0,4-0,7
Резиновая крошка	1900-2100	420-480	2,3-2,5
Микросферы	160-420	—	8,0-9,5
Известь	1200-1400	240	0,8-1,2
Алюминиевый порошок	2200-2300	900-1500	н.св
Мука древесная	900	1800	н.св

Примечание. н.св – нет сведений

Смеси «цемент – глина». Глины как осадочные горные породы различаются по своему минеральному составу и свойствам. Так, например, содержание SiO₂ колеблется от 45 до 70 %, CaO – от 0,4 до 6 %, MgO – от 0,01 до 6 %, Na₂O и K₂O – от 0,1 до 3,3 %, т.е. от 1,5-2 до 10-15 раз. Объем щелочных глин при набухании увеличивается в 15-20 раз, а объем щелочно-земельных растет незначительно, различается также и дисперсность глин.

Известно [13], что снижение плотности раствора до 1,56-1,43 г/см³ достигается при водоцементном отношении 0,8-1,1. Однако это приводит к резкому снижению прочности цементного камня. Газопроницаемость камня соответственно растет от 8-16 до 28 миллиарди (3:1) и от 3-6 до 2-32 миллиарди (2:1), т.е. газопроницаемость камня так велика, что он становится практически непригодным. При повышении температуры твердения геля цемента газопроницаемость резко падает, однако остается еще выше 1 миллиарди. Прочность камня также падает, особенно при температуре выше 130 °С. Таким образом, оптимальными условиями применения цементно-глинистой смеси (ЦГС) является интервал температур 75-130 °С при водосмесевом отношении 0,8-1,1 и отношении цемент – глина 3:1-2:1, т.е. при добавке к цементу 25-33 % глины, что обеспечивает получение тампонажного раствора плотностью 1,60-1,45 г/см³. При более низких значениях температуры твердения количество глины не должно превышать 10 %, что обеспечивает получение цементного раствора с пониженной водоотдачей, но при этом плотность раствора остается высокой (1,83-1,84 г/см³) [6, 19].

При этом возможно использование бурового раствора в качестве жидкости затворения с условием, что он не обработан химреагентами и его минерализация соответствует условиям цементирования. Снижение объемного содержания цемента и связанная с этим фактором высокая проницаемость и усадка являются основной причиной низкой прочности, температурной и коррозионной стойкости цементного камня ЦБС.

Тампонажные смеси с облегчающими добавками на основе промышленных отходов. Промышленные отходы находят все более широкое применение в качестве искусственных облегчающих добавок, в том числе зола-унос от сжигания углей, сланцев или торфа, отходы различных обогатительных фабрик, хвосты флотации руд, пыль от производства цемента, отходы металлургических заводов и др. [7].

Отличительной особенностью зол является сочетание активного кремнезема SiO_2 и глинозема Al_2O_3 , входящих в их состав, с природной высокой дисперсностью ($S = 2000 \div 4000 \text{ см}^2/\text{г}$), исключающей необходимость помола. Причем шарообразная форма частиц способствует увеличению подвижности тампонажного раствора. Золой от сжигания углей различных месторождений различаются содержанием кремнезема (от 40 до 56 %), а также содержанием несгораемого топлива, что имеет существенное значение для гидравлической активности зол. Кроме того, технология сжигания твердого топлива также оказывает влияние на реакционную способность зол. Так, повышение температуры сжигания от 1000-1200 °С (колосниковый метод) до 1400-1600 °С (пылевидное сжигание) отрицательно сказывается на гидравлической активности зол. Золой различаются также дисперсностью (2000-4000 $\text{см}^2/\text{г}$) и плотностью (2,0-2,4 $\text{г}/\text{см}^3$).

Рассмотрим характеристику наиболее изученных зол Актюбинской ТЭЦ и Добротворской ГРЭС (табл.3). Очевидно, что меньшая насыпная плотность и большая удельная поверхность отходов Актюбинской ТЭЦ делает их наиболее привлекательной облегчающей добавкой.

Таблица 3

Физические свойства зол

Предприятие	Насыпная плотность, $\text{г}/\text{см}^3$	Плотность, $\text{г}/\text{см}^3$	Удельная поверхность, $\text{см}^2/\text{г}$	Остаток на сите при размере частиц, %	
				0,2 мм	0,7 мм
Добротворская ГРЭС	1,05	2,2	2950	15	22
Актюбинская ТЭЦ	0,65	2,06	4300	—	—

Известно [6], что оптимальным составом по прочности тампонажного камня является композиция, содержащая до 50 % золы. При этом прочность образцов цементного камня с добавлением 50 % золы Актюбинской ТЭЦ и повышением температуры до 200 °С увеличивается во все сроки твердения (1-7 сут). Смеси на золе Добротворской ГРЭС имеют термостойкость, ограниченную температурой 150 °С. Таким образом, облегченные ($\rho = 1,50 \div 1,60 \text{ г}/\text{см}^3$) тампонажные смеси можно получить путем добавления к цементу 50-60 % пылевидных зол, которые способны затвердевать в интервале температур 150-200 °С.

Тампонажные смеси с кремнеземистыми (пуццолановыми) добавками. В качестве таких облегчающих добавок, основу которых составляет кремнезем (SiO_2), в основном используются породы осадочного (диатомит, трепел, опока), вулканического (перлит, пемза, трасс, туф), техногенного происхождения (зола ТЭЦ, кремнегель (белая сажа), отход суперфосфатного производства, силикагель и др.). Основное отличие этих добавок от глинопорошков состоит в том, что содержащаяся в них химически активная кремнекислота (SiO_2) взаимодействует с гидроксидом кальция, выделяющимся при гидролизе минералов цемента с образованием гидросиликата кальция низкой плотности и основности:

Комбинация таких добавок с различными вяжущими позволяет применять их в широких температурных пределах, °С:

- с портландцементом – от 60 до 110;
- с портландцементом и кварцевым песком – от 80 до 200;
- с доменным гранулированным шлаком – от 120 до 200;
- с шлакопесчаным цементом – от 120 до 200.

Оптимальная дозировка кремнеземистых добавок любого происхождения, затворенных на пресной и минерализованной по NaCl воде, составляет до 30 % при температуре до 60 °С, а затворенных на пресной воде – до 50 % при температуре до 110 °С и более. Цементы с кремнеземистыми добавками более стойки к сульфатной и сульфатной агрессии, но недостаточно стойки к полиминеральной (особенно магниевой) и сероводородной коррозии. Водоотделение таких смесей меньше, а усадка и набухание больше, чем у портландцемента. Последний фактор будет способствовать более плотному контакту цементного камня со стенкой скважины и телом трубы [5, 16].

Морозостойкость цементов с кремнеземистыми добавками ниже, прочность после длительного хранения также понижается быстрее, чем у портландцемента, ввиду высокой гигроскопичности активных минеральных добавок [9, 14, 15].

Тампонажные смеси с добавками органического происхождения. В качестве таких облегчающих добавок к портландцементу чаще всего используются кероген, фильтроперлит, гильсонит и др.

При добавке керогена плотность тампонажных растворов снижается за счет его низкой плотности и в меньшей степени за счет водосмесевого отношения, при этом растворы седиментационно устойчивы, так как водоотделение близко к нулю. Для получения плотности тампонажного раствора 1470 кг/м^3 необходимо смешать портландцемент с керогеном в соотношении 67:33 или по одному мешку цемента и керогена поочередно при водосмесевого отношении 0,67 и выходе раствора $1,09 \text{ м}^3/\text{т}$. Как видно из работы [20], предел прочности цементного камня с добавкой керогена значительно выше по сравнению с другими облегченными тампонажными смесями, например с ОЦГ или ЦБС. Кроме того, цементный камень обладает повышенной коррозионной стойкостью, что объясняется гидрофобностью его частиц, поверхность которых препятствует продвижению пластовых вод в поровое пространство ввиду больших углов смачивания, также большим содержанием вяжущего и химическим взаимодействием добавки с ним, за счет чего уменьшается объем порового пространства.

Гильсонит представляет собой сплошной непористый материал органического происхождения с $\rho = 1070 \text{ кг/м}^3$, насыпной массой $0,8 \text{ г/см}^3$, непроницаем, химически инертен, устойчив к коррозии. Соотношение портландцемент класса А и В – гильсонит составляет 80:20 и 65:35 при водосмесевого отношении 0,42 и 0,41. При этом плотность тампонажного раствора составляет 1630 и 1500 кг/м^3 , а предел прочности при сжатии через 24 ч твердения (77°C ; 20,68 МПа) 18,78 и 6,96 МПа. Ввиду того, что гильсонит имеет низкую плотность, для повышения стабильности и однородности тампонажного раствора в смесь вводится 4 % высококачественного бентонита, при этом водосмесевого отношение составляет 0,78 и 0,87, плотность 1520 и 1430 кг/м^3 , а предел прочности – 7,92 и 7,41 МПа. Гильсонит выпускается в виде порошка в мешках по 20,7 кг ($0,0285 \text{ м}^3$) или по 45 кг ($0,057 \text{ м}^3$) в США [2, 20]. На 100 кг гильсонита расходуется не более 33,4 л воды. Оптимальная добавка гильсонита – 138-268 кг/т цемента, допустимая – 530 кг/т.

Аэрированные тампонажные смеси. Аэрированные тампонажные растворы (АТР) применяются в основном при борьбе с катастрофическими поглощениями, цементировании обсадных колонн в условиях аномально низких пластовых давлений и предохранения мерзлотных пород от растепления (АТР имеют теплопроводную способность в 10 раз ниже, чем обычный тампонажный раствор). АТР относятся к трехфазным пенам, состоящим из твердой, жидкой и газообразной фаз [12].

Состав АТР: портландцемент типа ПЦТ-1-50 или ПЦТ-II-50 при температуре от -10 до 40°C (при наличии в скважине агрессивных сред соответственно меняется тип цемента).

Газожидкостная тампонажная смесь обладает более высокими реологическими характеристиками, чем обычные тампонажные смеси, и при цементировании способствует лучшему выносу находящегося в скважине бурового раствора.

Цементный камень, сформированный из газожидкостной тампонажной смеси, по сравнению с обычным тампонажным цементом, обладает пластичностью, на порядок превышающей пластичность камней, получаемых из неаэрированных цементных растворов.

Тампонажные смеси с облегченными микросферами. В последние годы большое внимание стало уделяться созданию тампонажных композиций с введением в них в качестве облегчающей добавки микросфер. Такие растворы могут иметь плотность ниже 1000 кг/м^3 [13].

Полые полимерные микросферы (ППМС) представляют собой газонаполненные (азотом) микросферы размером 50-500 мкм, насыпной плотностью 100-250 кг/м. Получают их из фенолформальдегидной смолы плотностью 420 кг/м^3 или мочевиноформальдегидной смолы плотностью 160 кг/м^3 . Оптимальная добавка ППМС составляет 5-10 % (допускается до 20 %) [13].

Предел прочности на изгиб значительно выше, чем, например, у ЦБС, при этом для получения 1 м^3 тампонажного раствора масса сухой смеси составляет всего 0,91-0,77 т. Другим важным преимуществом таких смесей является высокое содержание вяжущего и повышенная стойкость к агрессивным средам.

При использовании полых керамических микросфер (ПКМС) увеличение плотности раствора при 30 МПа составляет всего 0,08-0,12 г/см³, а для снижения водоотделения при повышенном водоцементном отношении (0,9) применяются добавки КМЦ, ПАА и др.

Полые стеклянные микросферы (ПСМС), в том числе аппретированные (АПСМС), выпускаются в виде белого порошка с размером частиц 10-180 мкм, насыпной и истинной плотностью соответственно 0,16-0,4 и 0,7 г/см³. В отличие от других облегчающих добавок они характеризуются относительно высокой прочностью (до 18,0 МПа), низкими значениями диэлектрической проницаемости, хорошей теплоизолирующей способностью, высокой адсорбционной активностью к воде и большой силой поверхностного натяжения. Цементный камень обладает высокой прочностью, которая в 1,5-2,0 раза выше, чем у цементов ОЦГ и ЦТО.

В составе цементных смесей используются полимерные, алюмосиликатные (керамические или зольные), стеклянные (аппретированные стеклянные) микросферы.

Отечественной промышленностью выпускаются полые стеклянные микросферы марок А1, А2, А3, Б1, Б2 и МСО-А9, при этом физико-механические свойства этих микросфер различаются. Плотность колеблется от 120 до 400 кг/см³, а прочность на гидростатическое сжатие – от 10 до 20 МПа.

Кроме того, в России производятся высокопрочные стеклянные микросферы (ВМС), прочность оболочек которых на гидростатическое сжатие превышает 50 МПа.

Альтернативным вариантом известным стеклянным микросферам стали мелкодисперсные алюмосиликатные полые микросферы (АСПМ), которые являются продуктом сгорания топлива в ТЭЦ или других производств (продукт флотации золы-уноса). Алюмосиликатные микросферы представляют собой легкий сыпучий порошок сферической формы, состоящий из отдельных полых частиц, имеющих плотность 400-500 кг/см³, прочность при гидростатическом сжатии до 35 МПа.

Экспериментальными исследованиями физико-механических свойств облегченных тампонажных растворов с применением данных добавок установлена возможность эффективного снижения плотности тампонажного раствора, что в первую очередь объясняется низкой плотностью самой добавки. Несмотря на несколько повышенное водосмесевое отношение (0,6-0,7), тампонажные составы стабильны, обладают приемлемыми показателями водоотстоя. Прочностные свойства формирующегося цементного камня превышают требования отраслевых стандартов для облегченных тампонажных растворов. Возможен ввод в состав тампонажной композиции нитрилотриметилфосфоновой кислоты и CaCl₂ в зависимости от термобарических условий интервалов крепления.

Заключение. Наиболее распространенным способом получения облегченных тампонажных растворов является замена части вяжущего добавками, обладающими более высокой удельной поверхностью и меньшей плотностью. Снижение плотности раствора при применении подобных материалов достигается не только за счет их низкой плотности, но и, как правило в результате увеличения водоцементного отношения.

Рассмотренные облегченные тампонажные составы наряду с положительным влиянием на плотность тампонажного раствора обладают рядом недостатков. Несмотря на то, что глина является природным материалом, широко распространена, имеет большой спектр по химическому составу и условиям применения, ее избыточные добавки в цементный раствор приводят к снижению прочности и повышению газопроницаемости тампонажного камня.

При использовании в качестве облегчающих веществ кремнеземистых добавок отмечается более высокая стойкость к сульфидной и сульфатной агрессии, но при пониженных и отрицательных значениях температуры происходит снижение прочности цементного камня. При добавке керогена в тампонажный раствор получаемый цементный камень обладает повышенной коррозионной стойкостью.

Аэрированные тампонажные растворы показывают свою эффективность при борьбе с катастрофическими поглощениями, цементировании обсадных колонн в условиях аномально низких пластовых давлений и предохранении мерзлых пород от растепления, но их применение ограничено глубиной скважины и необходимостью использования специального оборудования.

Включение в состав цементного раствора микросфер позволят добиться плотности ниже 1000 кг/м³, что является неотъемлемым плюсом данной технологии, однако это приводит к удорожанию состава за счет применения специальных технологических процессов его производства.

ЛИТЕРАТУРА

1. Белоусов Г.А. Цементирование эксплуатационных колонн в условиях АНПД // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. М.: ОАО «ВНИИОНГ», 2005. № 11. С. 32-33.
2. Булатов А.И. Технология цементирования нефтяных и газовых скважин. М.: Недра, 2002. 225 с.
3. Данюшевский В.С. Справочное руководство по тампонажным материалам / В.С.Данюшевский, Р.М.Алиев, И.Ф.Толстых. М.: Недра, 1984. 373 с.
4. Каримов Н.Х. Тампонажные смеси для скважин с аномальными пластовыми давлениями / Н.Х.Каримов, Б.Н.Хахаев, Л.С.Запорожец. М.: Недра, 1977. 192 с.
5. Исследование смазывающих добавок к буровым растворам для снижения коэффициента трения при строительстве скважин роторными управляемыми системами / А.А.Мелехин, С.Е.Чернышев, П.А.Блинов, М.В.Нуцкова // Нефтяное хозяйство. 2016. № 10. С.52-55.
6. Лукманов Р.Р. Метод прогноза и изменения свойств тампонажных растворов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. М.: ОАО «ВНИИОНГ», 2005. № 8. С. 38-42.
7. Луценко Н.А. Облегченные цементные растворы для бурения нефтяных и газовых скважин / Н.А.Луценко, И.С.Финогенов, О.И.Образцов. Киев: Техника, 1965. 122 с.
8. Луценко Н.А. Тампонажные растворы пониженной плотности / Н.А.Луценко, О.И.Образцов. М.: Недра, 1972. 144 с.
9. Мариампольский Н.А. Разработка облегченных цементов для работы с поглощениями тампонажного раствора // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. М.: ОАО «ВНИИОНГ», 1997. № 10-11. С. 26-28.
10. Николаев Н.И. Повышение эффективности бурения нефтяных и газовых скважин в осложненных условиях / Н.И.Николаев, А.И.Иванов // Записки Горного института. 2009. № 183. С. 67-71.
11. Николаев Н.И. Результаты исследования зоны контакта «цементный камень – горная порода» / Н.И.Николаев, Лю Хаоя // Записки Горного института. 2017. Т. 226. С. 428-434.
12. Овчинников П.В. Специальные тампонажные композиции для цементирования газовых скважин // Известия вузов. Нефть и газ. 2002. № 6. С. 14-18.
13. Орешкин Д.В. Облегченные тампонажные материалы // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. М.: ОАО «ВНИИОНГ», 2002. № 11. С. 21-23.
14. Blinov P.A. Rheological and filtration parameters of the polymer salt drilling fluids based on xanthan gum / P.A.Blinov, M.V.Dvoynicov // Journal of Engineering and Applied Sciences. 2018. № 13. P. 5661-5664.
15. Ceramicrete blends produce strong, low-permeability cements for arctic use / A.S.Wagh, R.Natarajan, R.L.McDaniel et al. // Oil and Gas Journal. 2005. Vol. 104. № 19. P. 48-52.
16. Cementing solutions for corrosive well environments / A.Brandl, J.Cutler, A.Seholm, M.Sansil, G.Braun // SPE Drilling & Completion. 2011. Vol. 26. № 02. P. 208-219.
17. Gas migration through cement slurries analysis: A comparative laboratory study / A.Velayati, E.Kazemzadeh, H.Soltanian, B.Tokhmechi // Int. Journal of Mining & Geo-Engineering. 2015. Vol. 49. № 2. P. 281-288.
18. Improved rheology model and hydraulics analysis for tomorrow's wellbore fluid applications / T.Becker, R.Morgan, W.Chin, J.Griffith // SPE Production and Operations Symposium, 23-26 March, Oklahoma City, Oklahoma, Society of Petroleum Engineers, 2003.
19. Performance characterization and optimization of cement systems for thermally stimulated wells / M.A.Chartier, S.Thompson, M.Bordieanu, G.Bustamante, J.R.Saunders, T.Kaiser // SPE Canada Heavy Oil Technical Conference, 9-11 June, Calgary, Alberta, Canada, Society of Petroleum Engineers, 2015.
20. Tabatabaee Moradi S.Sh. Considerations of well cementing materials in high-pressure, high-temperature conditions / S.Sh.Tabatabaee Moradi, N.I.Nikolaev // IJE Transactions C: Aspects. 2016. Vol. 29. № 9. P. 1214-1218.
21. Wong H. Determining the water-cement ratio, cement content, water content and degree of hydration of hardened cement paste: Method development and validation on paste samples / H.Wong, N.Buenfeld // Cement and Concrete Research. 2009. Vol. 39. № 10. P. 957-965.

Авторы: **Н.И.Николаев**, д-р техн. наук, профессор, nikinik@mail.ru (Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, Россия), **Е.Л.Леушева**, канд. техн. наук, доцент, Leusheva_el@pers.spmi.ru (Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, Россия)

Статья поступила в редакцию 04.09.2018

Статья принята к публикации 03.10.2018.