

УДК 622.248.3: 243.063

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ТОНКОДИСПЕРСНОГО ШЛАМА НА СВОЙСТВА БУРОВЫХ ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН КОМПЛЕКСАМИ СО СЪЕМНЫМИ КЕРНОПРИЕМНИКАМИ НА ТАЛНАХСКОМ РУДНОМ УЗЛЕ

Неверов Александр Леонидович,

канд. техн. наук, доцент каф. бурения нефтяных и газовых скважин Института нефти и газа Сибирского федерального университета, Россия, 660041, г. Красноярск, пр. Свободный, 79. E-mail: neveroff_man@mail.ru

Рожков Владимир Павлович,

д-р техн. наук, профессор каф. бурения нефтяных и газовых скважин Института нефти и газа Сибирского федерального университета, Россия, 660041, г. Красноярск, пр. Свободный, 79. E-mail: sfu.ttr@yandex.ru

Каратаев Дмитрий Давидович,

начальник производственно-технологического отдела ООО «Норильскгеология», Россия, 663330, г. Норильск, а/я 889. E-mail: dd.karataev@norilskgeology.ru

Матвеев Александр Валерьевич,

ст. преподаватель каф. бурения технологии и техники разведки месторождений полезных ископаемых Института горного дела, геологии и геотехнологий Сибирского федерального университета, Россия, 660041, г. Красноярск, пр. Свободный, 79. E-mail: sfu.ttr@yandex.ru

Юрьев Павел Олегович,

ассистент каф. литейного производства Института цветных металлов и материаловедения Сибирского федерального университета, Россия, 660041, г. Красноярск, пр. Свободный, 79. E-mail: pashka_urew@mail.ru

Актуальность работы обусловлена необходимостью исследований влияния тонкодисперсного шлама на свойства буровых промывочных жидкостей при бурении скважин комплексами со съемными керноприемниками на Талнахском рудном узле. При бурении геологоразведочных скважин комплексами со съемными керноприемниками на 1000 м проходки в среднем выбуривается от 7 до 8 т горных пород.

Цель работы: исследование влияния тонкодисперсного шлама, попадающего в буровой раствор, при бурении скважин комплексами со съемными керноприемниками по глинистым горным породам и рудной зоне на Талнахском рудном узле, на свойства бурового раствора.

Методы исследования: методы рентген-флуоресцентной спектроскопии, электронной микроскопии, рентгеноспектрального, спектроскопического и томографического анализа для определения минерального состава глинистых горных пород; определения гранулометрического состава осадка бурового раствора (далее по тексту – шлам); определения дзета-потенциала и дебаевского радиуса; методы, описанные в ISO 10414–1 и ISO 13503–1.

Результаты. Исследование фракционного состава растворов с тонкодисперсным шламом позволило установить распределение частиц выбуренной породы по размерам. По степени коллоидной активности дисперсные глинистые частицы можно разделить на: очень активные размером 0,46...0,69 мкм; активные частицы размером от 1,10...3,32 мкм; малоактивные частицы размером от 5,46...10,28 мкм; не обладающие коллоидной активностью частицы с размерами 10,28...43,04 мкм. Средний геометрический размер частиц в растворах с тонкодисперсной фазой варьируется от 1,856 до 1,931 мкм. Привнесение в раствор активных и малоактивных частиц позволяет естественным путем получать растворы с дисперсной твердой фазой, которые образуют «глинистую» корку на стенке скважины при перепаде давления и обеспечивают кольматацию горных пород. Практика строительства скважин глубиной более 1500 м на Талнахском рудном узле подтверждает целесообразность применения тонкодисперсной фазы в составе бурового раствора для бурения глубоких скважин комплексами со съемными керноприемниками.

Ключевые слова:

Тонкодисперсный шлам, реологические параметры, фракционный состав, электростатическая характеристика, фильтрация, кольматация.

Введение

Поиски богатых медно-никелевых руд на глубоких горизонтах и флангах Талнахского рудного узла (ТРУ) являются на сегодняшний день одной из важнейших задач, поставленных руководством компании «Норильский никель» для увеличения потенциала Норильского промышленного района.

Геологическое опробование и поиски рудных зон на глубоких горизонтах осуществляется посредством бурения геологоразведочных скважин глубиной более 1500 м.

При бурении геологоразведочных скважин комплексами со съёмными керноприемниками (КССК) на Талнахском рудном узле в течение года (в среднем) перебуривается 16000 погонных метров глинистых и глинодержащих горных пород. При бурении в глинистых отложениях только часть разрушенной породы удаляется с забоя в виде крупного шлама, а остальная тонкоизмельченная фракция переходит в буровой раствор. Темп диспергирования и измельчения выбуренной глинистой горной породы в скважине зависит от ее природы, минерального состава, типа породоразрушающего инструмента (ПРИ), технологии промывки скважины, очистки бурового раствора [1]. При бурении скважин КССК используются импрегнированные алмазные коронки, поэтому разрушение горных пород происходит в результате режуще-раздавляющего действия алмазного реза [2, 3], что приводит к растиранию глинистых горных пород.

В работе [4] показано, что растирание приводит к изменению размеров частиц, увеличению поверхности и числа нарушенных связей глинистых и неглинистых минералов и, как следствие, к увеличению емкости катионного обмена.

Целью данной работы является исследование влияния тонкодисперсного шлама разрушенных глинистых горных пород на свойства бурового раствора при бурении глубоких скважин комплексами со съёмными керноприемниками на Талнахском рудном узле.

Организация экспериментальных исследований

1. Для уточнения вещественного состава осадочных горных пород были отобраны 29 образцов керна аргиллита и хлорита с 5 скважин (ЗФ-53, ЗФ-56, ЗФ-48, РТ-11, РТ-17), глубина отбора 886–1565 м. Исследование вещественного состава и строения пород проводилось в КНЦ СО РАН и Институте горного дела, геологии и геотехнологий СФУ. Определение элементного состава проводилось на рентген-флуоресцентном спектрометре BRUKER S2 Ranger (детектируемые элементы с Na до U). Электронно-микроскопическое изучение и микроанализ выполнены на сканирующем электронном микроскопе Hitachi TM3000 с рентгеноспектральным анализатором BRUKER XFlash 430 H (детектируемые элементы от B до Am). Порошковые дифрактограммы образцов были сняты на дифрактометре D8 ADVANCE фирмы Bruker (линейный детектор VANTEC, Cu-K α -излучение).

Микроскопические исследования в проходящем свете выполнены с использованием микроскопа Axioskop 40 A Pol. Спектроскопический и томографический анализы были выполнены с помощью ЯМР микротомографа на основе Bruker AVANCE DPX 200. Для получения спектров по ядрам ¹H и томографических изображений образцы распиливались сухим пилением до параллелепипедов нужных размеров (20×2×30 мм). Для исследований взаимодействия с водой образцы помещались вертикально в контейнер с дистиллированной водой с глубиной погружения 3 мм.

2. Параметры отобранных буровых растворов оценивались по методикам, изложенным в международных стандартах ISO 10414-1 и ISO 13503-1, на приборах фирмы OFITE (США). Реологические параметры измеряли на ротационном вискозиметре 900 модели, фильтрацию – на пресс-фильтре при комнатной температуре и давлении 0,7 МПа. Дополнительно исследовали коагулирующие свойства коллоидных растворов из монтмориллонитовых глинопорошков и отобранных буровых растворов на тампонирующем тестере проницаемости OFITE (США).
3. Для определения количества и размера осадка бурового раствора были отобраны 49 проб буровых растворов со скважин РТ-4, РТ-20, РТ-103, СФ-6, СФ-12, СФ-14. Исследование электростатических характеристик проводилось в лаборатории дисперсных и наноструктурных, твердых, вязких и коллоидных материалов им. Л.И. Маминой Института цветных металлов СФУ. Определение гранулометрического состава осадка бурового раствора (далее по тексту – шлам) проводили на лазерном анализаторе FRITSCH ANALYSETTE 22 MicroTec PLUS фирмы Fritsch (Германия), который позволяет определять частицы в жидкой среде и распределять их по размерам от 80 нм до 2 мм. Определение дзета-потенциала (ζ) и дебаевского радиуса (δ) проводилось на электроакустическом анализаторе Dispersion DT-310 фирмы Dispersion Technology Inc.

Минеральный состав исследуемых образцов горных пород

Минеральный состав изученных образцов по результатам рентгенфлуоресцентного, рентгенофазового и микроскопического (оптического и СЭМ) анализов представлен в работах [5, 6]. Для аргиллитов разведочной свиты характерно преобладание мусковита (50–77 %), кварца (8–28 %), шамозита и монтмориллонита (1–19 %, определялись совместно), плагиоклаза (0–6,4 %). Для отложений тунгусской серии характерно преобладание мусковита (38–65 %), кварца (21–43 %), плагиоклаза (2–12 %), шамозита и монтмориллонита (6–15 % по результатам рентгенофазового анализа). Содержание углистого вещества составляет до 25 %.

Исследование реологических параметров промывочных жидкостей с тонкодисперсным шламом

При бурении скважин комплексами со съемными керноприемниками решающее значение имеют реологические свойства растворов, от которых зависит в первую очередь интенсивность удаления бурового шлама. Неудовлетворительные реологические свойства могут привести к таким серьезным осложнениям, как образование пробок в стволе скважины, забивание шламом призабойной зоны, снижение механической скорости бурения, прихват бурильной колонны, размыв стенок скважины и столбиков керна, поглощение бурового раствора [7]. В табл. 1 представлены исследования реологических свойств растворов с тонкодисперсным шламом, отобранных при бурении скважин на Талнахском рудном узле (состав и наименование растворов мас. %: базовый – гаммаксан – 0,1, низковязкая полианионная целлюлоза (ПАЦ) – 0,1, базовый + NaCl – 5; Норильск № 1 – гаммаксан – 0,15, низковязкая ПАЦ – 0,15, смазывающая добавка TORQUELESS 4 л/1000 л воды, NaCl – 5, содержание твердой фазы – 5 (глубина отбора 985 м, тунгусская серия); Норильск № 2 – гаммаксан – 0,1, низковязкая ПАЦ – 0,1, графит – 0,5, NaCl – 5, содержание твердой фазы – 6,5 (глубина отбора 1414 м, разведочнинская свита); Норильск № 3 – гаммаксан – 0,1, низковязкая ПАЦ – 0,1, графит – 0,5, высоковязкая ПАЦ – 0,1, NaCl – 5, содержание твердой фазы – 6 (глубина отбора 1562 м, рудная зона). Плотность растворов с тонкодисперсным шламом измерялась на рычажных весах фирмы Halliburton TRU-WATE™ и составила 1,06 г/см³ для раствора Норильск № 1, 1,09 г/см³ для растворов Норильск № 2, Норильск № 3.

В работе [7] практическими исследованиями установлено, что при объемной доле шлама, превышающей 5 %, происходят затяжки или прихват бурильной колонны, когда прекращается циркуляция бурового раствора. В составе растворов Норильск № 1–3 содержится критическая масса тонкодисперсного шлама, что приводит к прихватам гладкоствольной колонны бурильных труб при бурении наклонных скважин комплексами ССК на Талнахском рудном узле. Для очистки ствола скважины необходимо применять буровой раствор с высоким отношением предела текучести к пластической вязкости или с низким показателем нелинейности n . Таким требованиям отвечают разжижающиеся при сдвиге буровые растворы, в которых при прекращении циркуляции образуется прочная структура, позволяющая удерживать шлам во взвешенном состоянии. В результате лабораторных исследований нами установлены реологические параметры, при которых не происходит осаждения 5 % шлама из раствора. Показатель нелинейности $n \approx 0,36 \dots 0,45$; $K \approx 0,30 \dots 0,67$; $G_1 = 1-2$; $G_{10} \geq 2$.

При добавлении к исследуемым растворам жидкого стекла в количестве 50 мл/1000 мл ра-

створа наблюдается уменьшение показателя нелинейности, рост вязкости и статического напряжения сдвига, что хорошо согласуется с [8]. В слабощелочной среде и в присутствии электролитов частицы SiO₂ объединяются в слабосвязанные между собой агрегаты, образуя рыхлые осадки, которые визуально не определяются в непрозрачных растворах.

Таблица 1. Реологические параметры полимерных растворов с тонкодисперсной фазой

Table 1. Rheological parameters of polymeric solutions with finely divided phase

| Наименование раствора Solution title | Реологические параметры Rheological parameters | | | | | | | |
|--|--|-------|----------------|----------------|-----------------|----------------------------------|------|----------------|
| | Модель Бингама Bingham model | | | | | Степенная модель Power law model | | |
| | PV | YP | R ² | G ₁ | G ₁₀ | n | K | R ² |
| Базовый/Basic | 5,74 | 0,93 | 0,97 | 0 | 1 | 0,72 | 0,05 | 0,97 |
| Базовый+NaCl-5 % Basic+ NaCl-5 % | 4,50 | 0,450 | 0,97 | 0 | 0 | 0,85 | 0,01 | 0,94 |
| Норильск № 1 Norilsk № 1 | 5,96 | 0,05 | 0,99 | 0 | 1 | 0,91 | 0,01 | 0,99 |
| Норильск № 2 Norilsk № 2 | 4,14 | 1,22 | 0,98 | 0 | 0 | 0,68 | 0,08 | 0,99 |
| Норильск № 3 Norilsk № 3 | 4,61 | 2,53 | 0,97 | 0 | 1 | 0,53 | 0,27 | 0,99 |
| Норильск № 1+50 мл Na ₂ SiO ₃ Norilsk № 1+50 ml Na ₂ SiO ₃ | 3,27 | 0,87 | 0,98 | 1 | 1 | 0,50 | 0,11 | 0,99 |
| Норильск № 2+50 мл Na ₂ SiO ₃ Norilsk № 2+50 ml Na ₂ SiO ₃ | 8,55 | 3,47 | 0,99 | 3 | 3 | 0,38 | 0,74 | 0,96 |
| Норильск № 3+50 мл Na ₂ SiO ₃ Norilsk № 3+50 ml Na ₂ SiO ₃ | 12,07 | 4,25 | 0,99 | 3 | 4 | 0,42 | 0,79 | 0,98 |

Примечание: PV – пластическая вязкость, мПа·с; YP – предел текучести, Па; R² – коэффициент корреляции; n – показатель нелинейности; K – консистенция раствора, мПа·сⁿ; G₁ – статическое напряжение сдвига через 10 секунд, Па; G₁₀ – статическое напряжение сдвига через 10 минут, Па; плотность жидкого стекла – 1,33 г/см³.

Note: PV is the plastic viscosity, mPa·s; YP is the yield point, Pa; R² is the correlation coefficient; n is the nonlinearity factor; K is the solution consistency, mPa·sⁿ; G₁ is the static shear stress in 10 seconds, Pa; G₁₀ is the static shear stress in 10 minutes, Pa; liquid glass density is 1,33 g/cm³.

Анализ вышеизложенного показал, что растворы с тонкодисперсным шламом не отвечают реологическим требованиям для очистки ствола скважины и безаварийной работы. Необходимо отметить, что при бурении глубоких скважин КССК на Талнахском рудном узле буровые растворы не очищают техническими средствами, а осаждение осадка происходит естественным путем за счет осаждения твердой фазы в отстойниках. При накоплении массы шлама, превышающей критическую (5–6 %), производится сброс раствора и очистка приемной емкости.

Гранулометрическая характеристика тонкодисперсного шлама

В химии [9] к коллоидам относят частицы размером от 0,1 мкм до 1 мкм. В почвоведении и грунтоведении к коллоидным частицам относят частицы большего размера, поскольку они, так же как истинные коллоиды, способны агрегировать, адсорбировать на поверхности ионы, перемещаться в поле постоянного электрического тока (электрофорез) или, находясь в покое, допускать движение воды (электроосмос). Такими свойствами в глинистых грунтах обладают частицы размером значительно большим чем 0,1 мкм. Глинистые частицы размером менее 1 мкм обладают характерными коллоидными свойствами. Однако частицы больших размеров от 1 до 10 мкм также проявляют коллоидные свойства, хотя в значительно меньшей степени. Можно считать, что эти частицы являются активными, т. е. определяющими процессы коагуляционного структурообразования в глинистых грунтах. Однако активность этих частиц различная и при прочих равных условиях зависит от их размера и формы. За границу между глинистыми и пылеватыми частицами принят размер зерен 5 мкм. Исходя из изложенного, считается возможным по степени коллоидной активности дисперсные глинистые частицы разделить на: очень активные – размером менее 1 мкм; активные – размером 1–5 мкм; малоактивные – размером 5–10 мкм. Частицы размером более 10 мкм коллоидной активностью не обладают [10]. Наиболее информативной характеристикой буровых растворов с тонкодисперсным шламом является гранулометрический (фракционный) состав – распределение дисперсной фазы по размерам частиц, выраженное в виде аналитических выражений или графически интегральный или дифференциальный гранулометрический состав дисперсной фазы [11]. На рисунке представлены кумулятивные кривые распределения частиц в растворах Норильск № 1–3.

Полученные результаты показали, что основными преобладающими фракциями в растворах Норильск № 1–3 являются фракции 1,856...1,931 мкм, которые можно отнести к активным коллоидным частицам.

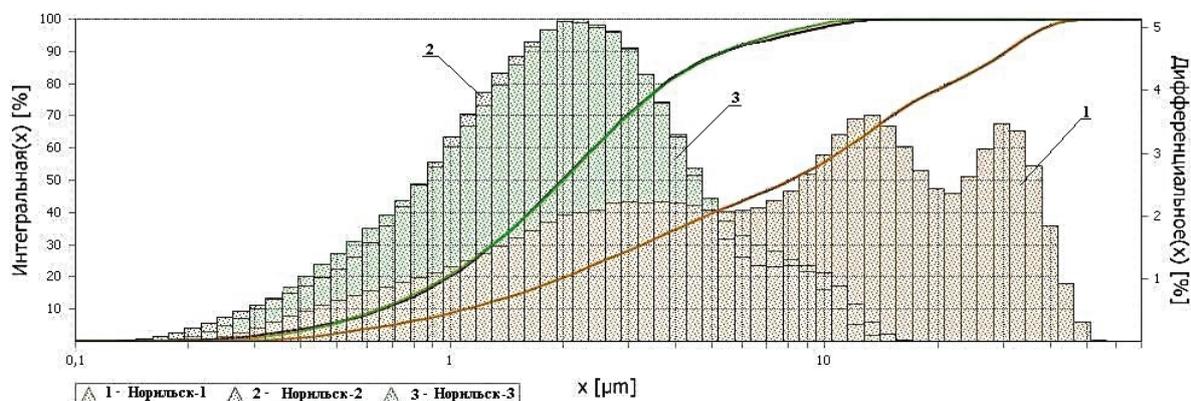


Рисунок. Кумулятивные кривые распределения частиц в растворах Норильск № 1–3

Figure. Cumulative particle frequency curve in solutions Norilsk № 1–3

Определение электростатических характеристик

Для симметричного одновалентного электролита (NaCl, KCl, LiCl) величина дебаевского радиуса линейно уменьшается с ростом концентрации электролита $C_0^{1/2}$, т. е. дебаевский радиус не зависит от поверхностного заряда и электрокинетического потенциала, а при постоянной температуре является функцией концентрации C_0 электролита и заряда ионов [12].

В табл. 2 представлены электростатические характеристики растворов с тонкодисперсным шламом и суспензий из монтмориллонитовых глин.

Таблица 2. Электростатические характеристики исследуемых дисперсных систем

Table 2. Electrostatic characteristics of the studied dispersed systems

| Наименование раствора Solution title | Дзета-потенциал (ξ), mV Zeta-potential (ξ), mV | Дебаевский радиус* (δ), нм Debye shielding length* (δ), nm |
|---|---|---|
| «Бароид» «Baroid» | 20,37 | 2,82 |
| «Таганский» «Tagansky» | 16,53 | 6,74 |
| Норильск № 1 Norilsk № 1 | 5,85 | 0,52 |
| Норильск № 2 Norilsk № 2 | 7,07 | 0,65 |
| Норильск № 3 Norilsk № 3 | 8,92 | 0,41 |

Примечание: «Бароид» – бентонит TUNNEL-GEL PLUS фирмы Бароид является специальной смесью вайомингского бентонита с полимерными добавками; «Таганский» – монтмориллонитовая глина Таганского месторождения; * – приведенная толщина диффузного слоя или радиус ионной атмосферы; концентрация бентонита в растворе – 6 мас. %.

Note: «Baroid» is the bentonite TUNNEL-GEL PLUS of the company Baroid, special mixture of Wyoming bentonite with polymeric additives; «Tagansky» is the montmorillonite clay of Taganskoe deposit; * is the effective thickness of diffuse layer or ionic atmosphere radius; bentonite concentration in solution is 6 wt. %.

Результаты экспериментальных исследований показали, что растворы с тонкодисперсным шламом характеризуются низкими значениями дзета-

потенциала и дебаевского радиуса. Дзета-потенциал определяет степень и характер взаимодействия между частицами дисперсной системы. Величину дзета-потенциала (30 мВ) [13] (положительную или отрицательную) можно рассматривать как характерное значение для условного разделения низко-заряженных и высоко-заряженных поверхностей. Чем больше электрокинетический потенциал, тем устойчивее коллоид.

Исследование фильтрационных и коагулирующих способностей исследуемых растворов

В работах [14–16] показано, что раствор без тонкодисперсной фазы не создает достаточного давления на стенку скважины и поэтому перепад давления на горную породу в стенке скважины очень мал. Поэтому устойчивость стенок ствола скважины повышается при применении растворов с низкими фильтрационными параметрами за счет образования непроницаемой фильтрационной корки в порах и микротрещинах горных пород.

Анализ публикаций [17–19] и результатов бурения контрольно-стволовых скважин (КС-55, КС-56, КС-57) с фактическими глубинами 1430, 2069, 2070 м, предоставленных специалистами ООО «Норильскгеология», показал следующее:

- 1) большое влияние на показатели физико-механических свойств горных пород оказывает неоднородность строения и состава пород, связанная с текстурными особенностями и минералогическим составом;
- 2) аргиллиты широко распространены в разведочной свите, это плитчатые, метаморфизованные плотные породы, содержащие значительное количество гидрослюдистых частиц, тонкодисперсных темно-серых и черных; в них имеются скопления органических включений, встречаются тонкие трещины, заполненные органическим веществом, и прослойки ангидрита; уменьшение прочности характерно для разностей, содержащих углистый материал; в водонасыщенном состоянии прочность на сжатие уменьшается с 61 до 44 МПа; отмечена анизотропия свойств, коэффициент анизотропии – 1,2;
- 3) при водонасыщении прочность всех пород снижается на 15–30 %; наибольшее снижение прочности обнаружено у пикритовых базальтов;
- 4) наиболее резкое уменьшение прочности наблюдается при переходе от тектонически нарушенных массивов к массивам со средней трещиноватостью;
- 5) показатели прочности горных пород на сжатие и растяжение уменьшаются на 50–60 % при трещинной пустотности от 3 до 5 %;
- 6) при изменении коэффициента трещиноватости горных пород разведочной свиты от 5 до 8–10 % уменьшение прочности на сжатие и разрыв составляет 30–40 %;
- 7) чередование аргиллитов, алевролитов, песчаников и углей обуславливает сильную изменчивость первичной трещиноватости;
- 8) в менее прочных породах (аргиллитах и углях) трещины располагаются чаще, чем в более прочных – алевролитах и песчаниках;
- 9) в аргиллитах и углях расстояние между трещинами достигает 0,5–2 см;
- 10) наименьшей величиной трещинной пустотности среди пород терригенного комплекса обладают песчаники (1,8 %), наибольшей – аргиллиты (3,8 %) и угли (4 %);
- 11) крупные тектонические нарушения сопровождаются зонами дробления, в которых породы разрушены до состояния мелкой щебенки и иногда даже до дресвы, раздробленный материал местами цементирован глиной трения, кальцит-цеолитовым материалом; величина трещинной пустотности в таких зонах составляет 10 % и более;
- 12) размер пор в исследуемых образцах изменяется от 0,1 до 5 мкм, а в образцах из тектонических зон от 1 до 60 мкм;
- 13) пористость глинистых горных пород варьирует от 0,9 до 12,09 %.
- 14) визуальный анализ кернового материала показал, что большая часть трещин ориентирована перпендикулярно к оси скважины или близко к этому.

При бурении скважины мгновенная фильтрация может быть весьма значительная, если породы имеют высокую проницаемость, а буровой раствор не содержит частиц, соответствующих размерам микротрещин или пор. Перемычки способны образовываться только частицы, размер которых находится в определенном соотношении с размерами микротрещин и пор. Частицы определенного критического размера застревают в поровых и трещинных каналах и образуют сводовые перемычки непосредственно у поверхности пористого пласта [20]. После образования такой перемычки начинают удерживаться и более мелкие частицы, вплоть до активных дисперсных, имеющих размер 0,47...5,00 мкм. Такие размеры соответствуют фракциям, которые входят в состав растворов Норильск № 1–3. По данным [7], частицы, размер которых не превышает одной трети диаметра круглого отверстия сита, способны образовать сводовую перемычку у такого отверстия. В течение многих лет расчет фракционного состава проводили по методу Абрамса [21], который установил размер частиц аналогичный представленному в исследованиях Кюберли. Содержание частиц указанного размера должно быть не менее 5 % от объема твердых частиц, находящихся в растворе. Этим критериям отвечает фракционный состав твердой фазы в растворах Норильск № 1–3.

Экспериментальную проверку проводили на фильтр-прессе и на тампонирующем тестере проницаемости фирмы OFITE.

На первом этапе измеряли фильтрационные характеристики на фильтр-прессе на бумажном фильтре при давлении 0,7 МПа. В результате фильтрация составила 60; 38; 28 мл за 30 минут для ра-

створов Норильск № 1–3, соответственно. Толщина корки из тонкодисперсного шлама составила менее 1 мм, но необходимо отметить наличие в корке частиц различного размера. Это на наш взгляд привело к повышенной фильтрации, что можно объяснить наличием электролита в растворах. Добавление солей вызывает флокуляцию и агрегацию дисперсных частиц, что подтверждается вышеизложенными исследованиями дзета-потенциала.

На втором этапе исследовали фильтрационные характеристики на тампонирующем тестере проницаемости фирмы OFITE на керамическом фильтре-диске New (Mercury) 10 micron OLD (AIR) 3 micron 2,5"×0,25". Фильтрация для растворов Норильск № 2–3 при перепаде давления 1,7 и 4,3 МПа за 30 минут составила 62; 47 мл и 58; 62 мл, толщина фильтрационной корки 0,8 мм. При визуальном осмотре излома дисков тонкодисперсный шлам внутри не обнаружен. Кроме этого, на указанных дисках при дифференциальном давлении 4,3 МПа исследовали фильтрационные характеристики растворов Норильск № 1–3 с 50 мл на литр раствора жидкого стекла ($\rho=1,33 \text{ г/см}^3$). Фильтрационные потери составили 400 мл за 15 минут (Норильск № 1), 323 мл за 30 минут (Норильск № 2), 140 мл за 7,5 минут (Норильск № 3). Наблюдалось четкое разделение на жидкую и твердую фазы, причем практически вся тонкодисперсная фракция оседала на фильтре.

В водных растворах поликонденсация силикатных ионов приводит к формированию частиц SiO_2 нанодисперсных размеров; в кислой среде такие первично сформированные частицы объединяются в разветвленные цепочки, которые образуют сетку геля, пронизывающую водную фазу по всему объему. В слабощелочной среде и в присутствии электролитов (в нашем случае NaCl) частицы SiO_2 объединяются в слабосвязанные между собой агрегаты, образуя рыхлые осадки [22]. Такой осадок наблюдали в процессе фильтрации при давлении 4,3 МПа через керамический диск, что подтверждает несовместимость простых солей с жидким стеклом. При обработке жидким стеклом солевых растворов с тонкодисперсным шламом реакция визуально не проявляется, раствор загущается, появляется структура, но при перепаде давления осадок может привести к необратимым последствиям. В частности, к насыщению горной породы жидкостью и образованию толстой рыхлой корки, что может привести к дифференциальному прихвату.

Вышеописанные лабораторные исследования послужили основой для исследования кольматирующей способности буровых растворов на керамических дисках. Кольматирующую способность оценивали по изменению проницаемости на приборе профильного измерения проницаемости полноразмерного керна (модель PDPK-400). Методика экспериментов заключалась в следующем: измеряли проницаемость керамических дисков в сухом состоянии, далее через диск при давлении 4,3 МПа фильтровали исследуемый раствор. После выемки

диска тонким лезвием счищали фильтрационную корку, промокали бумажной салфеткой и после этого измеряли проницаемость. В табл. 3–5 представлены результаты исследований.

Таблица 3. Проницаемость фильтрационных дисков (Ceramic Filter Disc 2,5"×0,25" New (Mercury) 50 micron, Old (Air) 35 micron) после фильтрации растворов с тонкодисперсной фазой

Table 3. Permeability of filtration discs (Ceramic Filter Disc 2,5"×0,25" New (Mercury) 50 micron, Old (Air) 35 micron) after filtering solution with finely divided phase

| Проницаемость по газу, мД Permeability to gas, mD | | | | Название раствора Solution title | Условный коэффициент кольматации, K_2/K_1 Colmatation nominal coefficient, K_2/K_1 | Фильтрация, мм, за 30 минут и вид фильтрата при $\Delta p=4,3 \text{ МПа}$ Filtration, mm, for 30 minutes and filter type at $\Delta p=4,3 \text{ МПа}$ | |
|--|-------|-------------|--------|-------------------------------------|---|--|--|
| P_c , бар | K_1 | P_k , бар | K_2 | | | V, мл (ml) | Вид фильтрата Filter type |
| 0,48 | 15693 | 0,49 | 14712* | – | 0,94 | – | – |
| 0,49 | 14441 | 1,59 | 4087 | Таганский Tagansky | 0,28 | 80 | Раствор solution |
| 0,50 | 14492 | 1,09 | 6101 | Инбент Inbent | 0,42 | 44 | раствор (34), вода (10) solution (34), water (10) |
| 0,50 | 14796 | 1,55 | 4200 | Бароид Baroid | 0,28 | 40 | раствор (20), вода (20) solution (20), water (20) |
| 0,52 | 13321 | 1,48 | 4483 | Норильск № 1 Norilsk № 1 | 0,34 | 250 | раствор (64), вода (186) solution (64), water (186) |
| 0,66 | 10240 | 2,25 | 2787 | Норильск № 3 Norilsk № 3 | 0,27 | 150 | раствор (76), вода (74) solution (76), water (74) |

Примечание: *диск вымочен в дистиллированной воде в течение 10 минут; P_c – перепад давления при измерении проницаемости на необработанном сухом диске; P_k – перепад давления при измерении проницаемости после загрязнения керамического диска раствором; K_1 – проницаемость по газу (мД) сухого диска; K_2 – проницаемость по газу (мД) загрязненного диска; Δp – дифференциальное давление.

Note: *disc is macerated in distilled water during 10 minutes; P_c is the pressure fall at permeability change on untreated dry disc; P_k is the pressure fall at permeability change after contamination of ceramic disc with the solution; K_1 is the permeability to gas (mD) of a dry disc; K_2 is the permeability to gas (mD) of a contaminated disc; Δp is the differential pressure.

Для сравнения исследовали коллоидные растворы, приготовленные из высококачественного бентонита с добавками и без добавок полимеров. Таганский раствор – из монтмориллонитовой глины Таганского месторождения (5 мас. %) с добавкой 0,5 мас. % кальцинированной соды. Бароид – из вайомингского бентонита (4 мас. %, торговая марка Tunnel-Gel Plus). Инбент – из модифицированного бентонита (Россия, 4 мас. %). Черногорский – из черногоского бентонита марки ПБМА (5 мас. %). В табл. 3–5 представлены данные по изменению проницаемости керамических дисков после вымачивания их в дистиллированной воде в течение 10 минут для сравнения с изменением проницаемости после фильтрации растворов.

Таблица 4. Проницаемость фильтрационных дисков (Ceramic Filter Disc 2,5×0,25" New (Mercury) 40 micron, Old (Air) 20 micron) после фильтрации растворов с тонкодисперсной фазой

Table 4. Permeability of filtration discs (Ceramic Filter Disc 2,5×0,25" New (Mercury) 40 micron, Old (Air) 20 micron) after filtering solution with finely divided phase

| Проницаемость по газу, мД Permeability to gas, mD | | | | Название раствора Solution title | Условный коэффициент кольматации, K_2/K_1 Colmatation nominal coefficient, K_2/K_1 | Фильтрация, мм, за 30 минут и вид фильтрата при $\Delta p=4,3$ МПа Filtration, mm, for 30 minutes and filter type at $\Delta p=4,3$ MPa | |
|--|-------|---------------------|-------|-------------------------------------|---|--|--|
| P_c , бар | K_1 | $P_{c\kappa}$, бар | K_2 | | | V , мл (мл) | Вид фильтрата Filter type |
| 0,70 | 8598 | 0,77 | 7961* | – | 0,93 | – | – |
| 0,81 | 7082 | 1,88 | 3065 | Таганский Tagansky | 0,43 | 28 | Раствор solution |
| 0,81 | 7245 | 1,59 | 3736 | Инбент Inbent | 0,52 | 36 | раствор (24), вода (12) solution (24), water (12) |
| 0,82 | 6917 | 3,13 | 1663 | Бароид Baroid | 0,24 | 30 | Раствор (15), вода (15) solution (15), water (15) |
| 0,67 | 8536 | 2,71 | 2084 | Норильск № 3 Norilsk № 3 | 0,24 | 110 | раствор (32), вода (78) solution (32), water (78) |
| 0,87 | 6380 | 1,38 | 3979 | Черногорский Chernogorsky | 0,62 | 34 | раствор (16), вода (18) solution (16), water (18) |

Примечание: *диск вымочен в дистиллированной воде в течение 10 минут.

Note: *disc is macerated in distilled water during 10 minutes.

Таблица 5. Проницаемость фильтрационных дисков (Ceramic Filter Disc 2,5×0,25" New (mercury) 20 micron, Old (Air) 10 Micron) после фильтрации растворов с тонкодисперсной фазой

Table 5. Permeability of filtration discs (Ceramic Filter Disc 2,5×0,25" New (Mercury) 20 micron, Old (Air) 10 micron) after filtering solution with finely divided phase

| Проницаемость по газу, мД Permeability to gas, mD | | | | Название раствора Solution title | Условный коэффициент кольматации, K_2/K_1 Colmatation nominal coefficient, K_2/K_1 | Фильтрация, мм, за 30 минут и вид фильтрата при $\Delta p=4,3$ МПа Filtration, mm, for 30 minutes and filter type at $\Delta p=4,3$ MPa | |
|--|-------|---------------------|-------|-------------------------------------|---|--|--|
| P_c , бар | K_1 | $P_{c\kappa}$, бар | K_2 | | | V , мл (мл) | Вид фильтрата Filter type |
| 1,08 | 3859 | 1,09 | 3819 | – | 0,99 | – | – |
| 1,11 | 3779 | 2,00 | 2097 | Таганский Tagansky | 0,55 | 20 | вода/water |
| 1,37 | 2800 | 3,02 | 1338 | Таганский Tagansky | 0,48 | 24** | раствор (12), вода (12) solution (12), water (12) |
| 1,33 | 2987 | 2,95 | 1510 | Норильск № 1 Norilsk № 1 | 0,51 | 134 | вода/water |
| 1,03 | 3412 | 5,40 | 533 | Норильск № 3 Norilsk № 3 | 0,16 | 84 | вода/water |
| 1,30 | 2991 | 2,01 | 2051 | Черногорский Chernogorsky | 0,69 | 40 | раствор (12), вода (28) solution (12), water (28) |

Примечание: * – диск вымочен в дистиллированной воде в течение 10 минут; ** – фильтрация измерялась при дифференциальном давлении, равном 9 МПа.

Note: *disc is macerated in distilled water during 10 minutes; ** filtration was measured at differential pressure 9 MPa.

Анализ экспериментальных результатов, представленных в табл. 3–5, показал следующее:

- 1) проницаемость керамических дисков, вымоченных в дистиллированной воде, незначительно отличается от проницаемости исходных дисков;
- 2) высокая кольматирующая способность наблюдалась при применении коллоидных растворов из монтмориллонитовых глин (Бароид, Таганский, Инбент, Черногорский);
- 3) при прокачивании растворов Норильск № 1, 3 через керамические диски с различной пористостью при перепаде давления 4,3 МПа отме-

- чалась повышенная фильтрация жидкости, что в реальных условиях может привести к понижению прочности горных пород;
- 4) при прокачивании раствора Норильск № 3 через диск с размером пор 10 мкм наблюдалось отложение внешней корки из тонкодисперсного шлама на наружной поверхности диска, через которую проходит водный фильтрат;
 - 5) образование внутренней фильтрационной корки зафиксировано при прокачивании Таганского раствора через керамический диск с размером пор 10 мкм, при увеличении давления с 4,3 до 9,0 МПа;
 - 6) в целом экспериментальные результаты подтверждают предположение [7] о том, что мельчайшие частицы сначала не вызывают заметного снижения проницаемости, но после фильтрации и образования внутренней корки проницаемость становится очень низкой, вероятно, в результате миграции частиц различного фракционного состава. В скважине происходит два вида фильтрации – статическая и динамическая, что не всегда можно смоделировать в лаборатории.
- Выводы**
1. Исследование фракционного состава растворов с тонкодисперсным шламом позволило установить фракционный состав (мкм) выбуренной породы в процентном отношении (0,47...0,69–5 %; 0,65...1,10–5 %; 1,14...2,57–15 %; 2,00...8,06 – 25 %; 3,32...17,73–25 %; 5,39...30,45–15 %; 7,28... 35,48–5 %; 10,28... 43,04–4 %. Для сравнения распределение частиц по фракциям в коллоидных суспензиях Бароид и Инбент (концентрация глины 6 мас. %) в процентном отношении (0,67... 0,80–5 %; 0,93...1,24–5 %; 1,69... 2,76–15 %; 3,25... 6,49–25 %; 6,52... 10,14–25 %; 9,13... 12,62–15 %; 10,4...13,97–5 %; 12,57...16,48–4 %).
 2. Средний геометрический размер частиц в растворах с тонкодисперсной фазой варьируется от 1,856 до 1,931 мкм.
 3. По степени коллоидной активности дисперсные глинистые частицы можно разделить на: очень активные – размером 0,46...0,69 мкм, активные – размером 1,10...3,32 мкм, малоактивные – размером 5,46...10,28 мкм, не обладающие коллоидной активностью – с размерами 10,28...43,04 мкм.
 4. Реологические параметры исследуемых растворов не соответствуют критериям, обеспечивающим очистку скважины от шлама.
 5. Добавление в растворы с тонкодисперсным шламом (имеющих в своем составе поваренную соль) низковязкой полианионной целлюлозы приводит к осаждению дисперсной фазы в состоянии покоя, что крайне нежелательно при бурении скважин комплексами КССК.
 6. В результате лабораторных исследований авторами установлены величины реологических параметров, при которых не происходит осаждения 5 % шлама из раствора. Показатель нелинейности $n \approx 0,36...0,45$; $K \approx 0,3...0,67$; $G_1 = 1-2$; $G_{10} \geq 2$. Такие параметры можно получить за счет обработки растворов с тонкодисперсным шламом биополимерами, в частности гаммаксаном. Минимальная концентрация гаммаксана в растворе должна быть не менее 0,25...0,30 мас. %
 7. Добавление поваренной соли в раствор приводит к снижению дзета-потенциала и дебаевского радиуса, что в конечном итоге приводит к осаждению дисперсной фазы в состоянии покоя. Для поддержания твердой фазы необходимо в раствор добавлять биополимеры, например гаммаксан.
 8. Лабораторные исследования показали невозможность обработки растворов с тонкодисперсной фазой, имеющих в своем составе поваренную соль, жидким стеклом.
 9. Необходимо отметить, что привнесение в раствор активных и малоактивных частиц позволяет естественным путем создавать растворы с дисперсной твердой фазой, которые создают «глинистую» корку на стенке скважины при перепаде давления и обеспечивают кольматацию горных пород. Последующие исследования будут направлены на создание растворов с тонкодисперсной фазой с регулируемой фильтрацией.
 10. В настоящее время на участке «Скалистый» Талнахского рудного узла начали бурить наклонные скважины глубиной до 1000 м комплексами ССК, поэтому необходимы дополнительные лабораторные и производственные исследования по влиянию шлама и его количества на свойства растворов и их связь с поведением в скважине.
 11. Практика строительства скважин глубиной более 1500 м на Талнахском рудном узле подтверждает необходимость продолжения начатых лабораторных исследований с последующей производственной проверкой.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Михеев В.Л. Технологические свойства буровых растворов. – М.: Недра, 1979. – 239 с.
2. Нескоромных В.В. Разрушение горных пород при бурении скважин. – Красноярск, Изд-во СФУ, 2014. – 336 с.
3. Сулакшин С.С. Разрушение горных пород при бурении скважин. – Томск: ТПИ, 1979. – 99 с.
4. Кульчицкий Л.И. Роль воды в формировании свойств глинистых пород. – М.: Недра, 1975. – 212 с.
5. Исследование влияния растворов солей на гидратацию глинистых минералов при бурении скважин на примере Талнахского рудного узла / А.Л. Неверов, В.П. Рожков, Д.Д. Каратаев, А.А. Неверов // Известия Томского политехнического университета. – 2015. – Т. 326. – № 2. – С. 103–117.
6. Анализ горно-геологических условий бурения скважин на Талнахском рудном узле / В.В. Нескоромных, А.Л. Неверов, В.П. Рожков, Д.Д. Каратаев, А.А. Неверов // Известия Томского политехнического университета. – 2015. – Т. 326. – № 1. – С. 100–111.
7. Грей Дж.Р., Дарли Г.С.Г. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей) / пер. с англ. – М.: Недра, 1985. – 509 с.
8. Брыков, А.С. Силикатные растворы и их применение. – СПб.: СПб ГТИ (ТУ), 2009. – 54 с.
9. Фридрихсберг Д.А. Курс коллоидной химии. 2-е изд. перераб. и доп. – Л.: Химия, 1984. – 368 с.
10. Михеева Е.В., Пикула Н.П. Физическая и коллоидная химия. – Томск: Изд-во ТПУ, 2009. – 267 с.
11. Королев Д.В., Наумов В.Н., Суворов К.А. Определение дисперсного состава порошков микроскопическим методом. – СПб.: ГОУ ВПО СПб ГТИ (ТУ), 2005. – 41 с.
12. Теоретические основы инженерной геологии. Физико-химические основы / под ред. акад. Е.М. Сергеева. – М.: Недра, 1985. – 288 с.
13. Савицкая Т.А. Коллоидная химия: строение двойного электрического слоя, получение и устойчивость дисперсных систем. – Минск: БГУ, 2011. – 82 с.
14. Городнов В.Д. Физико-химические методы предупреждения осложнений в бурении. 2-е изд. перераб. и доп. – М.: Недра, 1984. – 229 с.
15. Рязанов Я.А. Энциклопедия по буровым растворам. – Оренбург: Изд-во «Летопись», 2005. – 664 с.
16. Войтенко В.С. Управление горным давлением при бурении скважин. – М.: Недра, 1985. – 181 с.
17. Геология и рудоносность Норильского района / О.А. Дюжиков, В.В. Дистлер, Б.М. Струнин, А.К. Мкртычян, М.Л. Шерман, С.Ф. Служеникин, А.М. Лурье. – М.: Наука, 1988. – 279 с.
18. Инженерно-геологические условия месторождений сульфидных медно-никелевых руд Талнахского рудного узла в полях рудников «Скалистый» и «Глубокий» / Г.А. Голодковская, Л.В. Шаумян, Э.С. Балашайтис, М.Б. Куринов, В.В. Ковалко, Н.А. Румянцева, И.А. Уткина, В.Н. Широков – М.: Изд-во МГУ, 1987. – 561 с.
19. Додин Д.А., Батуев Б.Н. Геология и петрология талнахских дифференцированных интрузий и их метаморфического ореола // Петрология и рудоносность талнахских и норильских дифференцированных интрузий. – Л.: Недра, 1971. – С. 31–101.
20. Никифоров А.И., Садовников Р.В., Никифоров Г.А. О переносе дисперсных частиц двухфазным фильтрационным потоком // Вычислительная механика сплошных сред. – 2013. – Т. 6. – № 1. – С. 47–53.
21. Теории подбора фракционного состава кольматанта / Г.Г. Ишбаев, Р.Р. Дильмиев, А.В. Христенко, А.А. Милейко // Бурение и нефть. – 2011. – № 6. – С. 16–18.
22. Корнеев В.И., Данилов В.В. Жидкое и растворимое стекло. – СПб.: Стройиздат, 1996. – 216 с.

Поступила 29.06.2015 г.

UDC 622.248.3: 243.063

STUDY OF FINELY DIVIDED SLUDGE EFFECT ON DRILLING FLUIDS PROPERTIES WHILE DRILLING WITH COMPLEXES WITH DETACHABLE CORE RECEIVER AT TALNAKHSKOE DEPOSIT

Aleksandr L. Neverov,

Siberian Federal University, 79, Svobodny Avenue, Krasnoyarsk, 660041, Russia. E-mail: neveroff_man@mail.ru

Vladimir P. Rozhkov,

Siberian Federal University, 79, Svobodny Avenue, Krasnoyarsk, 660041, Russia. E-mail: sfu.ttr@yandex.ru

Dmitri D. Karataev,

Norilskgeologiya, post office box 889, Norilsk, 663330, Russia. E-mail: dd.karataev@norilskgeology.ru

Aleksandr V. Matveev,

Siberian Federal University, 79, Svobodny Avenue, Krasnoyarsk, 660041, Russia. E-mail: sfu.ttr@yandex.ru

Pavel O. Yuryev,

Siberian Federal University, 79, Svobodny Avenue, Krasnoyarsk, 660041, Russia. E-mail: pashka_urew@mail.ru

Relevance of the research is caused by the necessity to study the effect of finely divided sludge on properties of drilling fluids while drilling with complexes with detachable core receiver at Talnakhskoe deposit. When drilling the exploration wells with the complexes with wireline at 1000 m of sinking from 7 to 8 tons of rocks are drilled out at the average.

The main aim of the research is to study the effect of finely divided sludge, entering the drilling fluid, while boring with complexes with detachable core receiver on clay rocks and ore zone at Talnakhskoe deposit, on drilling fluid properties.

The methods used in the study: methods of X-ray fluorescence spectrometry, electron microscopy, X-ray, tomography and spectroscopic analysis to determine the mineral composition of argillaceous rocks; determination of particle size distribution of drilling fluid sludge (hereinafter – the sludge); determination of zeta potential and the Debye radius; methods described in ISO 10414-1 and ISO 13503-1.

The results. The study of fractional composition of solutions with finely divided sludge allowed establishing particle size distribution in drill cuttings. The dispersion clay particles can be divided according to the degree of the colloidal activity into: very active 0,46...0,69 μm in size; active 1,10...3,32 μm in size; less active ranging in size from 5,46...10,28 μm ; non-colloidal active with dimensions 10,28...43,04 μm . The geometric mean size of particles in finely dispersed phase solutions ranges from 1,856 to 1,931 μm . Bringing of active and inactive particles in a solution is a natural way to create solutions with the dispersed solid phase, which form a «clay» crust on the borehole wall with a pressure drop and provide rock colmatation. Experience in constructing a well of more than 1,500 m on the Talnakh deposits confirms the appropriateness of applying the finely divided phase in drilling fluid composition to bore deep wells with complexes with detachable core receiver.

Key words:

Finely divided sludge, rheological parameters, fractional composition, electrostatic characteristics, filtration, colmatation.

REFERENCES

- Mikheev V.L. *Tekhnologicheskiye svoystva burovyykh rastvorov* [Technological properties of drilling fluids]. Moscow, Nedra Publ., 1979. 239 p.
- Neskoromnykh V.V. *Razrushenie gornyykh porod pri bureanii skvazhin* [Destruction of rocks during drilling]. Krasnoyarsk, SFU Publ., 2014. 336 p.
- Sulakshin S.S. *Razrusheniye gornyykh porod pri bureanii skvazhin* [Destruction of rocks during drilling]. Tomsk, TPI Publ., 1979. 99 p.
- Kulchitskiy L.I. *Rol vody v formirovaniy svoystv glinistykh porod* [The role of water in formation of properties of argillaceous rocks]. Moscow, Nedra Publ., 1975. 212 p.
- Neverov A.L., Rozhkov V.P., Karataev D.D., Neverov A.A. Issledovaniye vliyaniya rastvorov soley na gidratatsiyu glinistykh mineralov pri bureanii skvazhin na primere Talnakhskogo rudnogo uzla [Investigation of the effect of salt solutions on the hydration of clay minerals in drilling wells by the example of Talnakh Deposits]. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2015, vol. 326, no. 2, pp. 103–117.
- Neskoromnykh V.V., Neverov A.L., Rozhkov V.P., Karatayev D.D., Neverov A.A. Analiz gorno-geologicheskikh uslovy bureniya skvazhin na Talnakhskom rudnom uzle [Analysis of geological conditions of drilling wells in the Talnakh Deposits]. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2015, vol. 326, no. 1, pp. 100–111.
- Grey J.R., Darli G.S.G. *Sostav i svoystva burovyykh agentov (promyvochnyykh zhidkostey)* [Composition and properties of drilling agents (drilling fluids)]. Moscow, Nedra Publ., 1985. p. 509.
- Brykov A.S. *Silikatnye rastvory i ikh primenenie* [Silicate solutions and their usage]. St. Petersburg, St. Petersburg State Institute of Technology (Technical University) Publ., 2009. 54 p.
- Fridrikhsberg D.A. *Kurs kolloidnoy khimii. 2-e izd* [Course of Colloid Chemistry. 2nd ed.]. Leningrad, Khimiya Publ., 1984. 368 p.
- Mikheyeva E.V., Pikula N.P. *Fizicheskaya i kolloidnaya khimiya* [Physical and Colloid Chemistry]. Tomsk, TPU Publ., 2009. 267 p.
- Korolev D.V., Naumov V.N., Suvorov K.A. *Opreделение dispersnogo sostava poroshkov mikroskopicheskim metodom* [Determination of powders dispersed by microscopic method]. St. Petersburg, St. Petersburg State Institute of Technology (Technical University) Publ., 2005. 41 p.
- Sergeeva E.M. *Teoreticheskiye osnovy inzhenernoy geologii. Fiziko-khimicheskiye osnovy* [Theoretical foundations of engineering geology. Physico-chemical basis]. Moscow, Nedra Publ., 1985. 288 p.
- Savitskaya T.A. *Kolloidnaya khimiya: stroeniye dvoynogo elektricheskogo sloya, polucheniye i ustoychivost dispersnykh system* [Colloid chemistry: electric double layer structure, acquisition and stability of disperse systems]. Minsk, BSU Publ., 2011. 82 p.
- Gorodnov V.D. *Fiziko-khimicheskiye metody preduprezhdeniya oslozhneniy v bureanii* [Physico-chemical methods of preventing complications in drilling]. Moscow, Nedra Publ., 1984. 2nd ed., 229 p.
- Ryazanov Ya.A. *Entsiklopediya po burovym rastvoram* [Encyclopedia of drilling fluids]. Orenburg, Letopis Publ., 2005. 664 p.
- Voytenko V.S. *Upravleniye gornym davleniyem pri bureanii skvazhin* [Management of mountain pressure during drilling]. Moscow, Nedra Publ., 1985. 181 p.
- Dyuzhikov O.A., Distler V.V., Strunin B.M., Mkrtnyan A.K., Sherman M.L., Sluzhenikin S.F., Lurye A.M. *Geologiya i rudonost Noril'skogo rayona* [Geology and ore-bearing of Norilsk region]. Moscow, Nauka Publ., 1988. 279 p.
- Golodkovskaya G.A., Shaumyan L.V., Balashaytis E.S., Kurinov M.B., Kovalko V.V., Rummyantseva N.A., Utkina I.A., Shirokov V.N. *Inzhenerno-geologicheskiye usloviya mestorozhdeniy sulfidnykh medno-nikelevykh rud Talnakhskogo rudnogo uzla v polyakh rudnikov Skalisty i Gluboky* [Engineering and geological conditions of sulfide copper and nickel ores of Talnakhskoe deposits in the fields of «Skalisty» and «Gluboky»]. Moscow, MSU Publ., 1967. 561 p.
- Dodin D.A., Batuev B.N. *Geologiya i petrologiya talnakhskikh differentsirovannykh intruziy i ikh metamorficheskogo oreola* [Geology and petrology of Talnakh differentiated intrusions and their metamorphic aureole]. *Petrologiya i rudnost talnakhskikh i noril'skikh differentsirovannykh intruziy* [Petrology and ore-bearing of Talnakh and Norilsk differentiated intrusions]. Leningrad, Nedra Publ., 1971. pp. 31–101.
- Nikiforov A.I., Sadovnikov R.V., Nikiforov G.A. O perenose dispersnykh chastits dvukhfaznym filtratsionnym potokom [Transfer of dispersed particles by two-phase filtration flow]. *Computational Continuum Mechanics*, 2013, vol. 6, no. 1, pp. 47–53.
- Ishbaev G.G., Dilmiev R.R., Khristenko A.V., Mileyko A.A. *Teorii podbora fraktsionnogo sostava kolmatanta* [Theories of selection of colmatant fractional composition]. *Burenie & neft*, 2011, no. 6, pp. 16–18.
- Korneev V.I., Danilov V.V. *Zhidkoe i rastvorimoe steklo* [Liquid and water-glass]. St. Petersburg, Stroyizdat Publ., 1996. 216 p.

Received: 29 June 2015.