ГИАБ. Горный информационно-аналитический бюллетень /
MIAB. Mining Informational and Analytical Bulletin, 2021;(11-1):46–54
ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ / ORIGINAL PAPER

УДК 622.244.4 DOI: 10.25018/0236_1493_2021_111_0_46

ВЛИЯНИЕ БУРОВОГО РАСТВОРА НА ВЕЛИЧИНУ ПОТЕНЦИАЛА СПОНТАННОЙ ПОЛЯРИЗАЦИИ ПРИ КАРОТАЖЕ СКВАЖИН

Д. В. Исламгалиев[1], **А. Н. Ратушняк**[2]

[1] Уральский государственный горный университет, Екатеринбург, Россия;
[2] Институт геофизики Уральского отделения РАН им. Ю. П. Булашевича, Россия

Аннотация: в настоящее время существует большое количество разновидностей буровых растворов, которые помогают облегчить бурение скважин. При этом работа над эффективностью бурового раствора требует достаточных больших денежных вложений, так как раствор должен сохранять свои характеристики при бурении, остужать бурильные инструменты, предотвращать обвал скважин, наносить как можно меньший вред экологии окружающей среды. Но есть и обратная сторона в том, что компоненты бурового раствора усложняют обработку результатов геофизических исследований скважин методами электроразведки – это может привести к неправильной интерпретации данных каротажа, искажающей определение залегания горных пород, завышенной или заниженной оценке водных, газовых или нефтяных запасов исследуемых пластов–коллекторов или других требуемого для добычи минерального сырья. В данной статье приведены основные виды и характеристики буровых растворов. Рассмотрено влияние бурового раствора на величину электрического потенциала при каротаже методом спонтанной поляризации, учитывающей такие параметры, как кинематическая вязкость, динамическая вязкость, плотность, удельное электрическое сопротивление бурового раствора, диаметр скважины, подвижность и радиус ионов растворов, адсорбция, создающая двойной электрической слой на границе пласт–скважина.

Ключевые слова: буровой раствор, геологоразведочная скважина, электрический потенциал, адсорбционный потенциал, условная вязкость, кинематическая вязкость, динамическая вязкость.

Для цитирования: *Исламгалиев Д. В., Ратушняк А. Н.* Влияние бурового раствора на величину потенциала спонтанной поляризации при каротаже скважин // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2021. – № 11-1. – С. 46–54. DOI: 10.25018/0236_1493_2021_111_0_46.

Effect of drilling mud on electric potential in spontaneous polarization logging

D. V. Islamgaliev[1], **A. N. Ratushnyak**[2]

[1] Ural State Mining University, Yekaterinburg, Russia;
[2] Bulashevich Institute of Geophysics, Ural Branch, Russian Academy of Sciences, Yekaterinburg, Russia

Abstract: There are many kinds of drilling muds available currently to facilitate drilling. Improvement of drilling mud efficiency needs sufficient investment. A drilling mud should preserve its characteristics while drilling, it should cool drilling tools, prevent caving and

© Д. В. Исламгалиев, А. Н. Ратушняк. 2021

maximum possible eco-friendly. On the other hand, a drilling mud and its components can complicate processing of electrical exploration data, whereas wrong interpretation of log information can offer distorted presentation of bedding, over- or under-estimates of water, gas and oil reserves in reservoirs, or other intelligence necessary in mineral mining. This article describes the main types and characteristics drilling muds. The effect of drilling muds on the electric potential in geophysical logging with spontaneous polarization, with regard to such parameters as kinematic and dynamic viscosity, density, drilling mud resistivity, well diameter, flowability and ion radius of muds and adsorption which generates a double electric layer at the well-reservoir interface.

Key words: Drilling mud, exploration well, electric potential, adsorption potential, relative viscosity, kinematic viscosity, dynamic viscosity.

For citation: Islamgaliev D. V., Ratushnyak A. N. Effect of drilling mud on electric potential in spontaneous polarization logging. *MIAB. Mining Inf. Anal. Bull.* 2021;(11-1):46—54. [In Russ]. DOI: 10.25018/0236_1493_2021_111_0_46.

Введение

Скорость бурения скважины завсит от буровых растворов [1—9], которые также могут влиять на устойчивость состояния стенок ствола скважины и ввод скважины в эксплуатацию. Буровой раствор может исказить фильтрационно-емкостные характеристики пластов, продуктивных на углеводородное сырье, и последующие результаты геофизических исследований скважин (ГИС) будут неправильными. Требуется оценить степень влияния буровых растворов на примере каротажа методом спонтанной поляризации (ПС). Для начала перечислим свойства бурового раствора [10—13]:

- *термодинамические и теплофизические;*
- *коллоидно-реологические;*
- *фильтрационные;*
- *электрические.*

Под термодинамическими и теплофизическими свойствами понимают [10, 11, 13]:

– плотность;
– удельную теплоемкость;
– коэффициент теплопроводности;
– термический коэффициент объемного расширения.

Под коллоидно-реологическими свойствами понимают [10, 11, 13]:

– условную вязкость;
– пластовую вязкость;
– динамическое напряжение сдвига;
– эффективную вязкость;
– статическое напряжение сдвига;
– коэффициент коллоидальности твердой фазы;
– показатель коллоидальности твердой фазы;
– показатель консистенции;
– показатель неньютоновского поведения;
– касательное напряжение сдвига;
– показатель седиментации.

Под фильтрационными свойствами понимают [10, 11, 13]:

– показатель фильтрации;
– толщину фильтрационной корки.

Под электрическими свойствами понимают [10, 11, 13]:

– удельное электрическое сопротивление (электропроводность);
– напряжение электропробоя.

В зависимости от типа горных пород выбирают тот или иной буровой раствор. Приведем классификацию буровых растворов [10—12, 14]. Выделяют ***водные буровые растворы:***

- *на пресной и морской воде;*
- *полимерные недиспергирующие;*
- *ингибирующие;*
- *соленасыщенные.*

На пресной и морской воде [10, 11]:

– вода;

– нестабилизированные суспензии;

– гуматные;

– лигносульфатные;

– хромлигносульфатные.

Полимерные недиспергирующие [10, 11]:

– с малым содержанием твердой фазы;

– безглинистые.

Ингибирующие [10, 11]:

– кальцевые (известковые, гипсоизвестковые, хлоркальцевые);

– калиевые (хлоркалиевые, калиево-гипсовые);

– обработанные солями трехвалентных металлов (алюминизированные, алюмокалиевые);

– силикатные (малосиликатные);

– гидрофобизирующие (с кремнийорганической добавкой, обработанные мылами жирных кислот);

– хлормагниевые;

– хлорнатриевые.

Соленасыщенные [10, 11]:

– необработанные глинистые суспензии;

– стабилизированные;

– гидрогели;

– тяжелые жидкости.

Также существуют ***растворы на нефтяной основе*** [10, 11, 14]:

- *безводные;*
- *инвертные эмульсии.*

Безводные [10, 11, 14]:

– известково-битумные растворы (ИБР);

– на основе органоглин (растворы на углеводородной основе).

Инвертные эмульсии [10, 11, 14]:

– эмульсионный известково-битумным раствор (ЭИБР);

– высококонцентрированный инвертный эмульсионный раствор (ВИЭР);

– Термостойкий инвертно-эмульсионный раствор (ТИЭР);

– Термостойкая инвертная эмульсия на основе порошкообразного эмульгатора эмульсина (ЭК–1);

– на основе гудронов.

Используют ***газообразные растворы*** [10 — 12]:

- газы (воздух, выхлопные газы двигателей внутреннего сгорания (ДВС), природный газ);
- пены.

Методы расчета адсорбционного потенциала

На границе твердой и жидкой фаз контактирующих сред адсорбционный потенциал жидкой среды оценим по формуле

$$U = nF\eta\rho A, \qquad (1)$$

где n — разность чисел переноса ионов; A — адсорбция, моль/кг; η — динамическая вязкость, кг/(м·с); ρ — удельная электрическое сопротивление, Ом·м; F = = 95 485 Кл/моль — постоянная Фарадея.

Будем считать, что величина адсорбции A будет совпадать с её максимальной оценкой, тогда [15]

$$A = \frac{S_{уд}}{N_A \cdot \omega}, \qquad (2)$$

где $S_{уд} = \frac{S}{V \cdot \rho_{ПЖ}}$ — удельная поверхность бурового раствора в скважине, м^2/кг; S — площадь поверхности скважины, м^2; V — объем скважины; $\rho_{ПЖ}$ – плотность промывочной жидкости, кг/м^3; N_A = 6,022·10^{23} 1/моль — постоянная Авогадро; ω — площадь, занимаемая одним ионом (или одной молекулой) в монослое, м^2.

Перевод условной вязкости °$ВУ$ из секунд в градусы ВУ осуществляется по формуле [16, 17]

$$^{\circ}ВУ = \frac{t_р}{t_в}, \qquad (3)$$

где $t_р$ — время протекания раствора через вискозиметр типа ВБР-1 (при 20°С) [12, 18] или вискозиметр Марша (при 21°С) [12, 18]; $t_в$ — время протекания чистой воды через вискозиметр типа ВБР-1 (при 20°С) считается равным 15±0,5 с [12, 18], через вискозиметр Марша (при 21°С) считается равным 26±3 с [12,18].

Также используются градусы Энглера (°Е) в Германии, секунды Редвуда ® в Великобритании, градусы Барьбье во Франции, секунды Сейболта (SUS) для маловязких жидкостей и секунды Сейболта-Фурол (SFS) для высоковязких жидкостей. Перевод из одних в другие единицы осуществляется через номограммы [12, 19, 20].

Переход от условной вязкости, измеряемой в градусах ВУ (°*ВУ*) к кинематической вязкости, осуществляется по формулам:

– при кинематической вязкости до $120 \cdot 10^{-6}$ м²/с (или до 16°*ВУ*) [16, 18]:

$$\nu = \left(7{,}31 \cdot {}^{\circ}ВУ - \frac{6{,}31}{{}^{\circ}ВУ}\right) \cdot 10^{-6}; \quad (4)$$

– при кинематической вязкости больше $120 \cdot 10^{-6}$ м²/с (или больше 16°*ВУ*) [16, 18]:

$$\nu = 7{,}4 \cdot {}^{\circ}ВУ \cdot 10^{-6}. \quad (5)$$

Тогда динамическая вязкость равна [18 — 21]:

$$\eta = \rho_0 \nu, \quad (6)$$

где ρ_0 – плотность бурового раствора, кг/м³, г/см³.

В настоящее время существуют вискозиметры Штабингера [18, 19],

Таблица 1
Исходные характеристики буровых растворов
Initial parameters of drilling fluids

Буровой раствор	Условная вязкость, с	Плотность, г/см³	°ВУ	Кинематическая вязкость, 10^{-6} м²/с
Техническая вода	15	1	1	1
Нестабилизированные суспензии	25 — 50	1,05 — 1,24	1,67 — 3,33	8,39 — 22,47
Гуматные	20 — 60	1,03 — 2,2	1,33 — 4	5 — 27,6
Лигносульфатные	18 — 40	1,06 — 2,2	1,2 — 2,67	3,5 — 17,1
Полимерные недиспергирующие	20 — 60	1,03 — 2	1,33 — 4	5 — 27,6
Известковые с высоким РН	18 — 30	1,08 — 2,2	1,2 — 2	3,5 — 11,5
Известковые с низким РН	25 — 40	1,04 — 2,2	1,67 — 2,67	8,4 — 17,1
Безглинистые солестойкие	20 — 60	1,1 — 1,12	1,33 — 4	5 — 27,7
Гипсоизвестковые	25 — 40	1,04 — 2,2	1,67 — 2,67	8,4 — 17,1
Силикатные	20 — 40	1,05 — 2	1,33 — 2,67	5 — 17,1
Гидрофобизирующие	18 — 20	1,06 — 1,18	1,2 — 1,33	3,5 — 5
Необработанные глинистые суспензии	20 — 40	1,2 — 2	1,33 — 2,67	5 — 17,1
Стабилизированные соленостойкие	20 — 60	1,2 — 2	1,33 — 4	5 — 27,7
Раствор на основе гидрогеля магния	20 — 40	1,2 — 2	1,33 — 2,67	5 — 17,1
ЭК–1	150 — 200	1,03 — 2,1	10 — 13,33	72,5 — 97

которые определяют плотность и кинематическую и динамическую вязкости в автоматическом режиме.

Результаты исследования

Исследуем влияния буровых растворов (табл. 1) и оценим величину адсорбционного потенциала по данным, приведенным А. И. Булатовым в [10]. Будем считать, что радиус скважины составил 0,1 м. В табл. 1 представлен переход условной вязкости к °*ВУ* и кинематической вязкости.

На основе данных табл. 1 в табл. 2 приведены динамическая вязкость и удельная поверхность, полученные с помощью расчетов по формулам (2 – 6).

В табл. 3 приведены результаты расчетов величин адсорбции и потенциалов, создаваемых на границах бурового раствора с глинами и продуктивными породами-коллекторами углеводородов (песчаниками или алевролитами) при различных числах переносов (0,6 и 0,4).

Дзета–потенциал пород-коллекторов имеет противоположный знак по отношению к знаку глинистых отложений, в результате чего разность потенциалов напротив пород–коллекторов и глин при каротаже методом спонтанной поляризации уменьшается.

Обсуждения результатов

При применении растворов на пресной и морской воде потенциал уменьшается до 4 мВ, на полимерных растворах – до 6 мВ, на соленасыщенных растворах – до 10 мВ, на углеводородной основе – до 40 мВ. Существенное влияние на потенциал растворов обусловлено значительным вкладом вязкости применяемой жидкости. Эти величины являются достаточно существенными при интерпретации данных каротажа методом спонтанной поляризации (ПС) при определении фильтрационно-емкостных параметров продуктивных пластов и требуют учета.

Заключение

В результате выполненной работы выполнен переход от условной вяз-

Таблица 2
Полученные характеристики буровых растворов
Obtained parameters of drilling fluids

Буровой раствор	Динамическая вязкость, 10^{-3} кг/(м·с)	Удельная поверхность, 10^{-3} м^2/кг
Техническая вода	1	20
Нестабилизированные суспензии	8,9 – 26,5	16,1 – 19
Гуматные	5,1 – 60,9	9 – 19,4
Лигносульфатные	3,7 – 37,7	16,1 – 18,9
Полимерные недиспергирующие	5,1 – 55,3	10 – 19,4
Известковые с высоким РН	4,2 – 23	9 – 18,5
Известковые с низким РН	8,7 – 37,7	9 – 19,2
Безглинистые солестойкие	5,5 – 31	17,8 – 18,2
Гипсоизвестковые	8,7 – 37,7	9 – 19,2
Силикатные	5,2 – 34,3	10 – 19
Гидрофобизирующие	3,7 – 6	16,9 – 18,9
Необработанные глинистые суспензии	6 – 34,3	10 – 16,7
Стабилизированные соленостойкие	6 – 55,3	10 – 16,7
Раствор на основе гидрогеля магния	6 – 34,3	10 – 16,7
ЭК–1	79,7 – 109	9,5 – 19,4

Таблица 3

Адсорбция и потенциал, вызванные буровым раствором
Drilling fluids generated adsorption and potential

Буровой раствор	УЭС, Ом·м	Адсорбция, 10^{-6} моль/кг	Потенциал, мВ	Адсорбция, 10^{-6} моль/кг	Потенциал, мВ
Разность чисел переноса		0,6		0,4	
Радиус ионов, 10^{-10} м		1,81		1,02	
Техническая вода	1	0,16	0,01	0,1	0,04
Нестабилизированные суспензии	2	0,26 – 0,3	0,27 – 0,94	0,82 – 0,97	0,56 – 2
Гуматные	2	0,15 – 0,31	0,09 – 2,2	0,46 – 0,99	0,18 – 4,6
Лигносульфатные	2	0,26 – 0,3	0,11 – 1,3	0,82 – 0,96	0,23 – 2,8
Полимерные недиспергирующие	2	0,16 – 0.31	0,1 – 2	0,5 – 0,99	0,2 – 4,2
Известковые с высоким РН	2	0,15 – 0,3	0,07 – 0,8	0,46 – 0,94	0,15 – 1,7
Известковые с низким РН	2	0,15 – 0.31	0,15 – 1,35	0,46 – 0,98	0,31 – 2,8
Безглинистые солестойкие	2	0,29 – 0.3	0,18 – 1	0,9 – 0,93	0,38 – 2,2
Гипсоизвестковые	2	0,15 – 0.31	0,15 – 1,35	0,46 – 0,98	0,31 – 2,8
Силикатные	2	0,16 – 0.31	0,1 – 1,2	0,51 – 0,97	0,2 – 2,6
Гидрофобизирующие	2	0,27 – 0,3	0,12 – 0,13	0,86 – 0,96	0,25 – 0,27
Необработанные глинистые суспензии	4	0,16 – 0,27	0,22 – 2,2	0,51 – 0,85	0,47 – 4,5
Стабилизированные соленостойкие	4	0,16 – 0,27	0,22 – 3,5	0,51 – 0,85	0,47 – 7,2
Раствор на основе гидрогеля магния	4	0,16 – 0,27	0,22 – 2,2	0,51 – 0,85	0,47 – 4,5
ЭК–1	6	0,15 – 0.31	4,2 – 12	0,48 – 0,99	9 – 25

кости, плотности и удельного электрического сопротивления растворов к динамической вязкости, адсорбции и собственному потенциалу на основе действующих ГОСТов [11, 14, 16 – 18]. Учет потенциала из-за применения различных видов буровых растворов, обладающих различными вязкостями, повысит оценку фильтрационно-емкостных характеристик горных пород методом спонтанной поляризации.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Ахметзянов Р. Р.*, *Жернаков В. Н.* Моделирование свойств бурового раствора при различных составах и концентрациях неорганических солей // Нефтяное хозяйство.– 2019.–№4.– С. 33 – 37. DOI: 10.24887/0028 – 2448 – 2019 – 4-33 – 37.

2. *Базаев В. К.*, *Валиев Н. Г.*, *Симисинов Д. И.* Физико-механическое обоснование гидравлического разрушения пород при скважинно-гидравлической разработке россыпных месторождений // Горный журнал.– 2015.– № 12.– С. 25 – 27. DOI: 10.17580/gzh.2015.12.05.

3. *Гельфгат М. Я.* Технологии бурения скважин в России — истоки и перспективы развития // Вестник ассоциации буровых подрядчиков.– 2015.– № 4.– С. 21 – 32.

4. *Камбулов Е. Ю.*, *Мязин Т. О.* Проблемы сервиса буровых растворов в условиях импортозамещения // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 7. – С. 76 — 81. DOI: 10.24887/0028 — 2448 — 2017 — 9-76 — 81.

5. *Юркив Н. И.*, *Поликарпов А. Д.*, *Прохоренко Н. А.*, *Аристова Ю. В.* Буровые растворы // Энерго- и ресурсосбережение: промышленность и транспорт.– 2016.– № 1(13).– С. 28 — 32.

6. *Badrul M. J.* Technology Focus: Drilling and Completion Fluids // Journal of Petroleum Technology. — 2020, no. 72 (11), pp. 49. DOI: 10.2118/1120 — 0049-JPT

7. *Cheraghian G.*, *Wu Q.*, *Mostofi M.*, *Li M. C.*, *Afrand M.*, *Sangwai J. S.* Effect of a novel clay/silica nanocomposite on water-based drilling fluids: Improvements in rheological and filtration properties // *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*.– 2018, Vol. 555, pp. 339 — 350. DOI: 10.1016/j.colsurfa.2018.06.072

8. *Di W.* Applications of Nanomaterials in Wellbore Fluids in Oil and Gas Fields // Trans Tech Publications Ltd, Switzerland.– 2021, Vol. 881, pp. 33 — 37. DOI: 10.4028/scientific.net/KEM.881.33

9. *Liu F.*, *Wang Y.* Synthesis and Performance Study and of Nanomaterial Used to Stabilize the Reversible Invert Emulsion Drilling Fluid //Trans Tech Publications Ltd, Switzerland.– 2017. Vol. 744, pp. 498 — 505. DOI: 10.4028/scientific.net/KEM.744.498

10. *Булатов А. И.*, *Проселков Ю. М.*, *Шаманов С. А.* Техника и технология бурения нефтяных скважин. — М.: ООО «Недра-Бизнесцентр». — 2003. — 1007 с.

11. ИТС 29 — 2017 «Добыча природного газа»: приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 15 декабря 2017 г. № 2844 (введен с 1 июля 2018 года). Доступ из справ.-правовой системы «КонсультантПлюс».

12. *Овчинников В. П.*, *Аксенова Н. А.* Буровые промывочные жидкости // Тюмень: Изд-во «Нефтегазовый университет» . — 2008. — 309 с.

13. Технологический проект на строительство разведочной скважины №103 Среднеботуобинской площади. — Республика Саха (Якутия): ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча» (ПАО «НК «РОСНЕФТЬ»). — 2018.

14. ИТС 28 — 2017 «Добыча нефти»: приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 15 декабря 2017 г. № 2838 (введен с 1 июля 2018 года). Доступ из справ.-правовой системы «КонсультантПлюс».

15. *Грег С.*, *Синг К.* Адсорбция, удельная поверхность, пористость / Пер. с англ. канд. физ.-мат. наук В. А. Эльтекова и канд. хим. наук Ю. А. Эльтекова; под ред. чл.-кор. АН *СССР К. В.* Чмутова// Москва: Мир. — 1970. — 407 с.

16. ГОСТ 6258 — 85 «Нефтепродукты. Метод определения условной вязкости»: утвержден и введен постановлением Государственного комитета СССР по стандартизации от 21марта 1985 г. N 659 (с изменением № 1, утвержденным в июне 1990 г. ИУС 10 — 90). Доступ из справ.-правовой системы «КонсультантПлюс».

17. ГОСТ 33213 — 2014 (ISO 10414 — 1:2008) «Контроль параметров буровых растворов в промысловых условиях. Растворы на водной основе»: межгосударственный совет по стандартизации, метрологии и сертификации от 22 декабря 2014 г. N 73-П (приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 5июня 2015 г. N 571-ст введен в действие в качестве национального стандарта Российской Федерации с 1 апреля 2016 г.). Доступ из справ.-правовой системы «КонсультантПлюс».

18. ГОСТ 33 — 2016 «Нефть и Нефтепродукты. Прозрачные и непрозрачные жидкости. Определение кинематической и динамической вязкости»: межгосударственный совет по стандартизации, метрологии и сертификации от 27 сентября 2016 г. N 91-П (приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 27 апреля 2017 г. N 336-ст введен в действие в качестве национального стандарта Российской Федерации с 1 июля 2018 г.). Доступ из справ.-правовой системы «КонсультантПлюс».

19. *Viswanath D. S.*, *Ghosh T. K.*, *Prasad D. H.*L., *Dutt N. V.*K., *Rani K. Y.* Viscosity of liquids // The Netherlands: Springer. — 2007. — 660 p.

20. *Stefan K.*, *Lucas K.* Viscosity of dense fluids // The Netherlands: Springer; USA, New York: Business Media. — 1979. — 267 p.

21. *Assael M. J.*; et al. Reference Values and Reference Correlations for the Thermal Conductivity and Viscosity of Fluids // Journal of Physical and Chemical Reference Data 47, 021501.– 2018. DOI: 10.1063/1.5036625 ГИАБ

REFERENCES

1. Akhmetzyanov R. R., Zhemakov V. N. Simulation of the drilling mud properties at various compositions and inorganic salts concentrations. *Neftyanoe khozyaystvo*, 2019, no. 4, pp. 33—37. [In Russ]. DOI: 10.24887/0028—2448—2019—4-33—37.

2. Bagazeev, V. K., Valiev, N. G., Simisinov, D. I. Physico-mechanical substantiation of rock mass jetting in hydraulic borehole mining of placers. *Gornyi Zhurnal*, 2015, no. 12, pp. 25—27. [In Russ]. DOI: 10.17580/gzh.2015.12.05.

3. Gelfgat M. Ya. Well drilling technology in Russia beginnings and prospects. *Vestnik associacii burovyh podrjadchikov*, 2015, no. 4, pp. 21—32. [In Russ].

4. Kambulov E. Yu., Myazin T. O. Issue of drilling fluids services in the context of import substitution. *Neftyanoe khozyaystvo*, 2017, no. 7, pp. 76—81. [In Russ]. DOI: 10.24887/0028—2448—2017—9-76—81.

5. Yurkiv N. I.. Polikarpov A. D., Prokhorenko N. A., Aristova Yu. V. Boring solutions. *Jenergo- i resursosberezhenie: promyshlennost' i transport*, 2017, no. 1(13), pp. 28—32. [In Russ].

6. Badrul M. J. Technology Focus: Drilling and Completion Fluids. *Journal of Petroleum Technology*, 2020, no. 72 (11), pp. 49. DOI: 10.2118/1120—0049-JPT

7. Cheraghian G., Wu Q., Mostofi M., Li M. C., Afrand M., Sangwai J. S. Effect of a novel clay/silica nanocomposite on water-based drilling fluids: Improvements in rheological and filtration properties. Colloids and Surfaces A: *Physicochemical and Engineering Aspects,* 2018, Vol. 555, pp. 339—350. DOI: 10.1016/j.colsurfa.2018.06.072

8. Di W. Applications of Nanomaterials in Wellbore Fluids in Oil and Gas Fields. Trans Tech Publications Ltd, Switzerland, 2021, Vol. 881, pp. 33—37. DOI: 10.4028/scientific.net/KEM.881.33

9. Liu F., Wang Y. Synthesis and Performance Study and of Nanomaterial Used to Stabilize the Reversible Invert Emulsion Drilling Fluid. Trans Tech Publications Ltd, Switzerland. 2017. Vol. 744, pp. 498—505. DOI: 10.4028/scientific.net/KEM.744.498

10. Bulatov A. I., Proselkov Ju.M., Shamanov S. A. Tehnika i tehnologija burenija neftjanyh skvazhin [Technique and technology of oil drilling], Moscow: OOO «Nedra-Biznescentr», 2003, 1007 p. [In Russ].

11. Dobycha prirodnogo gaza, ITS 29—2017 [Extraction of natural gas. *Information and technical reference for the Best Available Techniques* 29—2017], Moscow, Rosstandart, 2017, 284 p. [In Russ].

12. Ovchinnikov V. P., Aksenova N. A. *Burovye promyvochnye zhidkosti* [Drilling fluids], Tyumen: Nauka Publ. «Neftegazovyj universitet», 2008, 309 p. [In Russ].

13. Tehnologicheskij proekt na stroitel'stvo razvedochnoj skvazhiny no.103 Srednebotuobinskoj ploshhadi, Sakha (Yakutia): OOO «Taas-Jurjah Neftegazodobycha» (PAO «NK «ROSNEFT»), 2018. [In Russ].

14. *Dobycha nefti, ITS 28—2017* [Oil production. Information and technical reference for the Best Available Techniques 28—2017], Moscow, Rosstandart, 2017, 281 p. [In Russ].

15. Greg S., Sing K. *Adsorbcija, udel'naja poverhnost', poristost'* [Adsorption, Surface Area and Porosity], per. s angl. kand. fiz.-mat. nauk V. A. Jel'tekova i kand. him. nauk Ju.

A. Jel'tekova; pod red. chl.-kor. AN USSR K. V. Chmutova, Moskow: Mir, 1970, 407 p. [In Russ].

16. *Nefteprodukty. Metod opredelenija uslovnoj vjazkosti, GOST 6258—85* [Petroleum products. Method for determining the funnel viscosity. General safeti reguirements, State Standart 6258—85], Moscow, Standarty, 1985, 7 p. [In Russ]

17. *Kontrol' parametrov burovyh rastvorov v promyslovyh uslovijah. Rastvory na vodnoj osnove, GOST 33213—2014 (ISO 10414—1:2008)* [Monitoring the parameters of drilling fluids in the field. Water based solutions. General safeti reguirements, State Standart 33213—2014 (ISO 10414—1:2008)], Moscow, Rosstandart, 2014, 80 p. [In Russ].

18. *Neft' i Nefteprodukty. Prozrachnye i neprozrachnye zhidkosti. Opredelenie kinematicheskoj i dinamicheskoj vjazkosti, GOST 33—2016* [Oil and Petroleum products. Transparent and opaque liquids. Determination of kinematic and dynamic viscosity, State Standart 33—2016], Moscow, Rosstandart, 2016, 39 p. [In Russ].

19. Viswanath D. S., Ghosh T. K., Prasad D. H.L., Dutt N. V.K., Rani K. Y. Viscosity of liquids. The Netherlands: Springer, 2007, 660 p.

20. Stefan K., Lucas K. Viscosity of dense fluids. The Netherlands: Springer; USA, New York: Business Media, 1979, 267 p.

21. Assael M. J.; et al. Reference Values and Reference Correlations for the Thermal Conductivity and Viscosity of Fluids. *Journal of Physical and Chemical Reference Data* 47, 021501, 2018. DOI: 10.1063/1.5036625

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Исламгалиев Дмитрий Владимирович — ст. преподаватель кафедры математики, Уральский государственный горный университет, Екатеринбург, email: Dmitriy.Islamgaliev@m.ursmu.ru;

Ратушняк Александр Николаевич — канд. техн. наук, заведующий лабораторией электрометрии, Институт геофизики Уральского отделения РАН им. Ю. П. Булашевича, Екатеринбург, 620016, email: geo_info@mail.ru.

Для контактов: *Исламгалиев* Д. В., Dmitriy.Islamgaliev@m.ursmu.ru

INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Islamgaliev D. V.[1], Senior Lecturer at the Department of Mathematics, e-mail: Dmitriy.Islamgaliev@m.ursmu.ru;

Ratushnyak A. N.[2], Cand. Sci. (Eng.), Head of the Electrometry Laboratory, e-mail: geo_info@mail.ru;

Corresponding author: *Islamgaliev D. V.*, e-mail: Dmitriy.Islamgaliev@m.ursmu.ru.

[1] Ural State Mining University, ul. Kuibysheva 30, Yekaterinburg, 620144, Russia;

[2] Bulashevich Institute of Geophysics, Ural Branch, Russian Academy of Sciences, Yekaterinburg, Russia.

Получена редакцией 25.05.2021; получена после рецензии 14.07.2021; принята к печати 10.10.2021.
Received by the editors 25.05.2021; received after the review 14.07.2021; accepted for printing 10.10.2021.