

Химический состав фильтрата бурового раствора на водной основе как важнейший показатель качества

Алешкин С.В., Мартынов С.М.

ЗАО «Ижевский нефтяной научный центр», Ижевск, Россия
svaleshkin@udmurtneft.ru, smmartunov@udmurtneft.ru

Аннотация

В работе приведены результаты лабораторных исследований химического состава фильтрата, минерализованного крахмально-биополимерного бурового раствора, влияния фильтратов исследуемых буровых растворов на параметры бурения, на фильтрационно-емкостные свойства карбонатных и терригенных нефтенасыщенных отложений месторождений Удмуртии. Исследования проведены на образцах буровых растворов, керна материала, проб нефти и пластовых вод.

Материалы и методы

Для исследования были использованы следующие методы: изучение и анализ литературы по теме исследования; экспериментальные методы в лаборатории промысловых жидкостей на основании методик, представленных в ГОСТ 33213-2014 (ISO 10414-1:2008); статистическая обработка экспериментальных данных; оценка, анализ и обобщение полученных результатов. В качестве материалов для экспериментального метода использовались

химические реагенты и реактивы, применяемые в буровых растворах при бурении скважин на территории Удмуртской Республики.

Ключевые слова

буровой раствор, фильтрат, карбонатный коллектор, терригенный коллектор, щелочность, жесткость

Для цитирования

Алешкин С.В., Мартынов С.М. Химический состав фильтрата бурового раствора на водной основе как важнейший показатель качества // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 2. С. 25–28. DOI: 10.24412/2076-6785-2021-2-25-28

Поступила в редакцию: 29.12.2020

DRILLING

UDC 622.24 | Original Paper

Chemical composition of water-based drilling mud filtrate as the most important quality indicator

Aleshkin S.V., Martunov S.M.

"Izhevsk Oil Research Center" CJSC, Izhevsk, Russia
svaleshkin@udmurtneft.ru, smmartunov@udmurtneft.ru

Abstract

The paper presents the results of laboratory studies of the chemical composition of the filtrate of mineralized starch-biopolymer drilling mud, the influence of the filtrates of the studied drilling fluids on the drilling parameters, on the filtration and capacitance properties of carbonate and terrigenous oil-saturated deposits of Udmurtia deposits. The studies were carried out on samples of drilling fluids, core material, oil and reservoir water samples

Material and methods

The following methods were used for the researches: study and analysis of the literature on the subject of the study, experimental methods in the laboratory of washing liquids based on the methods presented in GOST 33213-2014 (ISO 10414-1:2008), statistical processing of experimental data, evaluation, analysis and generalization of the results obtained. Chemical reagents and reagents used in drilling fluids

when drilling wells in the territory of the Udmurt Republic were used as materials for the experimental method.

Keywords

drilling mud, filtrate, carbonate reservoir, terrigenous reservoir, alkalinity, hardness

For citation

Aleshkin S.V., Martunov S.M. Chemical composition of water-based drilling mud filtrate as the most important quality indicator. Exposition Oil Gas, 2021, issue 2, P. 25–28. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2021-2-25-28

Received: 29.12.2020

Нефтяные месторождения Удмуртской Республики имеют сложное геологическое строение, большая часть запасов нефти относится к трудноизвлекаемым, что обусловлено следующими факторами:

- высокой вязкостью нефти;
- низкой проницаемостью коллекторов, неоднородностью;
- малой эффективной толщиной пластов коллекторов.

Для увеличения коэффициента извлечения нефти (КИН) в существующих условиях ОАО «Удмуртнефть» ведет исследовательские работы по усовершенствованию технологических процессов строительства скважин [1]. Неотъемлемой частью таких процессов является изучение коллекторских свойств продуктивных пластов и влияние на них буровых промывочных жидкостей (БПЖ).

Подавляющее большинство горных пород, слагающих продуктивные пласты месторождений нефти ОАО «Удмуртнефть», состоят из известняков, глинистость (содержание в минеральном скелете породы частиц с эффективным диаметром менее 10 мкм) которых варьируется от 10 до 50 %. Отрицательно заряженные кристаллы глины в поровом пространстве находятся в виде коллоидных частиц и легко поглощают катионы: Na^+ , K^+ , Ca^{2+} . Изменение концентрации ионов в пластовом флюиде в результате снижения концентрации соли или pH при попадании фильтрата бурового раствора (БР) может привести к набуханию глинистой частицы (сметитовые глины) и закупорке пор либо отделению от поверхности пор, миграции (каолинитовые, иллитовые глины) и дальнейшей закупорке пор [2].

При бурении на солеснасыщенном буровом растворе фильтрат содержит большое количество ионов, которые способны дестабилизировать асфальтеновые частицы в пластовой нефти и образовать устойчивую эмульсию. Вышеперечисленные процессы приводят к снижению проницаемости и нарушению коллекторских свойств продуктивного пласта, усложняя последующее освоение и добычу углеводородов.

На месторождениях ОАО «Удмуртнефть» в процессе строительства скважины присутствуют вышеперечисленные проблемы, в той или иной степени. При этом физические параметры буровых промывочных жидкостей всегда соответствуют проектным значениям. Исследование фильтрата буровых промывочных жидкостей, применяемых на месторождениях ОАО «Удмуртнефть», позволит подобрать оптимальную рецептуру буровых растворов, подобрать реагенты-понижители фильтрации, коагулянты.

В полевых условиях инженеру по буровым растворам крайне важно понимать химические процессы, происходящие в системе «буровой раствор». Измерение параметров pH, P_f , M_f дает понимание щелочности бурового раствора или его фильтрата. Знание щелочности является важным фактором для многих буровых работ для обеспечения правильного контроля химического состава бурового раствора. Для правильного действия добавок к буровым растворам, особенно некоторых дефлокулянтов, требуется щелочная среда. Щелочность ионов гидроксидов (OH^-) обычно рассматривается как полезная, в то время как щелочность карбонатов (CO_3^{2-}) и/или бикарбонатов (HCO_3^-) может оказывать отрицательное влияние на характеристики бурового раствора [3, 4]. Интерпретация щелочности фильтрата включает

Табл. 1. Компонентный состав образцов бурового раствора
Tab. 1. Component composition of drilling fluid samples

Тип БР	Дисперсионная среда	Компонентный состав
МКБПР 1	Пластовая вода, привезенная с Чутырского месторождения, на которой фактически готовится БР	Крахмал — 25 кг/м ³ (2,5 %) Биополимер — 2 кг/м ³ (0,2 %) Мел ММС2 — 30 кг/м ³ (3 %) Пеногаситель — 5 л/м ³ (0,5 %) Смазочная добавка — 10 л/м ³ (1 %) Бактерицид — 1 л/м ³ (0,1 %)
МКБПР 2	Пресная вода с добавлением хлористого натрия (NaCl), хлористого кальция (CaCl_2) и хлористого калия (KCl) для достижения необходимой плотности	То же, что и МКБПР 1 + NaCl — 201 кг/м ³ KCl — 40 кг/м ³ CaCl_2 — 36 кг/м ³
МКБПР 3	Пресная вода с добавлением хлористого натрия (NaCl), хлористого калия (KCl) и мела разноразовного для достижения необходимой плотности	То же, что и МКБПР 1 + Мел ММС2 — 60 кг/м ³ (6 %) NaCl — 270 кг/м ³ KCl — 92 кг/м ³
МКБПР 4	То же, что и МКБПР 1	То же, что и МКБПР 1 + NaOH 2 кг/м ³
МКБПР 5	То же, что и МКБПР 2	То же, что и МКБПР 2 + NaOH 2 кг/м ³
МКБПР 6	То же, что и МКБПР 3	То же, что и МКБПР 3 + NaOH 2 кг/м ³

вычисление разницы между результатами титрования.

Для изучения фильтрата был взят компонентный состав минерализованного крахмально-биополимерного бурового раствора МКБПР, который используется при бурении наклонно направленных скважин, зарезке боковых наклонно направленных стволов в карбонатных породах верейского и башкирского ярусов на объектах ОАО «Удмуртнефть».

Лабораторные исследования

На I этапе исследований за компонентную основу (дисперсную фазу) была взята существующая рецептура бурового раствора МКБПР, и приготовлено 6 образцов буровых растворов, при этом менялся только химический состав дисперсионной среды (табл. 1).

На II этапе исследований за основу взяли те же растворы, что и на I этапе, но добавили в рецептуру всех образцов дополнительный компонент — гидроксид натрия (или каустическую соду) NaOH в концентрации 2 кг/м³ (табл. 1).

После приготовления образцов бурового раствора были произведены контрольные замеры параметров согласно ГОСТ [4].

На III этапе были проведены керновые испытания по проникновению фильтрата бурового раствора.

Оценка фильтрата бурового раствора МКБПР

Химический анализ фильтрата буровых растворов показал, что образцы раствора (МКБПР 1, 2, 3 и 4) с высоким содержанием ионов $\text{Ca}^{2+} > 19,0$ г/л и $\text{pH} < 8,3$ имеют только бикарбонатную щелочность: присутствуют только бикарбонат-ионы в количестве от 439,2 мг/л до 841,8 мг/л (рис. 2), что говорит о нестабильности параметров бурового раствора и трудности их контроля в процессе бурения. Изменить тип щелочности можно, дополнительно обработав реагентами-регуляторами щелочности (каустической содой, гашеной известью): бикарбонат не может существовать в присутствии гидроксидов, поэтому восстанавливается до карбоната.

Образец раствора МКБПР 5 с содержанием $\text{Ca}^{2+} = 18,2$ г/л и $\text{pH} = 8,8$ имеет карбонатную и бикарбонатную щелочность: присутствуют бикарбонат-ионы 183 мг/л и карбонат-ионы 300 мг/л (рис. 2). Параметры такого раствора не стабильны, но перевести щелочность в карбонатно-гидроксильную или гидроксильную легче за счет обработки реагентами-регуляторами щелочности.

Образец раствора МКБПР 6 с содержанием $\text{Ca}^{2+} = 2,0$ г/л и $\text{pH} = 10,8$ имеет карбонатную и гидроксильную щелочность:

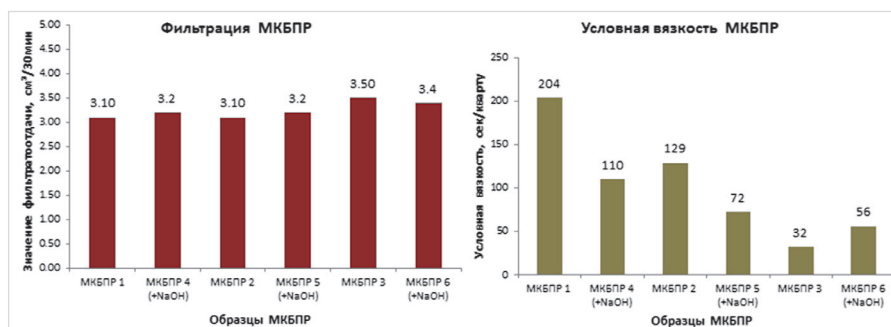


Рис. 1. Сравнение различных рецептур МКБПР по физическим показателям
Fig. 1. Comparison of different ICDPR formulations by physical parameters

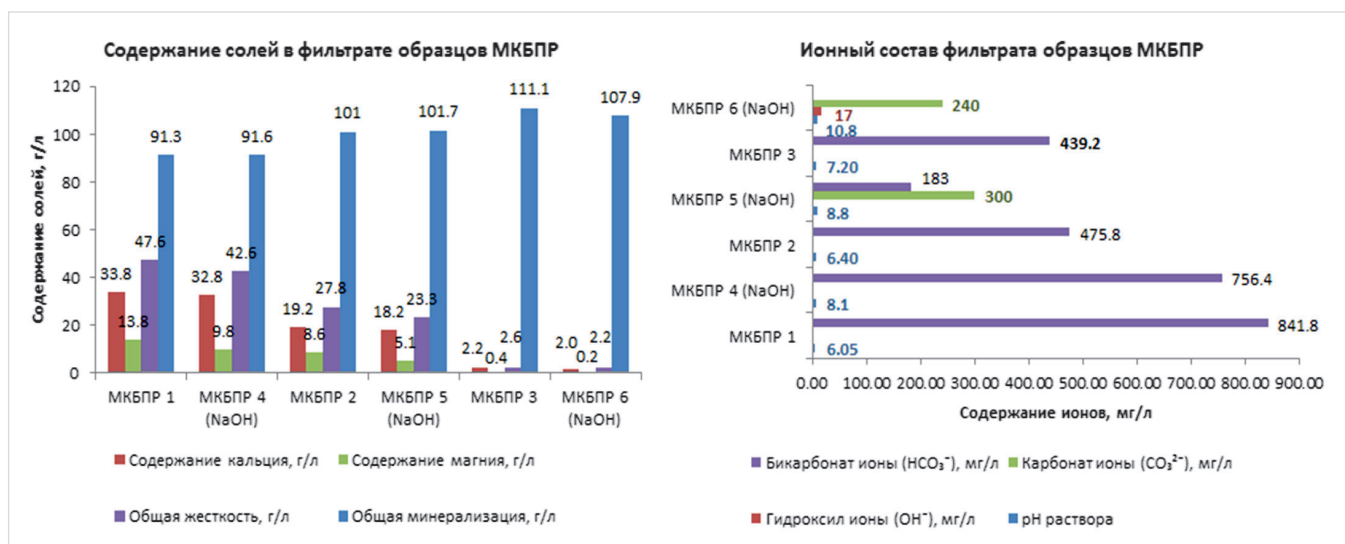


Рис. 2. Сравнение различных рецептур МКБПР по ионному составу и содержанию солей
Fig. 2. Comparison of different ICDPR formulations by ionic composition and salt content

присутствуют карбонат-ионы 240 мг/л и гидроксил-ионы 17 мг/л (рис. 2). Параметры данного раствора стабильны. Дополнительная обработка реагентами-регуляторами щелочности данного бурового раствора полностью переведет щелочность в гидроксильную.

Как видно из рисунка 2, в образце МКБПР 6 при низком содержании солей Ca²⁺ и Mg²⁺ общая минерализация выше, чем в образце МКБПР 1, приготовленном на пластовой воде. При проникновении дисперсионной среды бурового раствора МКБПР 6 в продуктивный пласт в процессе фильтрации снижения пористости и ухудшения проницаемости пласта происходить не будет за счет ингибирования глинистых частиц ионами Na⁺ и K⁺, содержащихся в буровом растворе в достаточном количестве в виде солей (табл. 1). При совокупном анализе химических и физических показателей всех образцов МКБПР для целей бурения наиболее оптимальна рецептура образца МКБПР 6 (рис. 1–2).

Стоит отметить, что прослеживается связь между увеличением pH бурового раствора и содержанием солей в фильтрате бурового раствора: чем ниже содержание солей Ca²⁺ и Mg²⁺, тем выше pH бурового раствора при идентичной концентрации гидроксида натрия (рис. 3).

Оценка проникновения фильтрата буровых растворов МКБПР

Согласно статье [5] экспериментально установлено, что глубина проникновения фильтрата бурового раствора в пласт напрямую связана с фильтро-емкостными свойствами горной породы: с улучшением коллекторских свойств буровой раствор проникает в пласт на большую глубину.

Для МКБПР в качестве моделей пластов были использованы цилиндрические образцы керна нефтенасыщенных карбонатных пород верейского (известняк органогенно-обломочный) и башкирского (известняк, известняк органогенно-обломочный) ярусов месторождений Удмуртии:

- Северной структурно-тектонической зоны Верхнекамской впадины. Шесть образцов, имеющих среднюю пористость $K_n = 0,195$ д. ед., среднюю проницаемость по газу $K_{пр} = 0,0925$ мкм², объем пор $V_{пор} = 4,08 \times 10^{-6}$ м³;
- Киенгопской группы месторождений Удмуртии. Три образца, имеющих среднюю пористость $K_n = 0,164$ д. ед., среднюю проницаемость по газу $K_{пр} = 0,185$ мкм², объем пор $V_{пор} = 3,91 \times 10^{-6}$ м³.

Предварительно образцы были очищены горячей экстракцией и высушены. Методом полупроницаемой мембраны в поровом

пространстве образцов была сформирована остаточная водонасыщенность, в качестве модели пластовой воды использовали минерализованную воду плотностью 1170 кг/м³. Затем образцы монтировали в кернодержатель и прокачкой нефти создавали начальную нефтенасыщенность.

С целью воздействия на модель пласта буровым раствором были выбраны 2 образца (по результатам II этапа исследований):

- МКБПР 1, непосредственно используется при бурении скважин;
- МКБПР 6, наиболее оптимальная рецептура для целей бурения.

Средняя глубина проникновения фильтрата для МКБПР 1 составила 0,38 см, средняя глубина проникновения МКБПР 6 — 0,40 см, т.е. глубина проникновения фильтрата МКБПР 1 ниже, чем у МКБПР 6.

Глубина проникновения фильтрата бурового раствора в пласт в значительной степени определяется водоудерживающей способностью бурового раствора (параметр фильтратоотдача) [6]. Однако восстановление фильтрационных свойств после воздействия буровыми растворами для менее проницаемых карбонатных коллекторов происходит в заметно меньшей степени [5].

Стоит отметить, что глубина проникновения также зависит от реологических

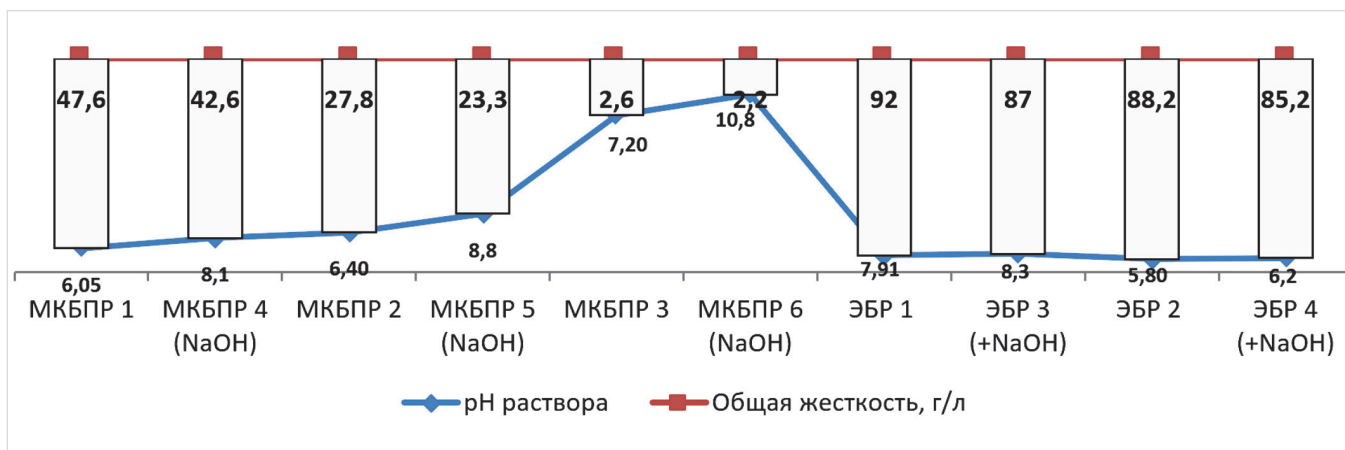


Рис. 3. Зависимость pH и содержания солей в буровом растворе
Fig. 3. Dependence of pH and salt content in drilling mud

характеристик БР: чем выше условная вязкость, тем меньше глубина проникновения фильтрата. При сравнении совокупности факторов двух образцов буровых растворов: глубины проникновения фильтрата, фильтра-тоотдачи, условной вязкости, МСП — для целей бурения наиболее оптимальна рецептура образца МКБПР 6.

Итоги

Результаты проделанной работы нашли своё применение при бурении скважин Шарканского месторождения. Выданные рекомендации по обработке буровых растворов на основании полученных экспериментальных данных помогли сократить риски возникновения осложнений и были внедрены на постоянной основе при бурении скважин на месторождениях ОАО «Удмуртнефть».

Выводы

По итогам проведенных лабораторных исследований фильтрата буровых растворов, используемых при бурении скважин на территории Удмуртской Республики, можно сделать следующие выводы.

1. Для системы МКБПР, используемой при бурении нефтенасыщенных карбонатных пород верейского и башкирского ярусов, рекомендуется следующее:
 - в качестве дисперсионной среды использовать техническую пресную воду;

- в качестве утяжелителей использовать хлористый натрий и калий;
 - в качестве утяжелителя и кислоторастворимого микрокоагулянта использовать карбонат кальция с концентрацией не менее 60 кг/м³;
 - для регулирования структурно-механических свойств раствора и химических свойств фильтрата использовать гидроксид натрия в концентрации более 2 кг/м³.
2. При бурении скважин вести постоянный контроль химических свойств бурового раствора и фильтрата БР (pH, Pf, Mf, содержание кальция и магния, хлоридов) с целью заблаговременного выявления потенциально «вредных» примесей в составе бурового раствора и корректировки программы обработки.
 3. С целью предотвращения снижения пористости и ухудшения проницаемости продуктивного пласта рекомендуется использовать буровые растворы с дисперсной средой, содержащей хлористый натрий и калий.

Литература

1. Руководство по предупреждению загрязнения нефтенасыщенных пластов. РД 39-0147009-510-85. Краснодар: ВНИИРнефть, 1985.
2. Нацепинская А.М., Гаршина О.В., Татауров В.Г., Гребнева Ф.Н. Основные

- направления совершенствования безглинистых буровых растворов на основе полисахаридов для вскрытия продуктивного пласта // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2002. № 8. С. 123–127.
3. Михеев В.Л. Технологические свойства буровых растворов. М.: Недра, 1979. 239 с.
 4. ГОСТ 33213-2014 (ISO 10414-1:2008). Контроль параметров буровых растворов в промысловых условиях. Растворы на водной основе. М.: Стандартинформ, 2015. 75 с.
 5. Милютинский И.Л., Дмитриев А.П., Игумнов И.А., Мироничев В.Г. Воздействие фильтратов минерализованного крахмально-биополимерного бурового раствора (МКБПБР) на фильтрационные свойства карбонатных коллекторов месторождений Удмуртии // Инженер-нефтяник. 2019. № 1. С. 13–17.
 6. Мавлютов М.Р., Нигматуллина А.Г., Валеева Н.А. Вскрытие продуктивных пластов с использованием полимерных растворов с регулируемой коагуляцией // Нефтяное хозяйство. 1999. № 3. С. 20–23.

ENGLISH

Results

The results of the work done have found their application in the drilling of wells in the Sharkansky birthplace. The recommendations issued for the treatment of drilling fluids based on the experimental data obtained helped to reduce the risks of complications, and were implemented on a permanent basis when drilling wells in the fields of JSC Udmurtneft.

Conclusion

Based on the results of laboratory studies of the filtrate of drilling fluids used in drilling wells on the territory of the Udmurt Republic, the following conclusions can be drawn.

1. For the ICBPR system used in drilling oil-saturated carbonate rocks of the Verey and Bashkir tiers, the following is recommended:
 - use technical fresh water as a dispersion medium;
 - use sodium chloride and potassium as weighting agents;

- use calcium carbonate with a concentration of at least 60 kg/m³ as a weighting agent and an acid-soluble microcolmatant;
 - for regulating structural-mechanical properties of mortar and chemical properties of the leachate to use sodium hydroxide in a concentration of more than 2 kg/m³.
2. When drilling continuous monitoring of the chemical properties of drilling mud and filtrate drilling mud (pH, Pf, Mf, calcium and magnesium chlorides) with the aim of early identification of potentially harmful impurities in the composition of drilling mud and adjustment of the treatment program.
 3. In order to prevent a decrease in porosity and deterioration of the permeability of the productive formation, it is recommended to use drilling fluids with a dispersed medium containing sodium chloride and potassium.

References

1. Instruction to prevent contamination of oil-saturated layers RD 39-0147009-510-85. Krasnodar: VNIIRneft, 1985. (In Russ).
2. Nacpinskaya A.M., Garshina O.V., Tataurov V.G., Grebneva F.N. The main directions of improvement of clay-free drilling fluids based on polysaccharides for opening a productive reservoir. Geology, geophysics and development of oil and gas fields, 2002, issue 8, P. 123–127. (In Russ).
3. Miheev V.L. Technological properties of drilling fluids. Moscow: Nedra, 1979, 239 p. (In Russ).
4. GOST 33213-2014 (ISO 10414-1:2008). Field testing of drilling fluids. Water-based fluid. Moscow: Standartinform, 2015, 75 p. (In Russ).
5. Milyutinskij I.L., Dmitriev A.P., Igumnov I.A., Mironychev V.G. The effects of filtrates of mineralized starch-biopolymer drilling fluids (MSBDF) on the filtration properties of carbonate reservoirs in the Udmurt Republic. Inzhener-neftyanik, 2019, issue 1, P. 13–17. (In Russ).
6. Mavlutov M.R., Nigmatullina A.G., Valeeva N.A. The opening of productive layers with the use of polymer solutions with adjustable mudding. Oil industry, 1999, issue 3, P. 20–23. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Алешкин Сергей Викторович, главный специалист группы инженерно-технологического сопровождения строительства скважин, ЗАО «Ижевский нефтяной научный центр», Ижевск, Россия

Для контактов: svaleshkin@udmurtneft.ru

Мартынов Сергей Михайлович, руководитель группы инженерно-технологического сопровождения строительства скважин, ЗАО «Ижевский нефтяной научный центр», Ижевск, Россия

Для контактов: smmartunov@udmurtneft.ru

Aleshkin Sergey Viktorovich, chief specialist of the group of engineering and technological support of well construction, “Izhevsk Oil Research Center” CJSC, Izhevsk, Russia
Corresponding author: svaleshkin@udmurtneft.ru

Martunov Sergey Mihailovich, head of the group of engineering and technological support of well construction, “Izhevsk Oil Research Center” CJSC, Izhevsk, Russia
Corresponding author: smmartunov@udmurtneft.ru