

Научная статья / Original research article

УДК 622.24.063

DOI: <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2026-1-49-60>

EDN: VJNHXQ



Кольматационные свойства бурового раствора с мраморной крошкой различного фракционного состава

И. Ю. Верховод, Н. А. Аксенова*, С. Н. Бастриков, С. Н. Шедь

Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Российская Федерация

* aksenovana@tyuiu.ru

Аннотация. Статья посвящена актуальной проблеме сохранения коллекторских свойств продуктивного пласта при вскрытии. Одним из решений снижения негативного воздействия на пласт промывочной жидкости является применение кольматантов. Цель исследования — оценить влияние кольматанта различного фракционного состава в составе биополимерного хлоркалийевого бурового раствора на проницаемость керна продуктивного коллектора пласта БС101-2 Сургутской группы месторождений. Опытные образцы буровых растворов содержали мраморную крошку с разным соотношением фракций, подобранных в соответствии с критериями Абрамса и фракциями в два раза больше и два раза меньше фактического размера пор керна. Экспериментальные исследования проводили на установке FDS-350 фирмы Vinci в условиях, приближенных к пластовым на колонке из трех кернов. Коэффициент восстановления проницаемости рассчитывали для каждого из кернов и всей колонки. Исследования показали хорошую блокирующую способность раствора. Загрязнение раствором произошло на глубину не более 3 см, что позволяет рекомендовать раствор для вскрытия продуктивных пластов с последующим проведением гидроразрыва или кислотной обработкой.

Ключевые слова: буровой раствор, коллекторские свойства, биополимерный, хлоркалийевый, кольматант

Для цитирования: Верховод И. Ю., Аксенова Н. А., Бастриков С. Н., Шедь С. Н. Кольматационные свойства бурового раствора с мраморной крошкой различного фракционного состава. *Известия высших учебных заведений. Нефть и газ.* 2026;30(1):49–60. <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2026-1-49-60> EDN: VJNHXQ

Colmatation properties of biopolymer mud with marble chips of various fractional composition

Irina Yu. Verkhovod, Natalia A. Aksenova*, Sergey N. Bastrikov, Sergey N. Shed

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russian Federation

* aksenovana@tyuiu.ru

Abstract. The article focuses on the critical issue of preserving reservoir properties of productive reservoir during drilling. One method to minimize the negative impact of drilling fluids on the

reservoir is the use of colmatants. The study aimed to evaluate the effect of the colmatant of various fractional composition in a biopolymer potassium chloride mud, with a focus on the permeability of core samples from the BS101-2 productive reservoir in the Surgut group of fields. The test muds contained marble chips with varying fraction ratios, chosen based on the Abrams criteria, as well as fractions that were two times larger and two times smaller than the actual pore size of the core samples. The authors conducted experimental studies using a Vinci FDS-350 apparatus unit under conditions that closely resemble reservoir conditions, utilizing a column made up of three core samples. The researchers calculated the permeability recovery for each of the core sample as well as for the entire core column. The results demonstrated good blocking performance of the mud. The mud invasion depth did not exceed 3 cm, which allows recommending this mud for opening productive reservoir followed by hydraulic fracturing or acid treatment.

Keywords: biopolymer mud, reservoir properties, biopolymer, potassium chloride, colmatant

For citation: Verkhovod I. Yu., Aksenova N. A., Bastrikov S. N., Shed S. N. Colmatation properties of biopolymer mud with marble chips of various fractional composition. *Oil and Gas Studies*. 2026;30(1):49–60. (In Russ.) <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2026-1-49-60>

Введение

Основной задачей при вскрытии продуктивных коллекторов является обеспечение сохранности фильтрационных свойств и продуктивности для получения максимально-возможного дебита при эксплуатации скважин. Однако в большинстве случаев вскрытие продуктивных пластов, в целях безопасного бурения, проводится на репрессии. При этом фильтрат буровой промывочной жидкости (БПЖ) и твердая фаза проникают в пласт, снижая его проницаемость, оттесняя продуктивный флюид от стенок скважины вглубь пласта. Кроме того, фильтрат бурового раствора на водной основе вызывает набухание глинистых минералов пласта, способствует образованию эмульсий и нерастворимых осадков в призабойной зоне пласта (ПЗП) [1–4]. Для снижения перечисленных негативных последствий воздействия БПЖ на продуктивный пласт стремятся снизить степень ее проникновения в пласт применением в составе растворов кольматантов, ингибирующих добавок и понизителей водоотдачи [5–11]. Все предлагаемые на отечественном рынке буровые промывочные жидкости, химические реагенты и составы требуют обязательного проведения тестовых испытаний на естественном керне с целью определения изменения проницаемости керна после фильтрации раствора. В настоящее время большое внимание уделяется подбору фракционного состава карбонатного кольматанта на основании данных о фильтрационно-емкостных свойствах (ФЕС) продуктивного коллектора [12–14].

Цель исследования — определить эффективность кольматанта (мраморной крошки) различных фракций и их соотношения в составе биополимерного хлоркалийевого бурового раствора (БХКБР) для продуктивных коллекторов БС₁₀¹⁻² Сургутской группы месторождений.

По классификации Г. И. Теодоровича данные коллекторы относятся к II–IV классам хорошо, средне- и слабопроницаемым: 0,1–0,01 мкм². Од-

нако большие запасы нефти делают их весьма привлекательными. Породы коллектора представлены в основном мелко- и среднезернистыми песчаниками и алевролитами с глинистыми прослоями. Наличие глинистых минералов и цементации делает коллекторы потенциально низкопроницаемыми при вскрытии их на репрессии с применением буровых растворов на водной основе [15–17].

Материалы и методы

Оценка влияния различных фракций мраморной крошки проводилась в составе наиболее часто применяемого в практике бурения на месторождениях Западной Сибири биополимерного хлор-калиевого бурового раствора (БХКБР) [18–20]. В качестве биополимерного реагента использовалась ксантановая камедь (0,4 %), для снижения водоотдачи применяли модифицированный крахмал (1,5 %), смазывающую добавку Ecolube (0,5 %). Также в раствор вводили каустическую соду (0,03 %), хлорид калия (6,0 %) и бактерицид (0,02 %). Концентрация мраморной крошки (МК-160 и МК-07-96) во всех испытуемых образцах составляла 8 % при различном соотношении фракций.

Исследования степени воздействия биополимерного хлор-калиевого раствора на керн проводили на приборе FDS-350 фирмы Vinci. Исследования осуществляли на колонке кернов из трех образцов с проницаемостью 250–300 мД и расхождением по фазовой проницаемости в образце не более 25 % от среднего значения проницаемости. Подготовка образцов керна и моделей рабочих жидкостей производится в соответствии с ГОСТ 26450.0-85 – ГОСТ 26450.2-85. «Породы горные. Методы определения коллекторских свойств» и ОСТ 39-235-89. «Нефть. Методы определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной стационарной фильтрации».

Для создания остаточной водонасыщенности первоначально образцы кернов насыщали солевым раствором, соответствующим по свойствам и составу пластовой воде моделью пластовой воды. Затем производили на центрифуге при 6 000 об/мин. в течение 50 минут отгон воды и насыщение керосином вакуумированием.

Для определения начальной проницаемости колонку кернов из трех образцов помещали в кернодержатель, выдерживали образцы в течение 10–12 часов в соответствующих пластовых условиях (температура, давление). Затем, с постоянной скоростью в направлении от «пласта» к «стволу скважины», прокачивали через модель керосин. Замеры проводили не менее чем на четырех разных перепадах давления и скоростях прокачивания. Проницаемость по керосину рассчитывали при установившейся фильтрации (постоянный перепад давления при постоянном расходе). Зону кольма-

тации определяли замерах проницаемости на отдельных участках колонки керна через установленные отводы с датчиками давления.

Конечную проницаемость после воздействия биополимерного хлор-калиевого раствора определяли обратной фильтрацией от пласта к стволу скважины (освоение), создавая депрессию, определенную расчетным путем согласно требованиям «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (2020), снижением давления на торце керна со стороны скважины при неизменном пластовом давлении (давление обжима керна) до установления постоянной скорости потока.

Выбор процентного содержания различных фракций мраморной крошки производили в соответствии с промысловыми данными керна и теорией Абрамса, по которой размер частиц, способных образовывать сводовые перемычки в поровом пространстве проницаемого пласта (сводообразующие частицы), должен быть равен или больше 1/3 среднего размера пор пласта, а их содержание — не меньше 5 % от объема твердых частиц в растворе [21].

Экспериментальные исследования ФЕС пластов группы БС₁₀¹⁻² проводили на 9 образцах керна со схожими свойствами по 3 керна в каждой колонке (I, II, III) общей длиной 105–108 мм. Опытные составы биополимерного хлор-калиевого бурового раствора содержали оптимально подобранный фракционный состав БХКБР № 1 мраморной крошки (МК-160 и МК-07-96) в соответствии с критериями Абрамса. Второй и третий опытные образцы раствора (БХКБР № 2, БХКБР № 3) содержали кольматант, подобранный для расчетной проницаемости, соответственно большей и меньшей в два раза, чем фактическая проницаемость керна (табл. 1).

Таблица 1. Результаты выбора соотношения фракций кольматанта
Table 1. Results of selecting the ratio of colmatant fractions

Показатель	Номер эксперимента		
	БХКБР № 1	БХКБР № 2	БХКБР № 3
Условие			
Проницаемость 1-го образца фактическая, 10 ⁻³ мкм ²	249	125	227
Расчетная проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	254	250	120
Расчетные значения оптимальной смеси фракций частиц, микрон			
D90	51,7/101,6	72,5/111,1	35,5/83,8
D50	16,0/15,3	22,4/23,7	11,0/9,8
D10	0,6/0,6	0,9/0,9	0,4/0,5
Рекомендуемая концентрация мраморной крошки, %			
Мраморная крошка МК-160	3,93	4,99	2,59
Мраморная крошка МК-07-96	4,07	3,01	5,41

Результаты

Для максимального приближения условий эксперимента к пластовым буровой раствор подвергался термостарению выдержкой в печи при

температуре 49 °С в течение 16 часов. Реологические показатели замерялись при температуре 49 °С, остальные замеры проводились при комнатной температуре 22 °С. Плотность (ρ , кг/м³) определяли с помощью рычажных весов FANN Model 140; условную вязкость (УВ, с) определяли на вискозиметре ВБР-2; пластическую вязкость (η , сПз), предельное динамическое напряжение сдвига (ДНС, дПа) и статическое напряжение сдвига через 10 сек. и 10 мин. (СНС_{10с/10мин}) на ротационном вискозиметре OFITE модели 900; показатель фильтрации (Φ , см³/30 мин.) определяли на пресс-фильтре FANN при $\Delta P = 0,7$ МПа. После охлаждения до комнатной температуры и перемешивания в высокоскоростной мешалке в течение 5 минут повторно замерялись основные параметры раствора. Свойства опытных образцов биополимерных хлор-калиевых буровых растворов с различной соотношением фракций мраморной крошки представлены в таблице 2.

Таблица 2. Свойства биополимерных хлоркалиевых буровых растворов с различной концентрацией фракций мраморной крошки

Table 2. Properties of biopolymer potassium chloride muds with different concentrations of marble chip fractions

№	Опытный состав раствора	Плотность, кг/м ³	УВ, (ВБР), сек	Φ , см ³ /30 мин	T кор., мм	$\eta_{пл}$, сПз	ДНС, дПа	СНС _{10с/10мин} , дПа
1	БХКБР №1	1085	50	6,8	0,5	10,4	139,2	62,4/86,1
2	БХКБР 1*	1090	50	6,0	0,5	11,0	125,3	58,6/74,4
3	БХКБР № 2	1085	46	6,0	0,2	9,8	113,8	50,9/61,4
4	БХКБР 2*	1085	44	6,4	0,2	10,1	105,1	42,7/54,2
5	БХКБР №3	1095	51	5,4	0,5	10,5	127,7	57,6/75,8
6	БХКБР 3*	1095	55	6,0	0,5	10,6	124,8	54,2/70,1

*Примечание. Термостатирование 16 часов при температуре 49 °С

Основные результаты экспериментальных исследований проницаемости кернов представлены в таблице 3. Графическое отражение результатов эксперимента отражено на диаграмме значений коэффициента восстановления проницаемости колонок керна из трех кернов и всей колонки в целом по трем опытным экспериментам (I, II, III) с растворами БХКБР № 1, БХКБР № 2, БХКБР № 3 после воздействия буровым раствором и при «освоении» керосином (рис. 1).

Коэффициент восстановления проницаемости (β) определяли как отношение проницаемости керна после воздействия технологической жидкости (k_2) к первоначальной (k_1).

$$\beta = \left(\frac{k_2}{k_1} \right) \cdot 100$$

Таблица 3. Результаты экспериментальных исследований проницаемости кернов
Table 3. Results of experimental studies of core permeability

№ исслед. БХКБР	Исследуемый показатель воздействия на керн опытных составов БХКБР	№ керна в колонке			Общий по трем кернам
		1	2	3	
I	Первоначальная проницаемость, 10^{-3} мкм ²	236	265	239	249
	Проницаемость после воздействия БХКБР № 1, 10^{-3} мкм ²	26	241	283	51
	Коэффициент восстановления проницаемости после воздействия БХКБР № 1, %	11,0	90,9	118,4	20,5
	Проницаемость после освоения, 10^{-3} мкм ²	44	264	246	83
	Коэффициент восстановления проницаемости после освоения (депрессия 2,2 МПа), %	18,6	99,6	102,9	33,3
II	Первоначальная проницаемость, 10^{-3} мкм ²	125	182	114	123
	Проницаемость после воздействия БХКБР № 2, 10^{-3} мкм ²	14	186	119	41,2
	Коэффициент восстановления проницаемости после воздействия БХКБР № 2, %	11,2	102,2	104,4	33,5
	Проницаемость после освоения, 10^{-3} мкм ²	29	171	136	49,5
	Коэффициент восстановления проницаемости после освоения (депрессия 2,5 МПа), %	23,2	94,0	119,3	40,2
III	Первоначальная проницаемость, 10^{-3} мкм ²	227	192	249	227
	Проницаемость после воздействия БХКБР № 3, 10^{-3} мкм ²	27	189	223	64,71
	Коэффициент восстановления проницаемости после воздействия БХКБР № 2, %	11,9	98,4	89,6	28,5
	Проницаемость после освоения, 10^{-3} мкм ²	44	157	159	71,93
	Коэффициент восстановления проницаемости после освоения (депрессия 2,4 МПа), %	19,4	81,8	63,9	31,7

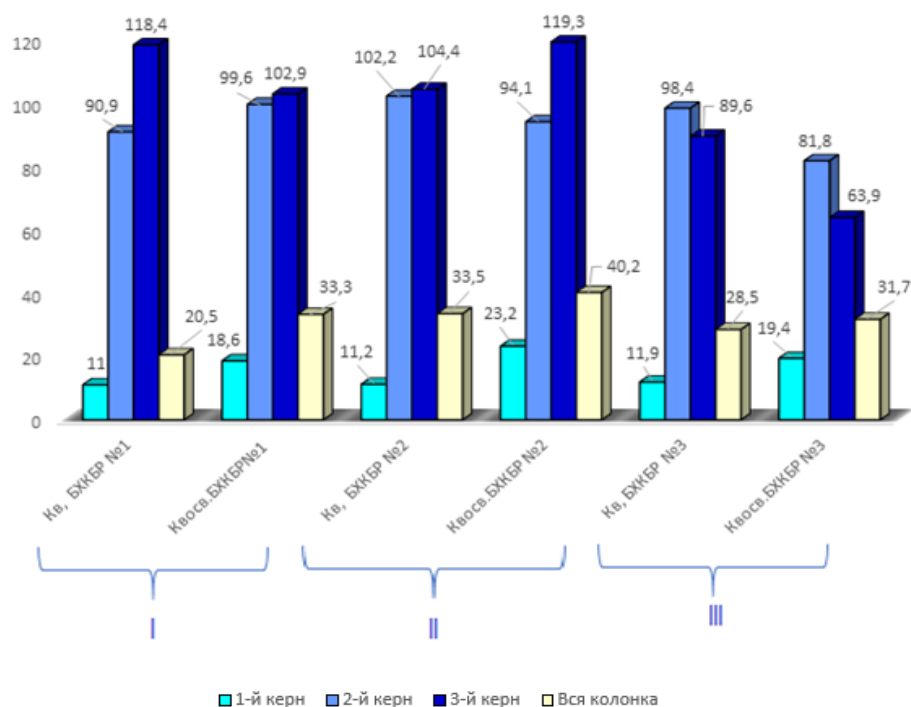


Рис. 1. Диаграмма значений коэффициента восстановления проницаемости 1, 2, 3 керна в колонке и всей колонки после воздействия буровыми растворами БХКБР № 1, 2, 3 и при освоении керосином, %

Fig. 1. Diagram of permeability recovery coefficients for cores 1, 2, and 3 in the column and for the entire column after exposure to biopolymer potassium chloride mud No. 1, 2, and 3 and during kerosene cleanup, %

Обсуждение

По результатам испытаний коэффициент восстановления проницаемости керновой колонки из трех кернов для всех трех составов биополимерного хлоркалийевого раствора с различным сочетанием фракций кольматанта оказался низким и составил не более 40 %.

При воздействии составами БХКБР на керновые колонки наблюдается значительное снижение проницаемости только в первом керне (табл. 3).

Коэффициент восстановления проницаемости после освоения прокачиванием керосина и созданием депрессии наиболее низкий для первых образцов керна в колонке во всех трех экспериментах, то есть в первом керне произошло значительное загрязнение порового пространства кольматантом. В некоторых случаях проницаемость второго и третьего кернов оказалась выше первоначальной с коэффициентом восстановления проницаемости более 100 %, что можно связать с выносом механических примесей из пор керна при обратной фильтрации.

Наименьшее общее загрязнение кольматантом произошло в колонке кернов при воздействии раствора БХКБР № 2 (II опыт), где фракции кольматанта МК-160 и МК-07-96 в соотношении 4,99 и 3,01 % были подобраны для расчетной проницаемости, в два раза большей, чем фактическая проницаемость керна (табл. 1). И наоборот, большему загрязнению подверглась колонка кернов под воздействием БХКБР №№ (III опыт), где фракции кольматанта МК-160 и МК-07-96 в соотношении 2,59 и 5,41 % были подобраны для расчетной проницаемости, в два раза меньшей, чем фактическая проницаемость керна (табл. 1). Здесь произошло значительное снижение проницаемости всех трех кернов в колонке из-за глубокого проникновения мелкой фракции кольматанта.

Выводы

Таким образом, проведенные экспериментальные исследования влияния биополимерного хлор-калиевого раствора с различным соотношением фракций мраморной крошки МК-160 и МК-07-96 на проницаемость керна пласта БС₁₀¹⁻² показали, что раствор обладает хорошими блокирующими свойствами, проникая в пласт на глубину не более 3 см (длина одного керна в колонке) при репрессии 2–6 МПа и оптимально подобранном соотношении фракций кольматанта согласно критериям Абрамса. Выбор кольматанта с соотношением фракций мраморной крошки, соответствующих проницаемости керна, меньшей в два раза по сравнению с фактической, способствует глубокому проникновению и загрязнению коллектора. Если соотношение фракций мраморной крошки подобраны для коллектора с фактической проницаемостью меньше расчетной, то глубина проникновения в пласт незначительна. Биополимерный хлоркалийевый буровой раствор с оптимально подобранным соотношением мраморной крошки МК-160 (3,93 %) и МК-07-96 (4,07 %) и фракциями кольматаната, размером больше в два раза фактического размера пор в соотношении МК-160 (4,99 %) и МК-07-96 (3,01 %), можно рекомендовать для вскрытия пластов БС₁₀¹⁻² с последующим проведением гидроразрыва.

Вклад авторов

Верховод И. Ю.: разработка методов и процедур; написание первоначального текста статьи.

Аксенова Н. А.: формулирование идеи, гипотезы, цели исследования; теоретический анализ данных.

Бастриков С. Н.: теоретический анализ данных; проверка результатов, воспроизводимости.

Шедь С. Н.: создание графиков, схем, иллюстраций; проверка результатов, воспроизводимости.

Author contributions

Irina Yu. Verkhovod: development of methods and processes; writing – original draft.

Natalia A. Akseanova: formulation of idea, hypothesis and the aim of the study; theoretical data analysis.

Sergey N. Bastrikov: theoretical data analysis; verification of results and reproducibility.

Sergey N. Shed: creating graphs, diagrams, and illustrations; verification of results and reproducibility.

Конфликт интересов. Бастриков С. Н. является главным редактором журнала «Известия высших учебных заведений. Нефть и газ». Он не принимал участия в принятии решения о публикации статьи, рукопись прошла стандартную процедуру рецензирования, предусмотренную редакционной политикой журнала. Авторам неизвестно о других конфликтах интересов.

Conflict of interests. Sergey N. Bastrikov is Editor-in-Chief of "Oil and Gas Studies". He did not participate in the decision to publish this article, the manuscript has undergone the standard review procedure under editorial policies of the journal. The authors were not aware of any other conflicts of interest.

Список источников

1. Булатов А. И., Макаренко П. П., Проселков Ю. М. *Буровые промывочные и тампонажные растворы*. Москва: Недра; 1999. 424 с.
2. Дубинский Г. С. *О возможности регулирования процессов в призабойной зоне пласта при заканчивании и освоении скважин. Нефтегазовые технологии и новые материалы (проблемы и решения)*. Выпуск 1 (6). Уфа: ООО «Издательство научно-технической литературы «Монография»; 2012. С. 177–187.
3. Галкин В. И., Силайчева В. А. Разработка статистической модели прогноза коэффициента проницаемости по совокупности геологических и технологических показателей. *Нефтепромысловое дело*. 2013;(9):10–12.
4. Милютинский И. Л., Дмитриева А. П., Игунов И. А., Мироньчев В. Г. Воздействие фильтратов минерализованного крахмально-биополимерного бурового раствора (МКБПР) на фильтрационные свойства карбонатных коллекторов месторождений Удмуртии. *Инженер-нефтяник*. 2019;(1);13–17.
5. Aksenova N. Experience of the silicate reagents in oil and gas well drilling use. *In E3S Web of Conferences*. 2024;(515);01005. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202451501005>
6. Овчинников В. П., Аксенова Н. А., Каменский Л. А., Федоровская В. А. Полимерные буровые растворы. Эволюция «из грязи в князи». *Бурение и нефть*. 2014;(12):24–29. EDN: TDOAIZ.
7. Мавлютов М. Р., Нигматуллина А. Г., Валеева А. Н. Вскрытие продуктивных пластов с использованием полимерных растворов с регулируемой кольматацией. *Нефтяное хозяйство*. 1999;(3):20–23.
8. Подгорнов В. М., Калиневич Г. Э., Панов Б. Д. Снижение проницаемости пристенных участков ствола скважин при контакте буровых растворов с продуктивными пластами. *Труды Московского Института нефтехимической и газовой промышленности им. И. М. Губкина*. 1981;(152):116–129.
9. Mody F. K., Hale, A. H. A borehole Stability Model to Couple the Mechanics and Chemistry of Drilling Fluid Shale Interaction. *Proceedings of the SPE/IADC Drilling Conference*. 1993:473–490. <https://doi.org/10.2118/25728-PA>.
10. Zhou Z., Abass H., Li X., Bearinger D., Frank W. Mechanisms of imbibition during hydraulic fracturing in shale formations. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2016;(141):125–132. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2016.01.021>
11. Парфенов К. В., Нечаева О. А. Анализ современных систем промывочных жидкостей при проводке скважин в глинистых отложениях. *Ашировские чтения*. 2022;14 (2-1):49–52.
12. Никитин, В. И., Нечаева О. А., Камаева Е. А. Методика проведения эксперимента по определению насыщенности фильтратом промывочной жидкости образца кернового материала. *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*. 2020;(10-334):14–16. [https://doi.org/10.33285/0130-3872-2020-10\(334\)-14-16](https://doi.org/10.33285/0130-3872-2020-10(334)-14-16).

13. Байков В. А., Колонских А. В., Макатров А. К., Политов М. Е., Телин А. Г. Нелинейная фильтрация в низкопроницаемых коллекторах. Лабораторные фильтрационные исследования керна Приобского месторождения. *Вестник ОАОНК «Роснефть»*. 2013;(31-2):4–7.
14. Конесев В. Г., Четвертнева И. А., Тептерева Г. А. Особенности методологии выбора растворов первичного вскрытия продуктивных пластов на основе проведения фильтрационных экспериментов на керне. *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. 2020;331(11):168–175.
15. Уляшева Н. М., Дуркин В. В. К вопросу оптимизации промывки и свойств буровых растворов в осложненных условиях. *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*. 2014;(10):26–32.
16. Шарафутдинов З. З. Буровые растворы на водной основе и управление их реологическими параметрами. *Электронный журнал «Нефтегазовое дело»*. 2004;(1):3–21. URL: https://chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Sharafutdinov/Sharafutdinov_2.pdf.
17. Войтенко Д. Н., Фролов М. П., Шепелев В. И., Кожухов С. В., Шокин Е. А., Лукьянов П. В. [и др.]. Высокоингибирующие буровые растворы на водной основе (HPWBM) для строительства сложных нефтегазовых скважин. *Бурение и нефть*. 2022;(11):17–23.
18. Кистер Э. Г. *Химическая обработка буровых растворов*. Москва: Недра; 1972. 392 с.
19. Конесев В. Г., Рогачев М. К., Коробов Г. Ю., Тептерева Г. А. Возможности сохранения продуктивности скважин на этапе их строительства. *Бурение скважин в осложненных условиях: тезисы докладов III Междунар. научно-практической конференции. Санкт-Петербург: Санкт-Петербургский горный университет; 2018. С. 57–59.*
20. Бакиров Д. Л., Бурдыга В. А., Бабушкин Э. В., Фаттахов М. М., Валин В. Г., Волкова Л. А. [и др.]. Буровой раствор для строительства глубоких поисково-разведочных скважин на севере Западной Сибири. *Нефтепромысловое дело*. 2019;9(609):18–22. EDN: TАНVFP; [https://doi.org/10.30713/0207-2351-2019-9\(609\)-18-22](https://doi.org/10.30713/0207-2351-2019-9(609)-18-22).
21. Abrams A. Mud design to minimize rock impairment due to particle invasion. *Journal of petroleum technology*. 1977;(5):8–15.

References

1. Bulatov A. I., Makarenko P. P., Proselkov Yu. M. *Burovye promyvochnye i tamponazhnye rastvory*. Moscow: Nedra; 1999. (In Russ.).
2. Dubinskiy G. S. *O vozmozhnosti regulirovaniya protsessov v prizaboynoy zone plasta pri zakanchivanii i osvoenii skvazhin. Neftegazovye tekhnologii i novye materialy (problemy i resheniya)*. Vyp. 1 (b). Ufa: Izdatel'stvo nauchno-tekhnicheskoy literatury "Monografiya" LLC; 2012. P. 177–187. (In Russ.).
3. Galkin V. I., Silaicheva V. A. Development of the Statistical Forecasting Model of Permeability Factor Based on Geological and Technological Data. *Oilfield Engineering*. 2013;(9):10–12. (In Russ.).
4. Milyutinskii I. L., Dmitrieva A. P., Igunov I. A., Mironychev V. G. Influence of Filtrates of Mineralized Starch-Biopolymer Drilling Fluid (MCBPR) on the

Filtration Properties of Carbonate Reservoirs of Udmurtia Fields. *Petroleum Engineer*. 2019;(1);13–17. (In Russ.).

5. Aksenova N. Experience of the silicate reagents in oil and gas well drilling use. *E3S Web of Conferences*. 2024;(515):01005. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202451501005>

6. Ovchinnikov V. P., Aksenova N. A., Kamenski L. A., Fedorovskaya V. A. Polymer Drilling Muds.Their Evolution «From Rags to Riches». *Drilling and Oil*. (12):24–29. (In Russ.).

7. Mavlyutov M. R., Nigmatullina A. G., Valeeva A. N. Opening of Productive Formations Using Polymer Solutions with Controlled Clogging. *Oil Industry*. 1999;(3):20–23. (In Russ.).

8. Podgornov V. M., Kalinevich G. E., Panov B. D. Snizhenie pronitsaemosti pristennykh uchastkov stvola skvazhin pri kontakte burovykh rastvorov s produktivnymi plastami. *Trudy Moskovskogo Instituta neftekhimicheskoy i gazovoy promyshlennosti im. I. M. Gubkina*. 1981;(152):116–129. (In Russ.).

9. Mody F. K., Hale, A. H. A borehole Stability Model to Couple the Mechanics and Chemistry of Drilling Fluid Shale Interaction. Proceedings of the SPE/IADC Drilling Conference. 1993:473–490. <https://doi.org/10.2118/25728-PA>

10. Zhou Z., Abass H., Li X., Bearinger D., Frank W. Mechanisms of imbibition during hydraulic fracturing in shale formations. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2016;(141):125–132. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2016.01.021>

11. Parfenov K. V., Nechaeva O. A. Analysis of Modern Systems of Flushing Fluids During Well Drilling in Clay Deposits. *Ashirov readings*, 2022; 14(2-1): 49–52. (In Russ.).

12. Nikitin V. I., Nechaeva O. A., Kamaeva E. A. Experimental procedure for determining a core sample saturation by a drilling fluid filtrate. *Construction of Oil and Gas Wells on Land and Sea*. 2020;(10-334):14–16. (In Russ.) [https://doi.org/10.33285/0130-3872-2020-10\(334\)-14-16](https://doi.org/10.33285/0130-3872-2020-10(334)-14-16)

13. Baykov V. A., Kolonskih A. V., Makatrov A. K., Politov M. E., Telin A. G. Nonlinear filtration in low-permeable collectors. Laboratory filtration investigations of Priobskoe field. *Vestnik OA ONK «Rosneft»*. 2013;(31-2):4–7. (In Russ.).

14. Konesev V. G., Chetvertneva I. A., Teptereva G. A. Peculiarities of methodology for selecting of primary opening of productive formations based on filtration experiments on core. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*. 2020;331(11):168–175. (In Russ.).

15. Ulyasheva N. M., Durkin V. V. On The Issue of Optimizing Washing and Properties of Drilling Fluids in Complicated Conditions. *Construction of oil and gas wells on land and at sea*. 2014;(10):26–32. (In Russ.).

16. Sharafutdinov Z. Z. Water- Based Drilling Fluids and Their Rheological Parameters Control. *Electronic Scientific Journal «Oil and Gas Business»*. 2004;(1): 3–21. (In Russ.)URL: chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcgl clefindmkaj/http://ogbus.ru/files/ogbus/ authors/Sharafutdinov/Sharafutdinov_2.pdf.

17. Voitenko D. N., Frolov M. P., Shepelev V. I., Kozhukhov S. V., Shokin E. A., Lukyanov P. V., Popov K. A. High performance water-based mud (HPWBM) for complex oil and gas well construction. *Drilling and oil*. 2022;(11):17–23. (In Russ.).

18. Kister E. G. *Chemical Treatment of Drilling Fluids*. Moscow: Nedra;1972 (In Russ.).

19. Konesev V. G., Rogachev M. K., Korobov G. Yu., Teptereva G. A. The Ways to Retain Well Deliverability During Construction Stage. *Tezisy докладov III Mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskaya konferentsii «Burenie skvazhin v oslozhnenn-*

nykh usloviyakh». Saint-Petersburg: Sankt-Peterburgskii gornyi universitet; 2018. P. 57–59. (In Russ.).

20. Bakirov D. L., Burdyga V. A., Babushkin E. V., Fattakhov M. M., Vaulin V. G., Volkova L. A., Sharipova E. F. (2019). Drilling Mud for the Construction of Deep Exploration Wells in The North of Western Siberia. *Oilfield Engineering*. 2019;9(609):18–22. (In Russ.) EDN: TAHVFP; [https://doi.org/10.30713/0207-2351-2019-9\(609\)-18-22](https://doi.org/10.30713/0207-2351-2019-9(609)-18-22)

21. Abrams A. Mud design to minimize rock impairment due to particle invasion. *Journal of petroleum technology*. 1977;(5):8–15.

Информация об авторах / Information about the authors

Верховод Ирина Юрьевна, аспирант кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, заведующий лабораториями КЛ НД, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, verhovodij@tyuiu.ru

Аксенова Наталья Александровна, кандидат технических наук, доцент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, aksenovana@tyuiu.ru, ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-5818-1666>

Бастриков Сергей Николаевич, доктор технических наук, профессор кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, bastrikovsn@tyuiu.ru, ORCID: <https://orcid.org/0009-0007-8802-1445>

Шедь Сергей Николаевич, старший преподаватель кафедры нефтегазового дела, Филиал ТИУ в г. Нижневартовске, shedsn@tyuiu.ru

Irina Yu. Verkhovod, Postgraduate Student at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Head of the Laboratories of the Institute of Applied Sciences, Industrial University of Tyumen, verhovodij@tyuiu.ru

Natalia A. Aksenova, Candidate of Engineering Sciences, Associate Professor at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen, aksenovana@tyuiu.ru, ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-5818-1666>

Sergey N. Bastrikov, Doctor of Engineering Sciences, Professor at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen, bastrikovsn@tyuiu.ru, ORCID: <https://orcid.org/0009-0007-8802-1445>

Sergey N. Shed, Senior Lecturer at the Department of Petroleum Engineering, the Branch of Industrial University of Tyumen in Nizhnevartovsk, shedsn@tyuiu.ru

Поступила в редакцию / Received 17.12.2025

Поступила после рецензирования / Revised 20.01.2026

Принята к публикации / Accepted 21.01.2026