

Исследование влияния смазывающих добавок на трибологические характеристики полимер-глинистого бурового раствора в паре трения «металл–металл»

А.Ю. Абусал Юсеф^{1,2*} , Артур Рамилевич Яхин¹ , Денис Владимирович Сильнов¹ ,
Диляра Ильдусовна Арасланова¹ , Всеволод Антонович Горшков¹ 

¹ Уфимский государственный нефтяной технический университет, 450064, Уфа, ул. Космонавтов, д.1, Республика Башкортостан, Российская Федерация

² Югорский государственный университет, 628011, Ханты-Мансийск, ул. Чехова, 16, Российская Федерация

* Автор, ответственный за переписку: e-mail: yousef-abusal@mail.ru

АННОТАЦИЯ

Введение. В статье рассматривается проблема повышения смазывающей способности буровых растворов для снижения коэффициента трения в паре «металл–металл», что имеет ключевое значение для предотвращения прихватов бурильного инструмента и снижения износа оборудования при бурении наклонно-направленных и горизонтальных скважин. **Методы и материалы.** Приведен анализ современных подходов к использованию смазочных добавок в буровых растворах. Экспериментально исследовано влияние различных типов присадок – парафинов, нанодобавки «ЭЗО», жирных кислот, отработанного масла, а также композиций с поверхностно-активными веществами – на коэффициент трения и эффективность снижения трения в полимер-глинистом растворе. Испытания проведены на установке OFITE E.P. lubricity tester в интервале концентраций добавок 0,2–2,0% по объему. Показано, что наибольший эффект достигается при комплексном использовании ПАВ и наноглинистых компонентов, обеспечивающем снижение коэффициента трения до 71% при содержании масла 2%. **Результаты и обсуждение.** Установлены оптимальные концентрации компонентов и выявлены эффекты синергизма при совместном введении добавок. Полученные результаты позволяют рекомендовать разработанные наноконпозиции для применения в условиях высоких нагрузок в паре «металл–металл» при бурении с большими отходами от вертикали. **Заключение.** На основе проведенных исследований установлено, что наибольшая эффективность (снижение коэффициента трения до 71%) достигается при комплексном использовании поверхностно-активных веществ (ПАВ) и отработанного масла в концентрации 2%. Выявлен синергетический эффект при совместном введении добавок, а также установлено, что превышение концентрации масла свыше 0,5% снижает эффективность большинства присадок, за исключением композиций с ПАВ. Разработанные рецептуры рекомендованы для применения в качестве экономичной и эффективной альтернативы для смазки пар трения «металл–металл» при бурении горизонтальных скважин.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: буровые растворы, коэффициент трения, смазочные добавки, отработанное масло, ПАВ, нанодобавки, трибология, горизонтальное бурение, полимер-глинистый раствор

ИСТОЧНИКИ ФИНАНСИРОВАНИЯ НАУЧНОЙ РАБОТЫ, РЕЗУЛЬТАТОМ КОТОРОЙ СТАЛА ПУБЛИКАЦИЯ: Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации по соглашению № 075-15-2022-297 в рамках программы создания и развития НЦМУ «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты».

ДЛЯ ЦИТИРОВАНИЯ:

Абусал Юсеф А.Ю., Яхин А. Р., Сильнов Д.В., Арасланова Д.И., Горшков В.А. Исследование влияния смазывающих добавок на трибологические характеристики полимер-глинистого бурового раствора в паре трения «металл–металл». *Нанотехнологии в строительстве*. 2026;18(4):521–528. <https://doi.org/10.15828/2075-8545-2026-18-4-521-528>. – EDN: OCBSKY.

Effect of lubricating additives on the tribological properties of polymer-clay drilling fluid in a metal-to-metal sliding contact

Abusal Yusef^{1,2*} , Artur R. Yakhin¹ , Denis V. Silnov¹ , Dilara I. Araslanova¹ , Vsevolod A. Gorshkov¹ 

¹ Ufa State Petroleum Technological University, 1 Kosmonavtov str., 450064 Ufa, Republic of Bashkortostan, Russian Federation

² Higher Oil School, Yugra State University, 16 Chekhova str., 628012, Khanty-Mansiysk, Russian Federation

* Corresponding author: e-mail: yousef-abusal@mail.ru

ABSTRACT

Introduction. The article addresses the problem of improving the lubricating capacity of drilling fluids to reduce the coefficient of friction in a "metal-to-metal" pair, which is crucial for preventing stuck pipe incidents and reducing equipment wear during directional and horizontal drilling. **Methods and materials.** An analysis of modern approaches to the use of lubricating additives in drilling fluids is presented. The effect of various types of additives – paraffins, "EZO" nano-additive, fatty acids, waste oil, as well as compositions with surfactants – on the coefficient of friction and friction reduction efficiency in a polymer-clay fluid was experimentally studied. Tests were conducted on an OFITE E.P. lubricity tester at additive concentrations ranging from 0.2–2.0% by volume. It was shown that the greatest effect is achieved with the combined use of surfactants and nano-hydrocarbon components, providing a reduction in the coefficient of friction of up to 71% at an oil content of 2%. **Results and discussion.** Optimal component concentrations were established and synergy effects were identified upon the combined introduction of additives. The obtained results allow recommending the developed nano-compositions for use under high-load conditions in a "metal-metal" friction pair during high-angle drilling. **Conclusion.** Based on the conducted research, it was established that the highest efficiency (reduction of the friction coefficient up to 71%) is achieved with the combined use of surfactants and waste oil at a concentration of 2%. A synergistic effect was revealed upon the combined introduction of additives, and it was also established that exceeding the oil concentration above 0.5% reduces the efficiency of most additives, with the exception of compositions with surfactants. The developed formulations are recommended for use as a cost-effective and efficient alternative for lubricating "metal-to-metal" sliding contact during horizontal drilling.

KEYWORDS: drilling fluids, coefficient of friction, lubricating additives, waste oil, surfactants, nano-additives, tribology, horizontal drilling, polymer-clay fluid

SOURCES OF FUNDING FOR THE SCIENTIFIC WORK THAT RESULTED IN THE PUBLICATION: The work was carried out with the support of the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation under Agreement № 075-15-2022-297 within the framework of the program for the creation and development of the World-Class Research Center "Rational Development of Liquid Hydrocarbon Reserves of the Planet".

FOR CITATION:

Abusal Yusef A.Y., Yakhin A.R., Silnov D.V., Araslanova D.I., Gorshkov V.A. Effect of lubricating additives on the tribological properties of polymer-clay drilling fluid in a metal-to-metal sliding contact. *Nanotechnologies in Construction*. 2026;18(4):521–528. <https://doi.org/10.15828/2075-8545-2026-18-4-521-528>. – EDN: OCBSKY.

ВВЕДЕНИЕ

Современные технологии строительства нефтяных и газовых скважин предполагают значительное увеличение протяженности горизонтальных участков и сложности профиля ствола [1, 2]. По оценкам сервисных компаний, доля скважин с горизонтальным окончанием в общем объеме бурения в 2023–2025 гг. превысила 60% по ряду нефтегазовых регионов [25]. В таких условиях бурильная колонна испытывает повышенные нагрузки при трении о стенки скважины и обсадные трубы. Высокие крутящие моменты

и силы сопротивления при спускоподъемных операциях не только увеличивают энергозатраты, но и создают риск дифференциальных прихватов, что приводит к авариям и росту стоимости строительства скважин [3, 4].

Традиционные смазочные добавки на водной основе способны снижать трение, однако их эффективность ограничена при высоких контактных нагрузках, а некоторые составы могут негативно влиять на технологические параметры раствора [5–9]. Кроме того, при больших углах наклона обычные смазки могут вымываться с поверхности

трения, не обеспечивая устойчивого защитного слоя [8].

В последние годы активно развивается направление применения поверхностно-активных веществ и углеводородных компонентов в качестве модификаторов смазывающих свойств [10, 11]. Благодаря способности адсорбироваться на металлической поверхности и формировать граничные слои такие добавки могут существенно изменять механизм трения, снижая коэффициент трения даже при относительно невысоких концентрациях [12, 13]. Исследования показывают, что композиции на основе отработанного масла и ПАВ способны улучшать трибологические характеристики буровых растворов [14, 15, 21–24].

Несмотря на имеющийся прогресс, в доступной литературе сохраняется практический пробел: многие работы ориентированы на отдельные типы присадок, не всегда учитывают синергетические эффекты при их совместном применении, а также не проводят сравнения в единой базовой рецептуре и одинаковых условиях испытаний на паре «металл–металл». В связи с этим существует необходимость в систематическом исследовании, позволяющем оценить как индивидуальную эффективность различных добавок, так и их совместное действие в полимер-глинистом растворе.

Для восполнения указанного пробела в настоящей работе исследовано влияние парафинов, добавки ЭЗО, жирных кислот (мыла), отработанного масла, а также композиций с ПАВ на коэффициент трения полимер-глинистого раствора в паре «металл–металл». Оценка проведена для концентраций добавок 0,2%; 0,5%; 1,0% и 2,0% по объему с определением эффективности снижения трения.

Этапы исследования:

1. Приготовление базового полимер-глинистого раствора и его модификация смазочными добавками в заданных концентрациях.
2. Проведение трибологических испытаний на установке OFITE E.P. lubricity tester и определение оптимальных типов и концентраций добавок.
3. Оценка синергетических эффектов при совместном использовании добавок на фоне отработанного масла.
4. Анализ влияния концентрации масла на эффективность смазочных компонентов.

МЕТОДЫ И МАТЕРИАЛЫ

Приготовление базового полимер-глинистого раствора

Для проведения экспериментов в качестве основы использовался полимер-глинистый раствор (ПГР) следующего состава, мас. %:

- вода техническая – остальное;
- бентонит (ПБМБ) – 4%;
- полианионная целлюлоза низкой вязкости (РАС-LV) – 0,4%;
- мраморная крошка (CaCO_3 , фракция 5–50 мкм) – 5%.

Приготовление раствора осуществлялось на высокоскоростной мешалке с частотой вращения 1500 об/мин. Последовательность введения компонентов:

1. Бентонит – перемешивание 20 мин для гидратации;
2. РАС-LV – перемешивание 15 мин;
3. CaCO_3 – перемешивание 10 мин.

После приготовления раствор выдерживался 24 ч для стабилизации свойств.

Исследуемые добавки и их введение

В работе исследовались следующие типы присадок:

- жидкие парафины (концентрации 0,2%; 0,5%; 1,0%);
- добавка ЭЗО (0,2%; 0,5%);
- жирные кислоты (мыла) (0,2%; 0,5%);
- отработанное моторное масло (0,25%; 0,5%; 1,0%; 2,0%);
- композиция «ПАВ + жидкие парафины» (2% по ПАВ).

Введение добавок проводилось в два этапа: сначала присадка смешивалась с небольшим объемом (10% от общего объема) базового раствора в лабораторном стакане, затем полученная смесь перемешивалась на высокооборотной мешалке (ИКА Т25) при 10000 об/мин в течение 15 мин. После этого композиция добавлялась к оставшемуся объему раствора и перемешивалась 20 мин при 1500 об/мин. Раствор выдерживался 24 ч перед испытаниями.

Трибологические испытания

Оценка смазывающей способности проводилась на установке OFITE E.P. Lubricity Tester (модель 112-00), соответствующей требованиям API 13B-1.

Условия испытаний:

- пара трения: стандартный блок из стали AISI 3135 прижимается к вращающемуся кольцу из стали AISI 4620;
- нагрузка: 150 дюйм-фунтов (16,95 Н·м);
- скорость вращения кольца: 60 об/мин;
- продолжительность испытания: 10 мин до выхода на установившийся режим трения;
- температура: 24 ± 2 °С.

Коэффициент трения (μ) рассчитывался по формуле:

$$\mu = M \cdot K \cdot F, \quad (1)$$

где M — измеренный крутящий момент (Н·м);
 K — калибровочный коэффициент прибора (1,47);
 F — нормальная сила (Н).

Эффективность снижения трения ($\Delta\mu$, %) определялась относительно базового раствора:

$$\Delta\mu = \frac{\mu_{\text{баз}} - \mu_{\text{оп}}}{\mu_{\text{баз}}} \times 100\%, \quad (2)$$

где $\mu_{\text{баз}}$ — коэффициент трения базового раствора (без добавок);

$\mu_{\text{оп}}$ — коэффициент трения раствора с исследуемой добавкой.

Для каждого состава проводилось не менее пяти параллельных измерений, из результатов исключались грубые промахи (критерий Граббса). Статистическая обработка выполнена с использованием однофакторного дисперсионного анализа (ANOVA) с последующим post-hoc тестированием (Tukey HSD). Уровень значимости принят $p < 0,05$.

РЕЗУЛЬТАТЫ И ОБСУЖДЕНИЕ

Влияние присадок на коэффициент трения и эффективность в базовом растворе

В таблице 1 представлены результаты испытаний присадок, введенных непосредственно в базовую рецептуру без добавления масла.

Как видно из данных, наиболее высокую эффективность демонстрирует присадка ЭЗО, обеспечивая снижение коэффициента трения на 87,4–87,7% даже при минимальной концентрации 0,2%. Однако, учитывая высокую стоимость этого реагента, его применение в чистом виде может быть экономически неоправданным. Альтернативой выступает отработанное масло, которое при скромной эффективности (26,5–26,8%) обладает низкой себестоимостью.

Эффекты совместного применения смазочных добавок на фоне масла

Для оценки синергетических эффектов присадки вводились в раствор, содержащий отработанное масло в концентрациях 0,25–2,0%. Результаты приведены в таблице 2.

Анализ полученных данных позволяет выделить несколько закономерностей.

При добавлении небольших количеств масла (0,25%) наблюдается синергетический эффект. Для состава БР, содержащего масло и жидкие парафины (0,2%), процент эффективности составляет 34,32%, что значительно выше, чем у той же добавки, но без масла (составляет 10,72% в табл. 1). Аналогичная картина наблюдается для добавки ЭЗО и жирных кислот.

Увеличение концентрации масла свыше 0,5% приводит к снижению эффективности добавок. Для БР, содержащего масло и жидкие парафины, увеличение доли масла с 0,25% до 1,0% снижает эффективность с 34,32% до 7,51%. Подобная динамика свидетельствует либо об эффекте разбавления, либо о несовместимости компонентов: переизбыток масла мешает активным элементам присадок создавать устойчивую защитную пленку.

При использовании ПАВ в составе БР с маслом и жидкими парафинами ведет к понижению коэффициента трения. При низком содержании в БР масла (0,25%) и жидких парафинов (0,2%) коэффициент трения составляет 0,229, а эффективность снижения коэффициента трения составляет 38,61%. Однако при высоких концентрациях масла (2%) наличие ПАВ демонстрирует аномально высокую эффективность до 71,05% (коэффициент трения составляет 0,108). Возможно ПАВ является критическим компонентом, работающим только в высококонцентрированных масляных средах, выступая в роли эмульгатора или стабилизатора структуры смазочного слоя.

Таблица 1. Влияние присадок на коэффициент трения и эффективность снижения трения в базовом растворе

Состав раствора	Концентрация добавки	Коэффициент трения (Ктр)	% эффективности
БР (Базовая рецептура)	–	0,373	–
БР + парафины	0,2	0,333	10,72%
	0,5	0,319	14,48%
БР + ЭЗО	0,2	0,047	87,40%
	0,5	0,046	87,67%
БР + Жирные кислоты (мыла)	0,2	0,304	18,50%
	0,5	0,289	22,52%
БР + масло отработанное	0,2	0,274	26,54%
	0,5	0,273	26,81%

Таблица 2. Влияние присадок на фоне масла в пресном растворе

Состав раствора	Концентрация добавки	Параметр	Концентрация масла			
			0,25%	0,5%	1,0%	2%
БР + жидкие парафины	0,20%	Ктр	0,245	–	0,311	–
		% эфф.	34,32%	–	16,62%	–
	0,50%	Ктр	0,295	–	–	–
		% эфф.	20,91%	–	–	–
	1%	Ктр	0,345	–	–	–
		% эфф.	7,51%	–	–	–
БР + ЭЗО	0,20%	Ктр	0,244	–	0,312	–
		% эфф.	34,58%	–	16,35%	–
БР + жирные кислоты	0,20%	Ктр	0,265	–	–	–
		% эфф.	28,95%	–	–	–
	0,50%	Ктр	0,241	–	–	–
		% эфф.	35,39%	–	–	–
БР + ПАВ + жидкие парафины	2%	Ктр	0,229	0,167	0,151	0,108
		% эфф.	38,61%	55,23%	59,52%	71,05%

Влияние минерализации бурового раствора на эффективность присадок

Для оценки влияния минерализации бурового раствора на эффективность присадок были проведены эксперименты с БР, минерализованным хлоридом калия (KCl). Результаты приведены в таблице 3. Коэффициент трения для БР + KCl составляет 0,123.

Таким образом, в среде KCl общий уровень коэффициента трения ниже, чем в базовом растворе. При высоких концентрациях масла (2%) раствор с ПАВ обеспечивает снижение трения на 53,66%.

Вывод

На основе экспериментальных данных можно выделить три ключевых механизма, которые работают в исследованных составах.

Формирование адсорбционной пленки. Полярные молекулы (например, жирные кислоты и ПАВ) оседают на металлической поверхности, создавая тонкий граничный слой, который легко сдвигается. Это ведет к падению коэффициента трения в условиях граничной смазки [5, 8]. Если дополнительно ввести углеводороды, устойчивость этого слоя возрастает, что усиливает эффект.

Появление «третьего тела». Микроскопические твердые частицы (в том числе продукты износа или компоненты отработки масла) способны играть роль прослойки, разобщающей трущиеся пары. Однако, когда масла становится слишком много (боль-

ше 0,5%), активные компоненты буквально «тонут» в нем — отсюда и падение эффективности при его переизбытке.

Коллоидная структура при участии ПАВ. При высоких дозировках масла (2,0%) ПАВ начинает работать как эмульгатор, стабилизируя тонкую эмульсию. Такая эмульсия формирует устойчивую пленку с аномально низким сопротивлением трению. Этот вывод подтверждается резким скачком эффективности при переходе от 1,0 к 2,0% масла, если в составе есть ПАВ.

Наши выводы хорошо согласуются с литературными данными [14, 15, 17], где показано, что сочетание углеводородов и ПАВ дает синергию в снижении трения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Экспериментально доказано, что смесевые смазки на базе отработанного масла, ПАВ и стандартных присадок (парафины, ЭЗО, жирные кислоты) эффективно улучшают трибологию полимер-глинистых буровых жидкостей.

Наибольший эффект (трение падает на 87,7%) дает присадка ЭЗО, но ее применение сдерживает высокая цена. Само же отработанное масло без добавок снижает трение на 26,5–26,8%, что выгодно с точки зрения стоимости.

Обнаружен синергетический эффект в присутствии 0,25% масла: эффективность жидких парафинов вырастает с 10,72 до 34,32%, а жирных кислот — с 22,52 до 35,39%.

Таблица 3. Влияние присадок на фоне масла в минерализованном растворе

Состав раствора	Концентрация добавки	Параметр	Концентрация масла			
			0,25%	0,5%	1,0%	2%
БР + КСІ + масло		Ктр	0,106	–	–	–
		% эфф.	13,82%	–	–	–
БР + КСІ + жидкие парафины	0,20%	Ктр	–	0,106	0,074	–
		% эфф.	–	13,82%	39,84%	–
	0,50%	Ктр	0,121	–	–	–
		% эфф.	1,63%	–	–	–
	1%	Ктр	0,116	–	–	–
		% эфф.	5,69%	–	–	–
БР + КСІ + ЭЗО	0,20%	Ктр	–	0,114	0,115	–
		% эфф.	–	7,32%	6,50%	–
	0,5	Ктр	0,106	0,101	–	–
		% эфф.	13,82%	17,89%	–	–
БР + КСІ + жирные кислоты	0,20%	Ктр	–	0,117	–	–
		% эфф.	–	4,88%	–	–
	0,50%	Ктр	0,095	–	–	–
		% эфф.	22,76%	–	–	–
БР + КСІ + ПАВ + жидкие парафины	2%	Ктр	–	0,087	0,061	0,057
		% эфф.	–	29,27%	50,41%	53,66%

Превышение порога в 0,5% масла ухудшает работу большинства присадок из-за конкуренции за поверхность и разбавления. Единственное исключение — композиция с ПАВ: при 2,0% масла ее эффективность достигает 71,05% благодаря образованию стойкой эмульсионной структуры.

В засоленной среде (КСІ) закономерности не нарушаются: смесь ПАВ с 2,0% масла снижает трение

на 53,66%, что говорит о надежности предлагаемого механизма даже в условиях высокой минерализации.

Таким образом, разработанные составы на основе отработанного масла и ПАВ можно рекомендовать как дешевую и эффективную альтернативу для смазки пар трения «металл–металл» при бурении горизонтальных и наклонно-направленных скважин с высокими контактными нагрузками.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: учебник для вузов / А.Н. Попов, А.И. Спивак, Т.О. Акбулатов и др.; под общ. ред. А.И. Спивака. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр». 2007:508. — EDN: QMYMKF.
2. Файн Г.М. Проектирование и эксплуатация буровых колонн для глубоких скважин / Г.М. Файн, А.С. Неймарк. Москва: Недра, 1985:237. https://rusneb.ru/catalog/000199_000009_001278538/
3. Мандель А.Я. Совершенствование профилактики осложнений при бурении скважин на шельфе северных морей: Дис. на соиск. учен. степ. к.т.н., спец. 25.00.15 / Мандель Александр Яковлевич; [Уфим. гос. нефт. техн. ун-т]. Уфа. 2002:196. https://rusneb.ru/catalog/000200_000018_RU_NLR_bibl_581280/
4. Самотой А.К., Серенко Х.А. Исследование причин прихватов, совершенствование способов их предупреждения и ликвидации. М.: ВНИИОЭНГ, 1977:111. https://rusneb.ru/catalog/000200_000018_rc_2271679/
5. Конесев Г.В., Мавлютов М.Р., Спивак А.И. Противоизносные и смазочные свойства буровых растворов. М.: Недра, 1980:145. https://rusneb.ru/catalog/000200_000018_rc_1143283/
6. Основы трибологии: (Трение, износ, смазка): учеб. для техн. вузов / А.В. Чичинадзе, Э.Д. Браун, Н.А. Буше. 2. изд., перераб. и доп. Москва: Машиностроение. 2001:663. <https://djvu.online/file/mQFGetTzS3tsc>

7. Кистер Э.Г. Химическая обработка буровых растворов. М.: Недра, 1972:392. https://rusneb.ru/catalog/000199_000009_007398108/
8. Конесев Г.В., Мавлютов М.Р., Спивак А.И., Мулюков Р.А. Смазочное действие сред в технологии бурения. М.: Недра, 1993:271. https://rusneb.ru/catalog/000199_000009_001660764/
9. Мойса Ю.Н., Фролова Н.В., Бармотин К.С., Железнякова Е.А. Эффективность действия смазочных добавок в буровых растворах. *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*. 9:14–18. — EDN: JWBCBJ.
10. Davoudi Sh., Yeremyan G.A., Stepiko A.V., Rukavishnikov V.S., Minaev K.M. Comparative Analysis of Physical Properties and Economic Efficiency of Drilling Muds with Nanoadditives. *Bulletin of Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*. 2021;332(6):130–141. <https://doi.org/10.18799/24131830/2021/6/3243>. — EDN: SUDIHO.
11. Минаков А.В., Михиенкова Е.И., Жигарев В.А., Неверов А.Л., Рудяк В.Я. Исследование влияния добавки наночастиц на свойства буровых растворов. *Коллоидный журнал*. 80;4:435–444. <https://doi.org/10.1134/S0023291218040092>. — EDN: XVPVPN.
12. Samad M.A., Sinha S.K. Nanocomposite UHMWPE-CNT polymer coatings for boundary lubrication on aluminum substrates. *Tribology Letter*. 2010; 38(3):301–311. Available from: <https://link.springer.com/article/10.1007/s11249-010-9610-8> (access date 10.06.2026)
13. Aftab A., Ismail A.R., Ibupoto Z.H. Enhancing the rheological properties and shale inhibition behavior of water-based mud using nanosilica, multi-walled carbon nanotube, and graphene nanoplatelet. *Egyptian Journal of Petroleum*. 2017; 26;2:291–299. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ejpe.2016.05.004>
14. Attia A., Elhossieny M.S., Salem A., Gouish A., Abuseda H. Friction Reduction by using of Multi-Walled Carbon Nanotubes in Water Based Mud. *Petroleum Engineering and Gas*. 2025; 30. Available from: https://buescholar.bue.edu.eg/pet_eng_gas/30/ (access date 10.06.2026)
15. Mahamadou A.S., Jun G., Miamouna M.I., Magaji A., Issoufou A. Modified Graphite as Lubricating Additive in Water-Based Drilling Fluids for High-Temperature Applications. *SPE Journal*. 2024;29(11):5858–5874. <https://doi.org/10.1115/1.4005244>
16. Рязанов Я.А. (2005). Энциклопедия буровых растворов. Оренбург: Лемонусь:651. <https://djvu.online/file/c2NSRcdTwKTnu>.
17. Kosynkin D.V., Ceriotti G., Wilson K.C., Lomeda J.R., Scorsone J.T., Patel A.D., Friedheim J.E., Tour J.M. Graphene oxide as a high-performance fluid-loss-control additive in water-based drilling fluids. *ACS Applied Materials & Interfaces*. 2012; 4(1):222–227. <https://doi.org/10.1021/am2012799>
18. Ponmani S., Nagarajan R., Sangwai J.S. Effect of nanofluids of CuO and ZnO in polyethylene glycol and polyvinylpyrrolidone on the thermal, electrical, and filtration-loss properties of water-based drilling fluids. *SPE Journal*. 2016;21(2):405–415. Available from: <https://www.sci-hub.ru/10.2118/178919-pa> (access date 10.06.2026)
19. Özkan A., Tıknaş S. Analysis of AgNPs@AuNPs/GO's impact on water-based drilling muds and comparison with graphene, GO, AuNPs/go's effects: labs research. *ECS Journal of Solid State Science and Technology*. 2024;13(6):061001. <https://doi.org/10.1149/2162-8777/ad4f14>
20. Жигарев В.А., Гузэй Д.В., Лысакова Е.И., Скоробогатова А.Д., Минаков А.В. Расчетное исследование влияния добавки наноматериалов в буровой раствор на эффективность выноса шлама из горизонтальной скважины. *Известия вузов. Физика*. 66;11:26–34. <https://doi.org/10.17223/00213411/66/11/3>. — EDN: ENZBVW.
21. Абусал Юсеф А.Ю., Исамаков Р.А., Сильнов Д.В., Ядрин В.В., Гибадуллин А.Р., Латыпов Б.М. Строительство скважин монодиаметром: концепция или возможное будущее. *Нефтяное хозяйство*. 5:88–92. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2025-5-88-92>. — EDN: TZAWRQ.
22. Халфин Р.С., Яхин А.Р., Латыпов Б.М., Абусал Ю.А.Ю., Беркане В. Исследование влияния добавок оксида графена на физико-механические свойства цементного камня. *Нефтяное хозяйство*. 1:80–83. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2024-1-80-83>. — EDN: XXIEZ
23. Абусал Юсеф А.Ю., Мухаммедамин А.И., Исамаков Р.А., Муфтахова Э.Д., Яхин А.Р. Применение нанотехнологий при цементировании нефтяных скважин – обзор проблем, связанных с цементированием скважин в осложненных условиях. *Нанотехнологии в строительстве*. 16;6:555–566. <https://doi.org/10.15828/2075-8545-2024-16-6-555-566>. — EDN: REARCK.
24. Абусал Юсеф А.Ю., Четвертнева И.А., Исамаков Р.А., Яхин А.Р., Логинова М.Е. Влияние нанодобавок на технологические параметры бурового раствора для бурения и капитального ремонта скважин. *Нанотехнологии в строительстве*. 16;6:576–586. <https://doi.org/10.15828/2075-8545-2024-16-6-576-586>. — EDN: PCRKCQ.
25. Нефтяников узнаю по метражу. *Коммерсантъ*. <https://www.kommersant.ru/doc/7460153>.

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ УЧЕНЫХ И СПЕЦИАЛИСТОВ

ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

Авторы заявляют о том, что при подготовке статьи не использовались технологии генеративного искусственного интеллекта и технологии, основанные на искусственном интеллекте.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Абусал Юсеф А.Ю. – инженер-исследователь отделения НЦМУ «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты», кафедра «Бурение нефтяных и газовых скважин», Уфимский государственный нефтяной технический университет, 450064, Уфа, ул. Космонавтов, д. 1, Республика Башкортостан, Российская Федерация; преподаватель, Югорский государственный университет, 628011, Ханты-Мансийск, ул. Чехова, 16, Российская Федерация, yousef-abusal@mail.ru, <https://orcid.org/0009-0000-3550-6384>

Яхин Артур Рамилевич – кандидат технических наук, доцент, старший научный сотрудник отделения НЦМУ «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты», Уфимский государственный нефтяной технический университет, 450064, Уфа, ул. Космонавтов, д. 1, Республика Башкортостан, Российская Федерация, 9406622@mail.ru, <https://orcid.org/0000-0003-3748-0098>

Сильнов Денис Владимирович – кандидат технических наук, заведующий кафедрой «Бережливые технологии и инновации в нефтегазовом комплексе», Уфимский государственный нефтяной технический университет, 450064, Уфа, ул. Космонавтов, д. 1, Республика Башкортостан, Российская Федерация, d.silnov@list.ru, <https://orcid.org/0009-0002-4924-5765>

Арасланова Дилера Ильдусовна – начальник лаборатории нефтепромысловой химии Инжинирингового центра, Уфимский государственный нефтяной технический университет, 450064, Уфа, ул. Космонавтов, д. 1, Республика Башкортостан, Российская Федерация, Araslanova_di@mail.ru, <https://orcid.org/0009-0000-5791-5816>

Горшков Всеволод Антонович – студент, Уфимский государственный нефтяной технический университет, 450064, Уфа, ул. Космонавтов, д. 1, Республика Башкортостан, Российская Федерация, ydacha438@gmail.com, <https://orcid.org/0009-0007-2863-2607>

ВКЛАД АВТОРОВ

Абусал Юсеф А.Я. – написание оригинального текста; анализ и проработка методологии исследования.

Яхин А.Р. – научное редактирование текста; концепция исследования.

Сильнов Д.В. – научное руководство, формулировка окончательных выводов.

Арасланова Д.И. – анализ литературных источников и предыдущих исследований; оформление текстового материала в соответствии с требованиями журнала.

Горшков В.А. – анализ литературных источников и научных исследований российских и международных ученых; оформление текста.

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Статья поступила в редакцию 29.04.2026; одобрена после рецензирования 11.08.2026; принята к публикации 16.08.2026.