



Научная статья

Геотехнология и инженерная геология

Сравнительный анализ влияния различных нанодобавок на характеристики буровых растворов на основе дизельного топлива

Е.И.Лысакова¹✉, А.В.Минаков^{1,2}, А.Д.Скоробогатова¹, М.И.Пряжников¹¹ Сибирский федеральный университет, Красноярск, Россия² Институт теплофизики имени С.С.Кутателадзе СО РАН, Новосибирск, Россия

Как цитировать эту статью: Лысакова Е.И., Минаков А.В., Скоробогатова А.Д., Пряжников М.И. Сравнительный анализ влияния различных нанодобавок на характеристики буровых растворов на основе дизельного топлива // Записки Горного института. 2025. Т. 276. Вып. 1. С. 30-40. [EDN TAJKOC](#)

Аннотация

Представлены результаты экспериментов, направленных на изучение влияния различных наноматериалов на ключевые свойства буровых эмульсий, созданных на основе дизельного топлива. В качестве наноматериалов использовались сферические наночастицы SiO₂ размером 5 и 80 нм, одностенные и многостенные углеродные нанотрубки, а также нановолокна Al₂O₃. Наноматериалы были добавлены в типовые рецептуры буровых растворов с содержанием углеводородной фазы 65 %, при этом массовая концентрация наноматериалов в эмульсиях достигала 2 %. Были изучены реологические, фильтрационные и антифрикционные свойства, коллоидная устойчивость и ингибирующая способность модифицированных буровых эмульсий. Показано, что наноматериалы даже в малых концентрациях сильно влияют на свойства буровых эмульсий, что демонстрирует перспективу их практического применения. При этом использование нанотрубок показывает эффект при более низких концентрациях (0,1 % по массе) по сравнению со сферическими наночастицами.

Ключевые слова

буровой раствор; сферические наночастицы; углеродные нанотрубки; реология; фильтрация; трение; коллоидная устойчивость; ингибирующая способность

Финансирование

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда № 23-79-30022, <https://rscf.ru/project/23-79-30022/>.

Поступила: 09.04.2024

Принята: 28.01.2025

Онлайн: 04.09.2025

Опубликована: 29.12.2025

Введение

Успешность процесса бурения нефтегазовой скважины во многом зависит от правильного выбора бурового раствора, который должен выполнять ряд ключевых функций, таких как вынос выбуренной породы, поддержание гидростатического давления в скважине, охлаждение породоразрушающего инструмента и др. [1-3]. В настоящее время отрасль сталкивается с техническими, экологическими и экономическими проблемами, связанными с используемыми ранее материалами для буровых растворов [4-6]. Оптимальные ранее технологии и реагенты все меньше подходят для существующих условий бурения [7, 8]. Это связано в том числе с активной разработкой месторождений в условиях вечной мерзлоты, с бурением все более глубоких скважин, со значительным увеличением длины горизонтального участка скважины в нефтеносном пласте, с аномальным давлением и температурой на дне скважины, с ужесточением экологических требований и др. [9-12].

Практика бурения в сложных условиях демонстрирует, что применение стандартных добавок часто не позволяет полностью соответствовать всем предъявляемым требованиям [13]. В настоящее время активно проводятся исследования, направленные на поиск новых материалов, которые помогут улучшить свойства буровых растворов [14-18]. Особое внимание уделяется изучению



и применению различных наноматериалов в области бурения скважин. Благодаря своим уникальным характеристикам – высокой удельной поверхности и специфическим физико-химическим свойствам – наноматериалы демонстрируют значительный потенциал в улучшении и регулировании свойств буровых растворов.

Множество исследований, направленных на изучение влияния нанодобавок на различные параметры буровых растворов [19-21] показали, что добавление сферических наночастиц, как на водной, так и на углеводородной основе, может существенно улучшить процесс промывки скважины. Наноматериалы способствуют изменению краевого угла смачивания [22], повышению антикоррозийных свойств [23, 24], возрастанию эффективности удаления выбуренной породы за счет реологии [25-27], снижению фильтрационных потерь [28-30] и улучшению антифрикционных свойств [31, 32]. Все это ведет к улучшению очистки забоя и стенок скважины.

В исследовании [33] показано, что при высокой объемной концентрации наночастиц Al_2O_3 в растворе на углеводородной основе вязкость практически не изменяется. Повышение вязкости при увеличении концентрации наночастиц наблюдалось только для более крупных частиц. В работе [26] представлено влияние наночастиц оксида железа и кремния среднего размера 50 нм на свойства буровых растворов на водной основе. Продemonстрировано двукратное увеличение эффективной вязкости раствора при концентрации наночастиц 2,5 % по массе. Напряжение сдвига при этом увеличилось почти в три раза. Объем фильтрационных потерь снизился при введении наночастиц оксида железа (на 50 % при концентрации 0,5 % по массе). А при введении наночастиц оксида кремния, напротив, зафиксировано увеличение объема фильтрации на 30 % для концентрации 1,5 % по массе.

В литературе имеются и противоположные результаты влияния данных наночастиц. В исследовании [22] выявлено, что увеличение концентрации гидрофобных наночастиц оксида кремния (аэросил R200, средний размер частиц 12 нм) до 1,2 % по массе приводит к снижению фильтрационных потерь раствора в 5-7 раз по сравнению с базовым раствором. Аналогичный эффект наблюдался и в работе [34]. Добавление в буровой раствор наноразмерных глин с частицами 30-50 нм в концентрации до 6 % по массе позволило сократить фильтрационные потери более чем вдвое по сравнению с использованием традиционных кольматантов. В работе [30] исследовалось влияние наночастиц оксида кремния и оксида меди на характеристики буровых растворов на водной основе, средний диаметр частиц ~ 50 нм. Результаты оказались неоднозначными: при добавлении наночастиц оксида меди пластическая вязкость снижалась на 24 % при концентрации 0,8 % по массе, тогда как добавление наночастиц оксида кремния приводило к ее увеличению. Однако в обоих случаях объем фильтрации уменьшался – для оксида кремния максимальное снижение составило 31 %, а для оксида меди – 24 %.

В работе [35] приведено комплексное исследование влияния добавки наночастиц оксида кремния размером 80 нм на свойства буровых растворов на углеводородной основе. Показано, что с увеличением концентрации наночастиц показатель степенной модели реологии бурового раствора снижается, а пластическая вязкость, индекс консистенции и предельное напряжение, напротив, возрастают в несколько раз. Кроме того, на 50-70 % снижаются фильтрационные потери, скорость коалесценции буровой эмульсии при добавлении наночастиц снижается более чем в шесть раз.

Исследований, посвященных улучшению буровых растворов при помощи углеродных нанотрубок, на порядок меньше, чем исследований, посвященных влиянию наночастиц. В статье [36] изучалось поведение бурового раствора при добавке нанотрубок и сферических наночастиц. Результаты показали, что добавление многостенных углеродных нанотрубок (МСУНТ) более эффективно снижает коэффициент трения по сравнению с наночастицами диоксида кремния. Также раствор с нанотрубками продемонстрировал улучшение фильтрационных показателей (снижение потерь и низкая толщина корки). В работе [37] окисленные многослойные углеродные нанотрубки применялись для уменьшения проницаемости глинистой корки бурового раствора на водной основе. В результате удалось снизить проницаемость корки больше чем на 80 %. Кроме того, было продемонстрировано значительное увеличение эффективной вязкости и предельного напряжения сдвига при незначительных концентрациях МСУНТ. В то же время снижение фильтрационных потерь при аналогичной модификации раствора МСУНТ на уровне всего 6 % было установлено в работе [38].



В статье [39] сделана попытка оптимизировать свойства бентонитового бурового раствора на водной основе путем добавления углеродных нанотрубок разных типов. Эксперименты показали, что введение полимера (0,25 % по массе) и такого же количества нанотрубок положительно влияет на реологические характеристики бурового раствора. При повышении температуры наблюдалось снижение пластической вязкости и увеличение предельного напряжения сдвига, что указывало на процесс термодеструкции раствора. В исследовании [40] проанализировано влияние концентрации многостенных углеродных нанотрубок на свойства бурового раствора на водной основе при различных температурах (от 25 до 180 °С). Установлено, что растворы проявляют свойства вязкопластической жидкости. С увеличением концентрации многостенных углеродных нанотрубок вязкость бурового раствора возрастала. Повышение концентрации нанотрубок делало зависимость вязкости от температуры более монотонной.

Обзор литературы показывает, что МСУНТ все чаще используют для улучшения свойств буровых растворов. Исследований, в которых бы для этих целей применяли одностенные нанотрубки (ОСУНТ), практически нет. Между тем использование ОСУНТ представляется более перспективным, что было продемонстрировано в работе авторов [41], в которой приведены результаты комплексного сравнительного анализа буровых растворов на углеводородной основе, модифицированных с помощью МСУНТ и ОСУНТ. Показано, что с помощью очень малых добавок углеродных нанотрубок можно значительно регулировать основные функциональные характеристики буровых растворов. Так, добавка всего 0,025 % по массе одностенных нанотрубок примерно на 45 % повышает эффективную вязкость, в 1,7 раз – предел текучести, на 55 % снижает его фильтрационные потери и на 20 % – коэффициент трения. Также было отмечено, что использование ОСУНТ в несколько раз более эффективно по сравнению с МСУНТ.

В большинстве имеющихся по данной теме исследований изучается влияние наноматериалов на достаточно ограниченное количество отдельных параметров буровых растворов. Как правило, это реология и фильтрационные потери. Между тем, к современным буровым растворам предъявляется большое количество разнообразных требований, которые требуют систематического исследования растворов. Большинство исследований по изучению влияния различных наноматериалов выполнены для буровых растворов на водной основе. Однако на практике наиболее перспективными для бурения в сложных условиях являются растворы на углеводородной основе, представляющие собой обратные эмульсии. В существующих на данный момент научных работах по влиянию наноматериалов на свойства промывочных жидкостей не достаточно информации о том, как добавки наночастиц и углеродных нанотрубок влияют на функциональные свойства буровых растворов именно на углеводородной основе. Особенно это касается одностенных углеродных трубок. Кроме того из-за использования различных наноматериалов и составов базовых растворов исследования разных ученых фрагментарны и разрознены. Поэтому в настоящее время сложно делать выводы об эффективности тех или иных добавок наноматериалов. Данная работа посвящена результатам проведенных систематических экспериментов по исследованию влияния добавок различных наноматериалов на вязкость, реологию, фильтрационные и антифрикционные свойства, а также на коллоидную устойчивость и кинетику набухания глин буровых растворов на углеводородной основе.

Методы

Базовый буровой раствор на углеводородной основе – это обратная эмульсия (вода в масле). Для его приготовления было выбрано стандартное соотношение: 65 % углеводородной основы (дизельное топливо) и 35 % водной фазы. Подробный синтез буровых растворов с использованием наноматериалов представлен в работах [41, 42]. Сначала готовили высококонцентрированный водный раствор KCl с плотностью 1100 кг/см³. Затем в него добавляли наноматериал, и полученную суспензию обрабатывали ультразвуком на диспергаторе «Волна-М» (22 кГц, 400 Вт). Далее суспензию смешивали с дизтопливом при непрерывном перемешивании в высокоскоростной мешалке OFITE 152-18 – Prindle Castle. В подготовленную дисперсионную среду постепенно вводили компоненты в соответствии с рецептурой (табл.1). После ввода каждого компонента раствор перемешивался. Вначале в дисперсную среду вводили органофильную глину, чтобы повысить структурно-механические свойства и способствовать образованию корки. Затем для стабилизации



Таблица 1

Рецептура буровых растворов с нанодобавками

Компонент	Количество	Концентрация по массе
УВ дисперсная среда, мл	195	55,6
Рассол CaCl ₂ , мл	88,3-94,1	38,5-40,4
Эмульгатор, мл	6,6	2,16
Структурообразователь, г	2,7	1,4
Гидрофобизатор, мл	1,3	0,375
SiO ₂ , г	6,12	2
ОСУНТ, г	0,3	0,1
МСУНТ, г	0,75	0,25
ANF, г	0,75; 3,03	0,25; 1

эмульсии добавляли неионогенный эмульгатор и гидрофобизатор, что обеспечивало равномерное смачивание твердой фазы. При проведении лабораторных исследований и приготовлении буровых растворов авторы руководствовались принятыми международными стандартами для определения параметров буровых растворов API.

Для модификации бурового раствора использовались гидрофобные наноразмерные частицы пирогенного оксида кремния, обработанные полидиметилсилоксаном, средний размер составлял 5 и 80 нм (S149, S24 соответственно). Рассмотрены МСУНТ с внутренним диаметром 5-15 нм и внешним 8-30 нм, длина превышала 5 мкм; количество слоев – 30-40; удельная поверхность – выше 270 м²/г. Помимо этого применялись ОСУНТ со средним диаметром 1,6±0,4 нм и длиной более 4 мкм. Удельная поверхность по данным БЭТ (метод Брунауэра – Эммета – Теллера) – 510 м²/г. Также использовались нановолокна оксида алюминия (γ-Al₂O₃), полученные технологией, основанной на окислении расплава алюминия в контролируемой газовой среде (ANF).

Были исследованы следующие функциональные характеристики полученного бурового раствора на углеводородной основе, модифицированного наноматериалами: реология и микрореология, водоотдача и коэффициент трения фильтрационной корки, коллоидная устойчивость, а также способности бурового раствора препятствовать гидратации глин.

Реология изучалась при нормальных условиях ($T = 25\text{ }^{\circ}\text{C}$, $P = 1\text{ атм}$) на ротационном вискозиметре Ofite 900. Доверительный интервал погрешности результата измерений не превышал 2 %. Фильтрационные потери оценивались после прохождения бурового раствора через бумажный фильтр фильтр-пресса Ofite 12BL-6 при $T = 25\text{ }^{\circ}\text{C}$, $P = 7\text{ атм}$ в течение 30 мин. По линейному коэффициенту трения полученной фильтрационной корки была определена смазывающая способность бурового раствора. Коллоидная устойчивость образцов контролировалась с помощью анализатора Turbiscan, который позволяет проводить анализ устойчивости подвижных образцов на основе оптического метода многократного рассеяния света. Ингибирующая способность бурового раствора измерена на тестере линейного набухания Ofite 150-80, который может выполнять исследования взаимодействия между флюидами, находящимися в движении, и пробами неорганических пород, содержащих химически активные глины.

Обсуждение результатов

Вязкость буровых растворов, модифицированных нанодобавками. Вначале были проведены систематические исследования вязкости и реологии модифицированных наноматериалами буровых эмульсий. Контроль вязкости является очень важным этапом в процессе разработки новых рецептур буровых растворов, так как она определяет режимы течения бурового раствора, вынос выбуренной породы на поверхность, гидравлические сопротивления в циркуляционной системе и многое другое. Результаты измерений приведены на рис.1.

Буровые растворы являются неньютоновскими жидкостями, и их вязкость зависит от скорости сдвига. Все исследованные буровые эмульсии демонстрируют характеристики вязкопластических неньютоновских жидкостей и обладают пределом текучести, как видно на кривых течения (рис.1).

Результаты анализа демонстрируют, что применяемые наноматериалы способствуют увеличению эффективной вязкости буровых растворов даже при небольших концентрациях. Например, добавление 2 % по массе наночастиц SiO₂ повышает вязкость на 20 %. Для подобного изменения вязкости бурового раствора с помощью нановолокон необходимо на один порядок меньше (0,25 % по массе), чем сферических наночастиц, а нанотрубок – почти на два порядка (0,1 % по массе). В случае модификации сферическими частицами важно учитывать их размер – чем он меньше, тем сильнее их влияние на свойства раствора. В частности, на низких скоростях сдвига вязкость буровой эмульсии, модифицированной наночастицами 18 нм, на 47 % выше эффективной вязкости промывочной жидкости с добавкой 80 нм наночастиц. Это можно рассматривать как очень хороший

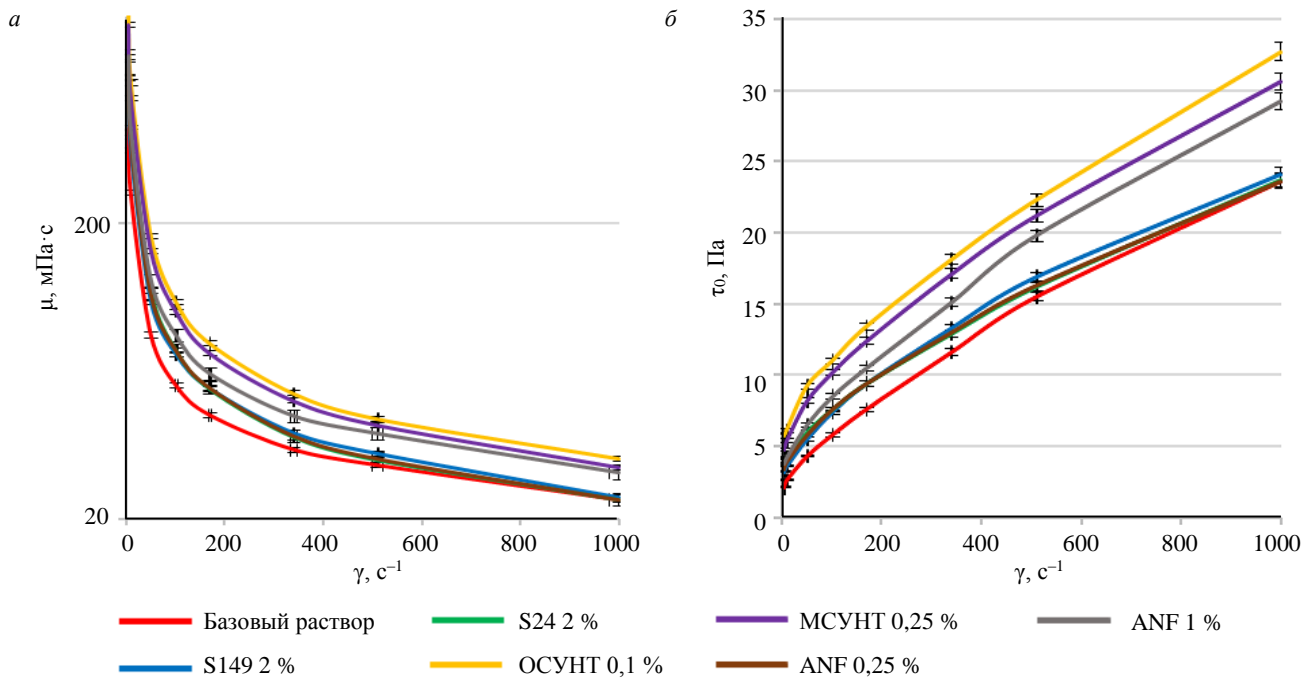


Рис.1. Зависимость вязкости (а) и напряжения сдвига (б) от скорости сдвига для модифицированных буровых растворов S149 2 %, S24 2 % – добавка 2 % по массе наночастиц к базовому раствору со средним размером 5 и 80 нм соответственно; МСУНТ 0,25 % – добавка 0,25 % по массе многостенных углеродных нанотрубок; ОСУНТ 0,1 % – добавка 0,1 % по массе одностенных углеродных нанотрубок; ANF 0,25 % и ANF 1 % – добавка 0,25 и 1 % по массе нановолокон оксида алюминия

результат, поскольку позволяет говорить о существенной модификации свойств промывочной жидкости в широких диапазонах концентраций и материалов нанодобавок. При этом раствор полностью сохранил свою коллоидную устойчивость.

Для анализа зависимости вязкости от скорости сдвига были использованы три распространенные реологические модели:

- Степенная модель

$$\mu = K\gamma^{n-1},$$

где K – консистенции, $\text{Па}\cdot\text{с}^n$; n – показатель нелинейности;

- Модель Бингама

$$\mu = (\tau_0 + k_v\gamma)/\gamma,$$

где τ_0 – предельное напряжение сдвига, Па; k_v – пластическая вязкость, $\text{мПа}\cdot\text{с}$;

- Модель Гершеля – Балкли

$$\mu = (\tau_0 + K\gamma^n)/\gamma.$$

Сравнение реологических параметров, полученных с использованием этих моделей, представлено в табл.2.

Таблица 2

Параметры моделей, описывающих реологию обратных эмульсий с нанодобавками

Массовая концентрация нанодобавок w , % по массе	Степенная модель			Модель Бингама			Модель Гершеля – Балкли			
	K , $\text{Па}\cdot\text{с}^n$	n	R^2	τ_0 , Па	k_v , $\text{мПа}\cdot\text{с}$	R^2	τ_0 , Па	K , $\text{Па}\cdot\text{с}^n$	n	R^2
Базовый раствор	1,6969	0,3516	0,9605	4,913	19,49	0,9735	2,93	0,452	0,519	0,9998
S149 2 %	1,4072	0,3851	0,967	4,617	20,514	0,966	2,69	0,393	0,549	0,9999
S24 2 %	0,8572	0,4487	0,9669	3,238	21,062	0,9817	1,849	0,255	0,614	0,9997
ОСУНТ 0,1 %	2,6642	0,3337	0,9615	7,349	26,324	0,9712	4,421	0,696	0,501	0,9998
МСУНТ 0,25 %	2,2776	0,348	0,9655	6,61	25,017	0,9692	3,936	0,608	0,514	0,9998
ANF 0,25 %	1,5667	0,3649	0,9662	4,787	19,674	0,9701	2,284	0,426	0,53	0,9996
ANF 1 %	1,6362	0,3856	0,9583	5,165	24,94	0,9779	3,036	0,45	0,555	0,9997



Значения коэффициента корреляции R^2 при аппроксимации кривых течения соответствующей реологической моделью приведены с помощью метода наименьших квадратов. Анализ показал, что модель Гершеля – Балкли лучше всего описывает реологию буровых растворов. У растворов с углеводородными нанотрубками пластическая вязкость, мера консистенции и предельное напряжение сдвига существенно выше. Показатель нелинейности сопоставим для всех рассмотренных растворов.

Коллоидная устойчивость буровых растворов, модифицированных нанодобавками. Буровые растворы представляют собой сложные многокомпонентные жидкости с высоким содержанием углеводородной и твердой фазы с широким распределением частиц по размерам. При этом в процессе бурения раствор должен оставаться стабильной коллоидной системой. Однако буровые эмульсии с высоким содержанием углеводородной фазы часто подвержены процессам коалесценции. Особенно скорость процессов дестабилизации увеличивается при нагревании бурового раствора. В процессе эксплуатации буровых растворов часто приходится работать при высоких температурах, поэтому вопросу стабильности уделяется повышенное внимание. Анализ литературы показывает, что сравнения применения различных наноматериалов для стабилизации обратных буровых эмульсий в настоящий момент нет.

В данной работе изучено влияние нанодобавок на коллоидную устойчивость буровых эмульсий при нормальных условиях. Это исследование выполнено с помощью анализатора Turbiscan LAB. Изучено поведение коэффициента пропускания и обратного рассеяния света для образцов буровых эмульсий с нанодобавками. Для количественного анализа скорости этих процессов используется индекс дестабилизации TSI. Этот параметр рассчитывается как интегрированная по высоте образца разность профилей обратного рассеяния света в разные моменты времени. Чем меньше значение индекса TSI, тем устойчивее образец бурового раствора. На рис.2 показано поведение индекса дестабилизации буровой эмульсии с нанодобавками во времени, после этого образец оставили в состоянии покоя. Здесь хорошо видна зависимость стабильности эмульсий от аспектного соотношения наноматериалов, у ОСУНТ оно на порядок больше, чем у МСУНТ. Такая существенная разница в аспектном соотношении вызывает большие различия в степени воздействия нанотрубок на свойства буровых растворов. Например, на рис.2 показано, что с увеличением аспектного соотношения и концентрации нанодобавок индекс TSI монотонно снижается. Это говорит о том, что нанодобавка значительно стабилизирует буровую эмульсию. Также было установлено, что при концентрации добавки сферических 5 нм наночастиц оксида кремния 2 % по массе скорость дестабилизации эмульсии снижается примерно в два раза. Кинетика дестабилизации буровых растворов с одностенными нанотрубками концентрацией 0,1 % по массе, снижает этот показатель уже в 3,5 раза. Анализ данных показал, что базовая модель раствора на углеводородной основе была подобрана хорошо. В сравнении с водными растворами показатель его коллоидной устойчивости находится на достаточно высоком уровне (индекс TSI ≈ 4 против 15 для водных растворов), и добавление наноматериалов дополнительно способствует его стабилизации. Таким образом, было показано, что добавление наноматериалов уменьшает кинетику дестабилизации бурового раствора тем больше, чем выше концентрация нанодобавок и их аспектное соотношение.

Фильтрационные и антифрикционные свойства буровых растворов, модифицированных нанодобавками. Фильтрационные потери – известная проблема при бурении нефтяных и газовых скважин. Сведение к минимуму потерь

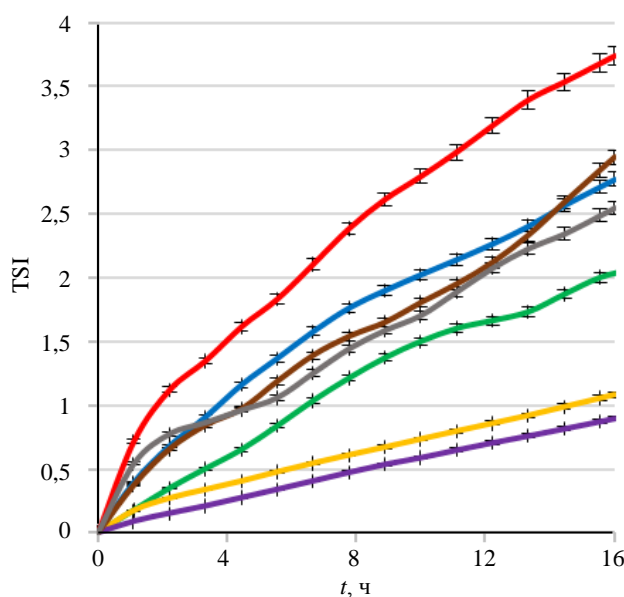


Рис.2. Кинетика дестабилизации буровых растворов с добавками различных наноматериалов
Условные обозначения см. на рис.1



жидкости и формирование тонкой фильтрационной корки с низкой проницаемостью за счет использования подходящей добавки для контроля фильтрации в качестве регулирования систем буровых растворов имеет решающее значение для предотвращения нестабильности ствола скважины. В частности, проникновение флюида в нефтегазоносные горизонты может привести к повреждению пласта и снижению его продуктивности за счет блокирования путей выхода углеводородов или вызвать обрушение пласта. Поглощение бурового раствора в вышележащих горизонтах может приводить к дифференциальным прихватам бурового инструмента за счет резкого перепада давления или полной потере устойчивости стенок скважины. Это вызывает серьезные осложнения в процессе бурения скважины и влечет существенное удорожание ее строительства.

Для определения фильтрационных свойств по методике API объем прошедшей через фильтр жидкости измеряется через 30 мин после начала фильтрации. Испытания бурового раствора проводились при низком давлении и температуре (LTLP). Фильтрационные потери определялись на бумажном фильтре при давлении 7 атм. Зависимость водоотдачи углеводородного бурового раствора на основе дизельного топлива от концентрации наноматериалов приведена на рис.3, а. Все рассмотренные наноматериалы приводят к снижению фильтрационных потерь базового бурового раствора. При этом максимальное снижение (в 10 раз) вызывает добавка нановолокон оксида алюминия концентрацией 1 % по массе. Остальные наноматериалы приводят к снижению в среднем в 1,5-2 раза, что тоже существенно влияет на водоотдачу промывочной жидкости и будет способствовать сохранению устойчивости крепи скважины.

На эффективность процесса бурения также оказывает влияние смазывающая способность промывочной жидкости. Буровой раствор с высокими смазывающими свойствами способен повысить скорость бурения, что может существенно сократить расходы при строительстве скважины. В то же время недостаточная смазка может вызвать износ бурового долота и обсадной колонны, увеличить тяговые усилия и сопротивление при спуске инструмента, создать проблемы с крутящим моментом и привести к заклиниванию. Кроме того, установлено, что главными причинами прихвата бурового инструмента, который входит в число сложных аварий при бурении, являются плохая смазывающая способность бурового раствора и толстая фильтрационная корка. Для эффективного и безаварийного процесса бурения очень важно, чтобы фильтрационная корка бурового раствора имела как можно меньший коэффициент трения при контакте бурильной трубы со стенкой скважины.

Для имитации эффекта трения бурильной трубы о стенку скважины при стандартных испытаниях бурового раствора проводятся измерения коэффициента трения фильтрационной корки. Зависимость коэффициента трения фильтрационной корки бурового раствора на углеводородной основе от концентрации добавок нанотрубок приведена на рис.3, б. Добавка нановолокон оксида алюминия не приводит к изменению коэффициента трения бурового раствора, тогда как сферические наночастицы малого диаметра и углеродные нанотрубки существенно влияют на этот параметр.

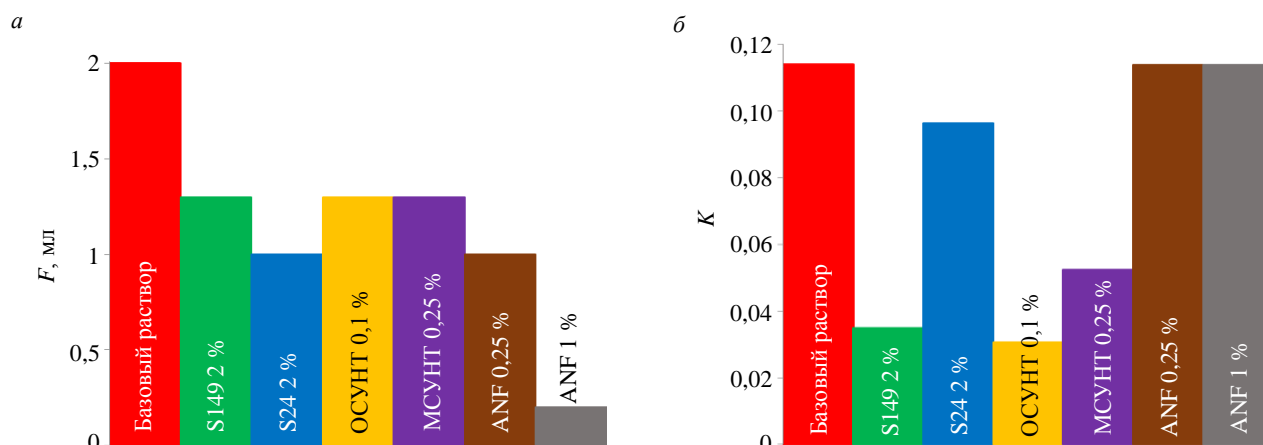


Рис.3. Зависимости водоотдачи (а) и коэффициента трения (б) буровых растворов с добавками различных наноматериалов



Так, одностенные нанотрубки при минимальной концентрации нанодобавок 0,1 % по массе снижают коэффициент трения промывочной жидкости в 3,7 раза. В случае добавок в буровой раствор сферических наночастиц основным механизмом уменьшения трения считается так называемый шарикоподшипниковый механизм, при котором наночастицы заполняют пространство в фильтрационной корке между грубодисперсными частицами раствора. Это приводит к лучшему качеству поверхности металла по металлу. В случае с нанотрубками очевидно, что механизм уменьшения трения отличается. Показано, что углеродные нанотрубки позволяют значительно уменьшить значение коэффициента трения фильтрационной корки, что способствует существенной оптимизации процесса бурения благодаря уменьшению вероятности прихвата бурильного инструмента, увеличению скорости проходки и сохранению ресурса работы породоразрушающего инструмента.

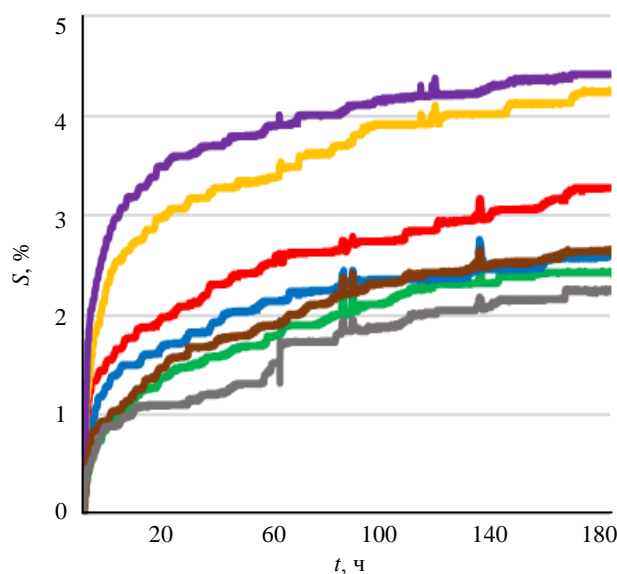


Рис.4. Зависимости линейного набухания образцов глинистой породы в буровых растворах, модифицированных различными наноматериалами
Условные обозначения см. на рис.1

Ингибирование глины буровыми растворами, модифицированными нанодобавками. Еще одним важным свойством буровых растворов является их способность сопротивляться набуханию глинистых минералов. Буровой раствор в процессе бурения взаимодействует со стенками скважины, сложенными глинами и другими минералами. В результате водная фаза, находящаяся в растворе, способствует набуханию глины, что приводит к разрыхлению и обрушению стенок скважины. Поэтому буровой раствор должен помогать ингибированию набухания глины. В данной работе впервые выполнено сравнение влияния различных нанодобавок на скорость набухания глинистых цилиндров в буровых растворах на основе дизельного топлива. Кинетика набухания глины была изучена с помощью прибора Ofite 150-80. Для проведения исследований из монтмориллонитовой глины были спрессованы цилиндры размерами 28×12 мм с высокой степенью гидратации, измерялось изменение линейных размеров цилиндров в процессе гидратации глины.

Анализ результатов показал, что добавление углеродных нанотрубок примерно на 25 % увеличивает скорость гидратации глины по сравнению с базовым раствором (рис.4). Это в целом является негативным моментом с точки зрения сохранения стенок скважины в стабильном состоянии. Однако для исследований был выбран базовый буровой раствор, обладающий очень высокой ингибирующей способностью (около 70 %). Углеродные нанотрубки несущественно ухудшают ингибирующую способность данного раствора. Вместе с тем сферические наночастицы оксида кремния и нановолокна оксида алюминия приводят к дополнительному ингибированию глины буровыми растворами на углеводородной основе. Так, максимальная из рассмотренных концентраций нановолокон 1 % по массе приводит к уменьшению гидратации глины в 1,5 раза, что делает возможным использование данного материала в качестве ингибитора при бурении глиносодержащих пород.

Количественно сравнить полученные в работе результаты с результатами других авторов не представляется возможным, поскольку разные авторы используют различные рецептуры и химические реагенты для приготовления даже базовых буровых растворов, не говоря уже о наномодифицированных. Разброс применяемых материалов, их концентраций, размеров и морфологии наночастиц очень большой, поэтому понятие количественного сопоставления тут вряд ли применимо. При качественном анализе полученных результатов можно отметить, что они в целом согласуются с данными других исследователей, работавших в аналогичных условиях. Это касается основных тенденций в изменении свойств буровых растворов при их модификации с использованием наноматериалов.



Заключение

Впервые было всесторонне исследовано влияние различных наноматериалов на ключевые функциональные свойства буровых растворов на углеводородной основе, содержащих 65 % углеводородной фазы. В качестве модификаторов рассмотрены частицы различной формы, материала и размера.

Основные выводы:

- Наноматериалы оказывают значительное воздействие на свойства буровых эмульсий на углеводородной основе, при этом нанотрубки демонстрируют эффективность при более низких концентрациях по сравнению со сферическими наночастицами. Разница становится заметной уже при концентрации нанотрубок 0,1 % по массе.

- С увеличением аспектного соотношения и концентрации нанодобавок дестабилизация буровых растворов монотонно снижается. Также наблюдается более существенное влияние на стабилизацию эмульсии нанотрубок в сравнении со сферическими наночастицами. Так, при концентрации добавки сферических наночастиц 5 нм оксида кремния 2 % по массе скорость дестабилизации эмульсии снижается примерно в два раза. Кинетика дестабилизации буровых растворов с одностенными нанотрубками концентрацией 0,1 % по массе снижает этот показатель уже в 3,5 раза. Было показано, что добавление наноматериалов существенно уменьшает кинетику дестабилизации бурового раствора тем больше, чем выше концентрация нанодобавок и их аспектное соотношение.

- Все рассмотренные наноматериалы приводят к снижению фильтрационных потерь базового бурового раствора. При этом максимальное снижение (в 10 раз) вызывает добавка нановолокон оксида алюминия концентрацией 1 % по массе. Использование остальных наноматериалов приводит к снижению фильтрационных потерь в среднем в 1,5-2 раза, что тоже очень существенно влияет на водоотдачу промывочной жидкости.

- Добавление нановолокон оксида алюминия не приводит к изменению коэффициента трения бурового раствора, тогда как сферические наночастицы малого диаметра и углеродные нанотрубки существенно влияют на этот параметр. Так, одностенные нанотрубки при минимальной концентрации нанодобавок 0,1 % по массе снижают коэффициент трения промывочной жидкости в 3,7 раза.

- Добавление сферических наночастиц оксида кремния и нановолокон оксида алюминия влечет дополнительное ингибирование глины буровыми растворами на углеводородной основе, модифицированными данными наноматериалами. Так, максимальная из рассмотренных концентраций нановолокон 1 % по массе вызывает уменьшение гидратации глины в 1,5 раза, что позволяет использовать данный материал в качестве ингибитора при бурении глинодержащих пород. Введение нанотрубок в буровой раствор приводит к увеличению скорости набухания глины, но это увеличение несущественно даже в сравнении со степенью гидратации глинистых пород при взаимодействии с буровыми растворами на водной основе.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Apaleke A.S., Al-Majed A., Hossain M.E.* Drilling Fluid: State of The Art and Future Trend // North Africa Technical Conference and Exhibition, 20-22 February 2012, Cairo, Egypt. OnePetro, 2012. № SPE-149555-MS. DOI: [10.2118/149555-MS](https://doi.org/10.2118/149555-MS)
2. *Guancheng Jiang, Tengfei Dong, Kaixiao Cui et al.* Research status and development directions of intelligent drilling fluid technologies // Petroleum Exploration and Development. 2022. Vol. 49. Iss. 3. P. 660-670. DOI: [10.1016/S1876-3804\(22\)60055-7](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(22)60055-7)
3. *Табатабаи Моради С.Ш.* Вероятностное исследование оптимизации промывки скважины // Записки Горного института. 2022. Т. 258. С. 956-963. DOI: [10.31897/PMI.2022.67](https://doi.org/10.31897/PMI.2022.67)
4. *Уляшева Н.М., Леушева Е.Л., Галишин Р.Н.* Разработка композиции бурового раствора для проводки наклонно направленного ствола скважины с учетом реологических параметров жидкости // Записки Горного института. 2020. Т. 244. С. 454-461. DOI: [10.31897/PMI.2020.4.8](https://doi.org/10.31897/PMI.2020.4.8)
5. *Леушева Е.Л., Морозов А.О., Морозов Д.О.* Экологические биоразлагаемые добавки для улучшения реологических и фильтрационных характеристик бурового раствора на водной основе // Недропользование. 2024. Т. 24. № 3. С. 120-130. DOI: [10.15593/2712-8008/2024.3.3](https://doi.org/10.15593/2712-8008/2024.3.3)
6. *Лаврентиади Ю.С., Леушева Е.Л.* Повышение экологичности технологических жидкостей, применяемых для бурения скважин // Недропользование. 2023. Т. 23. № 1. С. 32-43. DOI: [10.15593/2712-8008/2023.2.5](https://doi.org/10.15593/2712-8008/2023.2.5)



7. *Леушева Е.Л., Алиханов Н.Т., Бровкина Н.Н.* Исследование реологических свойств безбаритного бурового раствора повышенной плотности // Записки Горного института. 2022. Т. 258. С. 976-985. DOI: [10.31897/PMI.2022.38](https://doi.org/10.31897/PMI.2022.38)
8. *Blinov P.A., Dvoynikov M.V.* Rheological and Filtration Parameters of the Polymer Salt Drilling Fluids Based on Xanthan Gum // Journal of Engineering and Applied Sciences. 2018. Vol. 13. № 14. P. 5661-5664. DOI: [10.36478/jeasci.2020.694.697](https://doi.org/10.36478/jeasci.2020.694.697)
9. *Siddig O., Mahmoud A.A., Elkhatny S.* A review of the various treatments of oil-based drilling fluids filter cakes // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. 2022. Vol. 12. Iss. 2. P. 365-381. DOI: [10.1007/s13202-021-01427-4](https://doi.org/10.1007/s13202-021-01427-4)
10. *Jiancheng Li, Peng Yang, Jian Guan et al.* A new type of whole oil-based drilling fluid // Petroleum Exploration and Development. 2014. Vol. 41. Iss. 4. P. 538-544. DOI: [10.1016/S1876-3804\(14\)60064-1](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(14)60064-1)
11. *Guangzheng Zhuang, Zepeng Zhang, Jaber M.* Organoclays used as colloidal and rheological additives in oil-based drilling fluids: An overview // Applied Clay Science. 2019. Vol. 177. P. 63-81. DOI: [10.1016/j.clay.2019.05.006](https://doi.org/10.1016/j.clay.2019.05.006)
12. *Leusheva E., Morenov V., Liu T.* Dependence of the Equivalent Circulation Density of Formate Drilling Fluids on the Molecular Mass of the Polymer Reagent // Energies. 2021. Vol. 14. Iss. 22. № 7639. DOI: [10.3390/en14227639](https://doi.org/10.3390/en14227639)
13. *Никитин В.И.* Анализ решения задачи о нахождении распределения скоростей при ламинарном движении нелинейно-вязкой промывочной жидкости в кольцевом пространстве скважины // Записки Горного института. 2022. Т. 258. С. 964-975. DOI: [10.31897/PMI.2022.93](https://doi.org/10.31897/PMI.2022.93)
14. *Al-Hameedi A.T.T., Alkinani H.H., Dunn-Norman S. et al.* Insights into the application of new eco-friendly drilling fluid additive to improve the fluid properties in water-based drilling fluid systems // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2019. Vol. 183. № 106424. DOI: [10.1016/j.petrol.2019.106424](https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106424)
15. *Ali M., Jarni H.H., Aftab A. et al.* Nanomaterial-Based Drilling Fluids for Exploitation of Unconventional Reservoirs: A Review // Energies. 2020. Vol. 13. Iss. 13. № 3417. DOI: [10.3390/en13133417](https://doi.org/10.3390/en13133417)
16. *Zheng-Qiang Xiong, Xiao-Dong Li, Fan Fu, Yan-Ning Li.* Performance evaluation of laponite as a mud-making material for drilling fluids // Petroleum Science. 2019. Vol. 16. Iss. 4. P. 890-900. DOI: [10.1007/s12182-018-0298-17](https://doi.org/10.1007/s12182-018-0298-17)
17. *Leusheva E.L.* Evaluation of Possible Application of Powder Made from Fallen Tree Leaves as a Drilling Mud Additive // International Journal of Engineering, Transactions B: Applications. 2024. Vol. 37. Iss. 8. P. 1592-1599. DOI: [10.5829/IJE.2024.37.08B.12](https://doi.org/10.5829/IJE.2024.37.08B.12)
18. *Zubkova O.S., Kuchin V.N., Toropchina M.A., Ivkin A.S.* Potential Application of Saponite Clay for Production of Drilling Fluids // International Journal of Engineering, Transactions B: Applications. 2024. Vol. 37. Iss. 11. P. 2142-2149. DOI: [10.5829/IJE.2024.37.11B.01](https://doi.org/10.5829/IJE.2024.37.11B.01)
19. *Adil A., Baig T., Jamil F. et al.* Nanoparticle-based cutting fluids in drilling: a recent review // The International Journal of Advanced Manufacturing Technology. 2024. Vol. 131. Iss. 5-6. P. 2247-2264. DOI: [10.1007/s00170-023-11048-2](https://doi.org/10.1007/s00170-023-11048-2)
20. *Seetharaman G.R., Sangwai J.S.* Effect of Nanoparticles on the Performance of Drilling Fluids // Nanotechnology for Energy and Environmental Engineering. Springer, 2020. P. 279-297. DOI: [10.1007/978-3-030-33774-2_12](https://doi.org/10.1007/978-3-030-33774-2_12)
21. *Irfan Y., Sui D, Agista M.N., Zhixin Yu.* The Potential of Nanotechnology in Petroleum Industry with Focus on Drilling Fluids // Petroleum & Petrochemical Engineering Journal. 2017. Vol. 1. Iss. 1. № 000106.
22. *Hui Mao, Zhengsong Qiu, Zhonghou Shen, Weian Huang.* Hydrophobic associated polymer based silica nanoparticles composite with core-shell structure as a filtrate reducer for drilling fluid at ultra-high temperature // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2015. Vol. 129. P. 1-14. DOI: [10.1016/j.petrol.2015.03.003](https://doi.org/10.1016/j.petrol.2015.03.003)
23. *Cheraghian G.* Nanoparticles in drilling fluid: A review of the state-of-the-art // Journal of Materials Research and Technology. 2021. Vol. 13. P. 737-753. DOI: [10.1016/j.jmrt.2021.04.089](https://doi.org/10.1016/j.jmrt.2021.04.089)
24. *Al-Shargabi M., Davoodi S., Wood D.A. et al.* Nanoparticle applications as beneficial oil and gas drilling fluid additives: A review // Journal of Molecular Liquids. 2022. Vol. 352. № 118725. DOI: [10.1016/j.molliq.2022.118725](https://doi.org/10.1016/j.molliq.2022.118725)
25. *Elkhatny S.* Enhancing the Stability of Invert Emulsion Drilling Fluid for Drilling in High-Pressure High-Temperature Conditions // Energies. 2018. Vol. 11. Iss. 9. № 2393. DOI: [10.3390/en11092393](https://doi.org/10.3390/en11092393)
26. *Mahmoud O., Nasr-El-Din H.A., Vryzas Z., Kelessidis V.C.* Using Ferric Oxide and Silica Nanoparticles To Develop Modified Calcium Bentonite Drilling Fluids // SPE Drilling & Completion. 2018. Vol. 33. Iss. 1. P. 12-26. DOI: [10.2118/178949-PA](https://doi.org/10.2118/178949-PA)
27. *Mohamadian N., Ghorbani H., Wood D.A., Hormozi H.K.* Rheological and filtration characteristics of drilling fluids enhanced by nanoparticles with selected additives: an experimental study // Advances in Geo-Energy Research. 2018. Vol. 2. № 3. P. 228-236. DOI: [10.26804/ager.2018.03.01](https://doi.org/10.26804/ager.2018.03.01)
28. *Minakov A.V., Mikhienkova E.I., Voronenkova Y.O. et al.* Systematic experimental investigation of filtration losses of drilling fluids containing silicon oxide nanoparticles // Journal of Natural Gas Science and Engineering. 2019. Vol. 71. № 102984. DOI: [10.1016/j.jngse.2019.102984](https://doi.org/10.1016/j.jngse.2019.102984)
29. *Parizad A.P., Shahbazi K.* Experimental investigation of the effects of SnO2 nanoparticles and KCl salt on a water base drilling fluid properties // The Canadian Journal of Chemical Engineering. 2016. Vol. 94. Iss. 10. P. 1924-1938. DOI: [10.1002/cjce.22575](https://doi.org/10.1002/cjce.22575)
30. *Medh S., Chowdhury S., Gupta D.K., Mazumdar A.* An investigation on the effects of silica and copper oxide nanoparticles on rheological and fluid loss property of drilling fluids // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. 2019. Vol. 10. Iss. 1. P. 91-101. DOI: [10.1007/s13202-019-0721-y](https://doi.org/10.1007/s13202-019-0721-y)
31. *Majid S. Al Ruqeishi, Younis Al Salmi, Mohiuddin T.* Nanoparticles as Drilling Fluids Rheological Properties Modifiers // Progress in Petrochemical Science. 2018. Vol. 1. Iss. 5. № PPS.000521.2018. DOI: [10.31031/PPS.2018.01.000521](https://doi.org/10.31031/PPS.2018.01.000521)
32. *Żyła G.* Viscosity and thermal conductivity of MgO-EG nanofluids // Journal of Thermal Analysis and Calorimetry. 2017. Vol. 129. Iss. 1. P. 171-180. DOI: [10.1007/s10973-017-6130-x](https://doi.org/10.1007/s10973-017-6130-x)
33. *Nguyen C.T., Desgranges F., Roy G. et al.* Temperature and particle-size dependent viscosity data for water-based nanofluids – Hysteresis phenomenon // International Journal of Heat and Fluid Flow. 2007. Vol. 28. Iss. 6. P. 1492-1506. DOI: [10.1016/j.ijheatfluidflow.2007.02.004](https://doi.org/10.1016/j.ijheatfluidflow.2007.02.004)
34. *Shakib J.T., Kanani V., Pourafshary P.* Nano-clays as additives for controlling filtration properties of water-bentonite suspensions // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2016. Vol. 138. P. 257-264. DOI: [10.1016/j.petrol.2015.11.018](https://doi.org/10.1016/j.petrol.2015.11.018)



35. *Mikhienkova E.I., Lysakov S.V., Neverov A.L. et al.* Experimental study on the influence of nanoparticles on oil-based drilling fluid properties // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2022. Vol. 208. Part B. № 109452. DOI: [10.1016/j.petrol.2021.109452](https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109452)
36. *Ismail A.R., Aftab A., Ibupoto Z.H., Zolkifile N.* The novel approach for the enhancement of rheological properties of water-based drilling fluids by using multi-walled carbon nanotube, nanosilica and glass beads // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2016. Vol. 139. P. 264-275. DOI: [10.1016/j.petrol.2016.01.036](https://doi.org/10.1016/j.petrol.2016.01.036)
37. *Kazemi-Beydokhti A., Hajiabadi S.H.* Rheological investigation of smart polymer/carbon nanotube complex on properties of water-based drilling fluids // Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects. 2018. Vol. 556. P. 23-29. DOI: [10.1016/j.colsurfa.2018.07.058](https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2018.07.058)
38. *Ozkan A.* Effect of gold nanoparticle functionalized multi-walled carbon nanotubes on the properties of Na-bentonite water based drilling fluid // Fresenius Environmental Bulletin. 2020. Vol. 29. № 1. P. 143-151.
39. *Ahmad H.M., Kamal M.S., Murtaza M., Al-Harhi M.A.* Improving the Drilling Fluid Properties Using Nanoparticles and Water-Soluble Polymers // SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition, 24-27 April 2017, Dammam, Saudi Arabia. OnePetro, 2017. № SPE-188140-MS. DOI: [10.2118/188140-MS](https://doi.org/10.2118/188140-MS)
40. *Anoop K., Sadr R., Yrac R., Amani M.* Rheology of a colloidal suspension of carbon nanotube particles in a water-based drilling fluid // Powder Technology. 2019. Vol. 342. P. 585-593. DOI: [10.1016/j.powtec.2018.10.016](https://doi.org/10.1016/j.powtec.2018.10.016)
41. *Lysakova E., Skorobogatova A., Neverov A. et al.* Comparative analysis of the effect of single-walled and multi-walled carbon nanotube additives on the properties of hydrocarbon-based drilling fluids // Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects. 2023. Vol. 678. № 132434. DOI: [10.1016/j.colsurfa.2023.132434](https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2023.132434)
42. *Minakov A.V., Lysakova E.I., Skorobogatova A.D. et al.* Experimental study of the effect of crystalline aluminum oxide nanofibers on the properties of oil-based drilling fluids // Journal of Molecular Liquids. 2023. Vol. 388. № 122676. DOI: [10.1016/j.molliq.2023.122676](https://doi.org/10.1016/j.molliq.2023.122676)

Авторы: **Евгения Игоревна Лысакова**, канд. физ.-мат. наук, доцент (Сибирский федеральный университет, Красноярск, Россия), etikhienkova@sfu-kras.ru, <https://orcid.org/0000-0002-8296-4262>, **Андрей Викторович Минаков**, д-р физ.-мат. наук, профессор (Сибирский федеральный университет, Красноярск, Россия), старший преподаватель (Институт теплофизики имени С.С.Кутателадзе СО РАН, Новосибирск, Россия), <https://orcid.org/0000-0003-1956-5506>, **Анжелика Дмитриевна Скоробогатова**, старший преподаватель (Сибирский федеральный университет, Красноярск, Россия), <https://orcid.org/0009-0001-6222-868X>, **Максим Иванович Пряжников**, научный сотрудник (Сибирский федеральный университет, Красноярск, Россия), <https://orcid.org/0000-0001-9143-7950>.

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.