

ВЛИЯНИЕ ОДНОСТЕННЫХ УГЛЕРОДНЫХ НАНОТРУБОК НА ВЯЗКОУПРУГИЕ И ТЕПЛОФИЗИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ С РАЗЛИЧНЫМ СОДЕРЖАНИЕМ УГЛЕВОДОРОДНОЙ ФАЗЫ

© 2025 г. А. В. Минаков*, А. Д. Скоробогатова, Е. И. Лысакова, С. Д. Казанина,
Е. Н. Волченко, М. И. Пряжников

*Сибирский федеральный университет,
просп. Свободный, 79, Красноярск, 660041 Россия*

**e-mail: tov-andrey@yandex.ru*

Аннотация. В данной работе представлены результаты экспериментального исследования влияния добавки одностенных углеродных нанотрубок (ОУНТ) на вязкоупругие и теплофизические характеристики буровых растворов на углеводородной основе. Впервые исследована реология, вязкоупругие характеристики, теплопроводность и температуропроводность буровых растворов с различным содержанием углеводородной фазы, модифицированных ОУНТ. В результате исследования было показано, что добавка ОУНТ способна значительно улучшать функциональные характеристики буровых растворов на углеводородной основе. Введение в буровой раствор нанотрубок позволяет увеличить эффективную вязкость в ряде случаев на порядок и многократно повысить значения параметра консистенции и предела текучести, а также практически двухкратно увеличить теплопроводность. Это открывает широкие перспективы использования одностенных нанотрубок в качестве регулятора свойств буровых растворов.

Ключевые слова: буровой раствор на углеводородной основе, одностенные углеродные нанотрубки, реология, модуль упругости, модуль потерь, теплопроводность

Финансирование работы. Работа выполнена при финансовой поддержке РНФ (грант 23-79-30022, <https://rscf.ru/project/23-79-30022/>).

Соблюдение этических стандартов. В данной работе отсутствуют исследования человека или животных.

Конфликт интересов. Авторы данной работы заявляют, что у них нет конфликта интересов.

Поступила в редакцию 01.07.2025

После доработки 15.08.2025

Принята к публикации 16.08.2025

EFFECT OF SINGLE-WALL CARBON NANOTUBES ON VISCOELASTIC AND THERMOPHYSICAL CHARACTERISTICS OF DRILLING MUDS WITH VARIOUS HYDROCARBON PHASE CONTENTS

A. V. Minakov*, A. D. Skorobogatova, E. I. Lysakova,
S. D. Kazanina, E. N. Volchenko, M. I. Pryazhnikov

Siberian Federal University, Krasnoyarsk, 660041 Russia

**e-mail: tov-andtey@yandex.ru*

Abstract. This paper presents the results of an experimental study of the effect of single-wall carbon nanotubes (SWCNT) additives on the viscoelastic and thermal properties of hydrocarbon-based drilling fluids. The rheology, viscoelastic properties, thermal conductivity and thermal diffusivity of drilling fluids with different hydrocarbon phase contents modified with SWCNTs were studied for the first time. The study showed that the SWCNT additive can significantly improve the functional properties of hydrocarbon-based drilling fluids. The introduction of nanotubes into the drilling fluid allows increasing the effective viscosity by an order of magnitude in some cases and increasing the consistency measure and yield point values many times over, as well as almost doubling the thermal conductivity. This opens up broad prospects for using single-wall nanotubes as a regulator of drilling fluid properties.

Keywords: hydrocarbon-based drilling fluid; single-wall carbon nanotubes; rheology; elastic modulus; loss modulus; thermal conductivity

Funding. The work was supported by the Russian Science Foundation (project no. 23-79-30022, <https://rscf.ru/project/23-79-30022/>).

Ethics declarations. There are no human or animal studies in this work.

Conflict of interests. The authors of this work declare that they have no conflict of interest.

Received July 01, 2025

Revised August 15, 2025

Accepted August 16, 2025

Влияние ОУНТ на свойства бурового раствора на масляной основе



Свойства:

1. Реологические
2. Вязкоупругие
3. Теплофизические



Минаков и др. 2025

Вывод:
ОУНТ улучшают функциональные свойства буровых растворов на масляной основе

ВВЕДЕНИЕ

Постепенное истощение месторождений и сокращение добычи в традиционных нефтегазовых регионах диктует необходимость разработки новых месторождений, как правило с более сложными горно-геологическими условиями. Это прежде всего наличие участков вечной мерзлоты, аномальные давления и температура пласта, необходимость строительства глубоких скважин со значительной протяженностью горизонтальных участков, ужесточение экологических требований и многое другое. Разработка нового месторождения, в свою очередь, требует бурения тысяч скважин. Для успешного проведения операции бурения нефтегазовой скважины ключевую роль играют свойства бурового раствора [1–2]. Буровой раствор – это сложная многокомпонентная дисперсная система, к которой предъявляются большое количество разнообразных, зачастую взаимоисключающих требований. Буровой раствор должен обладать необходимыми реологическими характеристиками, иметь низкую фильтрационную способность и скорость набухания глинистых минералов, иметь антифрикционные свойства, эффективно выносить частицы выбуренной породы на поверхность, охлаждать буровое долото и др.

Поэтому совершенствование рецептур буровых растворов является важным направлением в повышении эффективности технологий бурения в целом. В настоящее время активно ведутся исследования по поиску новых материалов для улучшения свойств буровых растворов. В том числе рассматривается возможность использования различных наноматериалов для

совершенствования свойств буровых растворов. В этом направлении в последнее время появилось достаточно много работ [3–7]. При этом для модификации свойств буровых растворов в большинстве случаев используются добавки сферических наночастиц. Показано, что добавки наночастиц способствуют более эффективному транспорту частиц шлама из скважины, благодаря улучшению реологических характеристик, снижению фильтрационных потерь за счет коагуляции низкопроницаемых пород, снижению коэффициента трения между стенкой скважины и бурильной трубой, уменьшению скорости набухания глины, снижению вероятности прихвата бурильной трубы стенкой скважины и другое [3–14].

Среди различных нанодобавок углеродные нанотрубки (УНТ) благодаря своим уникальным свойствам занимают особое место и широко используются для модификации различных материалов. Хорошо известно, что добавки УНТ способны значительно менять вязкость и реологию жидкостей [8]. И в этом смысле очень перспективным выглядит их применение для управления свойствами буровых растворов. Это направление в настоящий момент активно развивается [9–12]. Экспериментальными исследованиями установлено существенное повышение качественных показателей буровых растворов при введении углеродных нанотрубок, причем необходимый эффект достигается при значительно меньших дозировках по сравнению с традиционными модификаторами. И здесь УНТ могут стать более эффективной альтернативой добавкам сферических наночастиц. Однако в большинстве

имеющихся на сегодняшний день исследований рассматривается применение для этих целей в основном многостенных углеродных нанотрубок (МУНТ). Кроме того, большая часть работ сосредоточена на буровых растворах на водной основе. В то время как с практической точки зрения наиболее используемыми являются растворы на углеводородной (УВ) основе, представляющие собой обратные эмульсии. Отдельно следует отметить результаты систематических исследований влияния многостенных и одностенных углеродных нанотрубок (ОУНТ) на свойства растворов на углеводородной основе, которые были выполнены нашим коллективом [13, 14]. Были рассмотрены буровые растворы с содержанием углеводородной фазы 65 об. %. Экспериментальные исследования подтвердили эффективность применения УНТ для регулирования свойств буровых растворов, к примеру, было показано, что добавка 0.1 масс. % ОУНТ в 2 раза повышает предельное напряжение сдвига и параметр консистенции бурового раствора и примерно на 80% повышает эффективную вязкость. При аналогичной концентрации МУНТ эффективная вязкость повышается в среднем на 25%. Сферических наночастиц для такого повышения эффективной вязкости требуется на порядок большее количество. Исследование фильтрационных потерь буровых растворов показало, что они снижаются на 55% при добавлении 0.025 масс. % ОУНТ. Для такого же снижения фильтрационных потерь МУНТ требуется примерно в 10 раз больше. Таким образом, было показано, что применение ОУНТ для улучшения свойств буровых растворов на углеводородной основе на порядок более эффективнее по сравнению с МУНТ. Поэтому необходимы дальнейшие систематические исследования путей совершенствования буровых растворов на углеводородной основе с помощью добавок одностенных углеродных нанотрубок.

В данной работе впервые исследовано влияние добавки ОУНТ на реологию, вязкоупругие характеристики, теплопроводность и температуропроводность буровых растворов в широком диапазоне варьирования концентрации углеводородной фазы.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

Материалы

В работе использовались низковязкое синтетическое масло А1, эмульгатор РС-510, и гидрофобизатор РС-502 компании ООО «НПО «РеаСиб» (Томск, Россия). В качестве углеводородной основы применялось синтетическое масло А1 с вязкостью 3.3 мПа·с и плотностью 0.842 г/см³. Стабильность эмульсионной системы обеспечивалась за счет введения неионогенного эмульгатора РС-510. Гидрофобизатор РС-502 представлял собой реагент, модифицирующий смачиваемость твердой фазы (органофильной глины) бурового раствора. Также использовались кальций хлористый дигидрат ≥ 97%, ОСЧ.

В ходе исследования для модификации буровых эмульсий применялись одностенные углеродные нанотрубки TUBALL (Новосибирск, Россия) в виде мелкодисперсного черного порошка. Физико-химические характеристики материала включают средний диаметр 1.6 ± 0.4 нм, удельную поверхность 510 м²/г по БЭТ, длину свыше 4 мкм, а также плотности: среднюю 1.8 г/см³ и насыпную 0.1 г/см³. Морфологическое исследование проводилось на растровом микроскопе JSM-7001F (JEOL, Япония) с применением стандартной методики предварительного удаления базовой жидкости. Результаты микроскопии представлены на Рис. 1.

Синтез буровых растворов

В рамках экспериментальных исследований был осуществлен синтез и комплексный анализ свойств буровых растворов на углеводородной основе, модифицированных одностенными углеродными нанотрубками. Исходный буровой раствор представлял собой обратную эмульсионную систему. Стабильность обеспечивалась за счет введения неионогенного эмульгатора РС-510. Концентрация углеводородной фазы в составе варьировалась в диапазоне от 50 до 80 об. %. Модификация растворов осуществлялась путем введения одностенных углеродных нанотрубок в концентрации 0.1 масс. %, что соответствует 0.05 об. %. Технология получения растворов включала предварительное приготовление высококонцентрированного водного раствора хлорида кальция с заданной плотностью 1.05 г/см³, что являлось важным этапом в формировании требуемых реологических характеристик системы.

В ходе экспериментального исследования был реализован комплексный подход к созданию буровой наноземульсии с использованием одностенных углеродных нанотрубок. На первом этапе порошок ОУНТ вводился в масляную фазу и подвергался интенсивному перемешиванию с помощью высокоскоростной мешалки,

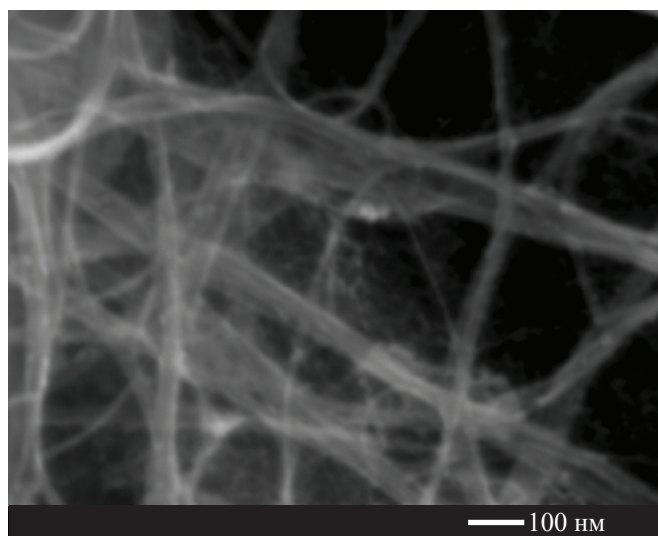


Рис. 1. Фотография растровой микроскопии ОУНТ.
Fig. 1. SEM micrographs of SWCNT.

обеспечивающей их равномерное распределение в жидкой среде. Исследования показали существенную зависимость реологических характеристик получаемой буровой эмульсии от способа введения нанотрубок [13–14]. При работе с высоковязкими маслами оптимальным является добавление нанотрубок в водную фазу, тогда как для масел с низкой вязкостью более эффективным оказывается их введение непосредственно в масляную составляющую. После предварительного смешивания проводилась ультразвуковая обработка полученной суспензии с использованием диспергатора «Волна». Продолжительность ультразвуковой обработки составляла 60 мин, что обеспечивало необходимое равномерное диспергирование УНТ в масле. На следующем этапе осуществлялось смешивание водного раствора хлорида кальция с углеводородной фазой, содержащей ОУНТ. Процесс объединения фаз проводился по специальной методике: добавление компонентов осуществлялось капельным способом при одновременном интенсивном перемешивании со скоростью 20000 об/мин. Такой подход позволил достичь максимальной гомогенности получаемой эмульсии. В подготовленную дисперсионную среду последовательно вводились функциональные добавки: эмульгатор обратных эмульсий РС-510, гидрофобизатор РС-502, органофильная глина. Весь процесс приготовления базового раствора выполнялся в строгом соответствии с параметрами, указанными в Табл. 1, что обеспечивало воспроизводимость результатов и стабильность характеристик получаемой буровой эмульсии.

В ходе проведенных исследований было установлено, что углеродные нанотрубки демонстрируют хорошую диспергируемость в буровом растворе благодаря используемой методике приготовления с использованием механической и ультразвуковой обработки. Что касается седиментационной устойчивости, следует отметить, что в рамках экспериментальных исследований не было зафиксировано существенного осаждения нанотрубок в течение периода наблюдений.

Измерение реологических свойств

Исследование реологических характеристик буровых растворов выполнялось на ротационном вискозиметре OFITE900 (OFITE, Хьюстон, США) при температуре 25°C с системой термостатирования ($\pm 0.5^\circ\text{C}$). Методика включала подготовку образца, его перемешивание и стабилизацию при заданной температуре в течение 15–20 мин. Измерения вязкости проводились при различных скоростях сдвига с последующим расчетом пластической вязкости и динамического напряжения сдвига по модели Бингама и параметр консистенции и индекса жидкости по модели степенного закона Оствальда-де Ваале. Каждое измерение повторялось не менее трех раз для усреднения результатов. Погрешность определения вязкости не превышала $\pm 3\%$, что подтверждалось регулярными проверками калибровки с использованием эталонных жидкостей. Контроль точности осуществлялся сравнением результатов с данными эталонного вискозиметра при постоянном мониторинге температурного режима встроенным высокоточным термометром.

Измерение вязкоупругих характеристик

Исследование вязкоупругих характеристик буровых растворов проводилось в режиме амплитудной развертки (10 рад/с) на реометре MCR302e (Anton Paar, Грац, Австрия) с использованием геометрии «конус/плита» (диаметр 25 мм, угол 2°) при фиксированном зазоре 0.104 мм и температуре 25°C. Данный режим позволяет определить диапазон линейной вязкоупругости путем задания деформации в логарифмическом масштабе от 0.01 до 100%. Каждое измерение повторялось не менее трех раз с последующим усреднением данных. Общая погрешность определения модулей упругости и вязкости не превышала $\pm 2\%$. Для каждого образца было выполнено не менее трех повторов.

В ходе исследования определялись ключевые параметры, такие как модуль упругости $G' = G^* \cos \delta$, характеризующий накопленную энергию деформации в системе; модуль вязкости $G'' = G^* \sin \delta$, определяющий диссипацию энергии; тангенс потерь

Таблица 1. Рецепт буровых растворов с разной концентрацией УВ-фазы, модифицированных ОУНТ

Table 1. Formulations of SWCNT-modified drilling fluids with different concentrations of HC phase

Компонент	Масло	Рассол	Эмульгатор	Гидрофобизатор	Бентонит
Количество, мл	150	132	9	4	5
	180	102			
	210	72			
	240	42			
Концентрация, об. %	50	44	3	1.3	1.7
	60	34			
	70	24			
	80	14			

$\tan \delta = G''/G'$. Точка течения устанавливалась по пересечению кривых G' и G'' , а предел текучести определялся по отклонению графиков модулей от параллельного хода.

Измерение теплопроводности и температуропроводности

Исследование теплофизических свойств буровых растворов проводилось на анализаторе LAMBDA (flucop fluid control GmbH, Barbis, Germany) при температуре 25°C с системой термостатирования $\pm 0.1^\circ\text{C}$. Образец предварительно стабилизировался при заданной температуре в течение 20 мин. Измерения выполнялись с интервалом 30 с в течение 15 мин. Общая погрешность определения теплопроводности не превышала $\pm 3\%$, температуропроводности — $\pm 4\%$. Предел повторяемости анализатора составлял 1%.

В ходе экспериментов определялись коэффициент теплопроводности и температуропроводности. На основе полученных данных рассчитывалась теплоемкость раствора. Каждое измерение повторялось трижды с последующим усреднением результатов. Калибровка прибора проводилась перед каждым экспериментом с использованием эталонных образцов.

РЕЗУЛЬТАТЫ И ОБСУЖДЕНИЕ

Реология буровых растворов

В рамках работы было выполнено изучение реологических характеристик буровых растворов, модифицированных углеродными нанотрубками, при различных концентрациях углеводородной фазы. Особое внимание было уделено исследованию вязкости бурового раствора, поскольку данное свойство является фундаментальным

параметром, определяющим эффективность технологических процессов бурения. Вязкостные характеристики напрямую влияют на целый комплекс технологических показателей: способность транспортировать выбуренную породу на поверхность, предотвращение поглощения бурового раствора пластом, гидравлические сопротивления в системе циркуляции, а также режим течения рабочей жидкости. Именно поэтому контроль и оптимизация вязкостных характеристик являются критически важными при разработке новых рецептур буровых растворов.

В ходе экспериментального исследования было изучено влияние различной концентрации углеводородной фазы (от 50 до 80 об. %) на реологические свойства бурового раствора. Экспериментальная часть включала две серии испытаний. В первой серии исследовались образцы без дополнительных модификаторов, во второй — образцы с добавлением 0.05 об. % ОУНТ.

Реологический анализ проводился с использованием двух распространенных реологических моделей вязкопластических сред: степенной закон Оствальда-де-Ваале $\mu = K\dot{\gamma}^{n-1}$, модель Бингама $\mu = (\tau_0 + k_v\dot{\gamma})/\dot{\gamma}$, где k_v — пластическая вязкость (Па·с), n — индекс жидкости, τ_0 — предельное напряжение сдвига (Па), K — параметр консистенции (Па·с^{*n*}). Модель степенного закона лучше описывает экспериментальные данные по реологии буровых растворов по сравнению с аппроксимацией моделью Бингама. Зависимость реологических параметров буровых растворов, модифицированных ОУНТ, приведена в Табл. 2 и на Рис. 2. Реологические параметры критически важны для бурения: предел текучести определяет начало течения, пластическая вязкость характеризует текучесть, параметр консистенции показывает сопротивление, а индекс жидкости отражает неньютоновское поведение

Таблица 2. Реологические параметры буровых растворов с ОУНТ

Table 2. Rheological parameters of SWCNT-containing drilling fluids

w_{oil} , об. %	w_{CNT} , об. %	Степенная модель			Модель Бингама		
		K , Па·с ^{<i>n</i>}	n	R^2	τ_0 , Па	k_v , мПа·с	* R^2
50	0	2.03	0.404	0.992	6.85	0.0402	0.949
60		1.22	0.437	0.987	4.61	0.0305	0.975
70		0.345	0.530	0.986	1.75	0.0163	0.986
80		0.0583	0.714	0.998	0.425	0.00939	0.986
50	0.05	10.4	0.295	0.978	23.9	0.0950	0.934
60		6.91	0.302	0.971	16.9	0.0708	0.941
70		6.26	0.300	0.986	15.2	0.0568	0.915
80		5.09	0.318	0.994	14.9	0.0479	0.909

* R^2 — коэффициент достоверности, использующийся для оценки качества аппроксимации экспериментальных данных реологическими моделями.

жидкости. Модели позволяют прогнозировать поведение бурового раствора, оптимизировать промывку скважины и контролировать вынос породы. Точность повышается при учете температуры, минерализации, концентрации твердой фазы и добавок.

Анализ экспериментальных данных показал наличие сложной зависимости между концентрацией углеводородной фазы и реологическими параметрами. Установлено, что с увеличением содержания углеводородной фазы происходит снижение параметра консистенции, уменьшение предела текучести и пластической вязкости, при этом индекс жидкости, наоборот, возрастает. Отсутствие модификатора приводит к значительным изменениям реологических характеристик. Так, параметр консистенции буровой эмульсии без нанодобавок при увеличении концентрации углеводородной фазы с 50 до 70 об. % уменьшается в 5.9 раза, а при достижении 80 об. % — уже в 35 раз. При этом индекс жидкости, наоборот, повысился в 1.8 раза при увеличении доли УВ-фазы с 50 до 80 об. %. Подобные резкие изменения могут вызывать серьезные осложнения при прокачке бурового раствора и негативно влиять на эффективность процесса промывки скважины.

Модификация буровых растворов посредством внедрения одностенных углеродных нанотрубок обеспечивает значительное улучшение их реологических характеристик за счет проявления ярко выраженного стабилизирующего эффекта. При использовании нанотрубок интенсивность изменения реологических параметров с ростом концентрации углеводородной фазы существенно снижается, что обеспечивает более эффективный контроль над процессами промывки скважины (Табл. 2 и Рис. 2).

Стабилизирующий эффект одностенных углеродных нанотрубок на реологические характеристики буровых растворов с различной концентрацией углеводородной фазы обусловлен несколькими ключевыми факторами. Высокая удельная площадь поверхности и значительное аспектное отношение ОУНТ обеспечивают эффективное взаимодействие с компонентами бурового раствора, создавая устойчивую пространственную структуру. Это приводит к увеличению эффективной вязкости системы во всем диапазоне скоростей сдвига. Механизм стабилизации реализуется за счет формирования нанокомпозитной структуры, где ОУНТ выступают в роли армирующих элементов. Особенность воздействия ОУНТ заключается в их способности равномерно распределяться в объеме раствора, создавая трехмерную сеть, которая препятствует разрушению структуры при механических воздействиях. Это обеспечивает стабильность реологических характеристик в широком диапазоне концентраций углеводородной фазы. В отличие от сферических наночастиц, ОУНТ демонстрируют более эффективное влияние на реологию благодаря своей анизотропной форме и способности к образованию устойчивых агрегатов, что способствует поддержанию оптимальной вязкости и пластической прочности системы.

Сравнительный анализ полученных результатов с данными предыдущих исследований влияния сферических наночастиц на реологическое поведение буровых эмульсий [5] позволяет сделать вывод о значительном более высоком модифицирующем эффекте ОУНТ. Если добавление 2 масс. % сферических наночастиц оксида кремния размером 80 нм приводит к увеличению предела текучести в диапазоне от 1.8 до 10 раз, то введение всего 0.1 масс. % ОУНТ вызывает увеличение данного параметра более чем в 30 раз.

Учитывая полученные результаты, можно констатировать высокую перспективность применения углеродных нанотрубок в качестве эффективного реологического модификатора буровых растворов, что открывает новые возможности для оптимизации технологических процессов бурения.

Вязкоупругие характеристики буровых растворов

В ходе исследования были детально изучены вязкоупругие характеристики буровых растворов при использовании метода амплитудной развертки, при котором систематически изменялась деформация сдвига. Эксперименты позволили получить комплексную информацию о вязкоупругом поведении растворов. Особое внимание было уделено анализу зависимости модулей упругости и вязкости от величины деформации сдвига. Зависимости вязкоупругих модулей от деформации сдвига для буровых растворов и модифицированных ОУНТ буровых растворов представлены на Рис. 3 и Рис. 4 соответственно.

Особое внимание заслуживает наличие линейного вязкоупругого диапазона, который был зафиксирован во всех исследованных образцах. Линейный вязкоупругий диапазон представляет собой область деформаций, в которой материал демонстрирует линейное вязкоупругое поведение. Интервал значений деформации, в пределах которого структура исследуемого материала сохраняет свою целостность и не разрушается под действием приложенного напряжения, называется шириной линейного вязкоупругого диапазона. Данный параметр является критически важным при проведении реологических исследований, поскольку определяет границы, в которых можно проводить достоверные измерения упругих и вязких характеристик материала без нарушения его внутренней структуры. В рамках этого диапазона наблюдается линейная зависимость между приложенным напряжением и деформацией, при этом модули упругости (G') и вязкости (G'') демонстрируют стабильное поведение, оставаясь практически постоянными. Это позволяет получать воспроизводимые результаты измерений и корректно оценивать вязкоупругие свойства материала.

Согласно Рис. 3, ширина линейного вязкоупругого диапазона буровых растворов без ОУНТ увеличивалась с увеличением содержания УВ-фазы. Так, при содержании 50 об. % УВ-фазы в буровом растворе линейный

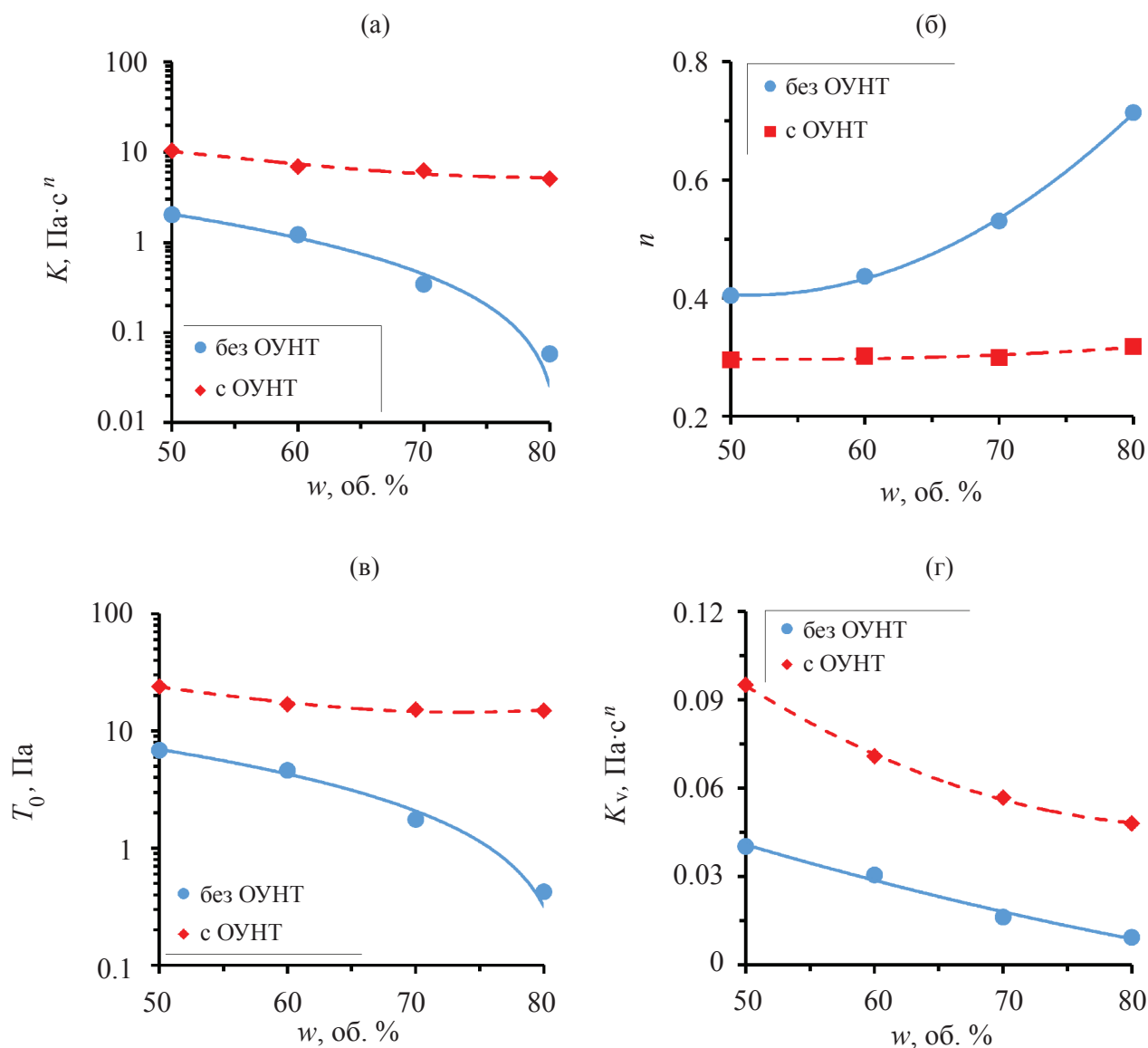


Рис. 2. Реологические параметры буровых растворов при разном содержании УВ-фазы двух моделей (степенной закон (а, б), модель Бингама (в, г)): (а) параметр консистенции; (б) индекс жидкости; (в) предельное напряжение сдвига; (г) пластическая вязкость.

Fig. 2. Rheological parameters of drilling fluids with different HC phase contents according to two models (power law (a, b), Bingham model (c, d)): (a) consistency parameter; (b) fluid flow index; (c) yield stress; (d) plastic viscosity.

вязкоупругий диапазон наблюдался до 1% деформации сдвига, а при 80 об. % уже до 10%.

Увеличение ширины линейного вязкоупругого диапазона с ростом содержания УВ-фазы в буровом растворе может быть обусловлено несколькими факторами. При повышении доли УВ-фазы УВ-фаза может выступать в качестве непрерывной среды, в которой диспергированы частицы загустителей, такие как глина. Это способствует образованию более прочной и эластичной сетки за счет улучшенного распределения частиц и усиления межчастичных взаимодействий, например, ван-дер-ваальсовых сил или гидрофобных эффектов, что повышает устойчивость структуры к деформациям.

При высоком содержании УВ-фазы (80 об. %) система является обратной эмульсией (вода в масле), где углеводородная среда стабилизирует структуру. Такие системы часто обладают более высокой эластичностью и способностью перераспределять нагрузки без разрыва связей, увеличение содержания УВ-фазы может расширять диапазон линейного поведения до 10% деформации сдвига. Увеличение УВ-доли до 80 об. % усиливает когезию между частицами в углеводородной среде, что повышает устойчивость к сдвиговым нагрузкам.

Расширение линейного вязкоупругого диапазона с 1% до 10% деформации при росте УВ-фазы с 50 до 80 об. % указывает на то, что система становится

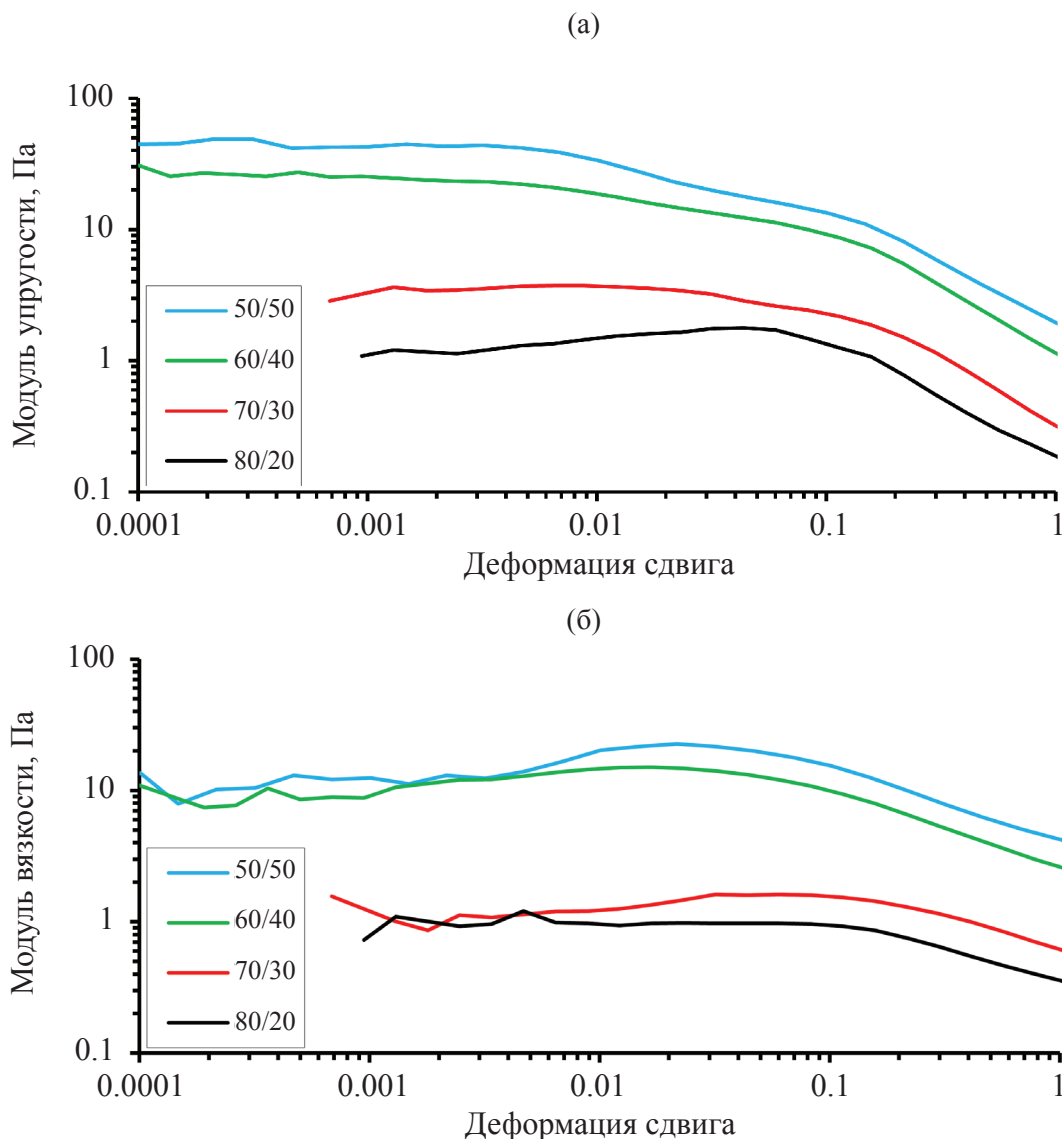


Рис. 3. Зависимость модулей упругости (а) и вязкости (б) буровых растворов от деформации сдвига при разном содержании углеводородной фазы.

Fig. 3. Dependences of (a) elasticity and (b) viscosity moduli on shear strain for drilling fluids with different HC phase concentrations.

более стабильной и предсказуемой в условиях высоких механических нагрузок. Это особенно важно для контроля реологических свойств в зонах с интенсивным турбулентным течением, удержания шлама и предотвращения осаждения твердой фазы, а также минимизации колебаний вязкости при изменении скорости сдвига.

Таким образом, ключевая причина расширения линейного вязкоупругого диапазона – усиление структурной целостности и эластичности системы за счет доминирования УВ-фазы, которая оптимизирует межчастичные взаимодействия и распределение напряжений.

При введении ОУНТ в состав бурового раствора наблюдается уменьшение линейного вязкоупругого

диапазона в сторону меньших значений деформации сдвига. Это означает, что линейное поведение бурового раствора с ОУНТ проявляется при значительно более низких значениях деформации по сравнению с раствором, не содержащим нанотрубок. Данное явление сопровождается усилением структурной вязкости раствора, при котором неньютоновские свойства становятся более выраженными уже при меньших деформациях сдвига. Особенно примечательно, что добавление всего 0.05 об. % ОУНТ приводит к 3.5-кратному увеличению предельного напряжения сдвига, что свидетельствует о существенном усилении структурной прочности раствора (Табл. 2).

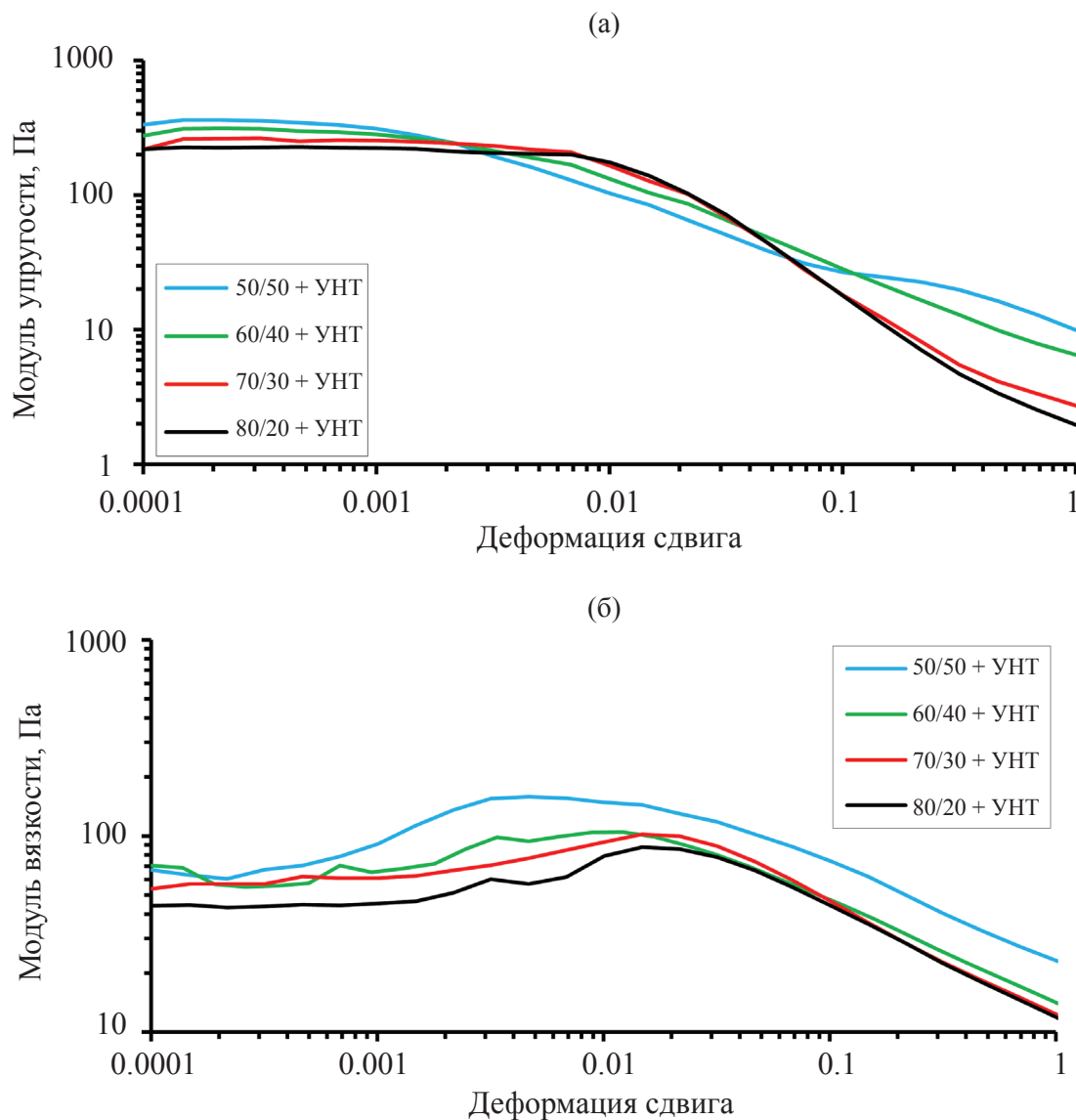


Рис. 4. Зависимость модулей упругости (а) и вязкости (б) буровых растворов, модифицированных ОУНТ, от деформации сдвига при разном содержании углеводородной фазы.

Fig. 4. Dependences of (a) elasticity and (b) viscosity moduli on shear strain for SWCNT-modified drilling fluids with different HC phase contents.

Практическое значение данного явления заключается в том, что буровой раствор с ОУНТ демонстрирует улучшенные показатели по удержанию частиц во взвешенном состоянии, обладает повышенной структурной прочностью и более эффективно транспортирует выбуренную породу. Кроме того, такой раствор обеспечивает лучшее управление реологическими свойствами при меньших затратах энергии.

Другими важными характеристиками буровых растворов являются их вязкоупругие модули. На Рис. 5 представлены данные вязкоупругих модулей при деформации сдвига 0.1%. В ходе исследования вязкоупругих свойств буровых растворов на углеводородной основе

методом амплитудной развертки было установлено, что изменение содержания углеводородной фазы в диапазоне от 50 до 80 об. % оказывает существенное влияние на вязкоупругие характеристики. При отсутствии УНТ наблюдается закономерное снижение вязкоупругих модулей с увеличением содержания углеводородной фазы. При изменении концентрации углеводородной фазы от 50 до 80 об. % зафиксировано существенное уменьшение модуля упругости с 43 до 1.1 Па и модуля вязкости с 12 до 0.73 Па при фиксированной деформации сдвига 0.1%.

Введение в состав бурового раствора 0.05 об. % ОУНТ заметно изменяет вязкоупругие модули, это связано

с формированием пространственной сети нанотрубок, которая ограничивает движение частиц и усиливает упругую составляющую. В частности, при начальной концентрации углеводородной фазы 50 об. % модули упругости и вязкости возрастают до 360 и 63 Па соответственно, демонстрируя значительное превосходство над значениями, характерными для немодифицированных растворов. Для бурового раствора при 50 об. % углеводородной фазы наблюдается более чем восьмикратное увеличение модуля упругости и пятикратное увеличение модуля вязкости. Дальнейший анализ показал, что при увеличении содержания углеводородной фазы до 80 об. % модуль упругости модифицированного раствора монотонно снижался, достигая значения 220 Па, в то время как модуль вязкости показал снижение на 40% по сравнению со значением модуля вязкости при 50 об. %. Однако относительное приращение модулей буровых растворов с УНТ к модулям растворов без них выросло на два порядка при увеличении УВ-фазы с 50 до 80 об. %. Как видно из Рис. 5, зависимости вязкоупругих модулей от содержания УВ фазы хорошо описываются линейной аппроксимацией $G(\varphi) = a + b\varphi$, коэффициенты которой представлены в Табл. 3.

Анализ тангенса угла потерь (отношение модуля вязкости G'' к модулю упругости G') $\tan \delta$ показал, что с увеличением содержания углеводородной фазы происходит постепенное смещение системы в сторону более вязкого поведения. Это указывает на изменение баланса между упругими и вязкими свойствами растворов в пользу последних. Стоит отметить, что точка течения (пересечение кривых G' и G'') буровых растворов с 50 и 60 об. % содержанием УВ фазы

находится при деформации сдвига около 3%, а при 70 и 80 об. % – от 20 до 30%.

Добавка ОУНТ приводит к смещению баланса в сторону преобладания упругого поведения ($G' > G''$), что критически важно для стабилизации стенок скважины и удержания шлама в условиях переменных нагрузок. В области малых деформаций упругие свойства доминируют, однако при высоких деформациях наблюдается снижение модулей из-за разрушения структуры. При этом точка течения всех образцов буровых растворов находится на уровне 2% деформации сдвига.

Выполнено сопоставление комплексной вязкости η^* , определенной из вязкоупругого модуля G^* (Рис. 6а, 7а), и сдвиговой вязкости, полученной при помощи ротационного вискозиметра (Рис. 6б, 7б). Комплексная вязкость пропорциональна вязкоупругому модулю и обратно зависит от частоты $\eta^* = G^*/\omega$. Комплексная вязкость буровых растворов демонстрировала характерное уменьшение при повышении концентрации углеводородной составляющей, что свидетельствует о снижении структурной вязкости системы в целом. Аналогичное поведение демонстрировала сдвиговая вязкость. Добавка ОУНТ увеличивала на несколько порядков комплексную и сдвиговую вязкость.

Теплопроводность и температуропроводность буровых растворов

Важным свойством буровых растворов является их теплопроводность. От теплопроводности зависит способность бурового раствора охлаждать долото в процессе бурения. Низкая теплопроводность промывочной

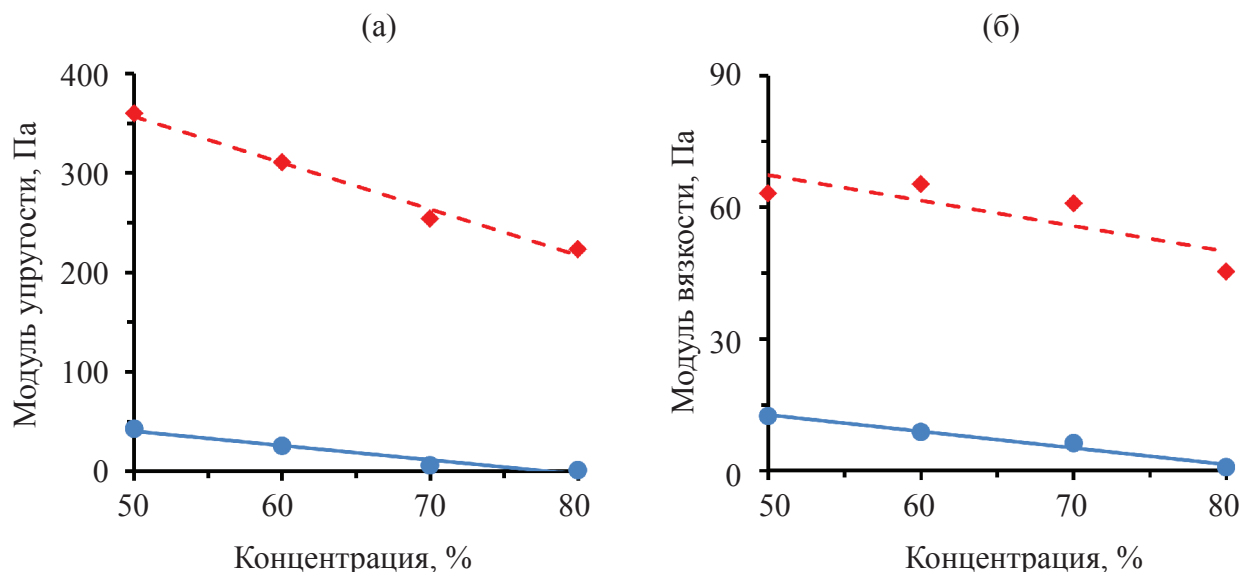


Рис. 5. Зависимость модулей упругости (а) и вязкости (б) буровых растворов от содержания масла при деформации сдвига 0.1%. Синий – без ОУНТ, красный – с 0.05 об. % ОУНТ.

Fig. 5. Dependences of (a) elasticity and (b) viscosity moduli on oil content for drilling fluids at a shear strain of 0.1%. Blue and red curves correspond to fluids without and with SWCNTs (0.05 vol %), respectively.

Таблица 3. Реологические параметры буровых растворов с ОУНТ

Table 3. Rheological parameters of SWCNT-containing drilling fluids

w_{oil} , об. %	w_{CNT} , об. %	a	b	R^2
G'	0	112	-1.44	0.953
G''		31.5	-0.376	0.975
G'	0.05	590	-4.66	0.987
G''		96.3	-0.578	0.679

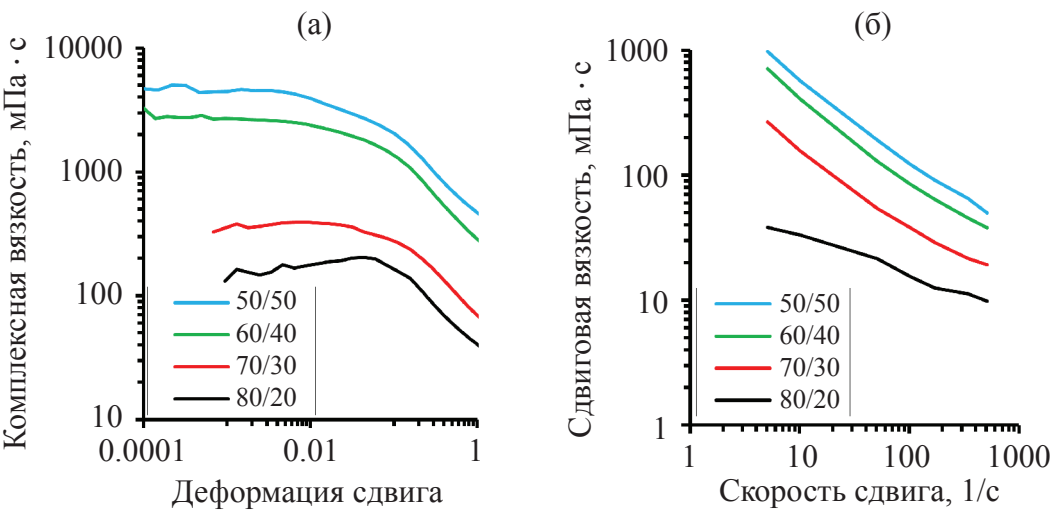


Рис. 6. Зависимость комплексной (а) и сдвиговой вязкости (б) буровых растворов от деформации сдвига при разном содержании углеводородной фазы.
Fig. 6. Dependences of (a) complex and (b) shear viscosities on shear strain for drilling fluids with different HC phase contents.

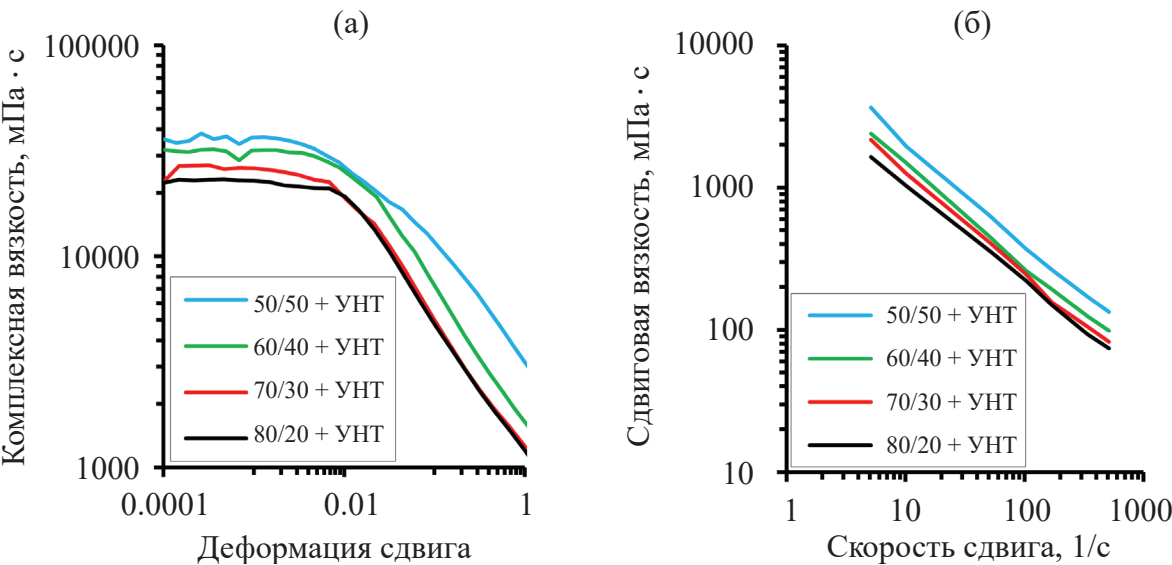


Рис. 7. Зависимость комплексной (а) и сдвиговой вязкости (б) модифицированных буровых растворов от деформации сдвига при разном содержании углеводородной фазы.
Fig. 7. Dependences of (a) complex and (b) shear viscosities on shear strain for SWCNT-modified drilling fluids with different HC phase contents.

жидкости весьма важна при бурении скважин в многолетнемерзлых породах: слой раствора, контактирующий с породой, быстро замерзает и препятствует обрушению стенок скважины.

В данной работе впервые выполнено исследование влияние добавок ОУНТ на теплопроводность в буровых растворах на углеводородной основе. Были измерены теплопроводность и температуропроводность буровых растворов без ОУНТ и с 0.05 об. % ОУНТ с различным содержанием углеводородной фазы в них.

Следует подчеркнуть, что направление по увеличению теплопроводности жидких сред посредством внедрения углеродных нанотрубок имеет длительную историю исследований. Данный подход получил широкое распространение в качестве эффективного метода интенсификации теплообмена при создании так называемых наножидкостей, что подтверждается многочисленными научными работами в этой области. В этом направлении выполнено несколько десятков исследований, описанных в обзорных статьях [15, 16]. Во многих экспериментальных работах было показано, что, во-первых, добавление УНТ способно значительно увеличить коэффициент теплопроводности жидкостей. Во-вторых, с увеличением аспектного соотношения (отношения длины нанотрубки к ее диаметру) коэффициент теплопроводности суспензий УНТ повышается, при этом очень значительно. По-видимому, именно с углеродными нанотрубками удастся добиться максимальных приращений коэффициента теплопроводности наносуспензий. Экспериментальные исследования демонстрируют, что реалистичное увеличение коэффициента теплопроводности характеризуется значительными показателями, достигающими диапазона от 20 до 45%, для водных суспензий

одностенных углеродных нанотрубок при концентрации 0.5 об. % [17].

Известны работы по исследованию коэффициента теплопроводности буровых растворов, как правило, на водной основе, с добавками многостенных углеродных нанотрубок. Так, в работе [11] было установлено, добавка 1% МУНТ повысила коэффициент теплопроводности в пределах 30% для бурового раствора на водной основе и примерно на 40% для раствора на углеводородной основе.

Результаты измерения коэффициентов теплопроводности и температуропроводности буровых растворов, модифицированных одностенными нанотрубками, приведены на Рис. 8. Как видно, теплопроводность и температуропроводность буровых растворов снижаются при увеличении в них доли углеводородной фазы, что достаточно очевидно, поскольку сокращается доля водной фазы, обладающей высокой теплопроводностью. Проанализируем влияние добавок УНТ. Добавление углеродных нанотрубок приводит к существенному повышению коэффициента теплопроводности. Так, в частности, было показано, что добавление 0.05 об. % ОУНТ позволяет повысить коэффициент теплопроводности в зависимости от содержания УВ-фазы от 24 до 89% по сравнению с базовыми растворами. При этом было установлено, что приращение коэффициента теплопроводности в среднем тем выше, чем выше содержания УВ-фазы. Существенное увеличение коэффициента теплопроводности бурового раствора при модификации одностенными углеродными нанотрубками обусловлено комплексным взаимодействием их уникальных свойств с компонентами системы. Высочайшая собственная теплопроводность нанотрубок в сочетании с их способностью формировать в растворе

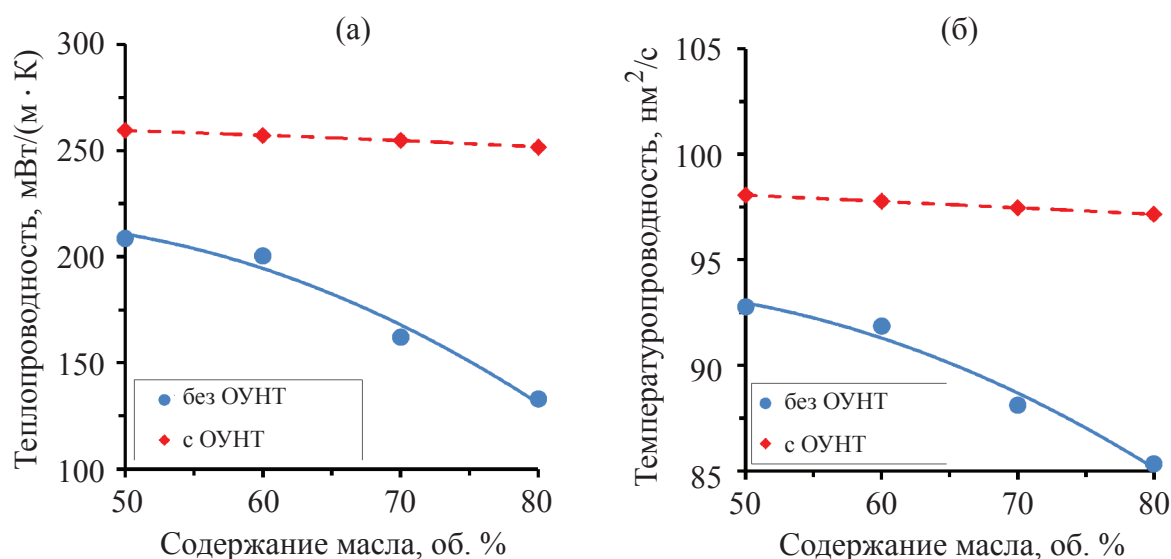


Рис. 8. Зависимость теплопроводности (а) и температуропроводности (б) буровых растворов от содержания масла в них.
Fig. 8. Dependences of (a) thermal conductivity and (b) thermal diffusivity of drilling fluids on oil content in them.

трехмерную проводящую структуру создает эффективный путь для переноса тепловой энергии, разброс значений составляет от 1500 до 6000 Вт/(м·К) [18]. При этом особая геометрия и поверхностные свойства нанотрубок способствуют образованию устойчивых межмолекулярных связей с компонентами раствора, что дополнительно усиливает процессы теплопередачи. В процессе диспергирования нанотрубок в растворе происходит формирование своеобразной проводящей сети, где каждая нанотрубка выступает как элемент теплопереноса. При этом равномерное распределение нанотрубок обеспечивает однородность тепловых свойств по всему объему раствора.

С похожими результатами ранее сталкивались при изучении теплопроводности наножидкостей с однородными базовыми жидкостями [19]. Было показано, что приращение коэффициента теплопроводности при добавлении наноматериалов тем выше, чем ниже коэффициент теплопроводности базовой жидкости. В данном случае максимальное приращение коэффициента теплопроводности (практически в два раза) с введением УНТ было зафиксировано для раствора 80/20, обладающего минимальным коэффициентом теплопроводности из рассмотренных.

Анализ поведения температуропроводности буровых растворов (Рис. 8б) показывает, что введение ОУНТ также ее увеличивает. С увеличением содержания углеводородной фазы приращение от введения добавки нанотрубок увеличивается и достигает примерно 14% по сравнению с базовым раствором. Буровые растворы на углеводородной основе по сравнению с водными растворами обладают существенно более низкими значениями коэффициентами теплопроводности и температуропроводности. По этой причине они хуже отводят тепло от бурового долота в процессе бурения. Это является их существенным недостатком. В нашей работе продемонстрировано, что добавка УНТ позволяет частично этот недостаток преодолеть. Это и прочие преимущества введения нанодобавок открывают широкие перспективы использования данных материалов в качестве регуляторов всех параметров промывочной жидкости.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Для буровых растворов на основе низковязкого синтетического масла впервые исследовано влияние содержания углеводородной фазы (от 50 до 80%) на свойства модифицированных одностенными углеродными нанотрубками буровых растворов. Концентрация одностенных нанотрубок была равна 0.05 об. %. Исследовано влияние добавки ОУНТ на вязкоупругие и теплофизические характеристики буровых растворов с различным содержанием углеводородной фазы. Получены следующие результаты:

1. Анализ реологии показал, что с ростом концентрации углеводородной фазы в буровом растворе

наблюдается резкое снижение параметра консистенции, предела текучести и пластической вязкости, а также рост индекса жидкости. Без модификатора (нанотрубок) при увеличении УВ фазы с 50 до 80 об. % параметра консистенции падает в 35 раз, а индекс жидкости растет в 1.8 раза. Введение в буровой раствор ОУНТ позволяет увеличить эффективную вязкость в ряде случаев на порядок и многократно повысить значения параметра консистенции и предел текучести.

2. Выявлено монотонное снижение вязкоупругих модулей буровых растворов без ОУНТ, а также увеличению ширины линейного вязкоупругого диапазона с ростом содержания углеводородной фазы. Модификация буровых растворов 0.05 об. % ОУНТ приводит к существенному увеличению их вязкоупругих модулей, связанному с комплексным влиянием нанотрубок на структуру системы, и уменьшению линейного вязкоупругого диапазона в сторону меньших значений деформации сдвига. ОУНТ формируют пространственную сеть, которая усиливает упругий отклик за счет ограничения движения частиц и создания дополнительных точек контакта между компонентами раствора. Эта сеть действует как каркас, повышающий сопротивление деформации, что объясняет восьмикратный рост модуля упругости. Во-вторых, нанотрубки увеличивают вязкое трение между частицами и жидкой фазой, что приводит к пятикратному росту модуля вязкости.

3. Впервые выполнено исследование влияния добавок ОУНТ на коэффициент теплопроводности в буровых растворах на углеводородной основе с варьированием в широких пределах содержания УВ-фазы. Показано, что добавление 0.05 об. % ОУНТ приводит к повышению коэффициента теплопроводности в зависимости от содержания УВ-фазы от 1.24 до практически двух раз по сравнению с базовыми растворами. При этом было установлено, что приращение коэффициента теплопроводности в среднем тем выше, чем выше содержание УВ-фазы.

Исследование показало, что добавление ОУНТ существенно улучшает реологические, вязкоупругие и теплофизические характеристики буровых растворов на углеводородной основе, что открывает перспективы их использования в качестве регулятора свойств.

Однако массовое внедрение технологии осложняется высокой стоимостью нанотрубок (500–1500 долларов за килограмм), необходимостью модернизации оборудования, переобучения персонала и пересмотра существующих технологий бурения.

Несмотря на эти барьеры, потенциал нанотрубок в буровой отрасли остается значительным, поскольку их применение может существенно повысить эффективность добычи на больших глубинах в экстремальных условиях.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Apaleke A.S., Al-Majed A., Hossain M.E.* Drilling fluid: state of the art and future trend // The North Africa Technical Conference and Exhibition. Cairo, Egypt. 2012. SPE-149555-MS.
<https://doi.org/10.2118/149555-MS>
2. *Jiang G., Dong T., Cui K., et al.* Research status and development directions of intelligent drilling fluid technologies // Petroleum Exploration and Development. 2022. V. 49. № 3. P. 660–670.
[https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(22\)60055-7](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(22)60055-7)
3. *Gautam R., Sahai M., Kumar S.* Recent advances in application of nanomaterials as additives for drilling fluids // Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects. 2025. V. 47. № 1. P. 3496–3519.
<https://doi.org/10.1080/15567036.2020.1855273>
4. *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. V. 71. P. 102984.
<https://doi.org/10.1016/j.jngse.2019.102984>
5. *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. V. 208. P. 109452.
<https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109452>
6. *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. V. 131. P. 2247–2264.
<https://doi.org/10.1007/s00170-023-11048-2>
7. *Seetharaman G.R., Sangwai J.S.* Effect of nanoparticles on the performance of drilling fluids // Nanotechnology for Energy and Environmental Engineering. 2020. P. 279–297.
https://doi.org/10.1007/978-3-030-33774-2_12
8. *Rudyak V.Ya., Dashapilov G.R., Minakov A.V., et al.* Comparative characteristics of viscosity and rheology of nanofluids with multi-walled and single-walled carbon nanotubes // Diamond and Related Materials. 2023. V. 132. P. 109616
<https://doi.org/10.1016/j.diamond.2022.109616>
9. *Abdul Razak Ismail, Sulaiman W.R.W., Jaafar M.Z., et al.* The application of MWCNT to enhance the rheological behavior of drilling fluids at high temperature / Malaysian Journal of Fundamental and Applied Sciences. 2016. V. 12. № 3. P. 95–98.
<https://doi.org/10.11113/mjfas.v12n3.423>
10. *Ospanov Y.K., Kudaikulova G.A.* A comprehensive review of carbon nanomaterials in the drilling industry // Journal of Polymer Science. 2024. P. 1–20.
<https://doi.org/10.1002/pol.20240220>
11. *Fazelabdolabadi B., Khodadadi A.A., Sedaghatzadeh M.* Thermal and rheological properties improvement of drilling fluids using functionalized carbon nanotubes // Applied Nanoscience. 2015. V. 5. P. 651–659.
<https://doi.org/10.1007/s13204-014-0359-5>
12. *Heidarian J.* Aging of carbon Nanotube-filled fluoroelastomer in oil-based drilling fluid // Polimery. 2018. V. 63. № 3. P. 191–212.
<https://doi.org/10.14314/polimery.2018.3.4>
13. *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. V. 678. P. 132434.
<https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2023.132434>
14. *Lysakova E.I., Skorobogatova A.D., Neverov A.L., et al.* A comprehensive study of the effect of multi-walled carbon nanotubes as an additive on the properties of oil-based drilling fluids // Journal of Materials Science. 2024. V. 59. P.4513–4532.
<https://doi.org/10.1007/s10853-024-09492-w>
15. *Porgar S., Oztop H. F., Salehfekr S.* A comprehensive review on thermal conductivity and viscosity of nanofluids and their application in heat exchangers // Journal of Molecular Liquids. 2023. V. 386. P. 122213.
<https://doi.org/10.1016/j.molliq.2023.122213>

16. *Gonçalves I., Souza R., Coutinho G., et al.* Thermal conductivity of nanofluids: A review on prediction models, controversies and challenges // *Applied Sciences*. 2021. V. 11. № 6. P. 2525.
<https://doi.org/10.3390/app11062525>
17. *Akhilesh M.K., Santarao M., Babu V.S.* Thermal conductivity of CNT-wated nanofluids: A review // *Mechanics and Mechanical Engineering*. 2018. V. 22. № 1. P. 207–220.
<https://doi.org/10.2478/mme-2018-0019>
18. *Li Y., Georges G.* Three decades of single-walled carbon nanotubes research: envisioning the next breakthrough applications // *ACS Nano*. 2023. V. 17. № 20. P. 19471–19473.
<https://doi.org/10.1021/acsnano.3c08909>
19. *Pryazhnikov M.I., Minakov A.V., Rudyak V.Ya., et al.* Thermal conductivity measurements of nanofluids // *International Journal of Heat and Mass Transfer*. 2017. V. 104. P. 1275–1282.
<https://doi.org/10.1016/j.ijheatmasstransfer.2016.09.080>