

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

На правах рукописи



Лысакова Евгения Игоревна

**ВЛИЯНИЕ ДОБАВОК НАНОЧАСТИЦ НА ТЕЧЕНИЯ
БУРОВЫХ РАСТВОРОВ**

Специальность 1.1.9 – Механика жидкости, газа и плазмы

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата физико-математических наук

Научный руководитель:
доктор физико-математических наук
Минаков Андрей Викторович

Красноярск – 2022

Оглавление

Введение	5
Глава 1. Анализ современного состояния исследований влияния наночастиц на свойства буровых растворов	12
1.1. Современные проблемы бурения нефтегазовых скважин и пути их решения	12
1.2. Анализ научных исследований влияния наночастиц на свойства буровых растворов.....	17
1.2.1. Влияние добавки наночастиц на вязкость и реологию БР	17
1.2.2. Влияние добавки наночастиц на фильтрационную способность буровых растворов.....	22
Выводы по главе 1.....	29
Глава 2. Материалы и методы.....	31
2.1. Приготовление буровых растворов, модифицированных наночастицами	31
2.2. Исследование вязкости и реологии.....	36
2.2.1. Сведения о реологии. Основные уравнения.....	36
2.2.2. Лабораторное оборудование для определения вязкости и реологических параметров буровых растворов	39
2.2.3. Исследование микрореологии.....	41
2.3. Исследование фильтрационных свойств буровых растворов	44
2.3.1. Фильтрационные свойства буровых растворов	44
2.3.2. Лабораторное оборудование для определения фильтрационных свойств буровых растворов.....	46
Выводы по главе 2.....	50
Глава 3. Экспериментальное исследование реологических свойств буровых растворов, модифицированных наночастицами.....	51
3.1. Влияние концентрации наночастиц на вязкость и реологию буровых растворов на водной основе.....	51
3.2. Влияние размера наночастиц на вязкость и реологию буровых растворов	53

3.3. Влияние материала наночастиц на вязкость и реологию буровых растворов	56
3.4. Влияние наночастиц на вязкость и реологию буровых растворов на глинополимерной основе с добавкой микрокольматантов	57
3.5. Систематическое экспериментальное изучение температурной зависимости вязкости и реологии буровых растворов с добавкой наночастиц.....	59
3.5.1 Влияние добавки наночастиц на температурную зависимость вязкости буровых растворов.....	60
3.5.2. Влияние добавки наночастиц на температурную зависимость реологии буровых растворов.....	67
3.5.3. Влияние добавки наночастиц на температурную зависимость микрореологии буровых растворов.....	71
Выводы по главе 3.....	78
Глава 4. Экспериментальное исследование фильтрационных свойств буровых растворов, модифицированных наночастицами	80
4.1. Влияние концентрации наноразмерных добавок в буровые раствора на их фильтрационные свойства.....	80
4.2. Влияние концентрации микродисперсных добавок на фильтрационные свойства буровых растворов	84
4.3. Влияние проницаемости керна на фильтрационную способность буровых растворов.....	85
4.4. Влияние размера нанодобавок на фильтрационные характеристики буровых растворов	89
4.5. Влияние размера микрочастиц на фильтрационную способность буровых растворов.....	90
Выводы по главе 4.....	94
Глава 5. Расчетное исследование влияния наночастиц на течения буровых растворов и процессы выноса шлама.....	96
5.1. Численный алгоритм и математическая модель.....	98
5.2. Тестирование расчетного алгоритма	105

5.3. Результаты моделирования течения бурового раствора с добавкой наночастиц в скважине	108
5.3.1. Влияние добавки наночастиц на течение бурового раствора в вертикальной скважине	108
5.3.2. Моделирование транспорта шлама из наклонной и горизонтальной скважин для базового бурового раствора.....	115
5.3.3. Результаты расчетного исследования влияния добавки наночастиц в буровой раствор на эффективность выноса шлама из горизонтальной скважины.....	121
Выводы по главе 5.....	128
Заключение.....	130
Список сокращений и условных обозначений.....	132
Список литературы.....	133

Введение

Актуальность избранной темы, степень ее разработанности. Прогнозы о продолжающемся росте спроса на углеводороды побуждают нефтегазовую промышленность исследовать новые или недостаточно изученные месторождения [1, 2]. Около 80% мировых запасов нефти и газа добываются из традиционных резервуаров, которые в настоящее время находятся на стадии истощения [3]. Согласно оценкам, приблизительно 67% всей нефти остается внутри пласта, и отрасль все больше нуждается в передовых технологиях для ее извлечения [1, 4].

Добыча углеводородов сталкивается с растущими техническими проблемами из-за изменений эксплуатационной глубины, характера подземных геологических рисков с увеличением глубины, отклонения скважины по горизонтали для увеличения добычи, сложности буровых работ, а также формы профилей ствола скважины или количества боковых ответвлений для максимизации контакта с пластом. Эти проблемы приводят к увеличению затрат на строительство скважин и ограничивают рабочий диапазон технологий бурения и добычи.

Промышленность также сталкивается с рядом проблем, связанных с используемыми материалами из-за значительных изменений физических, химических и теплофизических условий более глубоких горизонтов, а также все более строгих экологических норм [4]. Буровые инженеры в сотрудничестве с геологами и геофизиками ищут инновационные материалы и технологии для бурения и добычи нетрадиционных углеводородов, которые являются труднодоступными, т. к. большинство таких коллекторов являются низкопроницаемыми и высокоплотными (например, сланцевые месторождения) [5, 6], залегают на больших глубинах в условиях высокого давления и высокой температуры [3, 7] или разрабатываются с морских газонефтяных платформ [4, 8]. Обычные буровые и промывочные жидкости в таких сложных условиях бурения работают не эффективно. Следовательно, составы интеллектуальных жидкостей с

более совершенными эксплуатационными характеристиками будут лучшим инструментом для решения вышеперечисленных проблем.

В настоящее время нефтегазовая промышленность ищет механически прочные, химически и термически устойчивые, биологически разлагаемые, экологически безопасные химические вещества, полимеры или натуральные реагенты для разработки интеллектуальных жидкостей и их дальнейшего использования в бурении и добыче. Для удовлетворения этих потребностей значительный потенциал представляют наноматериалы, которые могут бороться с коррозионными примесями, высокими температурами и давлениями, ударными нагрузками, истиранием и другими неблагоприятными условиями.

Добавки наночастиц (НЧ) могут влиять практически на все свойства современных промывочных жидкостей, используемых при бурении нефтегазовых скважин (см., например, обширный обзор Евдокимова [9]). Наночастицы стали применять в качестве реагентов в буровых растворах для регулирования их реологических параметров, для контроля фильтрационных потерь, для улучшения антифрикционных свойств и уменьшения трения между стенками скважины и бурильной колонны с целью предотвращения прихватов и др. [10].

Благодаря уникальным характерным особенностям наноразмерных материалов по сравнению со стандартными добавками и их легкой адаптации для выполнения определенных функциональных задач, наночастицы считаются одними из лучших кандидатов для создания интеллектуальной промывочной жидкости [4, 8].

Таким образом, несмотря на то, что в последнее время наножидкости довольно подробно исследуются во многих приложениях, в технологиях строительства нефтегазовых скважин они фактически являются новым объектом исследований. В данной области их влияние на свойства промывочных жидкостей изучены еще весьма фрагментарно. Результаты имеющихся исследований являются разрозненными и еще во многом противоречивыми. Кроме того, по мере изучения подобных коллоидных систем открываются новые интересные эффекты, требующие дальнейшего исследования. Установленные уже сегодня

нетрадиционные свойства наножидкостей пока плохо укладываются в существующие теории. Поэтому изучение применения наножидкостей в нефтегазовых технологиях, и особенно в приложениях к технологическим процессам бурения нефтегазовых скважин, чрезвычайно актуально с практической точки зрения. Возможность регулировать свойства буровых растворов с помощью небольших добавок наночастиц (что практически не скажется на плотности промывочной жидкости) позволит значительно снизить общие затраты на бурение скважины и сократить процесс ее строительства.

Цель работы – систематическое исследование влияния добавок наночастиц различного размера, концентрации и материала на свойства буровых растворов на водной основе и характеристики их течений.

Задачи, решенные для достижения поставленной цели:

1. Исследование влияния добавок наночастиц на коэффициенты вязкости и реологические свойства буровых растворов.
2. Исследование влияния добавок наночастиц на фильтрацию буровых растворов на водной основе.
3. Разработка методики численного моделирования многофазных течений буровых растворов с добавками наночастиц в скважинах.
4. Расчетное исследование влияния добавки наночастиц на характеристики течения буровых растворов и эффективности выноса ими шлама в скважинах.

Научная новизна работы определяется следующими положениями:

1. Экспериментально показано, что реологические параметры буровых растворов, модифицированных наночастицами, зависят не только от концентрации, но и от размеров и материала наночастиц.
2. Впервые показано, что добавка наночастиц изменяет не только вязкие, но и упругие свойства буровых растворов.
3. С помощью электронной микроскопии высокого разрешения было показано, что основной причиной снижения фильтрационных потерь буровых растворов при добавке наночастиц является коагулирование наночастицами пор в фильтрационной корке.

4. Впервые установлено, что действие наночастиц на фильтрационные потери буровых растворов зависит от соотношения концентрации микрочастиц и наночастиц, а также от соотношения между размерами микро- и наночастиц и порами фильтра.

5. Впервые с помощью численного моделирования установлены механизмы влияния добавки наночастиц на эффективность выноса частиц шлама при течении модифицированных наночастицами буровых растворов в скважине.

Теоретическая значимость работы заключается в установленных зависимостях реологических параметров, фильтрационных свойств, характеристик и режимов течения буровых растворов, модифицированных наночастицами, в скважинах от концентрации, размера, материала наночастиц и температуры. Помимо этого, теоретическая значимость работы заключается в разработке новой методики для описания течения буровых растворов на водной основе с добавкой наночастиц в скважинах с различным углом наклона, с помощью которой было показано, что наночастицы способны увеличить эффективность выноса шлама и таким образом улучшить промывку скважины.

Практическая значимость работы состоит в том, что впервые экспериментально обосновано применение наночастиц для усовершенствования свойств буровых растворов на водной основе. Показано, что с помощью добавок наночастиц можно управлять функциональными свойствами буровых растворов в очень широких пределах. Установлено, что свойства буровых растворов значительно зависят от концентрации, размера и сорта наночастиц, что не свойственно классическим суспензиям с микрочастицами. При этом значительные изменения наступают уже при очень низкой концентрации наночастиц, что не влияет на плотность бурового раствора и является положительным фактором при применении промывочной жидкости с практической точки зрения. Результаты исследований могут найти применение при разработке рецептур буровых растворов, составлении программ бурения, при проектировании скважин специалистами таких крупных нефтяных компаний, занимающихся вопросами строительства скважин, как ООО «РН-Бурение», ООО «РН-КрасноярскНИПИ-

нефть», ОАО «Восточно-Сибирская нефтегазовая компания», ПАО «НГК «Славнефть» и ряда других организаций.

Основные результаты работы вошли в научно-технические отчеты по гранту РФФИ (№ 17-79-20218).

Методология и методы диссертационного исследования

Для проведения систематических лабораторных исследований по созданию рецептур новых буровых растворов с добавкой наночастиц и исследования физико-химических свойств этих растворов использовано современное оборудование высокого качества, соответствующее международным стандартам. Для изучения вязкости и реологии эмульсий использованы вискозиметры Ofite 900 и 1100. Для исследования микрореологии образцов использован Rheolaser MASTER™. Фильтрационные свойства бурового раствора исследованы при помощи 6-ячеечного фильтр-пресса, OFITE 12BL-6. Для исследования кольматирующих свойств буровых растворов использован фильтр-пресс OFITE 171-01 высокого давления/высокой температуры. Все измерения проводились по стандарту Американского нефтяного института API.

Для численного моделирования режимов течения модифицированных наночастицами буровых растворов в скважинах использован CFD пакет программ Ansys Fluent. Для изучения поведения шлама и бурового раствора в кольцевом канале использовалась эйлерова модель двухфазного потока для гранулированной среды. Для расчетов использовались параметры буровых растворов с наночастицами установленные непосредственно в ходе лабораторных экспериментов. Использованная численная методика была детально протестирована на известных экспериментальных данных. Получено хорошее согласие расчетов и эксперимента.

Положения, выносимые на защиту:

1. Реологические характеристики буровых растворов на водной основе значительно улучшаются даже при введении низких концентраций наночастиц. Добавка наночастиц изменяет не только вязкие, но и упругие свойства буровых растворов и делает эти характеристики более стабильными в зависимости от

температуры. При этом, как впервые было показано, влияние добавки зависит не только от концентрации, но и от размеров и материала наночастиц.

2. Добавки наночастиц значительно снижают фильтрационные потери буровых растворов на водной основе. Действие наночастиц на фильтрационные потери буровых растворов зависит от соотношения концентрации микро- и наночастиц и порами фильтра и, как впервые было показано с помощью электронной микроскопии высокого разрешения, обусловлено коагуляцией наночастицами пор в фильтрационной корке.

3. Разработанная методика численного моделирования многофазных течений буровых растворов в скважинах, основанная на использовании эйлеровой модели гранулированных сред и экспериментально измеренных реологических характеристиках модифицированных наночастицами буровых растворов, позволила показать, что добавка наночастиц в буровой раствор приводит к существенному улучшению эффективности транспорта шлама, которая возрастает с уменьшением размера наночастиц и увеличением угла наклона скважины.

4. Механизм влияния добавки наночастиц на эффективность выноса частиц шлама при течении буровых растворов в скважине обусловлен изменением формы профиля скорости и концентрации частиц в скважине, вызванный изменениями в реологии раствора при добавлении в него наночастиц.

Степень достоверности результатов обеспечивается использованием проверенных измерительных приборов, современных аппаратных и программных средств для обработки данных, сопоставлением и согласованием полученных результатов с известными в литературе данными, использованием физически обоснованных математических моделей и результатами их систематического тестирования и сопоставления с эталонными решениями и экспериментами.

Апробация результатов работы. Материалы диссертационной работы обсуждались более чем на 17 всероссийских и международных конференциях, наиболее значимые из которых: Всероссийская научная конференция «Теплофизика и физическая гидродинамика» с элементами школы молодых

ученых (2017, 2019, 2021); Всероссийская конференция с элементами научной школы для молодых ученых «Сибирский теплофизический семинар» (2018, 2019, 2020, 2021); Первый международный молодежный научно-практический форум «Нефтяная столица» под эгидой Комиссии Российской Федерации по делам ЮНЕСКО (2018); XXII Международный научный симпозиум студентов и молодых ученых имени академика М. А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр» (2018); XXI Всероссийская научная конференция с международным участием «Сопряженные задачи механики реагирующих сред, информатики и экологии» (2018); Международная конференция «Рассохинские чтения» (2019); VIII Всероссийская научно-техническая конференция с международным участием «Ультрадисперсные порошки, наноструктуры, материалы (VIII Ставеровские чтения)» (2019); Международная конференция студентов, аспирантов и молодых ученых «Перспектив Свободный» (2020, 2021); XVI Минский международный форум по тепломассообмену (2022), VIII Всероссийская конференция «Пермские гидродинамические научные чтения» (2022).

Публикации. По материалам диссертации опубликовано 15 статей в журналах, включенных в Перечень ВАК, из них 11 статей – в зарубежных научных журналах, индексируемых Web of Science и Scopus.

Личный вклад автора заключается в приготовлении буровых растворов с добавками наночастиц и проведении экспериментальных исследований их свойств; проведении обработки и анализа результатов экспериментов; проведении численного моделирования течения модифицированных наночастицами буровых растворов на основе полученных в эксперименте данных; формулировке выводов; написании научных статей. Разработка и тестирование методики и математическое моделирование течения буровых растворов с наночастицами в скважине проводилась совместно с научным руководителем А. В. Минаковым. Совместно с Неверовым А. Л. проводилась разработка рецептур буровых растворов и постановка лабораторных экспериментов по исследованию их свойств.

Глава 1. Анализ современного состояния исследований влияния наночастиц на свойства буровых растворов

1.1. Современные проблемы бурения нефтегазовых скважин и пути их решения

В 1859 году была пробурена первая в истории нефтяная скважина ударно-канатным способом, а в 1863 году пробурена первая скважина роторным способом с использованием водного бурового раствора [11]. В нефтегазовой промышленности бурение является фундаментальной и дорогостоящей операцией. Эффективное строительство скважин включает в себя множество этапов: инклинометрию (MWD), каротаж во время бурения (LWD), наклонно-направленное бурение (DD), проектирование обсадной колонны, цементирование, подбор бурового раствора, контроль содержания твердой фазы и техническое обслуживание. Ключевым элементом всего процесса бурения является разработка бурового раствора, который должен в течение длительных периодов выполнять множество функций одновременно [11 – 14].

Буровые растворы (БР) закачивают вниз по бурильной колонне через буровое долото и обратно на поверхность через кольцевое пространство между бурильной колонной и скважиной [3, 15]. Буровые растворы охлаждают и смазывают породоразрушающий инструмент [13], удаляют шлам из скважины [16], предотвращают повреждение пласта [17], «подвешивают» выбуренную породу и утяжелители во время прекращения циркуляции [18], кольматируют проницаемый пласт [19], замедляя поглощение бурового раствора [14] и пр.

Для предотвращения серьезных проблем, возникающих в процессе бурения, необходимо контролировать реологию буровых растворов. Прихват бурильной трубы [20 – 22], потеря циркуляции [23], плохая очистка скважины, высокий крутящий момент и сопротивление, коррозия, потеря устойчивости скважины, термическая нестабильность – это лишь немногие проблемы, которые значительно увеличивают стоимость строительства скважины [1], а иногда

являются причиной капитального ремонта, консервации скважины или возможных газонефтеводопроявлений [24]. Все эти проблемы могут быть решены путем укрепления ствола скважины [25, 26].

Вторжение чужеродных жидкостей, таких как фильтрат промывочной жидкости, является одной из наиболее распространенных причин повреждения пласта [27]. Кроме того, нестабильность ствола скважины обусловлена диспергированием глинистых отложений в ультратонкие коллоидные частицы, и это оказывает прямое влияние на свойства бурового раствора [21]. Формирование тонкой фильтрационной корки с низкой проницаемостью может смягчить эти проблемы, так как она предотвращает проникновение фильтрата промывочной жидкости, что снижает гидратацию и образование лишнего шлама [17]. Образование глинистой корки с ультранизкой фильтрацией требует соответствия размера поры горной породы и размера частиц экранирования / закупоривания. Абрамс в своей работе [28] предположил, что для образования сводовых перемычек размеры частиц не должны превышать одной трети от размера порового канала. Однако фильтрационная корка может не образовываться в низкопроницаемых пластах, таких как сланцы, потому что размеры твердых частиц бурового раствора обычно намного больше, чем размер горловины поры сланца. По оценкам, каждый год миллионы долларов теряются из-за проблем с нестабильностью ствола скважины, возникающих в результате проникновения буровых растворов в сланцы [29]. Стандартные промывочные жидкости на основе макро- или микроматериалов имеют ограничения в решении подобных проблем бурения из-за влияния концентрации и размера материалов на свойства растворов, а также ограниченной функциональности макро- и микрочастиц. Поэтому для улучшения фильтрационных свойств бурового раствора, а затем и для контроля данных характеристик, можно использовать нанотехнологии, благодаря их коллоидному размеру и очень низким концентрациям, которых достаточно для значительного изменения свойств промывочной жидкости без изменения ее плотности [30].

В то же время истощение традиционных коллекторов сместило интерес нефтегазовой промышленности к нетрадиционным залежам, которые расположены в экстремальных скважинных условиях и их нелегко пробурить существующими технологиями. Глубокие углеводородные скважины требуют специальной техники бурения и приготовления буровых растворов, которые помимо предотвращения проблемы набухания породы могут выдерживать высокие забойные давление и температуру [31].

В соответствии с вышеупомянутыми проблемами и их приоритетом нефтегазовая отрасль разрабатывает новое поколение присадок к буровым растворам для борьбы с гидратацией сланцев, для увеличения их термостабильности и параллельно для снижения воздействия буровых растворов на окружающую среду [17, 32].

Выбор буровых растворов в основном зависит от геологии месторождения, петрофизических данных, геофизических данных, получаемых в процессе бурения, а также доступности утилизации буровых растворов после их использования. В зависимости от характеристик дисперсной среды, буровые растворы классифицируются на промывочные жидкости на водной основе (рассолы, полимерные или глинистые суспензии), на углеводородной основе (масляные дисперсии или инвертные эмульсии) или газожидкостные смеси (пены, аэрированные растворы или афроны), которые используются крайне редко [33].

БР на водной основе (РВО) является недорогим, экологически чистым и наиболее широко используемым буровым раствором [34]. РВО обычно состоят из воды, глины, загустителя для контроля реологии и кольматантов для регулирования потерь жидкости. В мире 80% нефтяных и газовых скважин пробурены с использованием РВО. Однако многие исследования подобных промывочных жидкостей показали, что РВО обладают плохими фильтрационными свойствами и характеристиками ингибирования сланцев по сравнению с БР на углеводородной основе (РУО) [35]. Тем не менее, РВО является экономически эффективным буровым раствором, и при правильном приготовлении он обеспечивает хорошие реологические свойства [36]. Чтобы

развить эффективность РВО, эквивалентную РУО, используют различные добавки [37, 38].

РВО обычно модифицируют ингибиторами для бурения глинистых пород [5, 39]. Ингибиторы минимизируют ионную активность буровых растворов с пластовой водой [40]. Глинистые минералы начинают набухать после взаимодействия с водой, и в результате гидратация глины повышает нестабильность ствола скважины, приводит к обвалам стенок и снижает эффективность бурового раствора для выноса пробуренного шлама. Часто для предотвращения набухания сланца используют раствор KCl, но высокие концентрации KCl в буровом растворе строго запрещены из-за пагубного влияния на экологию [41]. Также используются полимеры, такие как ксантановая камедь, РНРА (hydrolyzed polyacrylamide), СМС (carboxymethyl cellulose) и РАС (polyanionic cellulose) [35, 42], которые являются хорошими теплоизоляторами и используются для предотвращения фильтрации БР и набухания глины. Однако эти полимеры не могут выдерживать высокие давления и температуру (НРНТ).

Бентонитовая глина добавляется в буровой раствор для контроля фильтрационных потерь и создания непроницаемой фильтрационной корки. Бентонит также используется в качестве загустителя бурового раствора. Однако при высоких температурах из-за флокуляции частицы бентонита слипаются, образуя рыхлую и пористую корку, что в результате увеличивает фильтрацию и влияет на производительность бурового раствора [43]. В этом случае комбинация традиционных технологий приготовления РВО с наноразмерными инертными материалами может довольно успешно справиться с проблемами поглощения раствора в пласт [44].

БР на углеводородной основе обеспечивает высокий уровень ингибирования, термическую и реологическую стабильность при бурении в чувствительных к воде сланцевых породах [11, 45] и считается хорошей буровой смазкой [15].

РУО минимизируют набухание сланца из-за меньшего содержания воды в их составе. Буровые растворы с высоким содержанием воды обычно приводят к

большому коэффициенту трения и объему фильтрата бурового раствора, что приводит к проблемам с нестабильностью ствола скважины. Нет сомнений в том, что РУО обладает превосходными свойствами ингибирования сланца, но он вызывает некоторые эксплуатационные проблемы, такие как нарушение данных каротажа скважин, а иногда и повреждение пласта.

Тем не менее, использование РУО оказывает существенное пагубное влияние на экологию, последствия которого наблюдаются в течение десятков лет после начала бурения [46, 47]. В результате во всем мире были введены серьезные ограничения на использование РУО [48]. В отличие от РУО, РВО более экологичен и обеспечивает лучшую эксплуатационную эффективность при хорошей химической обработке [3, 49].

Таким образом, в настоящее время большая проблема, стоящая перед нефтегазовой промышленностью, заключается в разработке улучшенных буровых растворов, которые могут выдерживать высокие забойные температуры и давление (более 175 °С и 70 МПа) с улучшенными реологическими характеристиками и характеристиками ингибирования сланцев [2, 3, 7, 29, 38, 39, 50 – 53]. Однако эти жидкости должны быть синтезированы так, чтобы они помимо прочего могли минимизировать повреждение пласта. Это подчеркивает огромный потенциал наноматериалов в разработке интеллектуальных систем жидкостей для преодоления текущих, а также будущих проблем бурения и добычи [8, 30, 40, 54].

Наночастицы могут вызвать такое изменение свойств БР, которое обеспечит стабильность ствола скважины в сланцевых пластах и уменьшит воздействие на окружающую среду, исключив использование токсичных химических веществ или хлоридов в буровом растворе. Наночастицы можно использовать для физического закупоривания пор сланца вместо химического ингибирования, устраняя таким образом набухание сланца и уменьшая образование трещин [55]. Однако не все материалы и концентрации наночастиц приводят к надлежащим свойствам бурового раствора. Поэтому работа по исследованию влияния

нанодобавок на свойства буровых растворов является сложной и требует более тщательной оценки [26, 45, 56 – 60].

1.2. Анализ научных исследований влияния наночастиц на свойства буровых растворов

1.2.1. Влияние добавки наночастиц на вязкость и реологию БР

Ниже рассмотрены последние работы по применению нанотехнологий для модификации вязкости бурового раствора на различной основе.

Исследованием влияния концентрации наночастиц на реологические параметры промывочной жидкости занимались многие авторы. В частности, автор [61] утверждает, что даже незначительное увеличение концентрации частиц Al_2O_3 в значительной степени увеличивает вязкость бурового раствора. В диссертации [62] исследовали буровую суспензию на водной основе, содержащую 1–5 мас.% частиц SiO_2 размером 7 и 16 нм. Результаты показали значительное увеличение пластической вязкости и предельного напряжения сдвига. В публикации [40] были подтверждены результаты для предыдущих исследований для раствора с частицами Fe_2O_3 размером от 3 до 30 нм. В работе [63] исследованы реологические свойства бентонитовых растворов, содержащих различные концентрации частиц (от 0.5 и до 5 мас.%) оксида железа Fe_2O_3 размером 3 и 30 нм, при различных температуре и давлении. Полученные результаты показали, что с увеличением концентрации наночастиц Fe_2O_3 в растворе на водной основе повышается предел текучести и вязкость. Максимальное значение получено для концентрации 5 мас.%, напряжение сдвига выросло в 30 раз, вязкость – в 10 раз. Авторы [61] утверждают, что при 4% объемной концентрации частиц размером 36 и 47 нм Al_2O_3 в буровом растворе вязкость не меняется, а при увеличении объемной концентрации наночастиц большего размера происходит увеличение вязкости.

Работа [36] посвящена лабораторным методам синтеза и анализа инновационных буровых растворов на основе воды, содержащих оксид железа (Fe_2O_3) и наночастицы диоксида кремния (SiO_2). Значительные модификации реологических и фильтрационных характеристик наблюдались при добавлении наночастиц в базовую жидкость водно-бентонитовой суспензии. Реологический анализ показал увеличение предела текучести и прочности геля при увеличении концентрации наночастиц. Для образцов, содержащих нанопорошок кремнезема, было обнаружено отрицательное влияние на фильтрационные характеристики при незначительных изменениях реологического профиля.

Авторы [64] базовый буровой раствор готовили путем смешивания бентонита, барита и крахмала в пропорциях 70%, 20% и 10% по массе. К базовому раствору добавляли наночастицы кремния и графита размером 40 нм. Показано, что буровой раствор, модифицированный наночастицами, лучше сохраняет реологические свойства при более высоких давлении и температуре. Базовый буровой раствор теряет свою текучесть с увеличением давления.

В исследовании [20] было рассмотрено влияние многостенных углеродных нанотрубок и наночастиц оксидов металлов (оксида титана, оксида алюминия и оксида меди) различной концентрации на реологические и фильтрационные свойства водного бурового раствора при различных температурах. Для бурового раствора с добавкой оксида алюминия и углеродных нанотрубок наблюдались значительные улучшения предела текучести, пластической вязкости и прочности геля. Однако оксид титана и оксид меди привели к снижению пластической вязкости, предела текучести и прочности геля.

Исследование [35] демонстрирует эффективность наночастиц целлюлозы (CNP), включая микрофибриллированную целлюлозу и целлюлозные нанокристаллы, в улучшении реологических характеристик водных бентонитовых буровых растворов. По сравнению с микрофибриллированной целлюлозой наночастицы имели гораздо меньшие размеры, более высокое значение отрицательного поверхностного заряда, более высокую стабильность в водных растворах, более низкую вязкость. В результате было показано, что

модифицированные растворы обладали превосходными реологическими свойствами и более высокой температурной стабильностью.

Целью исследования [65] было улучшение характеристик бурового раствора на основе бентонита с использованием новых водорастворимых полимеров и наночастиц. Водорастворимые полимеры были использованы для улучшения реологических свойств и дисперсии бентонита. Реологические свойства были оценены после введения углеродных нанотрубок и графитированных нанотрубок при изменении температуры от 25 °С до 85 °С. Наблюдалось, что включение 0.25 мас.% полимеров и 0.25 мас.% наночастиц улучшало предел текучести и вязкость при постоянном сдвиге. Предел текучести для суспензий увеличивается с повышением температуры. Пластическая вязкость снижалась с увеличением температуры от 25 °С до 85 °С. Индекс текучести уменьшался с увеличением температуры, что указывает на разжижение системы. Общее повышение реологических свойств с повышением температуры происходит за счет адсорбции полимерных цепей на отрицательно заряженной поверхности бентонита.

В работе [1] исследовали буровые растворы на основе воды и монтмориллонита. В качестве замены обычных добавок для буровых растворов использовали измельченный до наноразмеров (порядка 10 нм) палыгорскит (природный водный глинистый минерал с волокнистой палочковидной микроструктурой). Наблюдалось существенное улучшение реологии буровых растворов при добавке наночастиц с малой концентрацией. Также наночастицы показали возможность адаптировать свойства буровых растворов за счет уменьшения размера частиц. Еще одной особенностью наночастиц была отмечена стабильность бурового раствора при высокой температуре и давлении. Обнаружено, что буровой раствор с добавкой наночастиц может оптимизировать процесс бурения, включая увеличение скорости проходки, улучшенную смазывающую способность и устойчивость ствола скважины.

Авторы [14] исследовали различные водные буровые растворы на основе хлорида калия (KCl) с добавкой наночастиц для улучшения реологических свойств и ингибирования сланцев. Результаты показали, что добавка 0.1 нг/г

многостенных углеродных нанотрубок и нанокремнезема в систему бурового раствора KCl привела к изменению объема сланца на 32% и 33% соответственно, тем самым улучшив ингибирование сланцев. Также было показано, что введение углеродных нанотрубок оптимизировало пластическую вязкость и предел текучести буровых растворов.

В работе [66] ряд различных нанокремнеземов был протестирован в качестве ингибиторов сланцев и регуляторов реологии в водных буровых растворах. Различия в ингибировании сланца наблюдаются в зависимости от вида используемого кремнезема. Помимо того, что они являются более сильнодействующими ингибиторами и более безопасны в обращении, наносиликаты снижают экологические издержки и значительно улучшают реологию растворов.

В работе [51] авторы исследовали влияние 50 нм частиц оксида железа и кремния на свойства глинистых буровых растворов. Установлено увеличение значения эффективной вязкости при концентрации наночастиц 2.5 мас.% в 2 раза. Напряжение сдвига увеличилось почти в 3 раза. Объем фильтрации для оксида железа уменьшился только для концентраций 0.3, 0.5 и 1.5 мас.%, наибольшее снижение было зафиксировано для концентрации 0.5 мас.% и составило почти 50% в сравнении с базой. Для оксида кремния зафиксировано увеличение объема фильтрации на 30% для концентрации 1.5 мас.%.

В работе [67] проведены экспериментальные исследования влияния наночастиц сепиолита на реологические и фильтрационные свойства бурового раствора на основе воды и бентонита при различных условиях температуры и (50–180 °C) и давлениях (3.45–41.37 МПа). Буровой раствор с наночастицами демонстрирует высокую стабильность реологических свойств в широком диапазоне температур и давлений; наночастицы уменьшают потери жидкости на 15% и проницаемость на 23.4% при пластовом давлении и температуре. Сепиолитовые наночастицы не эффективны в качестве регулятора реологии и фильтрации при низком давлении и низкой температуре.

В то же время в литературе встречаются противоположные результаты. Например, автор в своей работе [68] установил, что вязкость бурового раствора уменьшается с увеличением размера наночастиц SiO_2 . Исследователи [69] в своей работе подтвердили эти результаты для частиц CuO и Al_2O_3 .

Тимофеева в своей работе [70] указывает на влияние формы наноразмерных частиц на вязкость и теплопроводность буровых растворов на водной и углеводородной основах. В ходе исследований было установлено, что наименьшую вязкость имеют растворы, содержащие в своем составе частицы округлой формы, а наибольшую – содержащие вытянутые, цилиндрические НЧ.

Исследований влияния добавок наночастиц в буровой раствор на эффективность выноса шлама из скважин при бурении на сегодняшний день известно существенно меньше. В работе [16] был исследован буровой раствор на водной основе с добавкой наночастиц оксида кремния для улучшения выноса шлама из скважины на поверхность. Исследовано влияние концентрации наночастиц оксида кремния на выносную способность бурового раствора. В результате было показано, что эффективность выноса шлама была увеличена с 3 до 13% при добавлении 0.005 мас.% наночастиц SiO_2 . Кроме того, модифицированный наночастицами раствор стабилизирует ствол скважины и предотвращает проникновение в него пластовых флюидов.

Samsuri и др. в своей работе [71] исследовали выносную способность бурового раствора на водной основе с добавкой многостенных углеродных нанотрубок. Исследовалось влияние концентрации нанотрубок, размера частиц шлама и скорости бурового раствора. Результаты показывают, что эффективность выноса шлама возрастает по мере увеличения количества добавленных нанотрубок. Так, добавка 0.01% углеродных нанотрубок повышает эффективность очистки скважина более чем на 10-15%. Также показано, что добавка углеродных нанотрубок в буровой раствор улучшает его вязкость.

В работе [50] экспериментально исследована эффективность бурового раствора на водной основе с добавкой наночастиц оксида кремния для процесса очистки наклонных скважин. Были рассмотрены различные углы наклона

скважины с различными скоростями вращения бурильной трубы. Было обнаружено, что наночастицы диоксида кремния повышают эффективность выноса шлама на 30.8–44%.

Из вышесказанного можно сделать вывод, что наночастицы способны поддерживать оптимальные реологические свойства, что позволяет эффективно решать многие проблемы бурения. Их низкая концентрация в системе бурения по сравнению с другими обычными буровыми добавками обеспечивает основу для более эффективных методов бурения. При строительстве скважин в областях аномально высоких пластовых температур необходимо иметь буровые растворы со стабильной вязкостью и реологией.

1.2.2. Влияние добавки наночастиц на фильтрационную способность буровых растворов

Помимо реологических характеристик, важнейшим параметром буровых растворов, который необходимо контролировать, является их **фильтрационная способность**. В процессе строительства скважины буровой раствор способен проникать в микропоры и микротрещины породы. Это явление называют фильтрационными потерями или поглощением бурового раствора. При этом значительно увеличивается стоимость промывочной жидкости и, как следствие, общая стоимость строительства скважины. Также поглощение бурового раствора приводит к нарушению устойчивости стенок скважины, образованию каверн и увеличению коэффициента трещиноватости горных пород. Для предотвращения этих явлений необходимо снизить проницаемость стенок скважины. Обычно для этого используют кольматанты – микродисперсные наполнители, которые закупоривают горную породу. Однако в породах с низкой проницаемостью (с размером пор 0.1–1 мкм), использование микрокольматантов не целесообразно. В связи с тем, что в последнее время активно исследуются возможности разработки низкопроницаемых месторождений, использование буровых суспензий с добавкой наноразмерных кольматантов имеет огромный практический интерес.

В работе [6] были протестированы новые буровые растворы на водной основе, которые содержат наночастицы кремния размером 20 нм, для оценки их взаимодействия со сланцами. Обнаружено, что буровые растворы с добавкой наночастиц довольно устойчивы при повышенных давлениях и температурах и обладают широким спектром реологических свойств, хорошей смазывающей способностью. Проведенные испытания фильтрационной способности показали уменьшение фильтрационных потерь в 10 раз, что указывает на то, что проблемы нестабильности ствола скважины будут минимизированы при использовании этих буровых растворов.

В работе [72] исследовалось влияние добавок композита гидрофобных частиц оксида кремния (аэросил R200 среднего размера 12 нм). В процессе исследования было установлено, что при повышении концентрации до 1.2 мас.% фильтрация уменьшалась в 5–7 раз в сравнении с базой.

В ходе лабораторных исследований в работе [73] было установлено, что с добавлением в раствор наноразмерных глин (1–100 нм) с концентрацией 0.2–1 мас.% удалось достигнуть снижения фильтрационных потерь до 75% в сравнении с применением обычных кольматантов.

В диссертации [24] авторы оценили влияние наночастиц сульфата бария, оксида железа, и карбоната кальция на фильтрационные потери инвертной эмульсии. При стандартном тесте фильтрации API (Американский институт нефти) на LTLR (низкое давление, низкая температура) фильтре было достигнуто снижение потерь жидкости более чем на 70% в присутствии 1–5 мас.% наночастиц. Результаты также показали уменьшение толщины фильтрационной корки и ее заметное уплотнение.

В работе [55] изучено применение водных буровых суспензий с нанодобавками для снижения проницаемости сланцев. Начальная проницаемость сланца составляла 0.153 нД. Добавка наночастиц привела к уменьшению проницаемости образца до 0.0042 нД, что на 98% снизило проницаемость и, соответственно, уменьшило фильтрационные потери.

Исследование [35] демонстрирует эффективность микро- и наночастиц целлюлозы и целлюлозных нанокристаллов в целях понижения фильтрации бентонитовых буровых растворов. Базовый буровой раствор имел высокий уровень фильтрационных потерь: 34.6 мл (за 30 мин). Микрочастицы оказали незначительное влияние на объем потерь жидкости, в то время как фильтрационные потери с добавкой наночастиц постепенно уменьшались по мере увеличения их концентрации с 0.1 до 1.0 мас.%. Например, буровой раствор с добавкой нанокристаллов 1 мас.% показал снижение объема фильтрата на 44.2% по сравнению с базовым буровым раствором.

Работа [36] посвящена анализу буровых растворов, содержащих наночастицы оксида железа (Fe_2O_3) и кремния (SiO_2). И LTLP и НТНР (высокое давление, высокая температура) измерения показали значительное уменьшение фильтрационных потерь для образцов, содержащих наночастицы Fe_2O_3 . Эффективность фильтрации снижалась с увеличением концентрации Fe_2O_3 . Показано, что 0.5 мас.% является оптимальной концентрацией для наночастиц, выше которой они образуют новый слой в фильтрационной корке, что отрицательно влияет на потери жидкости и характеристики фильтрации. Образец с 0.5 мас.% наночастиц Fe_2O_3 улучшил фильтрационные потери с 10.9 см³ до 9.6 см³ (на 12% меньше, чем для базовой жидкости). В образцах с 1.5% и 2.5% наночастиц зарегистрированы потери жидкости 9.0 и 8.8 см³ соответственно (уменьшение объема фильтрата на 17.4% и 19.3% по сравнению с объемом базовой жидкости). Для образцов, содержащих наночастицы кремния, наблюдалось негативное влияние на характеристики потерь жидкости. Например, при добавлении 2.5% наночастиц кремния фильтрация увеличилась на 57.8% по сравнению с базовой жидкостью. Добавление 0.5% и 1.5% наночастиц кремния привело к увеличению на 54.1% и 46.8% соответственно.

В исследовании [45] были рассмотрены растворы на водной основе с различной концентрацией наночастиц SiO_2 размером 5.7 нм. Результаты показали улучшения фильтрационных свойств при добавке частиц с концентрациями ниже 0.7 мас.%. Оптимальная концентрация нанодобавок: 0.1–0.3 мас.%. Наночастицы

постепенно уменьшают фильтрацию с увеличением концентрации. Самое значительное улучшение фильтрационных свойств наблюдалось при добавлении 0.1 мас.% частиц. Снижение объема фильтрата увеличивается по мере увеличения концентрации. Например, при 0.7 мас.% SiO_2 получены 44% и 31% сокращения фильтрационных потерь.

В работе [74] использование наночастиц в водных буровых растворах снизило фильтрационные потери до 68%, а проницаемость до 97% по сравнению с базовым раствором, насыщенным солью. Минимальная концентрация наночастиц, необходимая для снижения проницаемости и потерь жидкости, составила 10 мас.%. Для наночастиц размером 35 нм фильтрационные характеристики оказались лучше, чем для наночастиц 50 нм.

В работе [18] исследовали водные бентонитовые суспензии (деионизированная вода и бентонит 7 мас.%), содержащие наночастицы оксида железа (Fe_3O_4) концентрацией 0.5 мас.% размером 7–50 нм. Результаты фильтрации LPLT при использовании наночастиц размером 7–8 нм показали уменьшение конечного объема фильтрата на 25.7% и увеличение толщины фильтрационной корки на 5.5% по сравнению с базовой жидкостью. Фильтрационное поведение в условиях НРНТ показало более высокое снижение потерь жидкости: для наночастиц меньшего размера уменьшение фильтрационных потерь составило 34.3%, а для частиц 50 нм – 40% по сравнению с базовой жидкостью. Фильтрационные корки для наночастиц 7 и 50 нм увеличились на 10 мм и 9 мм соответственно по сравнению с коркой после фильтрации базового бурового раствора, равной 7 мм.

В работе [75] базовый буровой раствор представлял собой жидкость с концентрацией бентонита 7 мас.% в деионизированной воде с добавлением наночастиц железа и кремния. При использовании наночастиц оксида железа достигнуто значительное уменьшение объема фильтрата (43% для 0.5 мас.%) при незначительном увеличении толщины корки на 17.32% по сравнению с базовой жидкостью. Однако добавление наночастиц SiO_2 привело к увеличению объема фильтрата и толщины фильтрационной корки. Увеличение концентрации

наночастиц привело к увеличению потери жидкости и толщины фильтрационной корки для обоих видов наночастиц.

В работе [39] рассмотрены буровые растворы на водной основе, содержащие наночастицы оксида кремния диаметром 10–20 нм. Результаты показали, что наночастицы приводят к снижению фильтрации, и с ростом концентрации наночастиц этот эффект усиливается. Например, по сравнению с базовой жидкостью, при концентрации наночастиц 5 мас.%, фильтрационные потери уменьшились на 42.8%, а при концентрации 10 мас.% – на 68%.

Целью исследования [56] было сравнение и оценка влияния различных анионных наноразмерных частиц (кремния, алюминия и титана) на водные буровые растворы с высоким рН (11.5–12). Это было достигнуто путем изучения влияния очень низких концентраций отрицательно заряженных наночастиц на реологические свойства бурового раствора при низких температурах и давлениях. Результаты показывают значительное улучшение реологических и фильтрационных свойств флокулированных растворов на водной основе, обработанных 0.1 мас.% нанокремнезема и 0.3 мас.% нанотитана и nanoалюминия. Для более высоких концентраций никаких улучшений достигнуто не было. Кроме того, результаты показывают способность нанокремнезема и нанотитана уменьшать объем фильтрационных потерь, добавка nanoалюминия не способствует снижению.

Авторы в работе [25] изучали свойства наножидкости, содержащей смесь поверхностно-активных веществ, смешанных с nanoграфитом. Они зафиксировали уменьшение фильтрации на 30% в сравнении с обычными жидкостями и уменьшение крутящего момента.

В работе [76] авторы изучали влияние наночастиц оксида кремния и оксида меди на свойства промывочных жидкостей на водной основе. Средний размер частиц был равен 50 нм. Буровые растворы модифицировали путем диспергирования наночастиц в концентрациях 0.5, 0.8% и 1 мас.%. Показано, что добавки наночастиц оксида меди приводили к снижению пластической вязкости на 24% для концентрации 0.8 мас.%. Для оксида кремния происходило

увеличение этих значений. Однако для обоих видов наночастиц происходило уменьшение объема фильтрации. Для оксида кремния максимальное снижение составляло 31%, а для оксида меди – 24%.

Существует ряд работ, в которых показано отсутствие зависимости фильтрационных потерь от добавки наночастиц. В [38] исследованы буровые растворы на водной основе с использованием бентонита, полианионной целлюлозы и нанокристаллов целлюлозы. Внесение микрочастиц целлюлозы привело к очень низкопроницаемым фильтрационным коркам, что говорит о значительном снижении фильтрационных потерь. Однако включение наночастиц не оказало значительного влияния на потери фильтрата. Потеря фильтрата не зависела также и от концентрации наночастиц. В работе [17] исследована стабильность двух водных буровых растворов с наночастицами SiO_2 различной концентрации 0.5, 1 и 2 мас.%. Наночастицы не оказывают ощутимого влияния на величину потерь жидкости. Для более высокой концентрации (> 1 мас.%), фильтрационная потеря даже увеличивается.

Существуют исследования, в которых влияние нанодобавок на характеристики буровых растворов проявляется только в условиях высокой температуры и высокого давления. В работе [43] для контроля свойств бурового раствора на основе бентонита в него были добавлены сепиолитовые наночастицы диаметром 50 нм. Показано, что в буровом растворе на основе дистиллированной воды фильтрационные потери при LPLT не уменьшились с добавлением наночастиц сепиолита; в буровом растворе на основе рассола объем фильтрата даже увеличился после добавления наночастиц сепиолита. После добавления наночастиц сепиолита в бентонитовый буровой раствор при температуре пласта 60 °С и пластовом давлении 10.35 МПа потери жидкости уменьшились на 15%. Снижение проницаемости песчаника было ниже, чем без сепиолитовых наночастиц, на 23.4%. В исследовании [77] наночастицы целлюлозы, включая нанокристаллы целлюлозы и нановолокна целлюлозы, были использованы как добавка к бентонитовым буровым растворам для уменьшения фильтрационных потерь. Исследовано влияние размера и концентрации наночастиц. Добавление

наночастиц не произвело выраженного эффекта в потере жидкостей в условиях низкой температуры и низкого давления. Тем не менее, снижение потерь жидкости наблюдалось с использованием наночастиц при более высоких температурах и давлениях.

Также имеются работы, в которых фильтрационные характеристики буровых растворов с добавкой наночастиц ухудшились. В работе [63] исследованы свойства бентонитовых буровых растворов, содержащих наночастицы оксида железа. Как видно из данных о потерях фильтрации жидкости, нет никакого соответствия между концентрацией и размером наночастиц к свойствам фильтрации жидкости. Только 0.5 мас.% 30 нм раствор бентонита Fe_2O_3 показал снижение потерь фильтрата жидкости по сравнению с 5.0 мас.% раствора бентонита. По мере увеличения концентрации 30 нм Fe_2O_3 с 0.5 мас.% до 5.0 мас.% в образцах раствора бентонита потери фильтрата жидкости увеличились на 18.0%, 17.9% и 25.2% в среднем за 30, 60 и 90 минут соответственно. По мере увеличения концентрации 3 нм Fe_2O_3 с 0.5 мас.% до 5.0 мас.% в образцах бентонитового раствора потери фильтрата жидкости увеличились на 14.9% и 6.3% соответственно для 30 и 60-минутных средних значений, но снизились на 4.3% для 90-минутных средних значений.

Из приведенного выше анализа современных исследований следует, что в области фильтрации буровых растворов с добавкой наночастиц в качестве понизителей фильтрации остается еще очень много вопросов. Это требует систематических экспериментальных исследований. При этом в отличие от большинства других работ в данной работе произведена попытка изучить максимально возможное количество факторов, которые влияют на фильтрацию буровых растворов, модифицированных наночастицами.

Выводы по главе 1

После детального изучения литературы и исследования проблем бурения, связанных с функциональностью буровых растворов, а также принимая во внимание глобальный спрос на увеличение объемов добычи нефти, совершенно очевидно, что необходима разработка более совершенных буровых растворов с улучшенными характеристиками.

Появление нанотехнологий произвело революцию в научной и инженерной областях. Одной из наиболее многообещающих перспектив использования наночастиц в нефтегазовой отрасли является их добавка в буровой раствор для создания определенных эксплуатационных характеристик, стабилизации свойств и возможности применения в широком диапазоне рабочих характеристик с незначительными изменениями состава [7].

Наночастицы могут улучшать буровые растворы благодаря следующим характеристикам [3, 8, 11]:

- термостабильность в сравнении с макроразмерными добавками очень важны для бурения в условиях высокой температуры и давления;
- доминирующая роль поверхностных сил, возникающих из-за диапазона размеров наночастиц в атомном масштабе, а не массовых сил как у макрочастиц, является ключевым фактором для улучшения физико-химических, и особенно реологических свойств жидкостей на основе наноматериалов;
- благодаря малому размеру наночастицы значительно улучшают фильтрационные характеристики буровых растворов и уменьшают толщину фильтрационной корки, что позволит преодолеть проблему прихвата буровых труб и повысить стабильность ствола скважины;
- возможность присоединения к наноматериалам огромного количества элементов или радикалов, нейтрализующих кислотный газ, из-за их большой площади поверхности на единицу объема позволяют нанодобавкам стать эффективным инструментом для устранения проблем, связанных с присутствием кислоты, газа;

- наночастицы способны образовывать гидрофобную и неадгезивную пленку на долоте, стабилизаторе и поверхностях буровой колонны, что может значительно уменьшить износ оборудования;

- с помощью наночастиц можно контролировать проблемы с гидратами газа, возникающими во время бурения, т. к. они способны предотвращать оттаивание, диссоциацию и рассеивание газогидратов путем термодинамического и / или кинетического торможения и т. д.

Таким образом, можно сделать вывод, что исследование влияния наночастиц на физико-химические свойства буровых растворов является очень важной и актуальной задачей для разработки экономически эффективного и экологически устойчивого бурового раствора, соответствующего техническим требованиям. Такое исследование должно носить комплексный экспериментально-теоретический характер и включать в себя изучение влияния нанодобавок на процессы вязкости и реологии, фильтрационные свойства, структурные свойства и термостабильность буровых растворов.

Глава 2. Материалы и методы

2.1. Приготовление буровых растворов, модифицированных наночастицами

В работе в качестве основного компонента бурового раствора использовался бентонитовый глинопорошок Таганского месторождения Алтайского края и Черногорского месторождения Красноярского края.

Бентонит представляет собой монтмориллонитовую глину, используемую в буровых растворах из-за ее превосходных реологических свойств [78]. Бентонитовые суспензии демонстрируют хорошо контролируемые характеристики разжижения при сдвиге, которые обеспечивают хорошую прокачиваемость жидкости и пропускную способность шлама [65, 78]. Вязкость буровых растворов на основе бентонита достигается путем размещения отслоившихся частиц бентонита в ориентации от края к поверхности из-за различных зарядов на гранях и краях бентонитовых пластинок [79]. В обычных буровых растворах для достижения ожидаемых реологических и фильтрационных характеристик требуется относительно большое количество бентонита. Однако высокая концентрация бентонита во флюидах может снизить эффективность бурения и даже привести к таким проблемам в работе, как дифференциальный прихват, неэффективная очистка ствола скважины, высокий крутящий момент и сопротивление, а также повреждение пласта. Кроме того, бентонит имеет ограничения в отношении флокуляции, деградации и нестабильности в условиях высокой температуры и высокого давления, которые могут стать более серьезными в сверхглубоких скважинах. Следовательно, должным образом спроектированная система с низким содержанием твердого вещества способствует более высокой скорости бурения, образованию более тонких фильтрационных корок, высокоэффективной очистке ствола скважины и улучшенной гидравлике. Жидкости с низким содержанием твердых компонентов могут быть приготовлены с использованием одного или нескольких полимеров

для замены бентонита, что дает улучшенные реологические свойства и фильтрационные потери, сравнимые со свойствами жидкостей с более высокой концентрацией бентонита. Широкий спектр полимерных добавок, таких как ксантановая камедь, крахмал, натрий-карбоксиметилцеллюлоза и РАС, добавляют в буровые растворы для достижения желаемых реологических и фильтрационных свойств [3, 38, 42, 80 – 83]. Бентонит теряет свои свойства и начинает химически разрушаться при температуре выше 120 °С [84]. Существует несколько опубликованных исследований, в которых предпринята попытка увеличить эксплуатацию буровых растворов на основе глины [85]. Показано, что добавление наночастиц может улучшить их фильтрационные и реологические свойства даже при высоких температурах [18, 63].

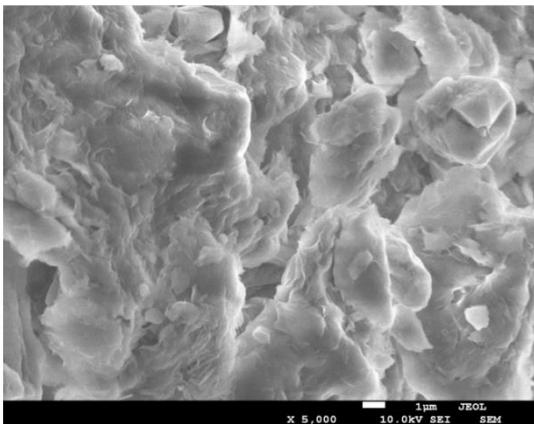
В экспериментах были рассмотрены глинистые и глино-полимерные буровые растворы на водной основе. Полимер добавляется в промылочные жидкости в качестве загустителя, стабилизатора и структурообразователя для регулировки реологических параметров и придания растворам тиксотропных свойств. В работе использовался полимер ГАММАКСАН. Это ксантановая камедь высшей степени очистки. Концентрация полимера варьировалась от 0.1 до 0.5 мас.%. В отдельные растворы добавлялся крахмал (2 мас.%) как типичный в таких случаях регулятор фильтрации.

Приготовление бурового раствора начиналось с добавления частиц бентонита в дистиллированную воду (или раствор полимера) и активного механического перемешивания полученной суспензии в течение 30 мин на высокоскоростной мешалке (OFITE 152-18 - Prince Castle) при 20 000 об/мин. Массовая концентрация частиц глины в экспериментах составляла 5%. Это наиболее оптимальная концентрация, которая используется в практике бурения.

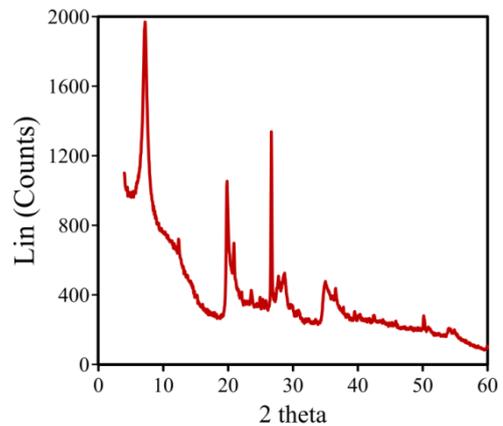
Далее для поддержания оптимальной плотности и качественных фильтрационных характеристик буровых растворов в них добавляются утяжелители и микрокольматанты – это мелкодисперсные добавки порошков минералов. В данной работе в качестве дисперсных наполнителей использовался химически инертный порошок нитрида алюминия AlN , изготовленный ООО

«ПЛАТИНА». Средний размер микрочастиц варьировался от 1 до 10 мкм. Массовая концентрация микропорошка нитрида алюминия варьировалась от 0.5 до 4 мас.%. Также в качестве утяжелителя использовался микробарит $BaSO_4$ марок В-5 и В-6 размером 70 мкм, произведенный в соответствии с ГОСТ 4682-84. Концентрация микроразмерного утяжелителя варьировалась от 10 до 39%. При таких концентрациях плотность раствора изменялась в пределах 1.06–1.55 г/см³ [10].

На рисунке 2.1 продемонстрированы бентонитовые частицы бурового раствора, снятые с помощью просвечивающего электронного микроскопа на высушенной фильтрационной корке после испытаний буровой суспензии на фильтрационную способность. Видно, что корка базового бурового раствора образована частицами чешуйчатой структуры, что свойственно для всех монтмориллонитовых глин (см. рисунок 2.1 (а)). Элементный состав образца глины приведен в таблице 2.1.



а)



б)

Рисунок 2.1 – ПЭМ изображение (а) и рентгенограмма частиц глины (б)

Таблица 2.1 – Глина, элементный состав образца

Бентонит, атомный состав, %								
Элемент	O	Na	Mg	Al	Si	Ca	Mn	Fe
Содержание	63.39	0.81	1.74	6.22	22.01	0.48	2.27	3.08

После приготовления глинистой суспензии раствор выдерживался в течение 48 часов для полной гидратации частиц бентонита в водной дисперсной среде. Далее в полученный раствор добавлялась наносуспензия. Для обеспечения во всех растворах одинаковой массовой концентрации бентонита (5 мас.%) в базовый буровой раствор доливалось такое же количество дистиллированной воды. Суспензии с наночастицами приготавливались в два этапа [86], [87]: механическое перемешивание в дистиллированной воде (30 минут при 20 тыс. об/мин) и ультразвуковая обработка для разрушения агломератов частиц (15–30 минут на ультразвуковом технологическом аппарате УЗТА-1/22 серии «Волна-м» при 400 ВА).

В буровые растворы добавлялись гидрофильные наночастицы оксидов кремния, алюминия и титана (таблица 2.2). Варьировалась концентрация частиц: от 0.25 до 4 мас.%, и их размер: от 5 до 190 нм.

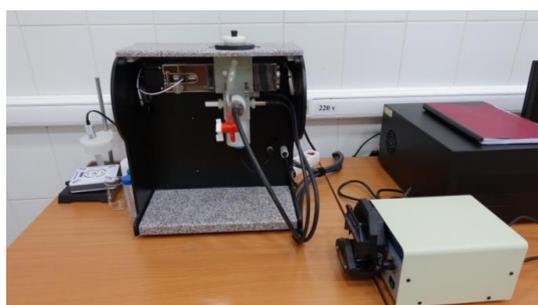
Таблица 2.2 – Свойства наночастиц оксидов металла

Характеристика	Al ₂ O ₃	SiO ₂	TiO ₂
Внешний вид	Белый порошок		
Удельная поверхность по БЭТ, м ² /г	30–110	10–450	40–90
Насыпная плотность, г/литр	150–450	600–750	500–950
Кристаллическая фаза	Альфа, гамма	Аморфный	
Содержание основного вещества, МПасс.%	99.7%	99.6%	99.75%
Содержание влаги, мас.%	Безводный		

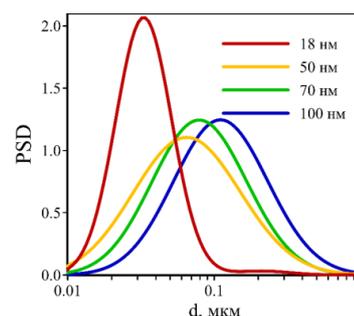
Распределение частиц по размерам измерялось с помощью акустического и электроакустического анализатора DT1202 (Dispersion Technologies) (рисунок 2.2). Электроакустический спектральный анализ основан на эффекте появления ультразвуковых (УЗ) волн при приложении переменного электрического поля к взвеси заряженных частиц, испытывающих трение при колебаниях. Коллоидный ток вибрации вместе с распределением частиц по размерам рассчитывается путем анализа спектров ультразвуковых волн.

DT1202 предназначен для определения размеров частиц в широком диапазоне концентраций (0.1 ÷ 60 об.%). В камере, которая заполняется

исследуемой жидкостью, расположен излучатель ультразвуковых волн, от которого происходит распространение ультразвука, и приемник ультразвукового сигнала. При этом ультразвуковые волны рассеиваются на частицах, что приводит к изменениям в спектре ультразвукового сигнала. Акустический сенсор измеряет скорость звука и коэффициент затухания ультразвука ($0 \div 20 \pm 0.01$ дБ/см/МГц) в широком диапазоне частот (1–100 МГц).



а)



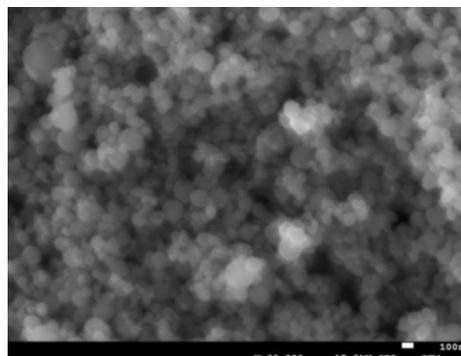
б)

Рисунок 2.2 – а) акустический и электроакустический анализатор DT1202;
б) распределение частиц оксида кремния по размерам

Размер наночастиц также анализировался методом электронной микроскопии. Для этого был использован JEM-2100 (JEOL, Япония) – электронный микроскоп высокого разрешения, оснащенный энергодисперсионным спектрометром Oxford Inca x-sight (рисунок 2.3).



а)



б)

Рисунок 2.3 – а) пропускной электронный микроскоп JEM-2100;
б) ПЭМ-изображение наночастиц оксида кремния 100 нм

2.2. Исследование вязкости и реологии

2.2.1. Сведения о реологии. Основные уравнения

Реология в самом широком смысле изучает свойства деформации и текучести вещества. Основные реологические закономерности отражают зависимость между динамикой и кинематикой движения частиц вещества, а именно между скоростью $\dot{\gamma}$ и напряжением сдвига τ и их производными по времени.

$$\tau = \tau(\gamma, \dot{\gamma}, \ddot{\gamma}, \dots). \quad (2.1)$$

В этом выражении скалярные параметры называются реологическими константами, а напряжения, деформации и их производные – реологическими переменными. Здесь деформации возникают вследствие изменения температуры, влажности или каких-либо физико-химических реакций, а не сопровождаются напряжениями.

В реологии выделяют три основных раздела:

- **феноменологическая реология** качественно и количественно изучает деформации и текучесть тел без анализа причин этих изменений;
- **макрореология** рассматривает тело как непрерывную среду (гомогенную и изотропную), не рассматривая при этом влияние его внутренней структуры;
- **микрореология** исследует, как состав, кристаллическая структура, форма и длина макромолекул, свойства компонентов вещества и др. влияют на его свойства и реологическое поведение. Например, вязкость низкоконцентрированных суспензий можно рассчитать при помощи формулы Эйнштейна 1905 г. [88]. Если имеются данные о концентрации твердых частиц и о вязкости дисперсионной среды, пластические характеристики какого-либо металла можно объяснить с помощью теории кристаллических дислокаций.

Практически все тела обладают такими фундаментальными свойствами, как упругость, вязкость и пластичность. На основе этих свойств созданы базовые реологические модели, которые с достаточно высокой точностью описывают «поведение» природных материалов.

Линейную зависимость между напряжениями, возникающими в жидкости, и скоростью их деформации описывает модель **идеальной вязкой среды**. Эту зависимость называют законом Ньютона:

$$\tau = \mu \dot{\gamma}, \quad (2.2)$$

где μ – вязкость, Па·с; $\dot{\gamma}$ – скорость сдвига, вызванная касательным напряжением τ , с⁻¹.

Уравнением (2.2) можно описать вязкость однофазных систем: газ, вода, нефтепродукты и др.

Если есть критическое касательное напряжение τ_0 , относительно которого можно наблюдать изменения поведения образца (ниже этого значения материалы не деформируются, а выше – ведут себя как вязкие жидкости), то их реологию описывает **вязкопластическая модель Бингама–Шведова**. Это говорит о том, что такие жидкости обладают пластическими свойствами.

$$\begin{aligned} \gamma &= 0, \text{ если } \tau \leq \tau_0 \text{ (твердое состояние);} \\ \tau &= \tau_p + \tau_v = \tau_0 + \mu_p \dot{\gamma}, \text{ если } \tau > \tau_0 \text{ (вязкопластичное состояние)} \end{aligned} \quad (2.3)$$

где τ_0 – предельное напряжение сдвига или динамическое напряжение сдвига, Па; μ_p – пластическая (структурная) вязкость, Па·с.

Также бингамовские жидкости можно рассматривать как ньютоновскую среду с переменной вязкостью:

$$\mu_a = \tau / \dot{\gamma} = \mu_p + \tau_0 / \dot{\gamma}, \quad (2.4)$$

где μ_a – кажущаяся вязкость, Па·с.

Все жидкости, в которых вязкость – величина не постоянная, т. е. такие, которые не подчиняются закону Ньютона, называются неньютоновскими.

Моделью Бингама можно описать поведение суспензий (буровые и тампонажные растворы), некоторые смазки и т. д.

Если жидкости не обладают пластическими свойствами (предельное напряжение $\tau_0 = 0$), для описания их течения используют модель **Оствальда де Ваале** (степенной закон):

$$\tau = K(\dot{\gamma})^n, \quad (2.5)$$

где K – мера консистенции, Па·с ^{n} ; n – показатель нелинейности.

Или:

$$\mu = K\dot{\gamma}^{n-1}. \quad (2.6)$$

При $n < 1$ – жидкость псевдопластичная, а при $n > 1$ – дилатантная.

Модель Оствальда де Ваале описывает поведение некоторых эмульсий, полимерных растворов, буровых и тампонажных цементных растворов с различными добавками.

Сочетание вязкопластичной модели со степенным реологическим законом дает модель **Гершеля–Балкли**:

$$\tau = \tau_0 + K\dot{\gamma}^n. \quad (2.7)$$

Эту модель удобно использовать при описании реологии не утяжеленных и полимерных буровых растворов [89].

Реологическое поведение вязкоупругих сред невозможно описать при помощи только одного коэффициента вязкости, даже если он переменный; в соотношения между напряжением сдвига и скоростью деформирования должны входить и их производные по времени.

Следует отметить, что при стационарном ламинарном течении влияние упругости незначительно. Она проявляется лишь при резких изменениях скорости течения: пуск или остановка насоса, резкое изменение площади поперечного сечения при течении через местные сопротивления и сужения (вентили, насадки, патрубки). Например, при выходе из насадки, если влияние упругости достаточно велико, струя не сжимается, а расширяется.

Особый интерес представляет влияние упругости на турбулентное течение, способствующее уменьшению трения. С этим явлением сталкиваются при бурении скважин; в буровые и тампонажные растворы добавляют различные высокомолекулярные вещества как в целях снижения водоотдачи, так и в качестве понизителей вязкости.

2.2.2. Лабораторное оборудование для определения вязкости и реологических параметров буровых растворов

В данной работе исследование вязкости и реологии буровых растворов проведено на ротационных вискозиметрах OFITE модели 1100 и 900 (рисунок 2.4, таблица 2.3). В данном приборе имеется два тела вращения – корпус в виде цилиндра и встроенный в него цилиндр. Внутренняя часть прибора приводится в движение электроприводом, скорость фиксируется приборной панелью. Испытываемый флюид заключен в кольцевое пространство между муфтой ротора и бобом, который подключен к валу посредством пружины. Величина оставляемого зазора между внутренним и внешним цилиндром варьируется в пределах нескольких миллиметров для ощутимой силы трения между жидкостью и корпусом. Вязкость определяется по методу Куэтта: сопротивление, вызванное флюидом, создает вращающий момент на боб, который отслеживается датчиком измерения углового перемещения боба. По углу перемещения боба процессор рассчитывает и передает характеристики пробы в соответствии с установленными формулами расчета, основанными на скорости сдвига и перемещении боба. Изменения в технологии шагового двигателя OFITE позволяют вискозиметрам

работать с высокой точностью при чрезвычайно высокой скорости сдвига. Полностью автоматизированная система предназначена для определения реологических параметров промывочных жидкостей при различных температурах и давлениях.



OFITE-900



OFITE-1100

Рисунок 2.4 – Ротационные вискозиметры OFITE

Таблица 2.3 – Технические характеристики ротационных вискозиметров OFITE

Характеристика	Модель	
	900	1100
Давление	атмосферное	до 17237 кПа
Среда создания давления	-	газообразный азот
Температура	до 88 °С	до 260° С
Термостат	150 Ватт	300 Ватт
Система нагрева образца	безмасляный нагрев	безмасляный нагрев
Диапазон напряжений сдвига	0-150 Па	0-400 Па
Диапазон скоростей вращения	0.006-1000 об/мин	0.01 – 600 об/мин
Точность поддержания скорости	0.001 об/мин	0.001 об/мин
Диапазон скорости сдвига	0.01-1700 с ⁻¹	0.01 – 1022 с ⁻¹
Диапазон измеряемой вязкости (сП)	Минимальная вязкость при 600 об/мин: 0.5 сП - Максимальная вязкость при 0.01 об/мин: 10 ⁸ Сп	Минимальная вязкость при 600 об/мин: 0.1 сП - Максимальная вязкость при 0.01 об/мин: 15·10 ⁴ Сп
Погрешность измерения	3%	2%

2.2.3. Исследование микрореологии

Микрореология образцов исследовалась с помощью Rheolaser MASTER™ (рисунок 2.5).

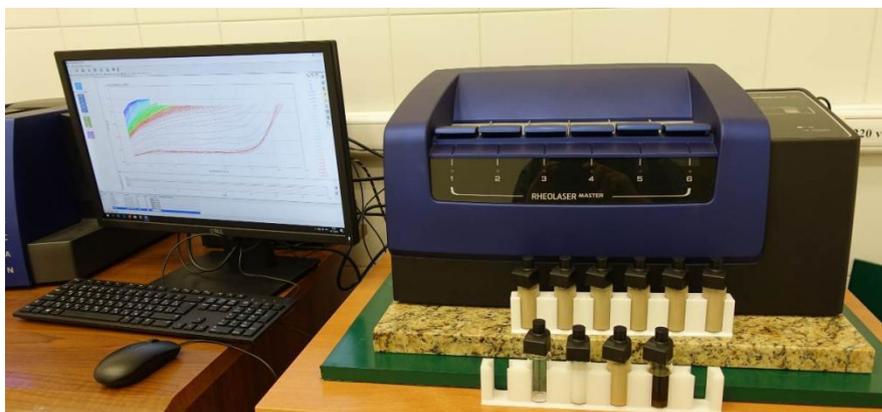


Рисунок 2.5 – Фотография анализатора микрореологии Rheolaser MASTER

Технология, используемая в Rheolaser MASTER™, основана на одном из методов динамического светорассеяния, называемом диффузионной волновой спектроскопией (Diffusive Wave Spectroscopy, DWS). DWS представляет собой пассивный метод изучения микрореологии.

При освещении образца лазерным излучением фотоны проникают в образец и рассеиваются во все стороны такими объектами, как частицы, капли, волокна и т. д. (любым материалом с показателем преломления, отличным от дисперсионной среды). При высокой концентрации таких рассеивателей свет из образца в результате многократного рассеяния выходит преимущественно в обратном направлении. Если для регистрации такого рассеянного излучения использовать видеокамеру, в результате интерференции рассеянных фотонов на матрице камеры отображается так называемое «спекл-поле». Темные и светлые области этой картины получаются в результате деструктивной и конструктивной интерференции рассеянного излучения (рисунок 2.6).



Рисунок 2.6 – Возникновение спекл-поля как результат рассеяния света на частицах

В вязкоупругом образце рассеиватели подвижны (благодаря Броуновскому движению). Это движение рассеивателей вызывает флуктуации интенсивности в каждой части спекл-поля. В зависимости от структуры образца, скорость движения рассеивателей может быть разной, благодаря разной вязкости и упругости образца. Как следствие, различается и скорость изменения интенсивности спекл-поля. Таким образом, скорость изменения спекл-поля дает возможность характеризовать структурные свойства образца. Скорость изменения спекл-поля автоматически измеряется прибором и используется для слежения за вязкоупругими свойствами образца.

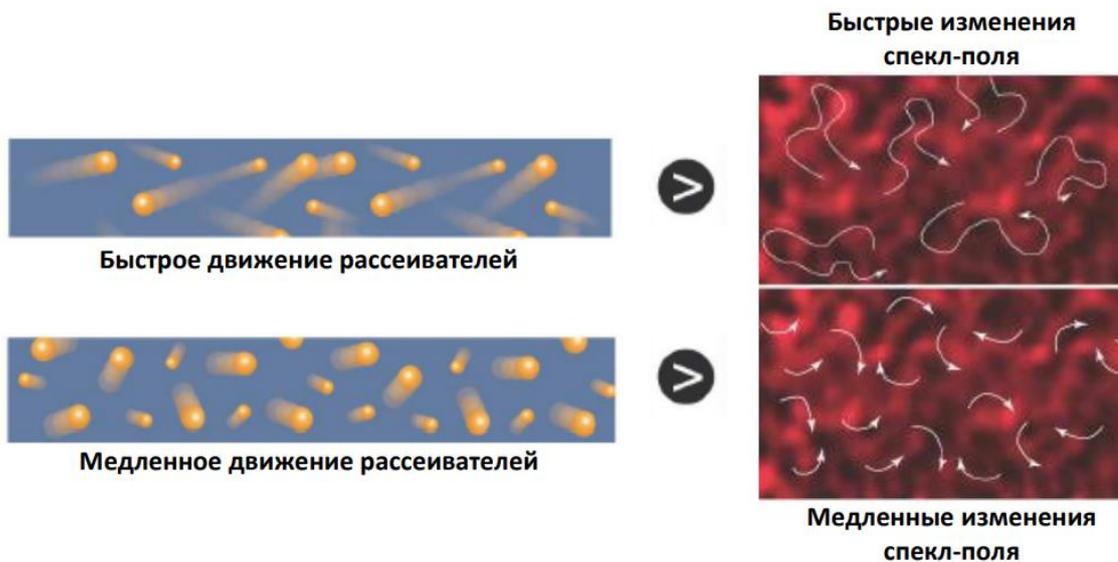


Рисунок 2.7 – Прямое соотношение между скоростью движения рассеивателей и скоростью изменения спекл-поля

Глубина проникновения фотонов в образец зависит от природы образца (концентрации, размера частиц/капель и показателя преломления по отношению к дисперсионной среде). Фотоны, входящие в образец, проникают на глубину порядка нескольких l^* (транспортная длина свободного пробега фотона в среде). l^* также можно рассматривать как расстояние, которое необходимо пройти фотону в результате многократных рассеяний, чтобы его текущее направление распространения стало полностью независимым от начального. Как следствие, глубина проникновения света в образец пропорциональна l^* в данной среде. Rheolaser Master™ чувствителен к изменениям в образце на глубину до $30 l^*$. С практической точки зрения это означает, что толщина анализируемого слоя образца для классических эмульсий или суспензий составляет от 100 до 10 000 мкм (0.1–10 мм).

По причине Броуновского движения рассеивателей в образце, спекл-поле изменяется со временем. Эти изменения дают информацию о вязких и упругих свойствах изучаемого образца. С целью количественной характеристики скорости изменения спекл-поля используется патентованный алгоритм вычисления декорреляции. Благодаря алгоритму, из кривой декорреляции можно вычислить среднеквадратичное смещение (MSD) рассеивателей (частиц/капель), содержащихся в образце. Эту величину можно представить как площадь поверхности, «исследованную» частицей при выбранном времени декорреляции. Среднеквадратичное смещение частицы в среде напрямую связано с вязкоупругими свойствами этой среды, поэтому его можно использовать для расчета этих характеристик образца.

Rheolaser использует микрореологические принципы для исследования вязкоупругих образцов. Этот невозмущающий оптический метод измеряет среднеквадратичное смещение частиц (MSD) как функцию времени декорреляции. Время декорреляции также может быть представлено в виде угловой частоты ($\sim 1/t_{dec}$). Каждая кривая $MSD(t_{dec})$, таким образом, представляет собой вязкоупругий отклик образца на разных частотах при данном времени гелеобразования или данной температуре.

2.3. Исследование фильтрационных свойств буровых растворов

2.3.1. Фильтрационные свойства буровых растворов

Для того чтобы препятствовать притоку пластовых флюидов в скважину, предотвратить ухудшение коллекторских свойств и обеспечить устойчивость ствола скважины, гидростатическое давление бурового раствора должно быть выше давления флюида в порах горной породы. В связи с этим возникает проблема поглощения бурового раствора в пласт. Сильных потерь раствора можно избежать, используя твердую фазу, которая проникает в поры на стенке скважины и образует глинистую низкопроницаемую корку, через которую в пласт поступает только фильтрат.

При больших фильтрационных потерях бурового раствора глинистая фильтрационная корка становится толстой и рыхлой, это уменьшает эффективный диаметр ствола скважины, что влечет за собой ухудшение выносной способности бурового раствора, вероятность возникновения прихвата бурильной колонны вследствие большого перепада давления, увеличение момента вращения колонны, затяжки инструмента при спуско-подъемных операциях и др. Это может привести к простоям скважины, долгосрочным ремонтным работам и увеличению стоимости строительства скважины.

Фильтрационная способность буровых растворов оценивается по методике API, которая регламентирует испытания буровых растворов на фильтрационные потери. API рекомендует следующее: продолжительность 30 мин; давление 0.7 МПа; площадь фильтрационной корки 45 см².

Теория статической фильтрации

Рассматривается фильтрация единичного объема суспензии через фильтр. Объемная доля фильтрата обозначается через φ . Объемная доля фильтрационной корки составит $(1-\varphi)$. Если V_k – объем корки, а V_f – объем фильтрата, то:

$$\frac{V_k}{V_f} = \frac{1 - \varphi}{\varphi} \quad (2.8)$$

Толщина корки s , образующейся в единицу времени на единичной поверхности:

$$s = \frac{V_f(1 - \varphi)}{\varphi} \quad (2.9)$$

Обозначим площадь фильтрационной корки через F , тогда фильтрация при статических условиях определяется законом Дарси:

$$V_f^2 = \frac{2kPF^2}{\eta} \frac{V_f}{V_k} t \quad (2.10)$$

где P – перепад давления, Па; η – коэффициент динамической вязкости жидкости, мПа·с; k – коэффициент проницаемости, Д; 2 учитывает отношение площади стандартного фильтра к площади фильтрации фильтр-пресса.

Зависимость объема фильтрационных потерь от времени

В работе Ларсена [90] установлено, что при фильтрации бурового раствора через бумажный фильтр при постоянных температуре и давлении V_f пропорционален \sqrt{t} . Но при значениях, близких к нулю, существует небольшая погрешность. Эту ошибку называют мгновенной фильтрацией бурового раствора. Она образуется из-за способности мелких частиц дисперсной фазы бурового раствора проходить через фильтр прежде закупоривания пор. После этого через бумажный фильтр проникает только фильтрат.

Для определенного давления уравнение (2.10) можно представить:

$$V_f - v_0 = F\sqrt{Ct}, \quad (2.11)$$

где v_0 – мгновенная фильтрация, мл; C – константа.

$$C = \frac{2kPV_f}{\eta V_k} \quad (2.12)$$

Таким образом, фильтрационная способность буровых растворов оценивается по суммарному объему фильтрата за определенное время при стандартных условиях.

Фильтрационная корка

Фильтрационные свойства раствора зависят в основном от проницаемости фильтрационной корки, т. к. она не зависит от объемной концентрации твердой дисперсной фазы. Ранее считалось, что минимальной проницаемости фильтрационной корки можно ожидать при равномерном распределении частиц. Однако позже Крумбейном и Монком [91] было показано, что проницаемость фильтрационной корки резко снижается с увеличением числа частиц меньшего размера. На проницаемость корки влияет в том числе вид коллоидных частиц, их число и размер.

Также Коберли [92] установил, что частицы, размер которых не превышает $1/3$ диаметра поры, застревают в сужениях поровых каналов и образуют сводовую перемычку. После образования такой перемычки начинают удерживаться частицы все меньшего размера вплоть до мельчайших коллоидных частиц. Чем выше концентрация сводообразующих частиц, тем быстрее происходит коагуляция и тем меньше мгновенная фильтрация.

2.3.2. Лабораторное оборудование для определения фильтрационных свойств буровых растворов

Определение фильтрационных и коркообразующих свойств бурового раствора, равно как и различных характеристик фильтрата, таких как содержание нефти, воды или эмульсии, имеет решающее значение для управления

характеристиками и выбора способа обработки буровых растворов. Указанные факторы зависят от типа и количества твердых примесей в растворе и их физических и химических взаимодействий, на которые, в свою очередь, оказывают влияние перепады температуры и давления.

Фильтрационные свойства бурового раствора исследованы при помощи фильтр-прессов OFITE низкого (LTLP) и высокого давления (HTHP).

Фильтр-пресс низкого давления (Модель 12BL-6) имеет конструкционные особенности ячейки бурового раствора, узла создания давления и нижней крышки с ситом и фильтровальной бумагой, с помощью которой осуществляется задержка содержащихся в растворе частиц (рисунок 2.8). Фильтровальная бумага соответствует требованиям, установленным в рекомендациях API 13В-1 и 13В-2. Основные свойства фильтровальной бумаги следующие: тип – закаленная малозольная, зольность равна 0.015%, диаметр – 3.5 дюйма (88.9 мм), толщина – 115 мкм, материал – высококачественный хлопковый линт, содержание альфа-целлюлозы – минимум 98%. Зона фильтрации составляет $4580 \pm 60 \text{ мм}^3$. Определяющим конструктивным элементом зоны фильтрации служит прокладка фильтр-пресса. Вместительность пресс-фильтра – 300 мл бурового раствора.



Рисунок 2.8 – Шестиячеечный фильтр-пресс LTLP, Модель 12BL-6

Согласно стандарту, API в ячейку подается давление 7 атм, и через 30 минут фиксируется количество жидкости (фильтрата буровой суспензии), прошедшей через бумажный фильтр. Для достоверности получаемых результатов, эксперимент повторялся по три раза. Погрешность измерения фильтрационных потерь по трем измерениям не превышала 5%.

Для измерения фильтрации при высокой температуре и высоком давлении использовался фильтр-пресс OFITE 170-01, предназначенный для моделирования скважинных условий (рисунок 2.9). Это портативный аппарат с ячейкой для образца на 500 мл и малым потреблением энергии, состоящий из нагревателя на 800 ватт. Испытательная ячейка имеет рубашку, чтобы гарантировать полный и однородный нагрев образца. Для сбора фильтрата установлен приемник с системой обеспечения противодействия, для этого используются баллончики с CO₂. Фильтр-пресс предназначен для температур испытания до 350 °F (176 °C).

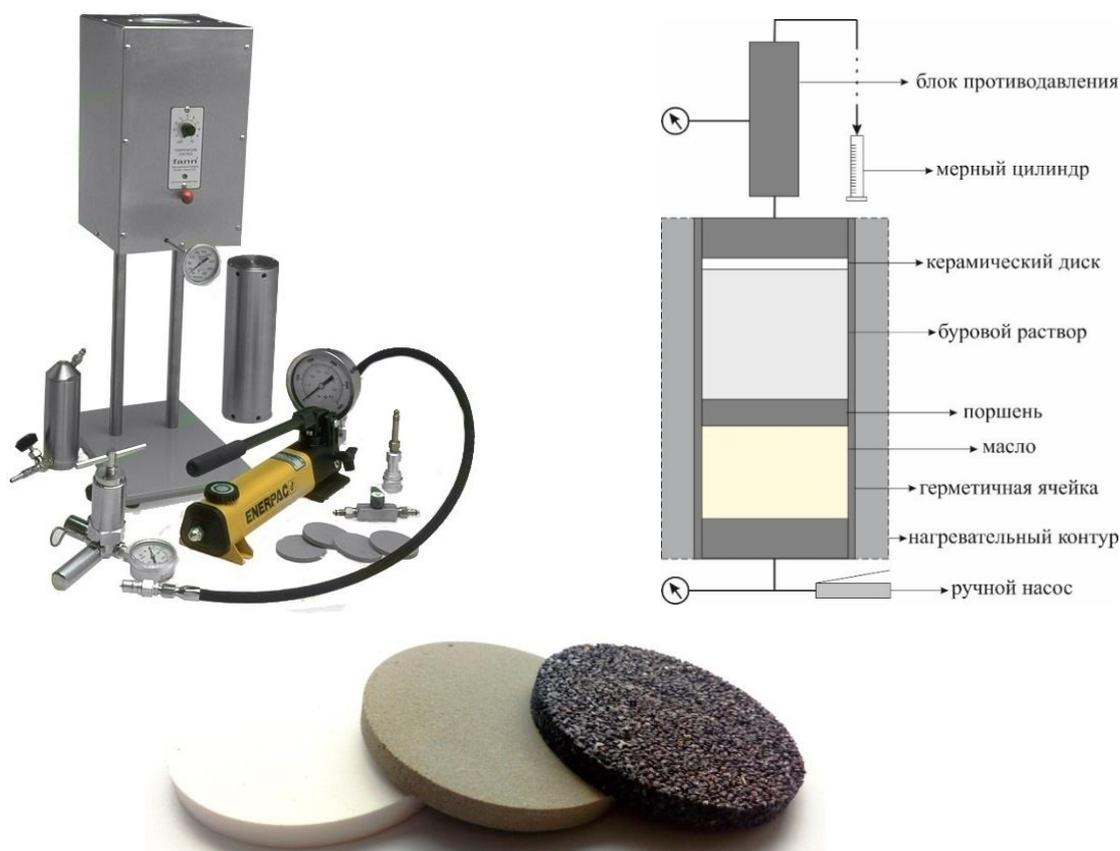


Рисунок 2.9 – Фильтр-пресс OFITE HPHT 171-01 и керамические диски OFITE, имитирующие горную породу

В качестве фильтров используются керамические диски из прессованного песчаника, по пористости и проницаемости соответствующие горным породам, разбуриваемым в процессе строительства скважины. Размер дисков: 63.5×6.4 мм. Размер пор фильтров: от 3 до 35 мкм (изменение проницаемости от 1.35 до 14.97 Дарси соответственно). Проницаемость песчаных дисков определялась на зондовом пермеамetre PREL-200™. Анализ структуры фильтрационных корок проводился методом электронной микроскопии (рисунок 2.3).

Испытания фильтрационной способности буровых растворов при высоком давлении (НТНР) проводились следующим образом. К раствору, помещенному в измерительную ячейку фильтр-пресса, подавалось давление 100 атм, под действием которого он фильтровался через песчаный фильтр. Объем отфильтровавшейся жидкости фиксировался через 30 мин. Погрешность по трем повторяющимся измерениям была не более 5%.

Выводы по главе 2

Для проведения систематических лабораторных исследований по созданию рецептур новых буровых растворов на водной и полимерной основах и исследования физико-химических свойств этих растворов использовано современное оборудование высокого качества, соответствующее международным стандартам.

При подготовке буровых растворов использован метод крупного дробления капель, а именно механическое диспергирование при помощи высокоскоростной мешалки в течение 30 мин. Приготовление бурового раствора осуществлялось на трехшпиндельной мешалке HamiltonBeach и высокоскоростной мешалке на 20 000 об/мин OFITE 152-18 PrinceCastle.

Для изучения вязкости и реологии эмульсий использованы вискозиметры Ofite 900 и 1100. Вискозиметр в процессе исследований позволяет изменять диапазон измерений от 0.0006 до 1000 об/мин. Он позволяет измерять скорость сдвига, напряжение сдвига, вязкость и температуру.

Для исследования микрореологии образцов использован Rheolaser MASTER™. Технология, используемая в Rheolaser MASTER™, основана на одном из методов динамического светорассеяния, называемом DiffusiveWaveSpectroscopy (DWS). DWS представляет собой пассивный метод изучения микрореологии.

Фильтрационные свойства бурового раствора исследованы при помощи фильтр-пресса OFITE 12BL-6 низкого давления и температуры (LTLP) на бумажных фильтрах. Для исследования коагулирующих свойств проведены измерения фильтрации бурового раствора через керамический диск, имитирующий горную породу. Для этого использован фильтр-пресс высокого давления и температуры (HTHP) OFITE 171-01. Рассмотрены керамические диски со следующими характеристиками: диаметр – 63.5 мм, высота – 6.4 мм, средний размер пор – 3-35 мкм, проницаемость – 1.35–14.97 Дарси. Измерения проводилось по стандарту Американского нефтяного института API.

Глава 3. Экспериментальное исследование реологических свойств буровых растворов, модифицированных наночастицами

3.1. Влияние концентрации наночастиц на вязкость и реологию буровых растворов на водной основе

Проведено экспериментальное изучение реологии разработанных буровых растворов. В результате систематического изучения вязкости более чем 40 различных буровых растворов с наночастицами было установлено, что нанодобавки могут значительно улучшить реологические характеристики промывочных жидкостей.

Полученные с помощью ротационного вискозиметра данные о вязкости и напряжениях сдвига использовались для определения параметров реологических моделей с помощью аппроксимации методом наименьших квадратов. Для аппроксимации реологических параметров модифицированных наночастицами растворов использовались степенная модель (см. 2.5), модель Бингама (2.4) и модель Хершеля–Балкли (2.7). Типичные результаты аппроксимации экспериментальных данных с помощью различных моделей показаны на рисунках 3.1–3.2.

На основании полученных данных можно сделать вывод, что реология промывочных жидкостей с добавкой наночастиц низкой концентрации лучше описывается степенным законом (достоверность степенной модели $R_{PL}^2 = 0.99$, модели Бингама $R_B^2 = 0.94$). С ростом концентрации наночастиц в растворе появляется предельное напряжение сдвига, и реология лучше описывается моделью Бингама ($R_{PL}^2 = 0.96$, $R_B^2 = 0.98$). Однако наиболее точно реологическое поведение буровых растворов, особенно при высоких концентрациях наночастиц, описывается моделью Хершеля–Балкли. Таким образом, установлено, что реологическая модель бурового раствора, модифицированного наночастицами, может меняться с увеличением концентрации нанодобавок.

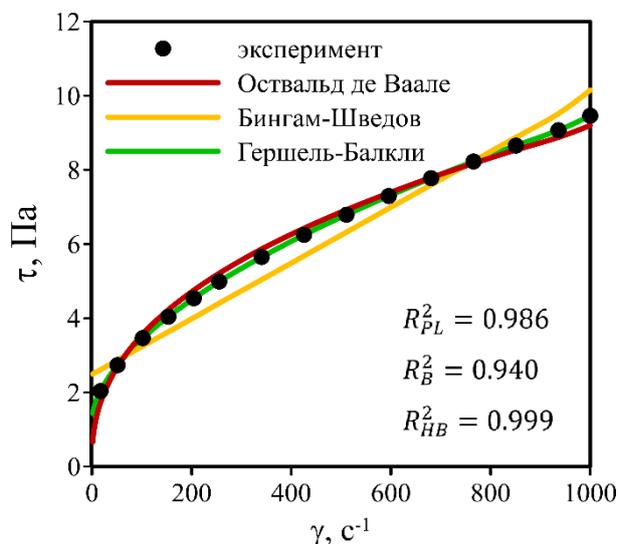


Рисунок 3.1 – Зависимость напряжения от скорости сдвига для бурового раствора с добавкой TiO_2 (47 нм, 0.5 мас.%)

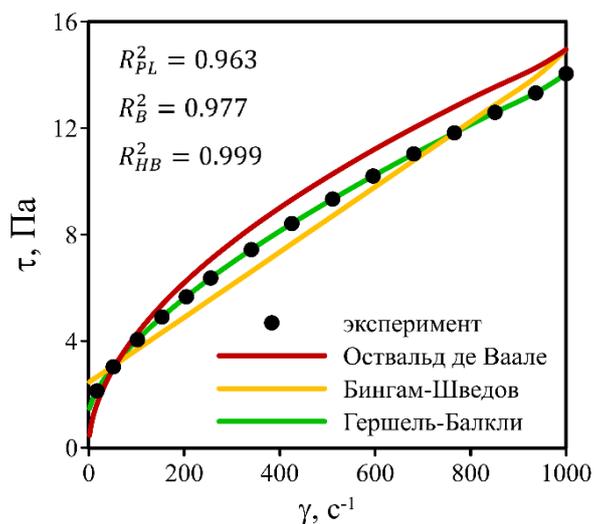


Рисунок 3.2 – Зависимость напряжения от скорости сдвига для бурового раствора с добавкой SiO_2 (5 нм, 2 мас.%)

Все глинистые буровые растворы даже без добавления наночастиц являются вязкопластичными неньютоновскими жидкостями. Однако результаты исследования показывают, что нанодобавки могут увеличивать эффективную вязкость промывочных жидкостей даже при незначительных концентрациях, и при дальнейшем увеличении содержания наночастиц в растворах это влияние становится все более значительным (рисунки 3.3, 3.4).

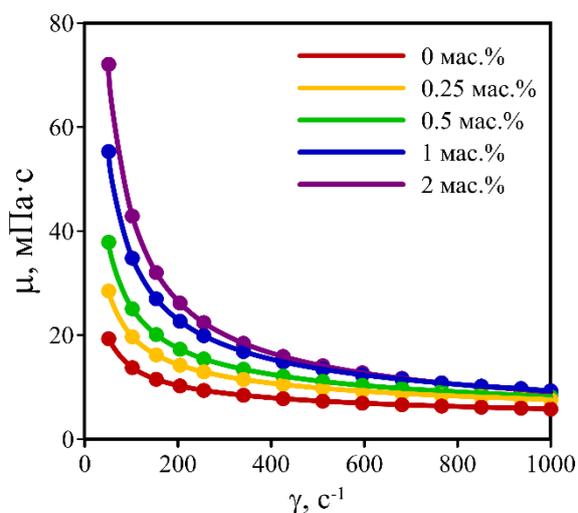


Рисунок 3.3 – Влияние концентрации частиц Al_2O_3 (43 нм) на вязкость глинистого бурового раствора

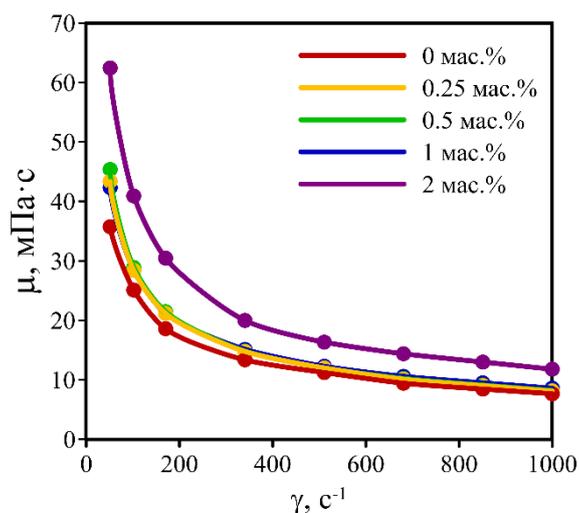


Рисунок 3.4 – Зависимость вязкости полимерного (0.25 мас.%) БР от концентрации наночастиц SiO_2 (5 нм)

3.2. Влияние размера наночастиц на вязкость и реологию буровых растворов

Исследовано влияние размера нанодобавок на вязкость модифицированных наночастицами буровых растворов (см. рисунок 3.5). Показано, что уменьшение размера наночастиц приводит к увеличению эффективной вязкости буровых суспензий. Однако для крупных наночастиц (100 нм и более) зависимости эффективной вязкости растворов от их размера не наблюдается. Это хорошо видно на рисунке 3.6, где продемонстрирована вязкость глинополимерных буровых суспензий (ГАММАКСАН 0.5 мас.%) с добавкой наночастиц оксида титана большого размера 190 нм при различной концентрации. Та же тенденция наблюдается для растворов с добавкой наночастиц оксида кремния (рисунок 3.5). Как видно, при концентрации 2 мас.% какое-либо влияние наночастиц размером 50 нм фактически отсутствует, в отличие, например, от частиц оксида кремния размером 5 нм, повышающих эффективную вязкость для такого раствора более чем в 2 раза.

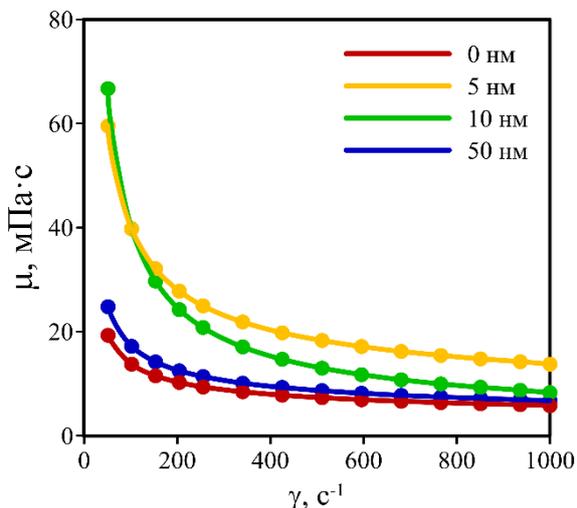


Рисунок 3.5 – Влияние размера наночастиц SiO₂ 2 мас.% на вязкость глинистой буровой суспензии

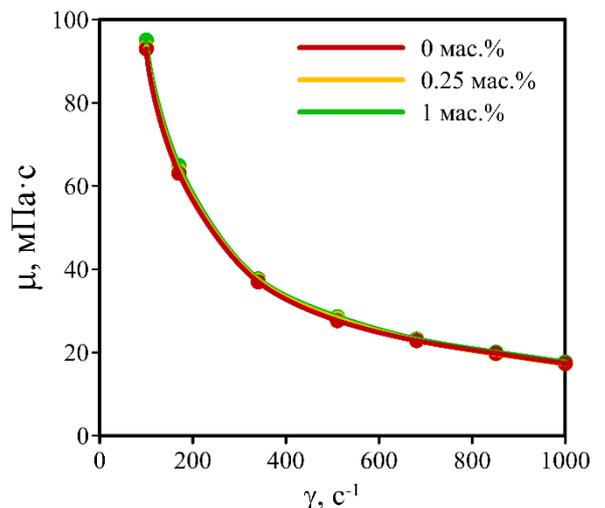


Рисунок 3.6 – Зависимость вязкости глинополимерного БР от концентрации 190 нм частиц TiO₂

Далее было проанализировано влияние нанодобавок на реологические параметры буровых растворов (рисунки 3.7–3.9). Результаты представлены для наночастиц SiO_2 различного размера и концентрации. Аппроксимация реологических параметров производилась тремя моделями: степенной, Бингама и Хершеля–Балкли.

Добавка наночастиц существенно изменяет все реологические параметры буровых растворов. С ростом концентрации значительно снижается показатель нелинейности n , а мера консистенции K , предельное напряжение сдвига τ_0 и пластическая вязкость k_v , напротив, возрастают. Важно отметить, что влияние наночастиц на реологические параметры буровых суспензий начинается уже при минимальной их концентрации. Например, мера консистенции бурового раствора, модифицированного наночастицами размером 5 нм, увеличивается в 5 раз при введении в раствор всего 0.25 мас.% добавок. Такая небольшая концентрация не повлияет на плотность бурового раствора, а значит, не повлечет за собой и изменения гидростатического давления в скважине.

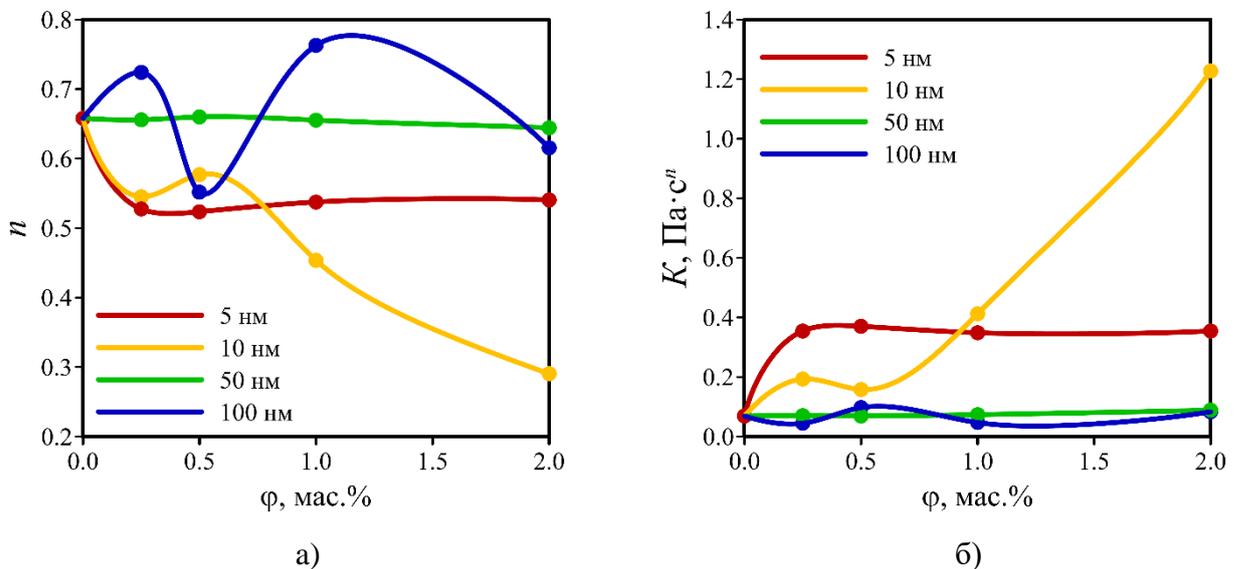


Рисунок 3.7 – Зависимость показателя нелинейности n (а) и меры консистенции K (б) промывочной жидкости от концентрации и размера нанодобавок SiO_2 .

Напряжения сдвига аппроксимированы степенной моделью

Также было продемонстрирована зависимость реологических параметров от размера наночастиц: с уменьшением размера добавок показатель нелинейности снижается, а остальные реологические константы, напротив, возрастают. При этом добавка крупных наночастиц размером 50 нм и более, не приводит к существенному изменению реологических параметров.

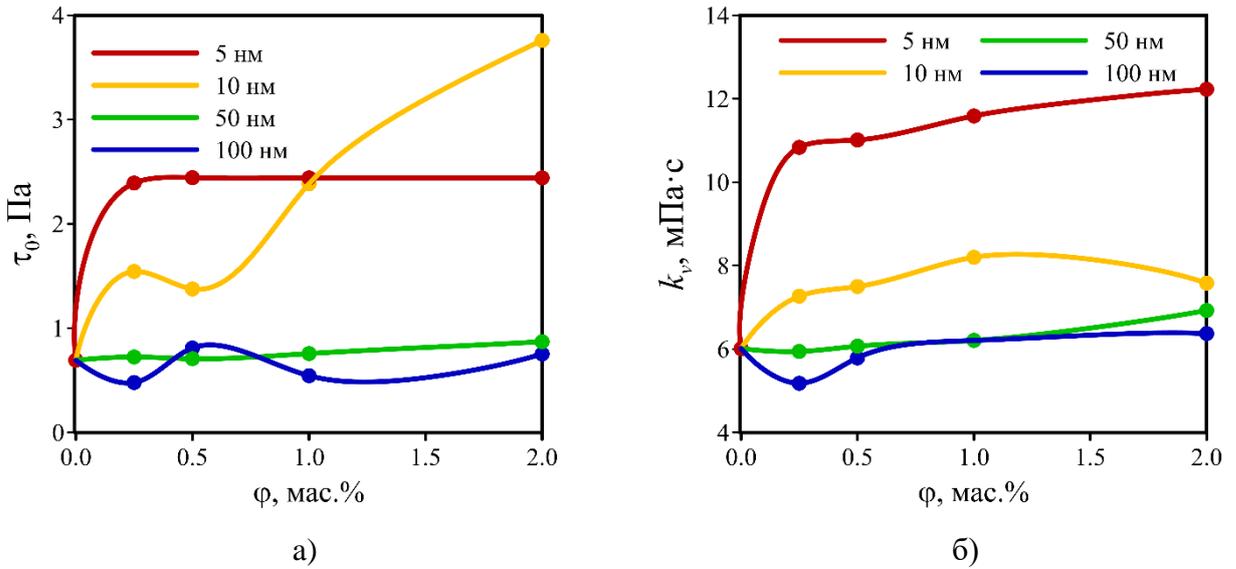


Рисунок 3.8 – Изменение предельного напряжения сдвига τ_0 (а) и пластической вязкости k_v (б) бурового раствора в зависимости от концентрации и размера нанодобавок SiO_2 .

Напряжения сдвига аппроксимированы моделью Бингама

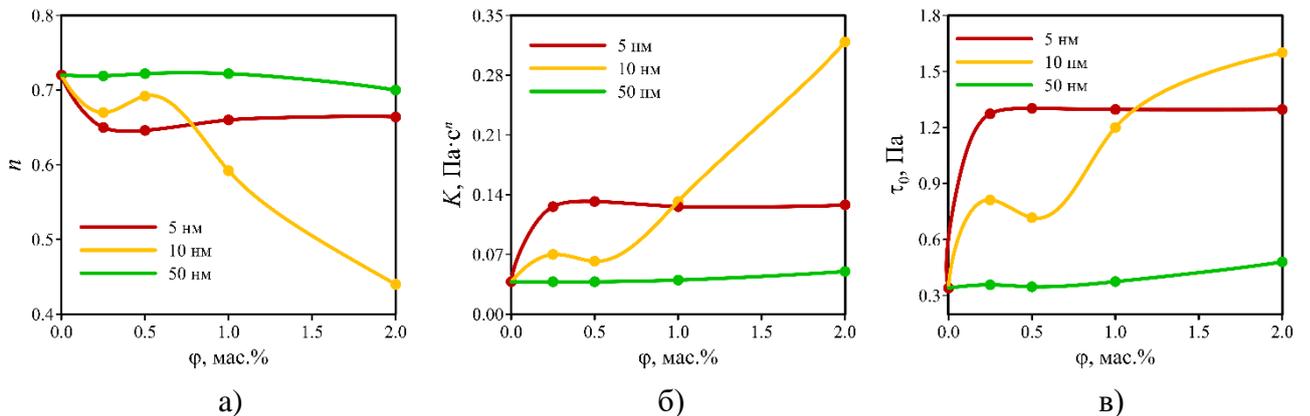


Рисунок 3.9 – Показатель нелинейности (а), мера консистенции (б) и предельное напряжение сдвига (в) буровой суспензии от концентрации и размера нанодобавок SiO_2 .

Напряжения сдвига аппроксимированы моделью Хершеля–Балкли

3.3. Влияние материала наночастиц на вязкость и реологию буровых растворов

Помимо размера и концентрации наночастиц, было проанализировано влияние материала добавок на вязкость и реологию буровых растворов. Были отобраны наночастицы трех разных оксидов металлов с максимально одинаковым размером частиц: SiO_2 50 нм, Al_2O_3 43 нм и TiO_2 47 нм. Показано, что вязкость буровых растворов, модифицированных различными наночастицами близкого размера при одинаковой концентрации частиц существенно отличается. При прочих равных условиях максимальное влияние на эффективную вязкость (см. рисунок 3.10) и реологию (см. рисунок 3.11) буровых суспензий оказывают наночастицы оксида алюминия.

Таким образом, в ходе исследований было установлено, что наночастицы оказывают существенное влияние на эффективную вязкость и реологию глинистых буровых растворов. При этом продемонстрировано, что вязкость буровых суспензий, модифицированных наночастицами, зависит от их размера и материала. Такое поведение является отличительной чертой наножидкостей и не наблюдается в системах с микро и макродобавками. Примеры подобного поведения реологии наносуспензий подробно описаны в работах [93 – 99].

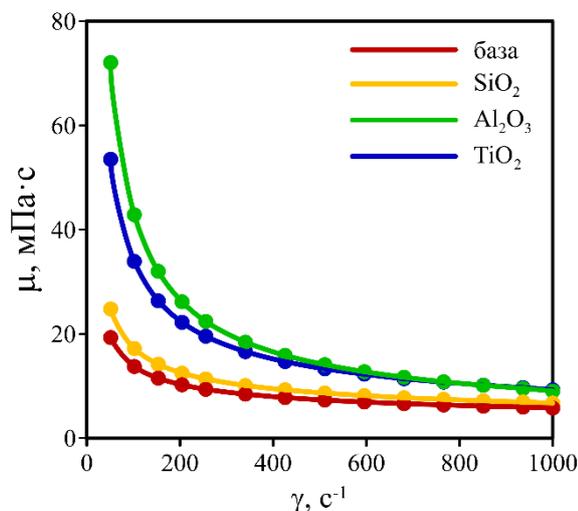


Рисунок 3.10 – Влияние материала частиц на вязкость бурового раствора при концентрации частиц 2 мас.% и размере частиц близком к 50 нм

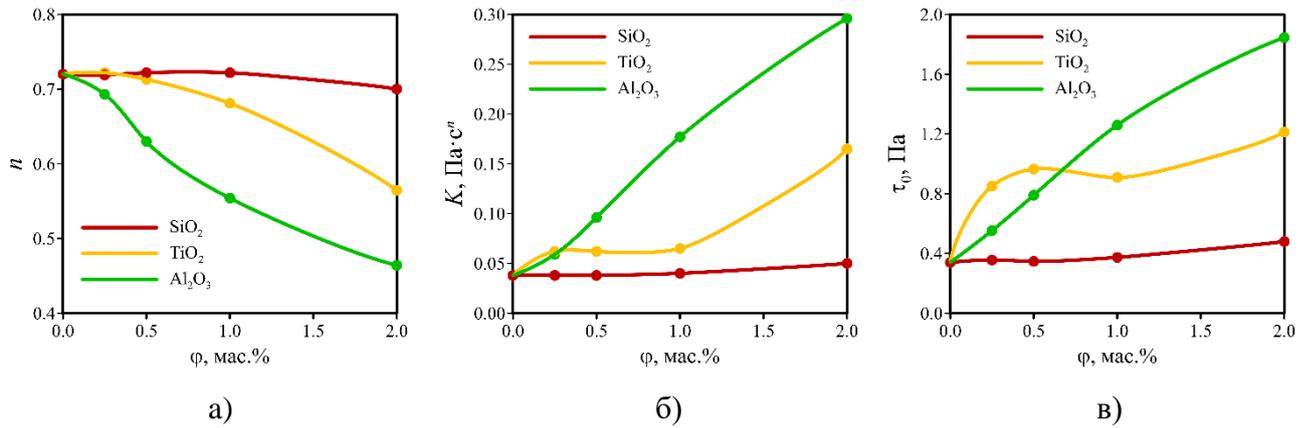


Рисунок 3.11 – Показатель нелинейности (а), мера консистенции (б) и предельное напряжение сдвига (в) БР в зависимости от концентрации различных наночастиц с размером близким к 50 нм. Напряжения сдвига аппроксимированы моделью Хершеля–Балкли

С одной стороны, высокая вязкость бурового раствора повышает его выносную способность и, как следствие, способствует лучшей очистке скважины от шлама и увеличению устойчивости стенок скважины. С другой стороны, чем выше эффективная вязкость бурового раствора, тем выше вероятность возникновения дифференциального прихвата буровой колонны вследствие потери давления при прокачивании промывочной жидкости. Поэтому при выборе добавок наночастиц в качестве реагентов для регулирования реологическими параметрами буровых растворов необходимо подбирать оптимальные концентрации и размер нанодобавок, чтобы сохранить баланс между эффективностью промывки и перепадами давления.

3.4. Влияние наночастиц на вязкость и реологию буровых растворов на глинополимерной основе с добавкой микрокольматантов

Помимо глинистых буровых растворов, были проанализированы глинополимерные буровые суспензии с микрокольматантами и утяжелителями, в качестве которых был использован микробарит размером 70 мкм. Концентрация биополимера ГАММАКСАН составляла 0.5 мас.%. Во всех приведенных ниже экспериментах в качестве нанодобавок для модификации свойств были

использованы частицы SiO_2 концентрацией 2 мас.% и средним размером 5 нм. Анализ данных с ротационного вискозиметра показал, что лучше всего реология данных промывочных жидкостей описывается вязкопластичной моделью Бингама–Шведова (коэффициент достоверности 0.99).

Зависимость реологических характеристик полимерных буровых растворов от концентрации барита с добавлением наночастиц и без них для двух различных базовых растворов показана на рисунках 3.12–3.13. Здесь плотность бурового раствора увеличивалась добавлением частиц барита. Как видно, добавка 40 мас.% микробарита В-6 (плотность раствора в этом случае составляла 1.48 г/см^3) приводит к увеличению τ_0 на 30%. Показатель пластической вязкости уменьшается только для буровых растворов с низкой плотностью, а далее с увеличением содержания микродобавок постепенно восстанавливается до исходного значения. Добавка 2 мас.% наночастиц при любом содержании микронаполнителей в буровом растворе приводит к увеличению пластической вязкости и предельного напряжения сдвига в среднем в 1.5 раза [10].

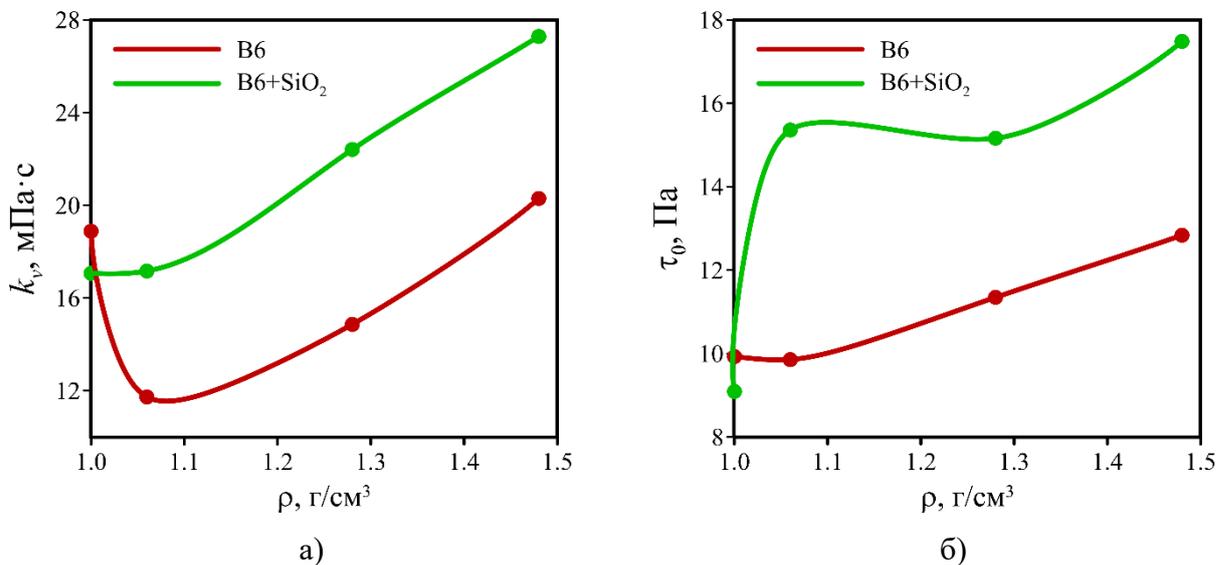


Рисунок 3.12 – Зависимость пластической вязкости (а) и предельного напряжения сдвига (б) бурового раствора, утяжеленного микрочастицами барита марки В-6, от его плотности

Близкие по влиянию наночастиц результаты были получены для бурового раствора с микрочастицами барита марки В-5, модифицированного крахмалом (см. рисунок 3.13).

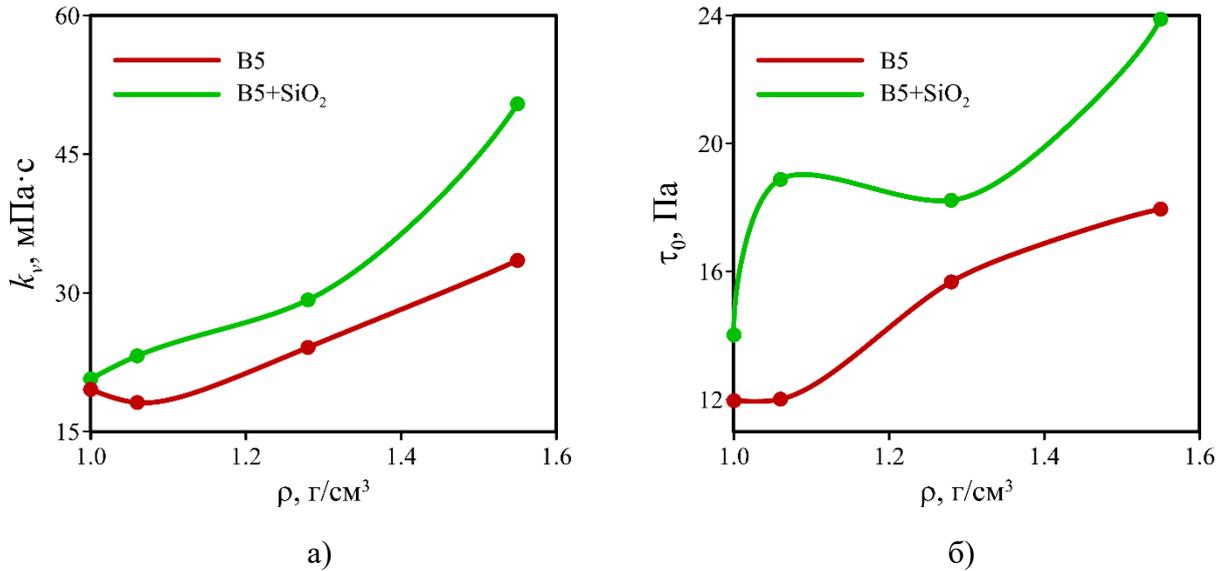


Рисунок 3.13 – Зависимость пластической вязкости (а) и предельного напряжения сдвига (б) бурового раствора (с добавлением 2 мас.% крахмала), утяжеленного микрочастицами барита марки В-5, от его плотности

Таким образом, показано, что наночастицы влияют на вязкость и реологию не только базовых глинистых буровых растворов, но и глинополимерных буровых суспензий с различным содержанием микродобавок. По аналогии с глинистыми буровыми суспензиями, реологические параметры глинополимерных промывочных жидкостей зависят не только от концентрации, но и от размера и материала нанодобавок.

3.5. Систематическое экспериментальное изучение температурной зависимости вязкости и реологии буровых растворов с добавкой наночастиц

Для исследования влияния нанодобавок на термическую устойчивость глинистых водных буровых растворов были рассмотрены частицы SiO₂ и Al₂O₃ размером до 150 нм. Эксперимент по определению реологических параметров проводился на вискозиметре OFITE-900, который имеет встроенный термостат, позволяющий задавать и поддерживать с высокой точностью температуру в процессе измерений. Все измерения проведены при атмосферном давлении в диапазоне температур от 25 до 80 °С. Была проанализирована зависимость

вязкости промывочных жидкостей с наночастицами от концентрации, размера и материала нанодобавок при различной температуре. Основные результаты представлены на рисунках 3.14–3.29.

3.5.1 Влияние добавки наночастиц на температурную зависимость вязкости буровых растворов

Вначале было подробно исследовано влияние добавки наночастиц на температурную зависимость вязкости буровых растворов. Для этого были рассмотрены глинистые буровые растворы с массовой концентрацией глины 5%. Растворы были модифицированы 10 нм частицами SiO_2 . Концентрация наночастиц варьировалась от 0 до 3 мас.%. На рисунке 3.14 хорошо видно неньютоновское поведение как базового бурового раствора, так и модифицированного наночастицами при любой температуре.

Анализ температурной зависимости вязкости буровых суспензий показал, что с увеличением температуры этот параметр значительно возрастает, несмотря на то, что вязкость дисперсионной среды (в данном случае воды) снижается. Это связано с тем, что с увеличением температуры происходит уменьшение толщины сольватной оболочки гидратированных частиц бентонита. Это существенно облегчает их коагуляцию и флокуляцию, которые, в свою очередь, ведут к повышению эффективной вязкости. В данном случае было установлено, что повышение температуры с 25 до 80 градусов приводит к повышению эффективной вязкости глинистой суспензии более чем в 10 раз. Такое резкое изменение реологических характеристик промывочных жидкостей с изменением температуры является негативным фактором, который затруднит их использование при строительстве скважин в условиях высоких пластовых температур.

Исследования показали, что у модифицированных наночастицами глинистых растворов с увеличением температуры вязкость также повышается. Однако это повышение не столь существенное как для базовой глинистой

суспензии. Например, эффективная вязкость буровой суспензии, модифицированной 3 мас.% наночастиц SiO_2 размером 10 нм, увеличивается в 2.5 раза при повышении температуры с 25 до 80 °С. Это можно видеть из графиков на рисунке 3.15, где приведена зависимость относительной вязкости растворов от скорости сдвига. Здесь под относительной вязкостью следует понимать вязкость, отнесенную к вязкости раствора при комнатной температуре. Анализ относительной вязкости показал, что она слабо зависит от скорости сдвига вплоть до очень высоких температур. Особенно это свойство проявляется для буровых растворов, модифицированных наночастицами (см. рисунок 3.15 (б)). Это означает, что при изменении температуры реология буровых растворов с наночастицами остается стабильной, что очень важно для их практического применения.

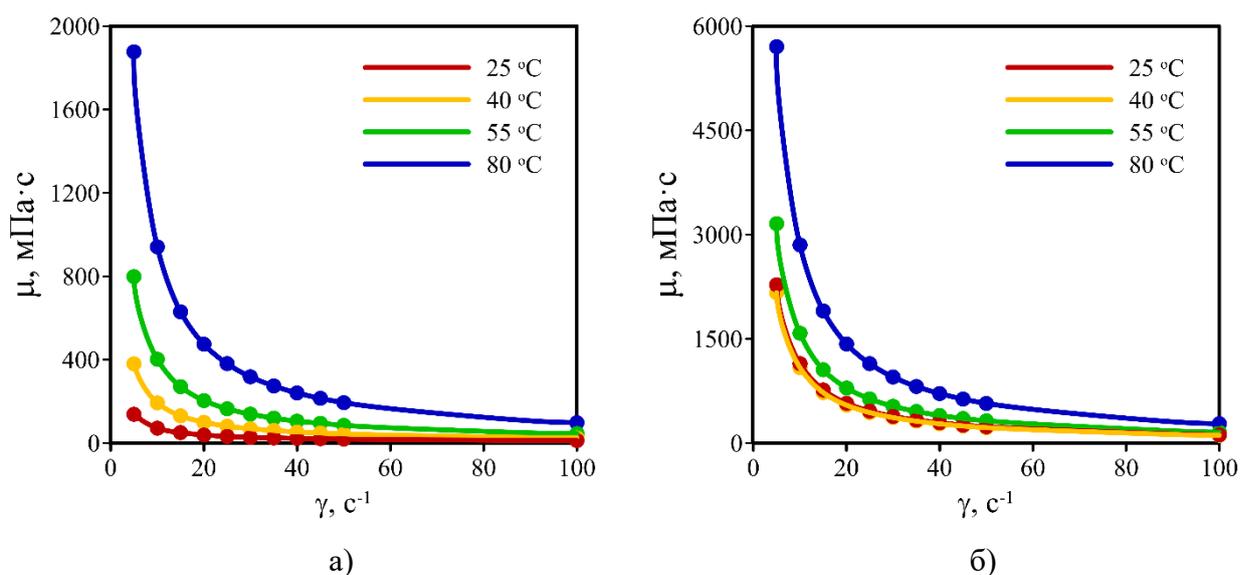


Рисунок 3.14 – Изменение вязкости глинистого бурового раствора без добавки наночастиц (а) и с добавкой 3 мас.% наночастиц SiO_2 (10 нм) (б) с ростом температуры

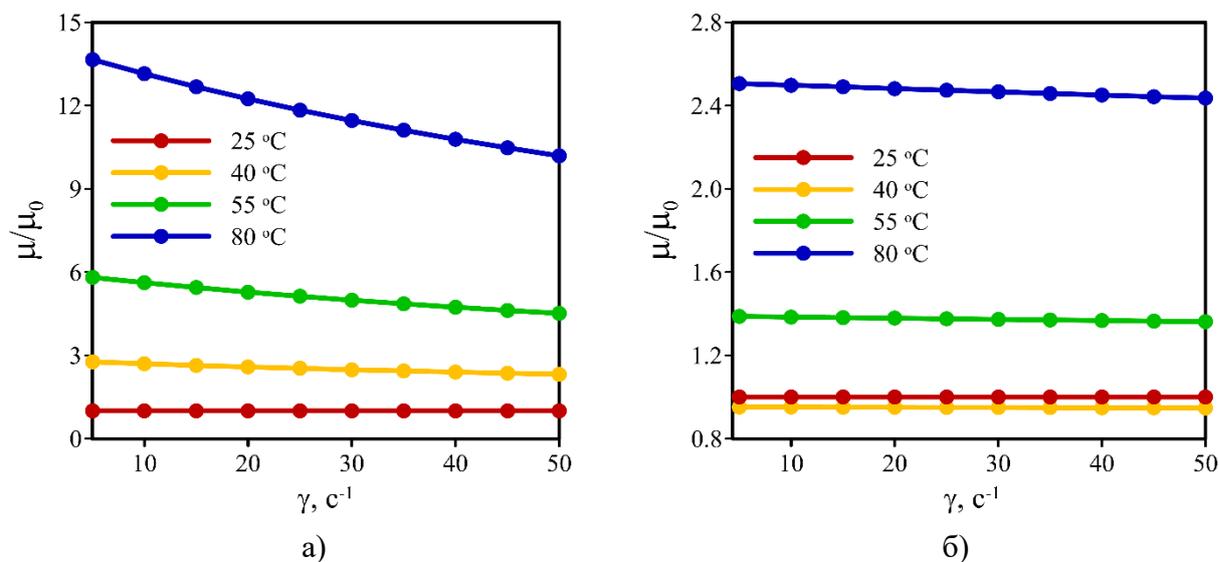


Рисунок 3.15 – Зависимость относительной вязкости глинистого бурового раствора от скорости сдвига при различных температурах без добавки наночастиц (а) и с добавкой 3 мас. % наночастиц SiO_2 (10 нм) (б)

Влияние концентрации наночастиц

Кроме того, полученные экспериментальные данные показывают, что нанодобавки увеличивают эффективную вязкость буровых растворов при всех рассмотренных температурах даже при очень небольших концентрациях (рисунки 3.16 и 3.17).

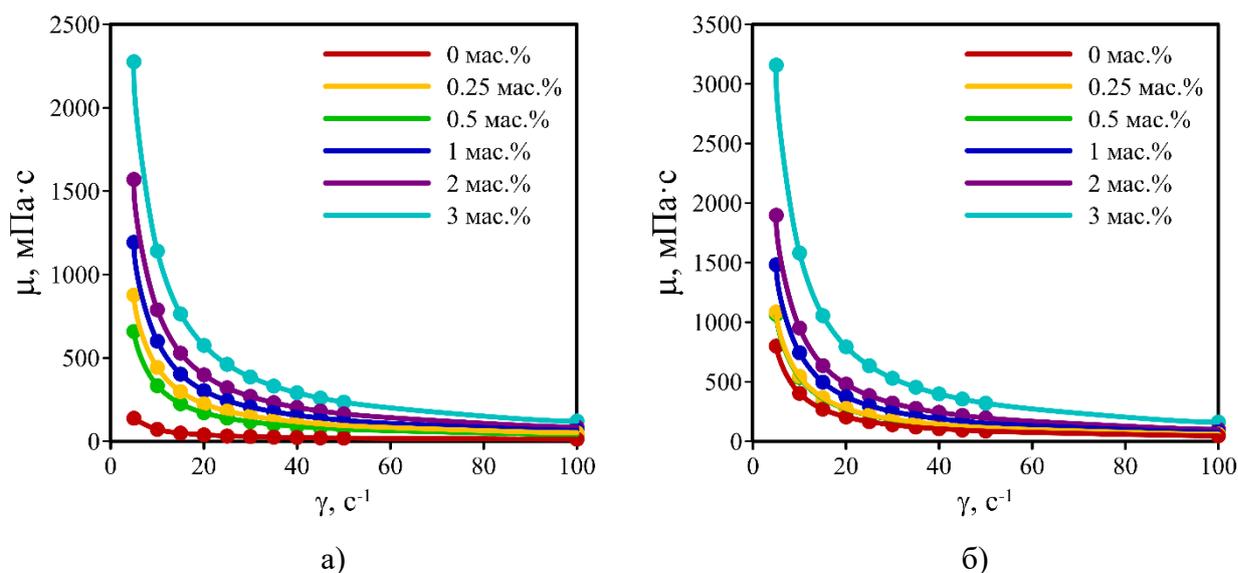


Рисунок 3.16 – Зависимость вязкости глинистого бурового раствора от концентрации 10 нм частиц SiO_2 при температуре 25 °C (а) и 55 °C (б)

Для лучшего понимания этого механизма была построена относительная вязкость как величина, приведенная к эффективной вязкости базовой буровой суспензии (рисунок 3.18). Было показано, что при любой концентрации наночастиц их влияние на вязкость буровых растворов с ростом температуры снижается. Например, вязкость раствора с 3 мас.% наночастиц при комнатной температуре увеличивается в 8 раз, в то время как при 80 градусах только в 3 раза. Это связано с тем, что при высоких температурах большинство химически активных частиц бентонита уже флокулировали, и действие наночастиц на них становится более слабым.

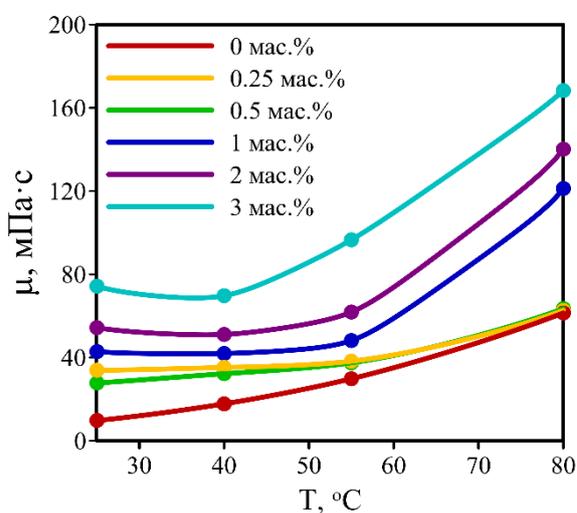


Рисунок 3.17 – Влияние концентрации SiO₂ (10 нм) на эффективную вязкость БР в зависимости от температуры при $\gamma = 170 \text{ с}^{-1}$

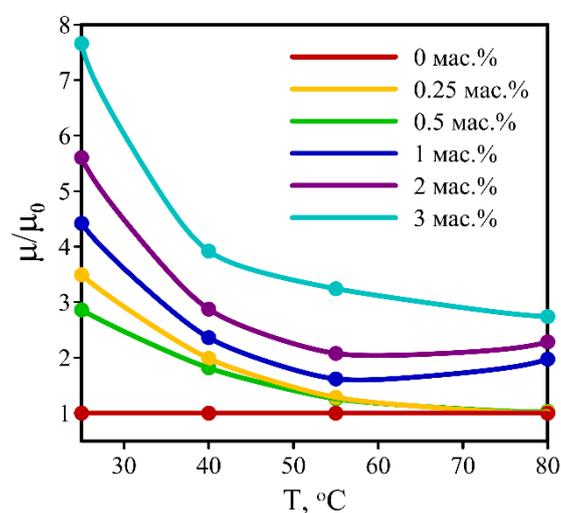


Рисунок 3.18 – Влияние концентрации SiO₂ (10 нм) на относительную вязкость БР в зависимости от температуры при $\gamma = 170 \text{ с}^{-1}$

Влияние размера наночастиц

Далее было исследовано влияние размера наночастиц Al₂O₃ 2 мас.% на термическую стабильность вязкости буровых растворов. Всего было рассмотрено пять различных размеров нанопорошков: от 43 до 150 нм (см. рисунки 3.19, 3.20). Было показано, что при всех рассмотренных температурах эффективная вязкость буровых суспензий тем выше, чем меньше дисперсность наночастиц. Однако на основании анализа относительной вязкости буровых растворов (приведенной к вязкости суспензий при температуре 25 °C) можно сделать вывод, что с

уменьшением размера нанодобавок действие температуры на вязкость глинистой суспензии возрастает (см. рисунок 3.20). Так, при повышении температуры до 55 °С относительная вязкость бурового раствора с наночастицами оксида алюминия 150 нм возрастает в 1.4 раза, а с частицами размером 50 нм – в 1.7 раза.

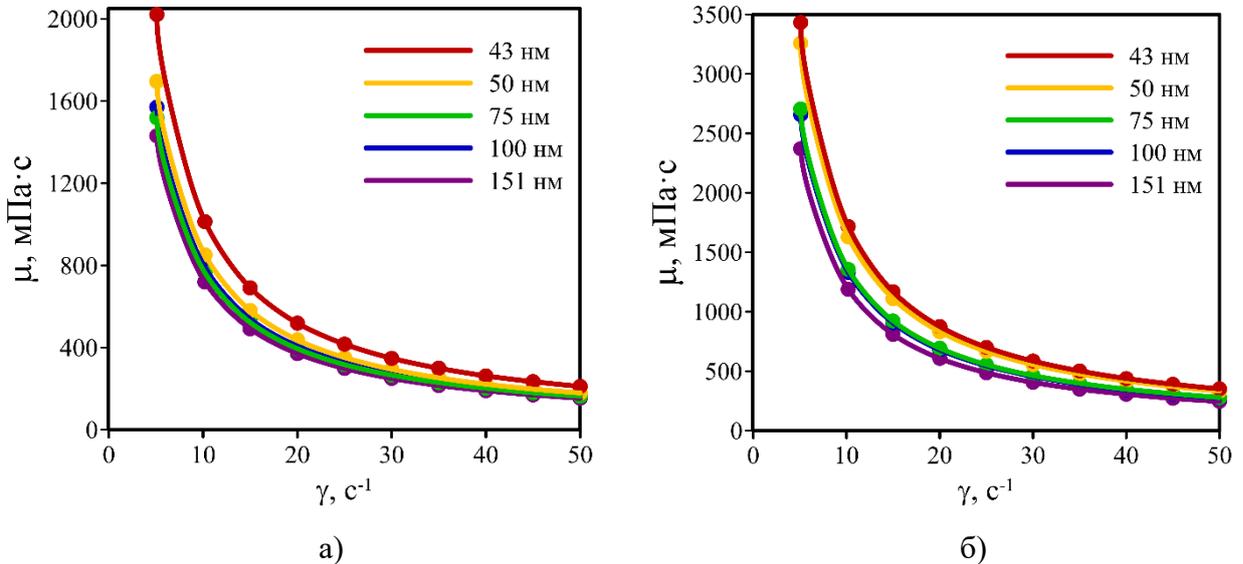


Рисунок 3.19 – Температурная зависимость вязкости глинистого бурового раствора от размера наночастиц Al₂O₃ при 25 °С (а) и 55 °С (б)

Влияние материала нанодобавок

Для анализа влияния вида наночастиц на термическую устойчивость вязкости буровых растворов сравнивались наночастицы SiO₂ 40 нм и Al₂O₃ 43 нм. Во всех экспериментах концентрация частиц составляла 2 мас.%. Несмотря на близкий размер и одинаковую концентрацию различного рода нанодобавки по-разному влияют на эффективную вязкость буровых суспензий в зависимости от температуры. Это хорошо видно при анализе относительного изменения вязкости буровых растворов (в сравнении с базовым раствором, не модифицированным наночастицами) на рисунке 3.21. Видно, что добавка наночастиц оксида алюминия оказывает значительно большее влияние на рост вязкости бурового раствора.

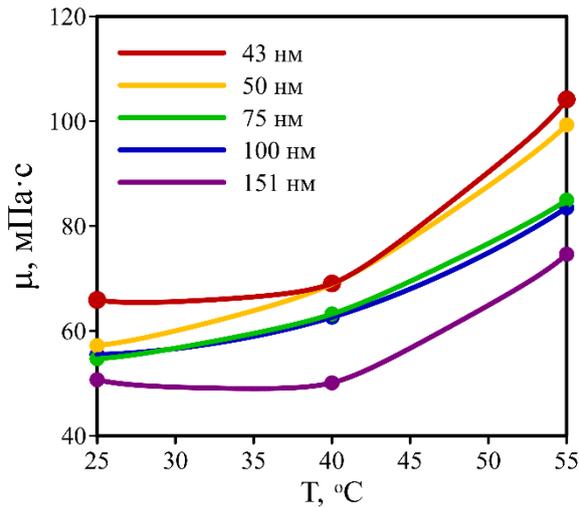


Рисунок 3.20 – Влияние размера наночастиц Al_2O_3 на вязкость БР при различной температуре и $\gamma = 170$ 1/с.

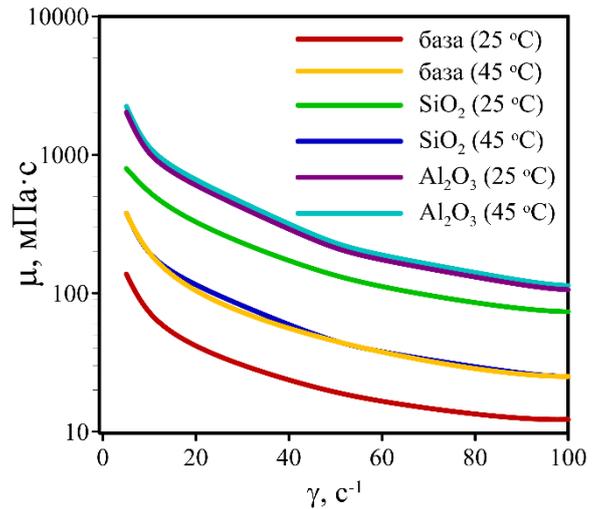


Рисунок 3.21 – Влияние материала наночастиц размером около 40 нм на вязкость БР при различных температурах

Влияние добавки наночастиц на температурную зависимость вязкости полимерных растворов

Помимо этого, проведено исследование влияния нанодобавок на температурную зависимость вязкости глинополимерных (ГАММАКСАН 0.1 мас.%) буровых растворов. В каждый раствор добавлялось 2 мас.% наночастиц. Были использованы частицы SiO_2 размером 10 нм и частицы Al_2O_3 размером 43 нм. Зависимость вязкости глинополимерных растворов от температуры с добавлением наночастиц и без них показана на рисунках 3.22–3.24.

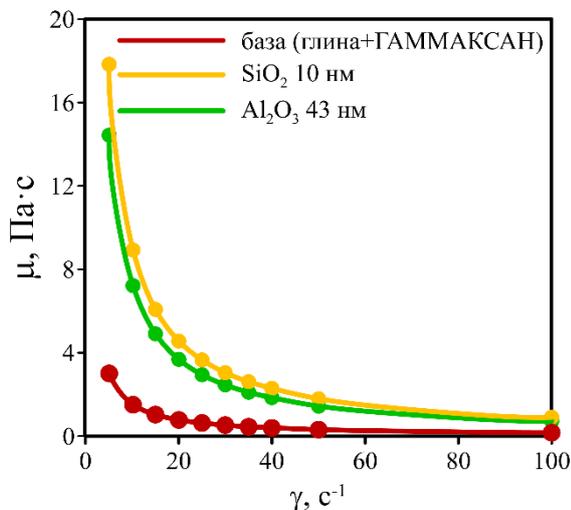


Рисунок 3.22 – Зависимость эффективной вязкости полимерного бурового раствора от скорости сдвига с добавкой различных наночастиц при 40 °C

Как видно, добавка наночастиц значительно повышает эффективную вязкость полимерных буровых растворов: в 6 раз – с добавкой частиц SiO_2 и в 5 раз – с добавкой Al_2O_3 при малых скоростях сдвига (рисунок 3.22).

Анализ данных показал, что с ростом температуры эффективная вязкость полимерных буровых растворов увеличивается как для базового бурового раствора, так и для раствора с добавкой наночастиц (рисунки 3.23, 3.24). При этом показано, что нанодобавка уменьшает зависимость вязкости глино-полимерного раствора от температуры. Так, если для базового раствора при повышении температуры с 25 до 80 градусов вязкость увеличивается примерно в 2.8 раз (см. рисунок 3.23 (б)), то для того же раствора, но модифицированного наночастицами оксида алюминия – в 1.5 раза (см. рисунок 3.24 (б)). Таким образом, было установлено, что наноразмерные добавки влияют на температурную зависимость вязкости как глинистых, так и полимерных буровых растворов.

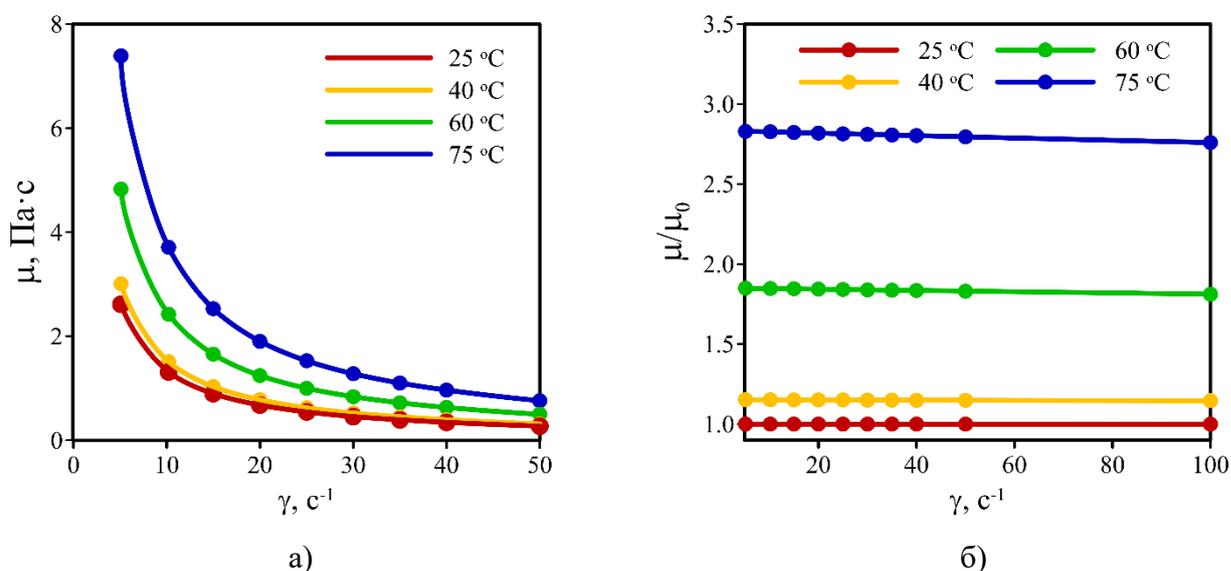


Рисунок 3.23 – Зависимость вязкости (а) и относительной вязкости (б) глино-полимерного бурового раствора от температуры без добавки наночастиц

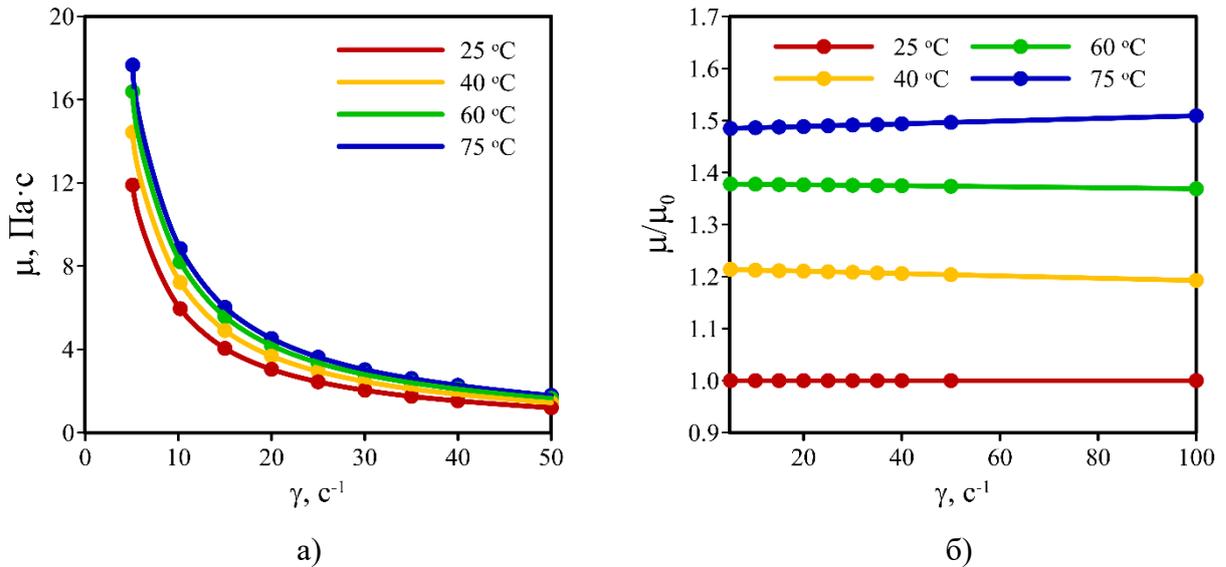


Рисунок 3.24 – Зависимость вязкости (а) и относительной вязкости (б) глино-полимерного бурового раствора с добавкой 43 нм частиц Al_2O_3 2 мас.%

3.5.2. Влияние добавки наночастиц на температурную зависимость реологии буровых растворов

Проведено экспериментальное изучение влияния температуры на реологию разработанных буровых растворов. Для определения параметров реологических моделей были использованы данные о вязкости и напряжении сдвига, полученные с помощью ротационного вискозиметра при различных температурах и аппроксимированные методом наименьших квадратов моделью Бингама и моделью Оствальда де Ваале.

На рисунках 3.25 и 3.26 анализ температурной зависимости реологических параметров буровых суспензий показал, что с ростом температуры значительно снижаются показатель нелинейности и пластическая вязкость, а мера консистенции и предельное напряжение сдвига возрастают. Это связано с тем, что с увеличением температуры происходит уменьшение толщины сольватной оболочки гидратированных частиц бентонита. Такое поведение хорошо укладывается в существующие представления о реологии глинистых суспензий. Модифицированные наночастицами буровые растворы имеют качественно схожее реологическое поведение. При этом, чем выше концентрация наночастиц,

тем меньше сказывается влияние нанодобавок на реологические характеристики буровых растворов. Так, для базовой буровой суспензии предельное напряжение сдвига при повышении температуры с 25 до 80 градусов увеличивается в 15 раз, а, например, для раствора с 3 мас.% 10 нм частиц SiO_2 – только в 3 раза. Показатель степенной модели для базового раствора при нагревании уменьшается почти в шесть раз, а для модифицированного – в 3 раза.

С другой стороны, также справедливо утверждение, что при высоких температурах действие добавки наночастиц на реологические характеристики буровых растворов ослабевает. Так, при комнатной температуре добавка наночастиц оксида кремния (3 мас.%) в глинистый буровой раствор приводит к повышению его предельного напряжения сдвига в 17 раз, а при температуре 80 градусов – в 2.8 раза.

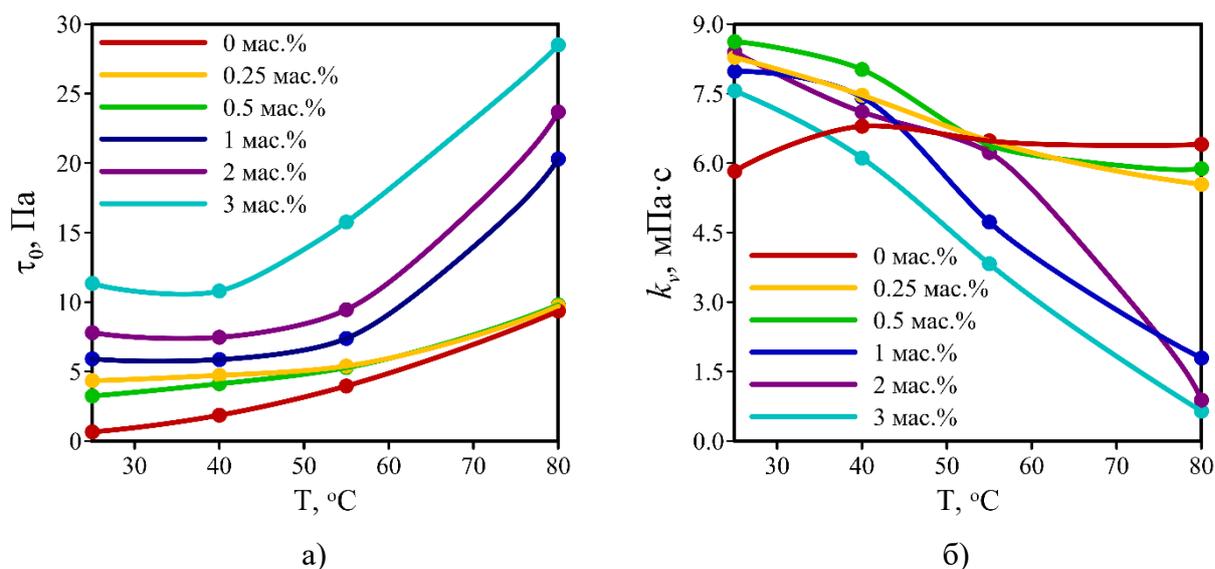


Рисунок 3.25 – Зависимость от температуры предельного напряжения сдвига (а) и пластической вязкости (б) бурового раствора, модифицированного 10 нм частицами SiO_2 различной концентрации. Аппроксимация моделью Бингама

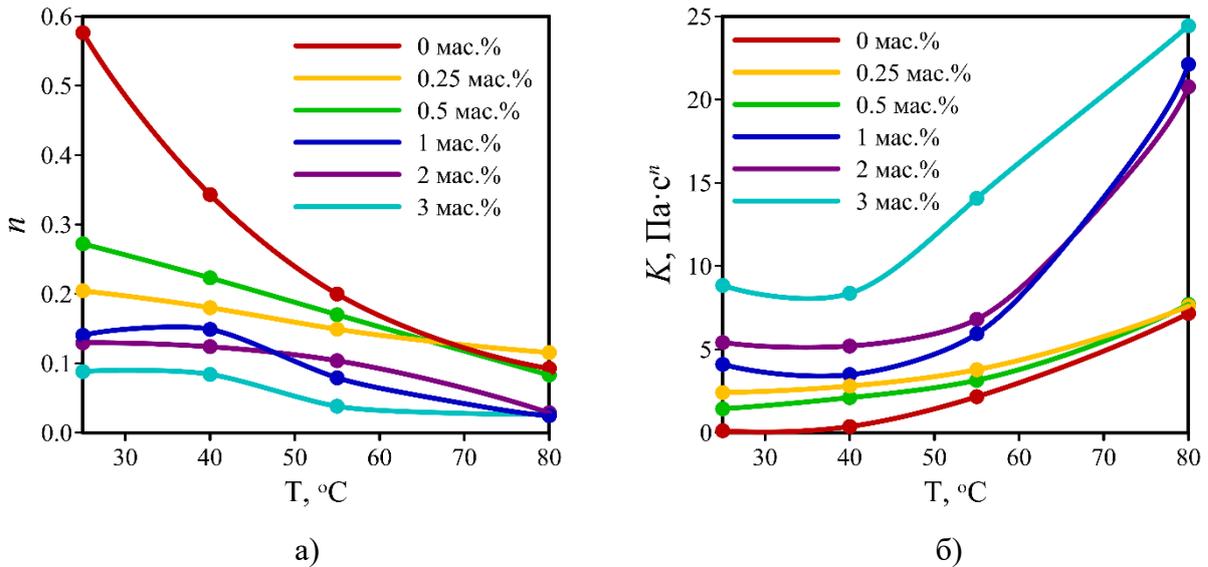


Рисунок 3.26 – Зависимость от температуры показателя нелинейности n (а) и меры консистенции K (б) бурового раствора, модифицированного 10 нм частиц SiO_2 различной концентрации. Аппроксимация степенной моделью

Важной особенностью влияния наночастиц на изменение реологии буровых растворов с ростом температуры является то, что оно проявляется при очень низких концентрациях добавок. Например, для наночастиц SiO_2 размером 10 нм уже при концентрации 0.25 мас.% показатель консистенции повышается практически в 1.42 раза при комнатной температуре и в 1.1 раза при $T = 80$ °C, при этом динамическое напряжение сдвига увеличивается в 6.6 и 1.36 раз соответственно. Такие концентрации добавок в промывочную жидкость не изменяют ее плотность.

Также было рассмотрено влияние размера наночастиц на температурную зависимость реологических параметров буровых суспензий. Были рассмотрены добавки наночастиц Al_2O_3 с размером от 43 до 151 нм концентрацией 2 мас.% при различной температуре (см. рисунки 3.27, 3.28). Было обнаружено, что с уменьшением дисперсности нанодобавок их влияние на реологические параметры с ростом температуры усиливается.

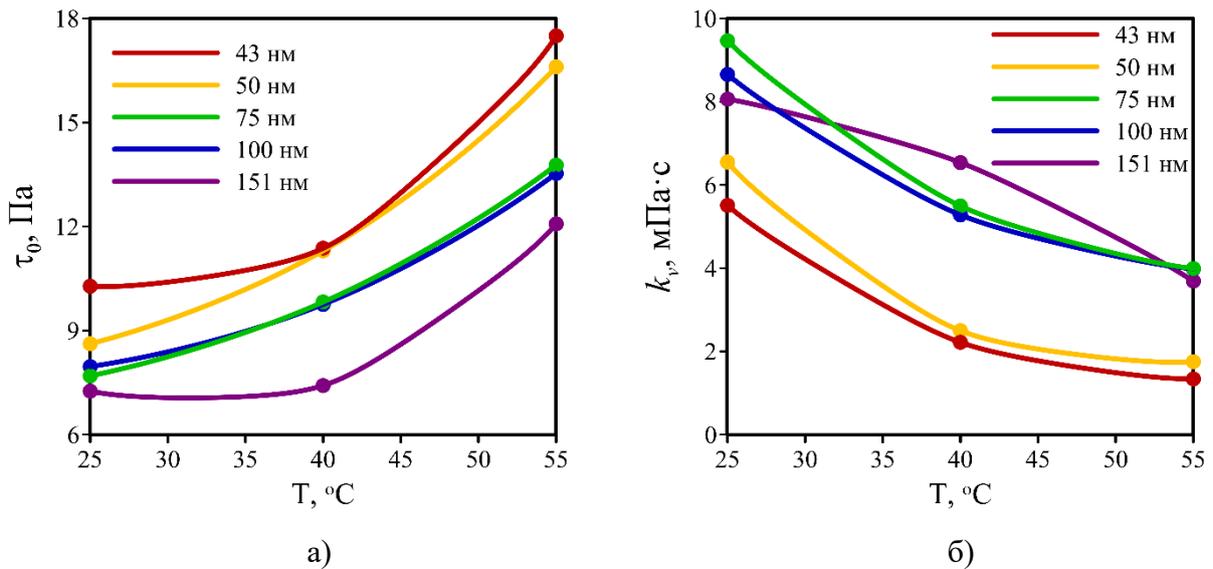


Рисунок 3.27 – Зависимость от температуры предельного напряжения сдвига (а) и пластической вязкости (б) бурового раствора, модифицированного наночастицами Al₂O₃ 2 мас.% различного размера. Аппроксимация моделью Бингама

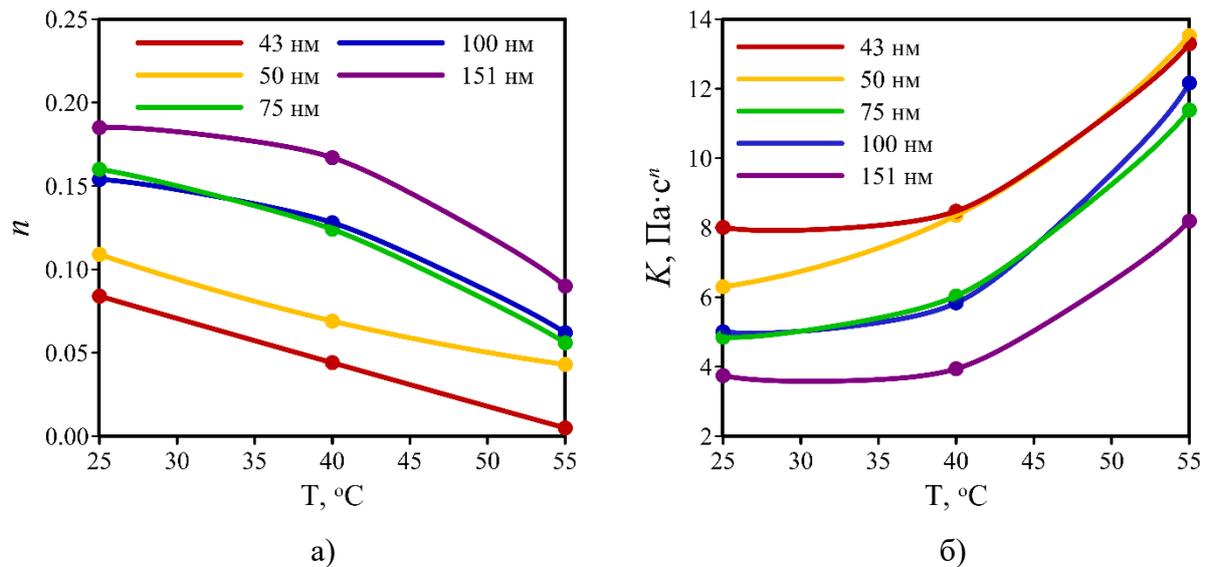


Рисунок 3.28 – Зависимость от температуры индекса течения n (а) и показателя консистенции K (б) бурового раствора, модифицированного наночастицами Al₂O₃ 2 мас.% различного размера. Аппроксимация степенной моделью

Также для демонстрации влияния материала наночастиц было произведено сравнение буровых растворов, модифицированных различными нанодобавками с одинаковым размером и концентрацией 2 мас.%. SiO₂ 40 нм и Al₂O₃ 43 нм.

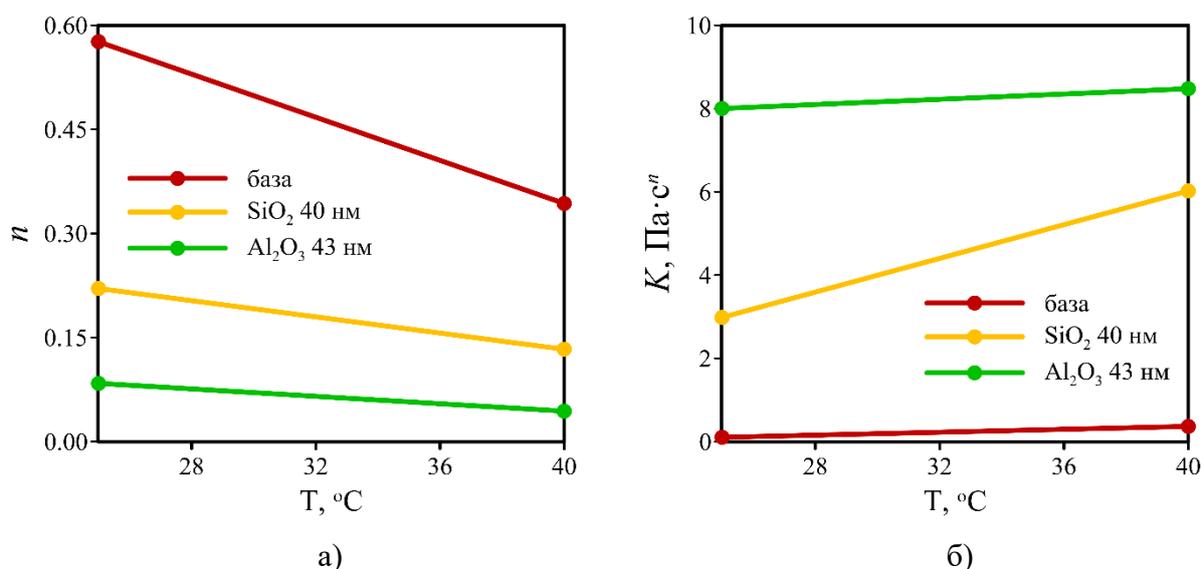


Рисунок 3.29 – Зависимость показателя нелинейности n (а) и меры консистенции K (б) бурового раствора от материала наночастиц со средним размером около 40 нм и концентрацией 2 мас.% при различной температуре

Данные на рисунке 3.29, позволяют сделать вывод, что при любой температуре при одинаковой концентрации наночастиц реология промывочных жидкостей сильно отличается для разного сорта нанодобавок. Наиболее значительное влияние на реологическое поведение буровых растворов оказывают наночастицы Al₂O₃. Таким образом, было продемонстрировано, что введение наночастиц в промывочные жидкости способствует увеличению их термостабильности. Это позволяет использовать такие добавки для регулирования свойств буровых растворов при бурении интервалов с высокими пластовыми температурами взамен существующим дорогостоящим добавкам для поддержания стабильной реологии растворов.

3.5.3. Влияние добавки наночастиц на температурную зависимость микрореологии буровых растворов

Проведено исследование микрореологии буровых растворов с наночастицами. Микрореологию образцов исследовали при помощи Rheolaser MASTER™ (рисунок 2.4). Образцы промывочных жидкостей, модифицированных

буровым раствором, в стеклянных виалах (рисунок 3.30) просвечиваются пучком лазера (длина волны 650 нм). Излучение, рассеянное частицами образца, формирует так называемое спекл-поле за счет интерференции фотонов, рассеянных на индивидуальных частицах. CCD-камера регистрирует постоянно изменяющееся за счет броуновского движения частиц спекл-поле. При изменении спекл-поля рассчитывается относительная декорреляция (RDC) и среднее квадратическое смещение (MSD) как функции от времени при помощи патентованного алгоритма.



Рисунок 3.30 – Исследуемые образцы с разной концентрацией наночастиц

Если движение происходит в вязкой ньютоновской жидкости, то зависимость среднеквадратичного смещения частиц от времени релаксации $MSD(t)$ имеет линейный характер в соответствии с уравнением диффузии Эйнштейна–Смолуховского. Если частицы движутся в идеально упругой среде, MSD выйдет на плато. В этом случае наблюдается равновесие термической энергии kT и энергии упругого взаимодействия. Для общего случая вязкоупругого образца кривая имеет S -образный вид (см., например, Рисунки 3.31, 3.32). Судя по углу наклона кривых среднеквадратичного смещения видно, что буровой раствор с наночастицами обладает более высокими упругими свойствами по сравнению с базовым раствором. Высота плато на кривой $MSD(t_{dec})$ характеризует упругие свойства образца. Понижение высоты этого плато соответствует уменьшению характерного размера «клетки», внутри которой ограничено движение частиц. Уменьшение размера «клетки» отвечает повышению упругости, т. к. частицы сильнее ограничены в своем движении.

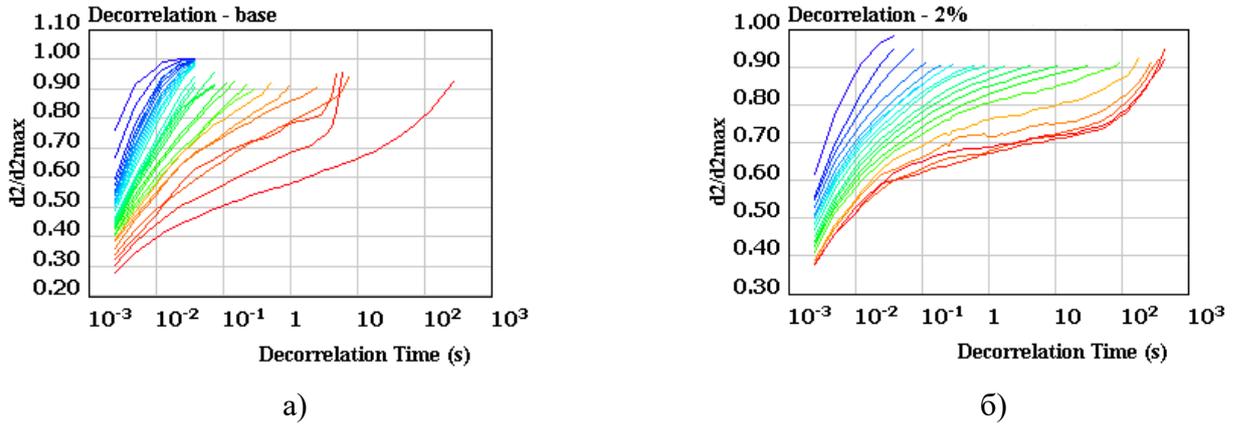


Рисунок 3.31 – Относительная декорреляция частиц для базового раствора (а) и раствора с 2 мас.% наночастиц оксида алюминия (б)

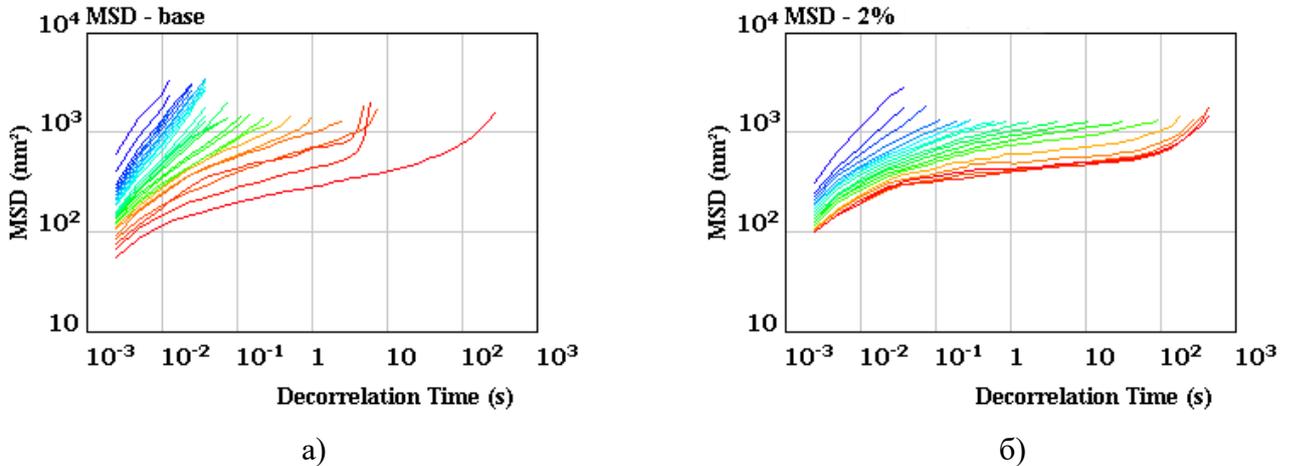


Рисунок 3.32 – Среднее квадратичное смещение частиц для базового раствора (а) и раствора с 2 мас.% наночастиц оксида алюминия (б)

Расчет индекса упругости EI является быстрым и простым способом охарактеризовать упругие свойства образца, сравнив его с EI других однотипных образцов или следя за его изменением с течением времени (рисунок 3.33). Индекс упругости EI рассчитывается как величина, обратная высоте плато на кривой $MSD(t_{dec})$. Показано, что с увеличением концентрации наночастиц индекс упругости раствора увеличивается почти на порядок. Это соответствует данным по увеличению предельного напряжения сдвига, полученным на ротационном вискозиметре.

Соотношение «твердое-жидкое» (SLB) пропорционально вязкоупругим свойствам (рисунок 3.34). SLB рассчитывается как наклон кривой MSD в

логарифмических координатах. Чем ниже это значение, тем более выражено поведение образца как твердого тела. Чем выше этот параметр, тем больше образец напоминает жидкость. Значения индекса SLB от времени для исследуемых суспензий приведены на рисунке 3.34. В начальный момент видно, что образцы в основном вязкие. После перемешивания частицы глины какое-то время пребывают в свободно-дисперсном состоянии. Далее частицы начинают образовывать между собой различные связи. Происходит структурообразование. Этот процесс сопровождается появлением агрегатов частиц и увеличением вязкости раствора. При этом формируется сплошная структурная сетка.

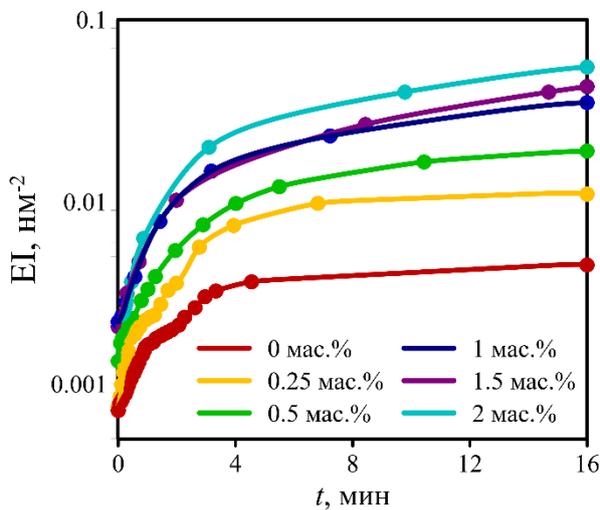


Рисунок 3.33 – Индекс упругости EI для бурового раствора с различным содержанием частиц Al_2O_3 (43 нм) при температуре 30 °C

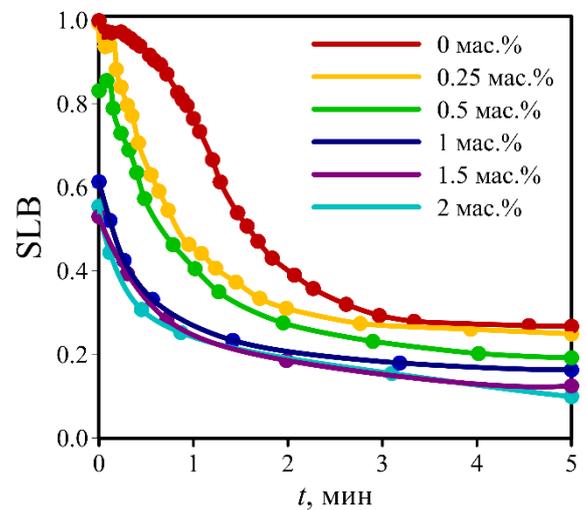


Рисунок 3.34 – Соотношение «твердое-жидкое» SLB для бурового раствора с различным содержанием частиц Al_2O_3 (43 нм) при температуре 30 °C

Количественно структурообразование характеризуется прочностью структуры, которая, в свою очередь, определяется силой сцепления частиц в контакте, числом контактов в единице объема, дисперсностью, формой частиц. Глинистая суспензия без наночастиц приобретает упругие свойства, соответствующие началу образования структуры, примерно через 90 секунд после того, как ее оставили в покое. Анализ результатов показывает, что с увеличением концентрации наночастиц в растворе время, за которое образец приобретает

упругие свойства, сокращается. Значительное уменьшение времени, при котором образец ведет себя в основном как упругое/твердое тело, наблюдается уже при низких концентрациях наночастиц. Добавление всего 0.25% мас. наночастиц оксида алюминия уменьшает время перехода к упругим свойствам до 50 секунд. При высоких концентрациях частиц растворы приобретают упругие свойства практически сразу после их перемешивания.

Также для анализа вязких и упругих свойств был использован Индекс макроскопической вязкости MVI (рисунок 3.35), который рассчитывается как величина, обратная наклону кривой MSD в линейных координатах. Наклон кривой $MSD(t_{dec})$ после плато является характеристикой макроскопической вязкости образца. На длительных временах корреляции частицы могут двигаться быстро или медленно. Чем медленнее движутся частицы, тем выше макроскопическая вязкость образца. И напротив, чем быстрее движутся частицы, тем ниже вязкость, т. к. частица может диффундировать дальше за тот же промежуток времени. Индекс макроскопической вязкости MVI позволяет фиксировать изменения вязкости образца со временем. Анализ индекса макроскопической вязкости растворов с наночастицами показывает, что с увеличением концентрации наночастиц повышается установившееся со временем значение индекса MVI, что соответствует данным измерений вязкости на ротационном вискозиметре. Кроме того, установлено, что с ростом концентрации нанодобавок существенно сокращается время набора вязкости образца. Что также подтверждает тот факт, что добавка наночастиц в глинистый раствор сокращает время структурообразования.

Характеристическое время декорреляции τ – это время, при котором декорреляция $d_2(t_{dec})$ спекл-поля достигает релевантного уровня ($d_2/d_{2max} \approx 0.63$, что эквивалентно $1/e$ для стандартной корреляционной функции). Индекс текучести FI (рисунок 3.36) вычисляется как величина, обратная характеристическому времени декорреляции τ , и измеряется в Гц.

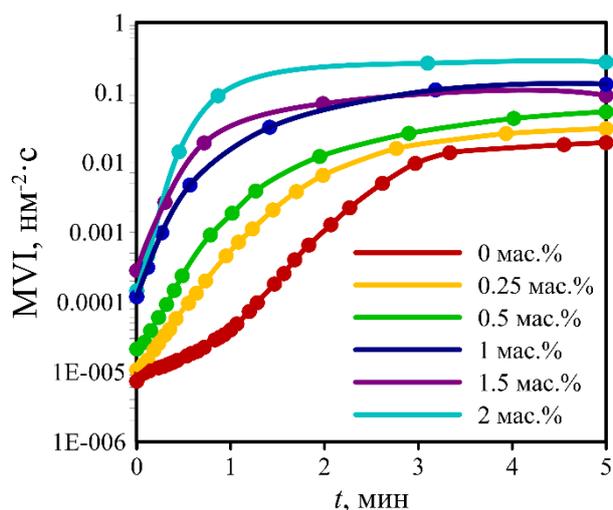


Рисунок 3.35 – Индекс макроscopicкой вязкости MVI для бурового раствора с различным содержанием наночастиц Al_2O_3 (43 нм) при температуре 30 °C

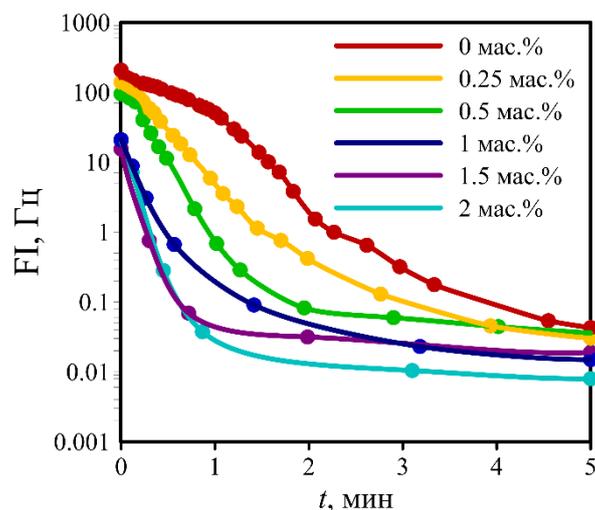


Рисунок 3.36 – Индекс текучести FI для бурового раствора с различным содержанием наночастиц Al_2O_3 (43 нм) при температуре 30 °C

При низком FI ($\approx 10^{-2}$ Гц) в образце больше проявляются упругие/твердые свойства, при высоком FI (≈ 10 Гц) образец в основном вязкий/жидкий. Зависимость индекса текучести FI от времени для исследуемых суспензий приведена на рисунке 3.36. Как видно, добавка наночастиц в буровой раствор значительно уменьшает его текучесть. После того как образец перемешали, со временем текучесть образцов резко уменьшается. При этом тем сильнее, чем выше концентрация наночастиц. Так, буровой раствор без наночастиц становится полностью упругим за время примерно 30 минут. В то время как раствор, содержащий 2 мас.% наночастиц оксида алюминия, становится упругим примерно за 3 минуты.

Далее были исследованы микрореологические характеристики растворов с наночастицами при различной температуре. В качестве примера на рисунке 3.37 приведены данные по индексу текучести образцов глинистого раствора с наночастицами оксида кремния размером 40 нм при различных температурах. В результате было показано, что с увеличением температуры значительно сокращается время, за которое частицы раствора образуют гелевую структуру. При высоких температурах химически активные частицы глины и наночастицы

более интенсивно флокулируют и образуют гель, что вызывает повышение вязкости раствора и его более быстрое загустевание. Полученные данные по динамике индексов текучести, упругости, макроскопической вязкости и твердости подтверждают это утверждение. Возможности прибора Rheolaser MASTER позволяют в автоматическом режиме определять время гелеобразования. Зависимость времени гелеобразования растворов с различным содержанием наночастиц оксида кремния (40 нм) приведено на рисунке 3.38. В результате показано, что, во-первых, с увеличением концентрации наночастиц в буровом растворе в разы сокращается время образования гелевой структуры. Во-вторых, было установлено, что с увеличением температуры время гелеобразования также значительно сокращается. При высоких концентрациях наночастиц влияние температуры на время гелеобразования уменьшается.

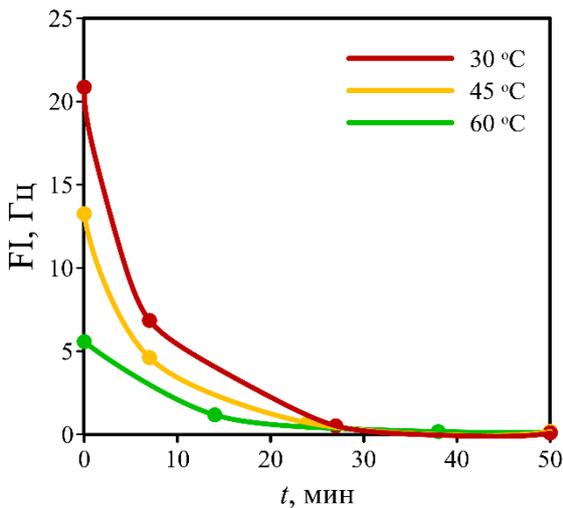


Рисунок 3.37 – Зависимость индекса текучести FI для раствора с содержанием 2 мас. % 40 нм частиц SiO_2 от времени при различных температурах

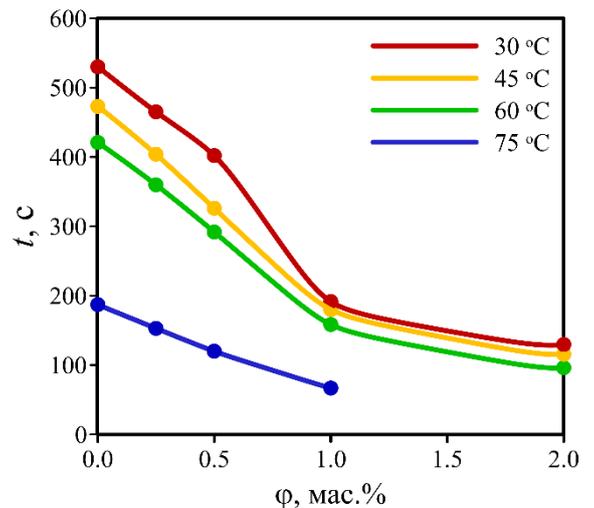


Рисунок 3.38 – Зависимость времени гелеобразования БР с различным содержанием 40 нм частиц SiO_2 при различных температурах

Выводы по главе 3

Проведено исследование влияния нанодисперсных частиц различной концентрации, размера и материала на вязкость, реологию и микрореологию буровых промывочных жидкостей. Также установлены зависимости этих параметров от температуры.

1. Результаты исследований показали, что с увеличением концентрации и уменьшением дисперсности нанодобавок эффективная вязкость возрастает. Влияние наночастиц начинается с очень малых концентраций. Такое низкое содержание наночастиц не приводит к изменению плотности буровой суспензии. Установлено, что с увеличением концентрации и уменьшением размера наночастиц может меняться реологическая модель бурового раствора. С вводом нанодобавок значительно снижается степень нелинейности бурового раствора, а мера консистенции, предельное напряжение сдвига и пластическая вязкость возрастают. Наиболее значительное влияние на вязкость и реологию буровых растворов оказывают наночастицы Al_2O_3 [10, 100, 101].

2. Было установлено, что увеличение концентрации наночастиц в промывочных жидкостях делает вязкость и реологические характеристики растворов менее чувствительными к изменениям температуры. Уменьшение размера наночастиц, напротив, приводит к увеличению зависимости вязкости и реологии буровой суспензии от температуры: показатель нелинейности и пластическая вязкость снижаются, а мера консистенции и предельное напряжение сдвига увеличиваются [102].

3. Анализ микрореологии буровых растворов показывает, что с увеличением концентрации наночастиц индекс упругости раствора увеличивается почти на порядок. Анализ соотношения «твердое-жидкое» от времени показал, что с увеличением концентрации наночастиц в растворе время, за которое образец приобретает упругие свойства, значительно сокращается. Анализ индекса текучести от времени для исследуемых суспензий показал, что нанодобавка в промывочную жидкость значительно уменьшает ее текучесть. С увеличением

температуры значительно сокращается время, за которое частицы раствора образуют гелевую структуру [103].

В отличие от буровых суспензий с макро- и микродисперсными добавками, реологические характеристики промывочных жидкостей, модифицированных наночастицами, зависят от размера и материала нанодобавок и значительно изменяются при введении минимальных концентраций таких реагентов. Это позволяет говорить о серьезной перспективе применения наночастиц для регулирования свойств буровых растворов с перспективой замены существующих микрогабаритных реагентов.

Глава 4. Экспериментальное исследование фильтрационных свойств буровых растворов, модифицированных наночастицами

4.1. Влияние концентрации наноразмерных добавок в буровые раствора на их фильтрационные свойства

В первую очередь, было проанализировано влияние концентрации нанодобавок на фильтрационные характеристики буровых растворов. В экспериментах в качестве стандартных понизителей фильтрации, которые присутствуют в любом буровом растворе, были рассмотрены микрочастицы нитрида алюминия различного размера и концентрации. Эксперимент проводился на фильтр-прессе высокого давления. На рисунке 4.1 приведены данные по фильтрационным потерям бурового раствора с добавкой 1 мкм AlN, модифицированного 5 нм частицами оксида кремния различной концентрации. В качестве фильтра был использован керамический диск с размером пор 20 мкм (здесь и далее – размер пор фильтра, определенный по воздуху).

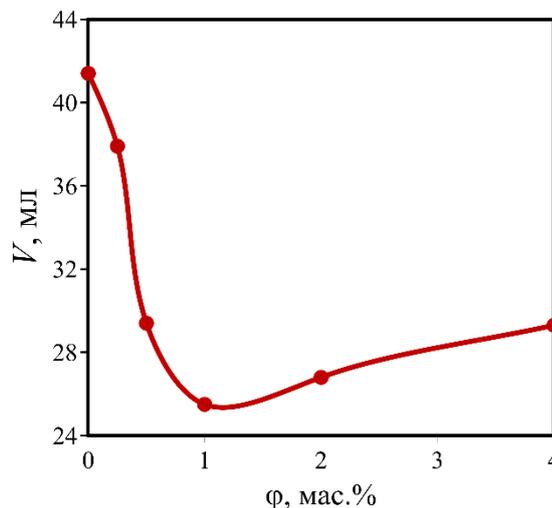


Рисунок 4.1 – Зависимость фильтрационных потерь промывочной жидкости от концентрации наночастиц SiO₂ размером 5 нм

Видно, что влияние наночастиц на фильтрационную способность буровых суспензий довольно значительно и при этом не монотонно. Максимальное

снижение объема фильтрата (на 70%) наблюдается с введением 1 мас.% наночастиц. Дальнейшее увеличение содержания нанодисперсных добавок в промывочной жидкости ведет к увеличению фильтрационных потерь, но, тем не менее, даже при максимальной концентрации наночастиц 4 мас.% буровой раствор теряет на 40% меньше фильтрата в сравнении с базовой суспензией. Поэтому большие концентрации наночастиц менее целесообразно использовать для регулирования фильтрационных потерь бурового раствора с точки зрения экономии на стоимости бурового раствора.

Введение наноразмерных добавок в буровой раствор также влияет на функциональные характеристики фильтрационной корки, которая образуется на поверхности фильтра после испытания на фильтр-прессе. После фильтрации базовой буровой суспензии без нанодобавок корка как таковая вообще не образуется, только очень рыхлая масса большой толщины (1–1.5 см), состоящая из твердой дисперсной фазы бурового раствора (рисунок 4.2 (а)). Нанодобавки в буровом растворе способствуют образованию фильтрационной корки толщиной не более 3 мм, однородной по составу и с очень хорошей адгезией к фильтру (рисунок 4.2 (б)). При этом, чем больше концентрация наночастиц в растворе, тем тоньше фильтрационная корка.



а)



б)

Рисунок 4.2 – Фотографии фильтрационных корок базового бурового раствора (а) и раствора с добавкой 1 мас.% 5 нм частиц SiO_2 (б)

Объяснить физический механизм уменьшения фильтрационных потерь буровых растворов после добавки наночастиц попытались в работе [26], в которой выдвинута следующая гипотеза. В отсутствие наноразмерных добавок

фильтрационная корка базового бурового раствора состоит из стандартных микроразмерных понизителей фильтрации и частиц бентонита. Введенные в раствор наночастицы заполняют поры в фильтрационной коре, не занятые более крупными частицами суспензии, и делают ее менее проницаемой и более плотной (рисунок 4.3).

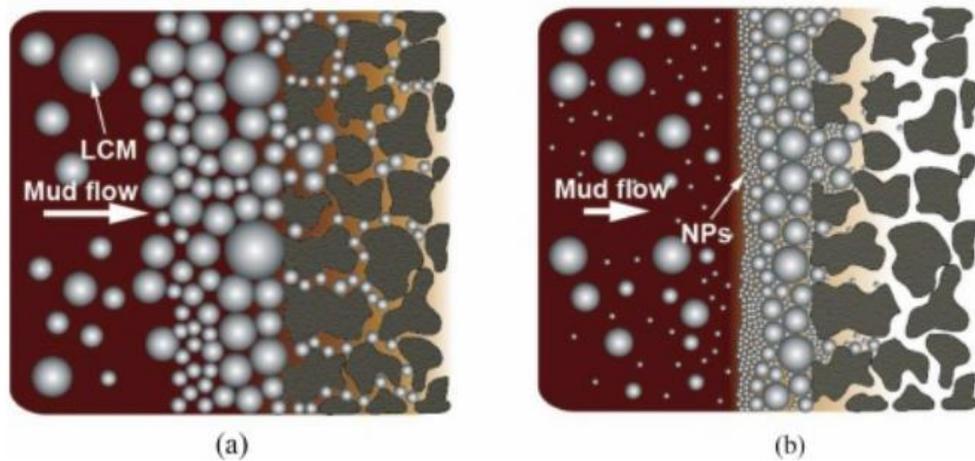
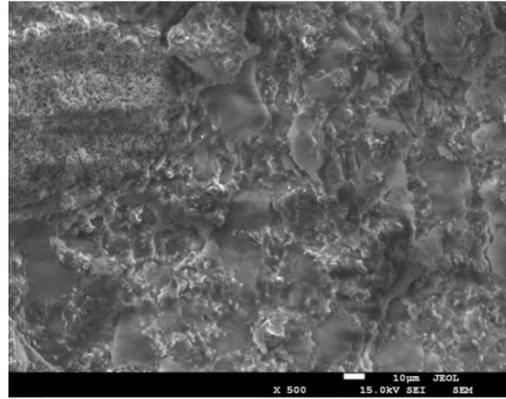
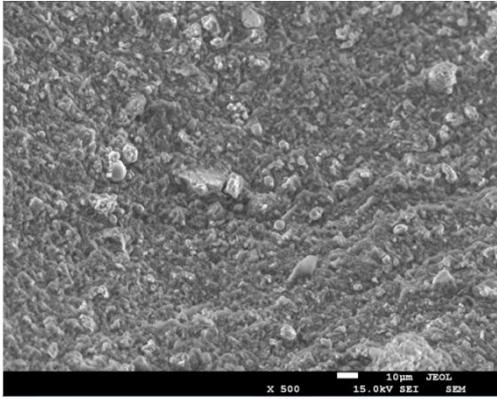


Рисунок 4.3 – Механизм действия наночастиц на фильтрацию микросуспензий.

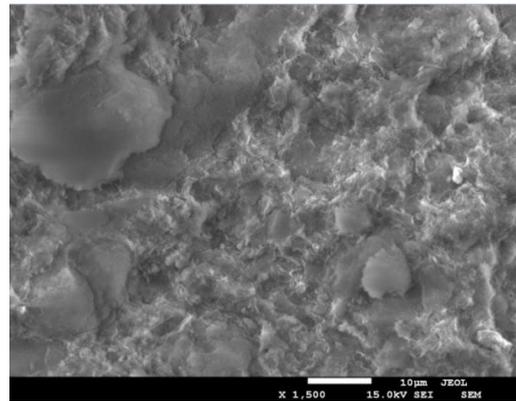
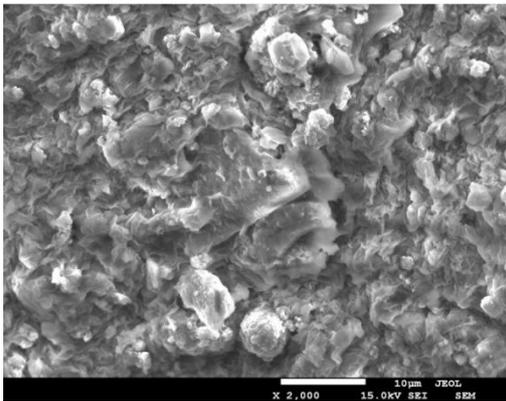
Взято из O. Contreras et. al. 2014 [26]

Качественно все экспериментальные результаты по фильтрационным характеристикам буровых растворов, модифицированных наночастицами, полученные в данной работе, подтверждают эту гипотезу. Для ее подтверждения фильтрационные корки были проанализированы методом электронной микроскопии (рисунок 2.3). Была исследована микроструктура и фазовый состав корок после фильтрации. Показано, что без добавок микрокольматантов и утяжелителей в буровой раствор фильтрационная корка на поверхности фильтра образована только частицами бентонита чешуйчатой структуры (см. рисунок 2.1 (a)). Добавка микрочастиц, которые неизбежно присутствуют в любом буровом растворе, делают эту корку рыхлой. Микрочастицы укладываются между пластинок глины, делая корку более проницаемой (см. рисунок 4.4 (слева)). Добавка наночастиц в глинистый буровой раствор приводит к тому, что эти добавки заполняют поры между микрокольматантами и чешуйками глины, уменьшая тем самым проницаемость фильтрационных корок (см. рисунок 4.4

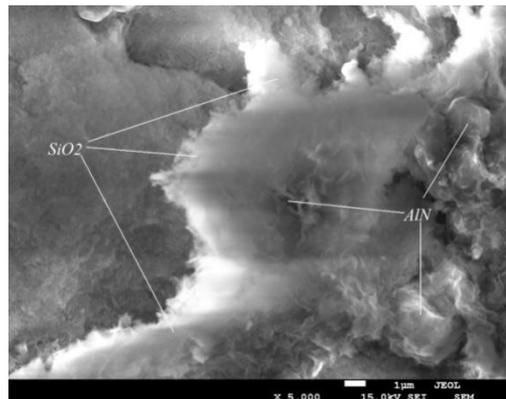
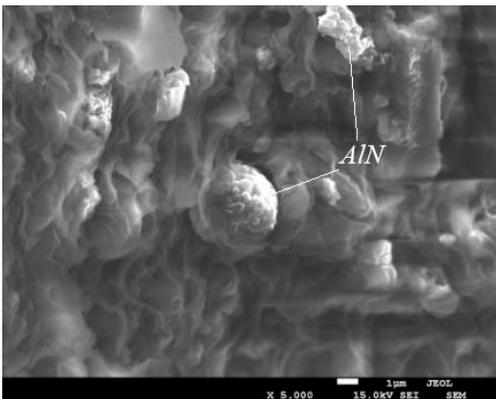
(справа)). При 5000-кратном увеличении видно, что наночастицы образуют скопления, которые закрывают поры между частицами глины и микрочастицами AlN.



увеличение в 500 раз



увеличение в 2000 раз



увеличение в 5000 раз

Рисунок 4.4 – ПЭМ-изображение фильтрационной корки бурового раствора с добавкой 2% микрочастиц AlN размером 1 мкм без добавления наночастиц (слева) и с добавлением наночастиц SiO₂ (справа)

Эффект заполнения наночастицами пространства между чешуйками глины хорошо виден на рисунке 4.5 при большом увеличении. При увеличении в 50000 раз на снимках можно увидеть изображения отдельных наночастиц SiO_2 , которые располагаются между частицами глины. Таким образом, с помощью просвечивающей электронной микроскопии высокого разрешения было доказано, что основной причиной снижения фильтрационных потерь буровых растворов, модифицированных наночастицами, является заполнение этими добавками пор в фильтрационной корке.

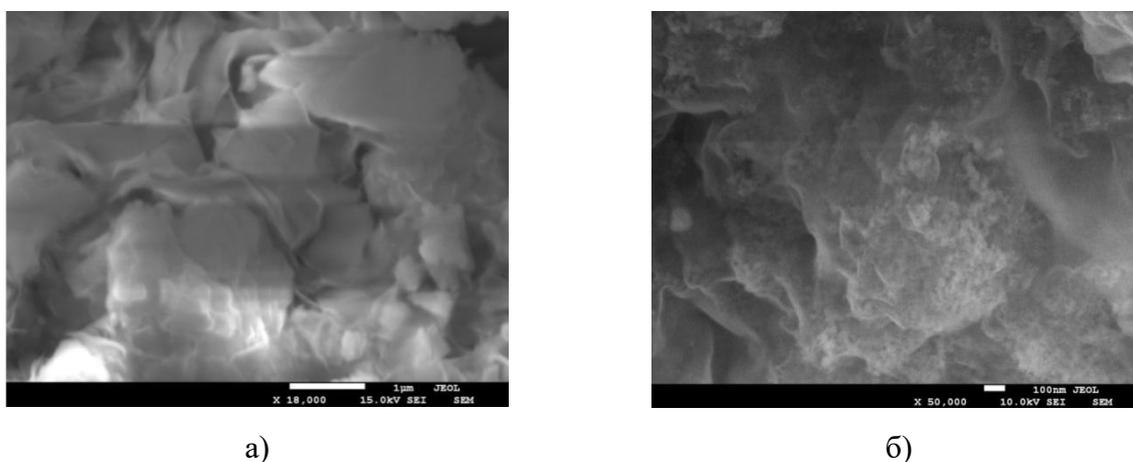


Рисунок 4.5 – ПЭМ-изображение фильтрационной корки без наночастиц (а) и с добавкой 2 мас.% 5 нм SiO_2 (б). Увеличение в 50 000 раз

4.2. Влияние концентрации микродисперсных добавок на фильтрационные свойства буровых растворов

На рисунок 4.6 приведена зависимость фильтрационных потерь для двух различных керамических фильтров от концентрации микрочастиц AlN . Как видно, в обоих случаях с увеличением концентрации микрочастиц фильтрационные потери бурового раствора возрастают. Это связано с тем, что микрочастицы укладываются между чешуек глины, делая корку более рыхлой и проницаемой. С увеличением концентрации микрочастиц толщина фильтрационной корки возрастает. Добавка в буровой раствор с микрочастицами

2 % наночастиц приводит к тому, что фильтрационные потери снижаются. При этом как видно из графиков, чем выше концентрация микрочастиц, тем действие наночастиц на фильтрационные потери становится более значительным. Добавка наноразмерных частиц приводит к монотонному снижению фильтрационных потерь с повышением концентрации микрочастиц. Это свойство наночастиц будет очень полезным для изготовления утяжеленных буровых растворов, в которые добавляют микрочастицы барита в очень высоких концентрациях (до 60%).

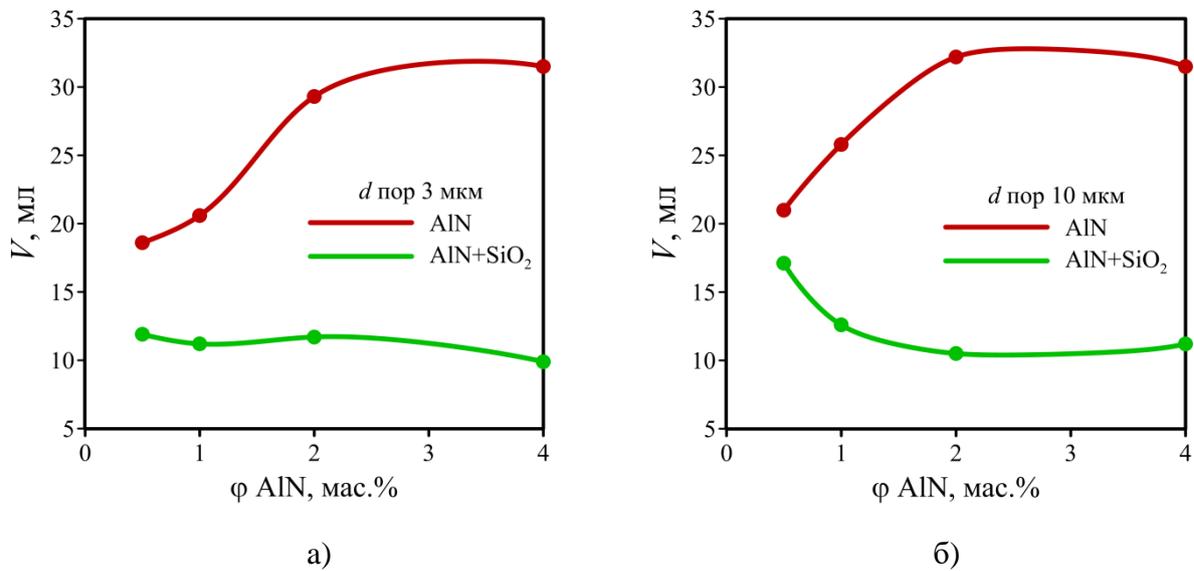


Рисунок 4.6 – Зависимость фильтрационных потерь бурового раствора от концентрации содержащихся в нем микрочастиц AlN размером 1 мкм без добавления наночастиц и с добавлением 2 мас.% 5 нм частиц SiO₂ для керамических фильтров с размерами пор 3 мкм (а) и 10 мкм (б) (по воздуху)

4.3. Влияние проницаемости керна на фильтрационную способность буровых растворов

Также была проанализирована эффективность введения нанодобавок в буровые растворы для улучшения их фильтрационных свойств при испытаниях на фильтрах различной проницаемости. Для этого были подобраны керамические фильтры с большим диапазоном размеров пор: от 3 по 35 мкм (по воздуху). В данном эксперименте в качестве микрокольматантов использовались частицы AlN

1 мкм различной концентрации. В качестве нанодобавок были использованы 5 нм частицы SiO_2 2 мас. %.

Как уже было отмечено выше, влияние наночастиц на объем отфильтрованной жидкости зависит от концентрации микрочастиц. После анализа влияния проницаемости фильтра на фильтрационные потери обнаружилась интересная взаимосвязь между размером пор фильтра и концентрацией микродобавок. При малой концентрации микрочастиц (рисунок 4.7(a)) добавка наночастиц в буровой раствор приводит к снижению объема фильтрата только для низкопроницаемых фильтров с размерами пор меньше 20 мкм. Для фильтров с более крупными порами при такой низкой концентрации микрочастиц нанодобавки, напротив, увеличивают фильтрационные потери. При увеличении концентрации микрочастиц диапазон проницаемости фильтра, при котором наблюдается снижение фильтрационных потерь, увеличивается. Так, при максимальной из рассмотренных в этом эксперименте концентрации микрочастиц 2 мас. % добавка наночастиц приводит к уменьшению объема отфильтрованной жидкости для всех рассмотренных размеров пор фильтра (рисунок 4.7 (в)).

Показано, что особенно эффективно нанодобавки улучшают фильтрационные характеристики буровых растворов в низкопроницаемых породах с размером пор не более 10 мкм. Для таких низкопроницаемых фильтров было получено трехкратное уменьшение фильтрационных потерь в сравнении с базовой промывочной жидкостью. После фильтрационных испытаний образуется очень плотная фильтрационная корка не более 2 мм. С увеличением проницаемости фильтра эффективность нанодобавок снижается, но, тем не менее, при достаточных концентрациях микрочастиц наночастицы и в фильтрах с повышенной проницаемостью приводят к снижению фильтрационных потерь (до 20%).

Таким образом, впервые было установлено, что эффективность добавки наночастиц в буровые растворы для регулирования их фильтрационных характеристик зависит от соотношения проницаемости фильтра и концентрации

микрокольматантов. Чем крупнее поры фильтра, тем при более высоких концентрациях микрочастиц начинают эффективно работать нанодобавки.

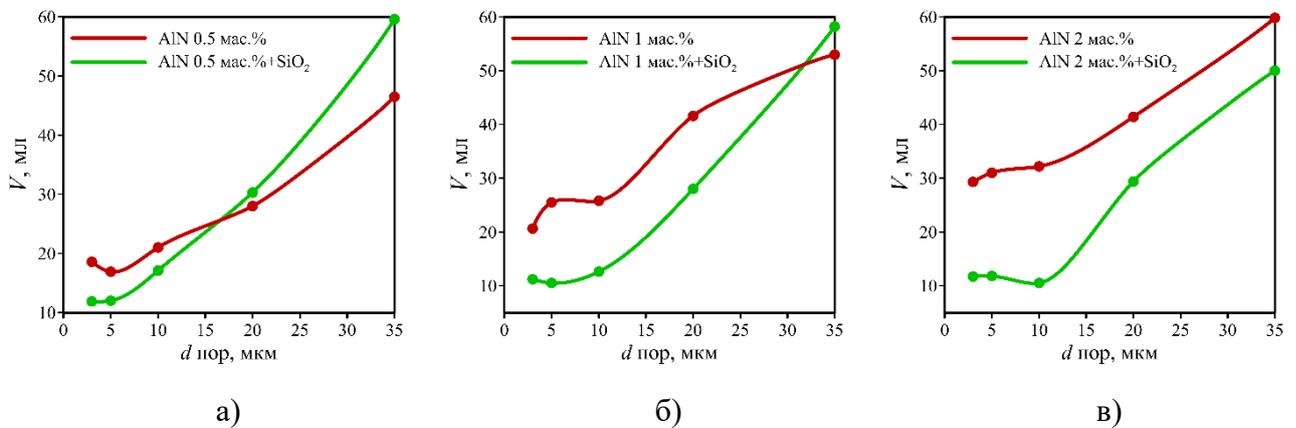


Рисунок 4.7 – Зависимость фильтрационных потерь буровых растворов от размера пор керамических фильтров. При концентрациях микрочастиц размером 1 мкм 0.5 мас.% (а), 1 мас.% (б), 2 мас.% (в) с добавлением 2 мас.% наночастиц SiO₂ размером 5 нм

Доказательством того, что ключевую роль при фильтрации микросуспензий с добавкой наночастиц играет фильтрационная корка, могут служить также выполненные измерения проницаемости керамических фильтров после фильтрации (см. рисунок 4.8) и фотографии кернов после фильтрации через них буровых растворов с наночастицами (см. рисунок 4.9). Эти измерения показали, что проницаемость кернов после фильтрации через них микросуспензий с добавками наночастиц и без добавок наночастиц отличается незначительно. При этом добавка наночастиц приводит к существенному снижению фильтрации. Таким образом, было показано, что влияние дополнительных кольматирующих свойств наночастиц в самой пористой среде хотя и есть, но оно не значительное. Основной эффект от добавки наночастиц заключается в уменьшении проницаемости фильтрационных корок.

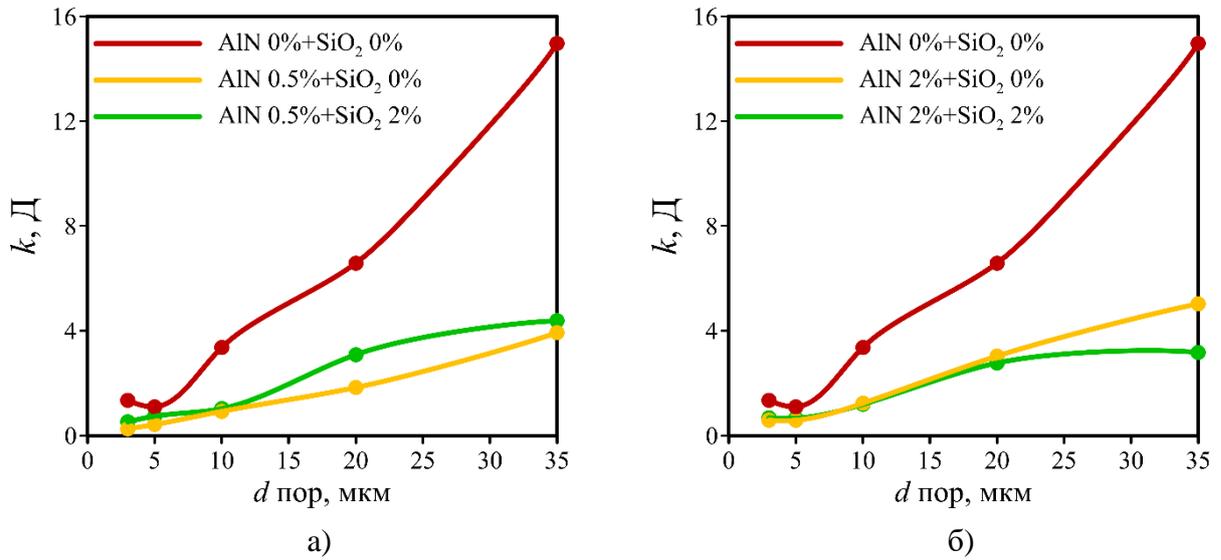
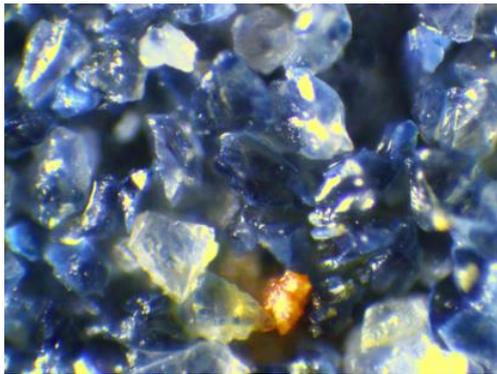
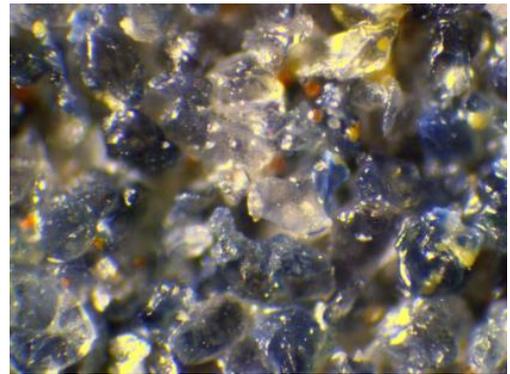


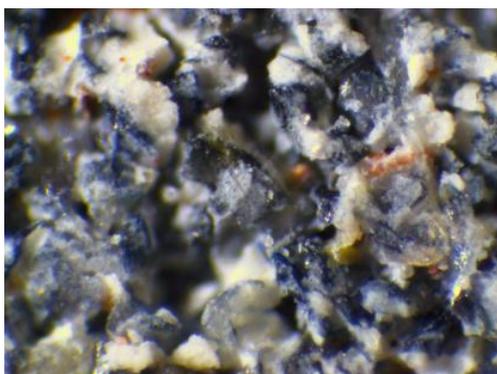
Рисунок 4.8 – Зависимость проницаемости керамических фильтров от размера их пор после фильтрации через них микросуспензии с добавкой микрочастиц размером 1 мкм при концентрации 0.5 мас.% (а), 2 мас.% (б) с добавлением 5 нм частиц SiO₂



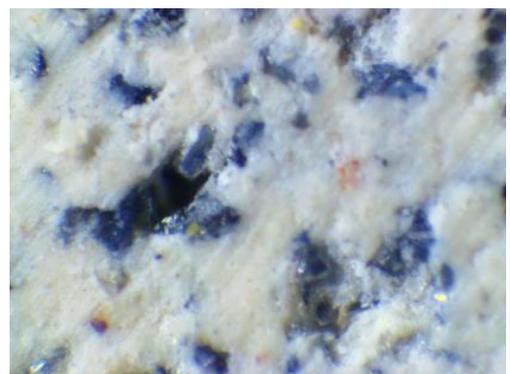
а)



б)



в)



г)

Рисунок 4.9 – Фотографии образцов керн под микроскопом до фильтрации (а), после фильтрации базового глинистого бурового раствора без добавок (б), с добавкой 1 мас.% наночастиц SiO₂ (в), с добавкой 2 мас.% наночастиц SiO₂ (г)

4.4. Влияние размера нанодобавок на фильтрационные характеристики буровых растворов

Для анализа влияния размера наночастиц на фильтрационную способность промывочных жидкостей были отобраны частицы SiO_2 2 мас.% с размером в диапазоне от 5 до 100 нм. В растворы были добавлены микрочастицы AlN размером 1 мкм и концентрацией 2 мас.%.

На рисунке 4.10 показаны фильтрационные потери бурового раствора, модифицированного наночастицами, измеренные на фильтре проницаемостью 6.5 Дарси (размер пор 20 мкм). Хорошо видно, что чем меньше размер наночастиц, тем меньше фильтрационные потери. С добавкой наночастиц размером 5 нм объем фильтрата сокращается более чем на 40%. При этом для крупных наночастиц (50 и более нм) практически не наблюдается улучшение фильтрационных характеристик буровых суспензий.

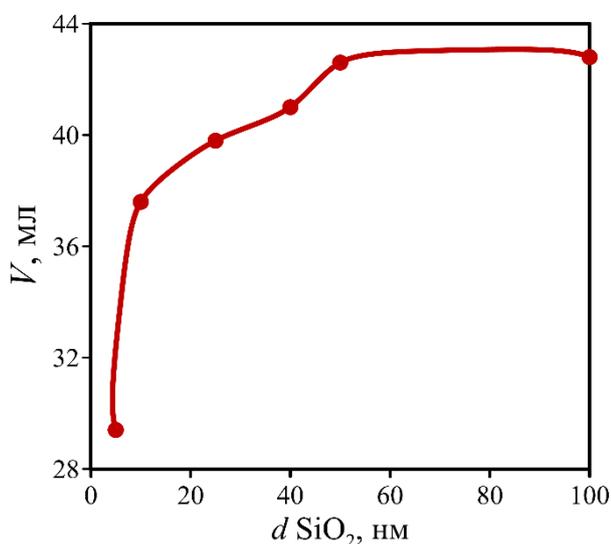


Рисунок 4.10 – Зависимость фильтрационных потерь буровых растворов от среднего размера наночастиц SiO_2 2 мас.% для фильтра 20 мкм

Анализ данных электронной микроскопии по микроструктуре фильтрационных корок показывает, что при размере наночастиц более 50 нм они не могут проникать в поровое пространство между чешуйками глины.

Визуальный анализ корок и измерение их толщины это подтверждают: при введении в буровой раствор частиц размером менее 40 нм фильтрационные корки очень тонкие (не более 2 мм) и плотные [101, 104]. Увеличение размера нанодобавок ведет к изменению структуры корки, и они становятся более рыхлыми и, как следствие, более проницаемыми (рисунок 4.11).



а)



б)

Рисунок 4.11 – Фильтрационные корки, полученные после фильтрационных испытаний БР, модифицированного 50 нм частицами (а) и 5 нм частицами (б) SiO_2 2 мас.%

4.5. Влияние размера микрочастиц на фильтрационную способность буровых растворов

Влияние размера микрокольматантов на фильтрацию буровых растворов в настоящее время хорошо изучено [28, 105 – 107]. Данных по взаимному влиянию размеров микро- и наночастиц на фильтрационные свойства буровых растворов в настоящее время нет. Такое исследование выполнено в данной работе впервые. Концентрация микрочастиц AlN в этих экспериментах была одинакова и равна 2 мас.%. Средний размер микрочастиц варьировался от 1 до 10 мкм. Исследование проведено на керамических дисках, размер пор которых варьировался от 3 до 35 мкм (по воздуху).

При рассмотрении процессов механической фильтрации и уменьшения фильтрационных потерь с помощью твердых дисперсных частиц нужно понимать, что если размер кольматанта сильно больше размера поры фильтра, то такие частицы не смогут сформировать низкопроницаемую фильтрационную корку,

т. к. по каналам между такими крупными наполнителями раствор будет беспрепятственно фильтроваться через поровое пространство горной породы. С другой стороны, сильно мелкие дисперсные кольматанты свободно проникают в поры фильтра и поглощаются вместе с буровым раствором. Поэтому для эффективного закупоривания порового пространства фильтра и создания низкопроницаемой фильтрационной корки необходимо правильное и эффективное распределение кольматантов по размерам с целью уменьшения поглощения и фильтрата и твердых дисперсных наполнителей.

Типичный результат эксперимента по фильтрации микросуспензий, иллюстрирующий такое поведение, приведен на рисунке 4.12. Как видно, без добавки наночастиц минимум фильтрационных потерь наблюдается для раствора с добавкой микрочастиц размером 2 мкм. Добавка 2 мас.% наночастиц SiO_2 размером 5 нм приводит к значительному уменьшению объема фильтрата при всех размерах микрочастиц. При этом интересно отметить, что минимальный эффект от действия наночастиц наблюдается для оптимального размера микрочастиц 2 мкм.

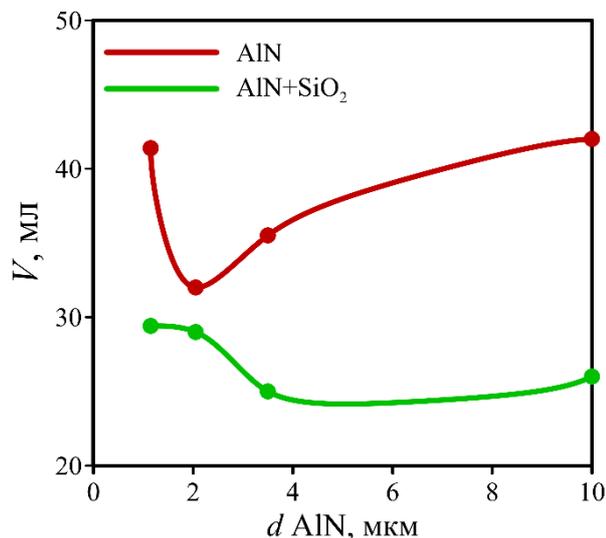


Рисунок 4.12 – Зависимость фильтрационных потерь бурового раствора от размера микрочастиц AlN 2 мас.% с добавлением 2 мас.% 5 нм частиц SiO_2 для фильтра со средним размером пор 20 мкм

Хорошо известно, что на фильтрационную способность буровых растворов с частицами оказывает влияние не просто размер частиц, а отношение размера частиц к размеру пор фильтра. Согласно исследованиям [28, 107], оптимальный размер кольматантов, способных образовать механические препятствия для фильтрации жидкости в пустотном пространстве фильтра, не должен превышать 30% от среднего размера поры. Данные по фильтрации буровых растворов с микрочастицами различных размеров на фильтрах с различным размером пор приведены на рисунке 4.13. При этом зависимость фильтрационных потерь построена от отношения среднего размера микрочастиц к среднему размеру пор фильтра. Как видно из графика, без добавления наночастиц минимум фильтрационных потерь приходится на отношение размера частиц к размеру пор и равен 0.36. Это хорошо согласуется с критерием Абрамса.

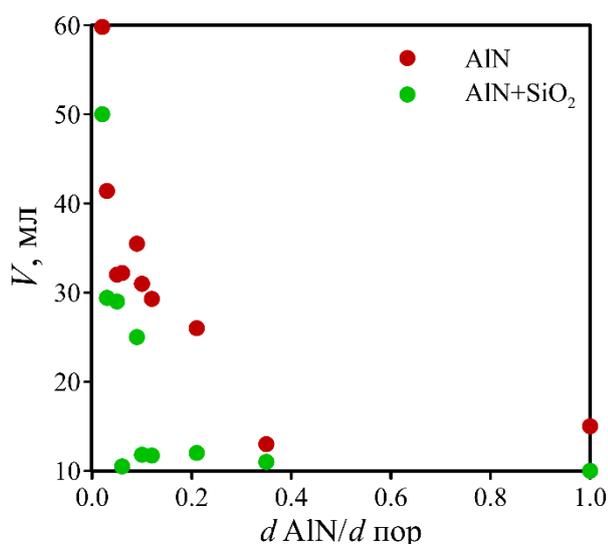


Рисунок 4.13 – Зависимость фильтрационных потерь бурового раствора с добавкой наночастиц SiO₂ размером 5 нм и концентрацией 2 мас.% от отношения размера микрочастиц AlN 2 мас.% к среднему размеру пор фильтра

Добавка наночастиц приводит к снижению фильтрационных потерь при всех отношениях размеров частиц к размерам пор. При этом очень важно, что при добавлении наночастиц в буровой раствор фильтрационные потери в широком диапазоне слабо зависят от отношения размеров частиц к размерам пор. Таким

образом, добавка в буровой раствор наночастиц позволит существенно облегчить подбор фракционного состава кольматантов, поскольку добавка наночастиц уменьшает зависимость фильтрационных потерь от соотношения размеров частиц кольматанта и размера пор керна.

Таким образом, в результате систематических экспериментальных исследований фильтрационных свойств буровых растворов, модифицированных наночастицами, было установлено, что нанодобавки могут способствовать значительному снижению фильтрационных потерь промывочных жидкостей. При этом было показано, что для буровых растворов, в которых присутствуют микрочастицы (глина, микрокольматанты), механизм снижения фильтрационных потерь связан в основном со снижением проницаемости фильтрационной корки, вызванным заполнением пор между микрочастицами наночастицами. В случае, если буровой раствор модифицирован только наночастицами и в нем отсутствуют кольматанты и утяжелители микро- и макроразмера, процесс уменьшения фильтрационных потерь такой суспензии связан только с увеличением эффективной вязкости раствора при введении в него нанодобавок.

Выводы по главе 4

Проведено исследование фильтрационных характеристик буровых растворов, модифицированных наноразмерными добавками различной концентрации, размера и материала.

1. Показано, что даже небольшие концентрации нанодобавок в буровых растворах способны существенно снизить фильтрационные потери. Наиболее эффективно наночастицы в качестве регуляторов фильтрационных характеристик промывочных жидкостей работают в низкопроницаемых породах с размером пор не более 10 мкм. Уменьшение размера наночастиц также способствует дополнительному снижению фильтрационных потерь [10, 104, 108].

2. Впервые установлено, что действие нанодобавок на фильтрационную способность буровых растворов зависит от соотношения концентрации микрочастиц и размеров пор фильтра. Чем более крупные поры фильтра, тем при более высоких концентрациях микрочастиц начинает положительно действовать добавка наночастиц. С помощью просвечивающей электронной микроскопии было показано, что нанодобавки значительно уменьшают проницаемость фильтрационных корок путем заполнения пространства между чешуйками бентонита и микрочастицами [10, 108].

3. Установлено, что введение наноразмерных частиц в буровой раствор влияет на структуру и толщину фильтрационной корки. Показано, что чем выше концентрация и меньше размер нанодобавок, тем тоньше, однороднее и плотнее фильтрационная корка с хорошей адгезией к фильтру [10, 108].

Анализируя все полученные результаты, можно утверждать, что для буровых растворов, в которых присутствуют микрочастицы (глина, микрокольматанты), основной механизм улучшения их фильтрационных характеристик при введении нанодобавок связан в основном со снижением проницаемости фильтрационной корки, вызванным заполнением пор между микрочастицами наночастицами.

Показано, что нанодобавки снижают фильтрационные потери буровых растворов независимо от отношения размеров микрочастиц к размерам пор фильтра. Таким образом, добавка в буровой раствор наночастиц позволит существенно облегчить работу по подбору фракционного состава кольматантов, поскольку нанодобавки уменьшают зависимость фильтрационных потерь от соотношения размеров частиц кольматанта и размера пор керна.

Глава 5. Расчетное исследование влияния наночастиц на течения буровых растворов и процессы выноса шлама

На основании полученных выше экспериментальных данных по реологии буровых растворов, модифицированных наночастицами, проведено исследование течения полученных буровых растворов в вертикальной, наклонной и горизонтальной скважинах. Исследовано влияние наночастиц на эффективность выноса шлама и перепад давления в скважинах при циркуляции глинистых буровых растворов. В расчетном исследовании рассмотрены наночастицы оксидов алюминия, кремния и титана плотностью 3950 кг/м^3 , 2650 кг/м^3 и 4230 кг/м^3 соответственно. Эти частицы были стабильны и химически инертны. Концентрацию частиц в растворе варьировали от 0.25 до 2 мас.%, а размер частиц – от 5 до 50 нм.

Для моделирования были рассмотрены стандартные параметры скважины и процесса бурения, используемые при строительстве нефтегазовых скважин ($D_1 = 0.08895 \text{ м}$, $D_2 = 0.1463 \text{ м}$). Плотность бурового раствора была равна 1050 кг/м^3 . Реология буровых растворов задавалась из экспериментальных данных, приведенных на рисунке 3.7 (степенная модель) и в работах [10, 100]. В качестве частиц шлама рассмотрены сферические частицы размером 3 мкм, плотностью 2600 кг/м^3 . Концентрация шлама на входе в канал задавалась равной 3% по объему. Профиль концентрации шлама на входе в скважины задавался однородным. На входе в кольцевой канал задавался постоянный массовый расход Q бурового раствора. Скорость частиц шлама и скорость бурового раствора на входе в скважины были равны. Длина расчетной области кольцевого канала задавалась равной 10 м. Этой длины было достаточно для установления течения и концентрации шлама по длине канала. На поверхностях труб выполняются условия прилипания, элементы шероховатости на стенках труб не учитывались.

При моделировании течения бурового раствора в **вертикальной скважине** скорость вращения бурильной трубы задавалась равной 0 об/мин, расход бурового раствора $G = 11.61 \text{ кг/с}$. Для численного моделирования использовалась расчетная

сетка $40 \times 90 \times 200$ расчетных узлов (40 узлов по радиусу, 90 узлов по окружности и 200 – по длине канала).

Для расчета течений в скважине при прокачивании модифицированного бурового раствора в процессе бурения **наклонно направленных скважин** выбрана та же геометрия, что была рассмотрена для вертикальных скважин (рисунок 5.1). Скорость вращения бурильной трубы варьировалась от 120 до 480 об/мин, расход бурового раствора – от 10 до 40 кг/с. Для численного моделирования использовалась расчетная сетка $40 \times 140 \times 120$ расчетных узлов (40 узлов по радиусу, 140 узлов по окружности и 120 по длине канала). Угол наклона скважины к горизонту варьировался от 0 до 90 градусов. Угол 90 градусов соответствовал горизонтальной скважине.

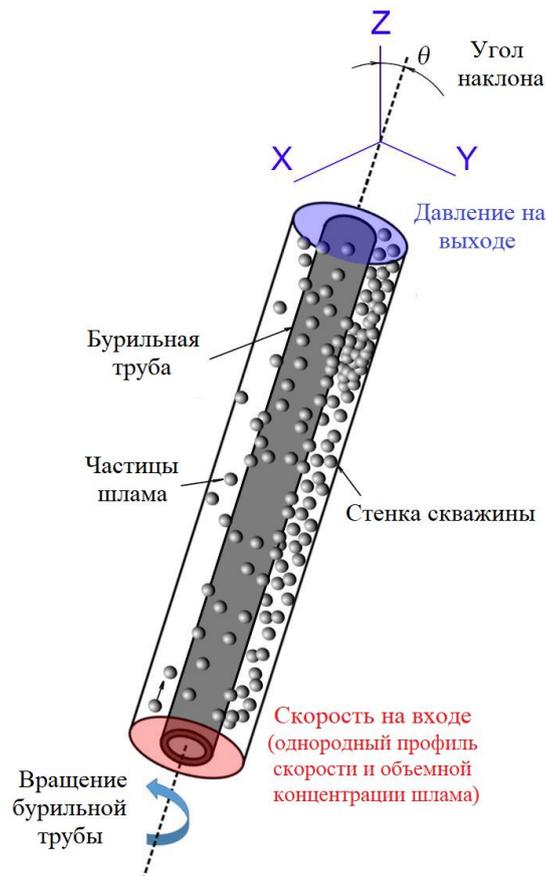


Рисунок 5.1 – Схематическая диаграмма расчетной области и граничные условия

5.1. Численный алгоритм и математическая модель

В работе рассматривалось полностью развитое течение вязкопластичной жидкости с постоянной плотностью при постоянной температуре.

Буровой раствор – это неньютоновская жидкость. Для моделирования его течения был использован подход, подробно описанный в работах [109 – 111]. Рассматривается нелинейно-вязкая жидкая среда, характеризующаяся эффективной вязкостью, которая зависит от скорости сдвига:

$$\dot{\gamma} = \sqrt{\frac{1}{2} \mathbf{D} \cdot \mathbf{D}}, \quad (5.1)$$

где \mathbf{D} – второй инвариант тензора скорости деформации.

Эффективная вязкость μ_f базового бурового раствора хорошо описывалась реологической моделью Гершеля–Балкли [112]:

$$\mu_f = \frac{\tau_0 + k_v \cdot \dot{\gamma}^n}{\dot{\gamma}}, \quad (5.2)$$

где $\tau_0 = 0.34$ Па – начальное напряжение сдвига вязкопластической жидкости, $K = 0.038$ Па·с^{*n*} – мера консистенции, $n = 0.72$ – показатель нелинейности, $\dot{\gamma}$ – скорость сдвига, с⁻¹.

Для изучения поведения шлама и бурового раствора в затрубном пространстве использовалась модель двухфазного потока Эйлера [113 – 120]. В модели Эйлера предполагается, что поток бурового раствора состоит из твердой «*s*» и жидкой «*f*» фаз, которые являются отдельными друг от друга, но образуют взаимопроникающие континуумы: $\alpha_f + \alpha_s = 1$, где α_f и α_s – объемные концентрации жидкой и твердой фаз соответственно. Основные уравнения модели Эйлера имеют следующий вид:

1) Уравнения неразрывности:

$$\begin{aligned}\nabla \cdot (\alpha_s \rho_s \vec{v}_s) &= 0 \\ \nabla \cdot (\alpha_f \rho_f \vec{v}_f) &= 0,\end{aligned}\tag{5.3}$$

где ρ_s – плотность твердой фазы, ρ_f – плотность жидкой фазы.

2) Уравнение импульса:

$$\begin{aligned}\frac{\partial}{\partial t} (\alpha_s \rho_s \vec{v}_s) + \nabla \cdot (\alpha_s \rho_s \vec{v}_s \vec{v}_s) &= -\alpha_s \nabla P_f - P_s + \nabla \bar{\tau}_s + \alpha_s \rho_s \vec{g} + \\ + \sum_{s=1}^n (K_{fs} (\vec{v}_f - \vec{v}_s) + m_{fs} \vec{v}_{fs} - m_{sf} \vec{v}_{sf}) &+ (\vec{F}_s + \vec{F}_{lift,s} + \vec{F}_{vm,s} + \vec{F}_{td,s}),\end{aligned}\tag{5.4}$$

где \vec{g} – ускорение свободного падения, P_s – давление твердых частиц, P_f – давление жидкости, K_{fs} – коэффициент обмена импульсом между жидкой фазой f и твердой фазой s , $K_{fs} (\vec{v}_f - \vec{v}_s)$ – межфазная сила, действующая на единицу объема, \vec{F}_s – сила сопротивления, $\vec{F}_{lift,s}$ – подъемная сила, $\vec{F}_{vm,s}$ – сила добавленной массы, $\vec{F}_{td,s}$ – сила турбулентной дисперсии, $\bar{\tau}_s$ и $\bar{\tau}_f$ – тензоры касательных напряжений для твердой и жидкой фаз соответственно. Они выражаются как:

$$\bar{\tau}_s = \alpha_s \mu_s (\nabla \vec{v}_s + \nabla \vec{v}_s^{tr}) + \alpha_s \left(\lambda_s - \frac{2}{3} \mu_s \right) \nabla \cdot \vec{v}_s \bar{I}\tag{5.5}$$

и

$$\bar{\tau}_f = \alpha_f \mu_f (\nabla \vec{v}_f + \nabla \vec{v}_f^{tr}),\tag{5.6}$$

где \bar{I} – тождественный тензор, μ_f – эффективная вязкость, λ_s – объемная вязкость твердой среды.

В подходе Эйлера с гранулированной средой для описания межфазной силы сопротивления использовалась модель Gidaspow, где $K_{sf} = K_{fs}$ – межфазный

коэффициент обмена импульсом. Модель Gidaspow [113] представляет собой комбинацию модели Wen и Yu [118] и уравнения Ergun [119].

При $\alpha_f > 0.8$ коэффициент K_{sf} имеет вид

$$K_{sf} = \frac{3}{4} C_D \frac{\alpha_s \alpha_f \rho_f |\vec{v}_s - \vec{v}_f|}{d_s} \alpha_f^{-2.65}, \quad (5.7)$$

где

$$C_D = \frac{24}{\alpha_f \text{Re}_s} \left[1 + 0.15 (\alpha_f \text{Re}_s)^{0.687} \right]. \quad (5.8)$$

При $\alpha_f < 0.8$

$$K_{sf} = 150 \frac{\alpha_s (1 - \alpha_f) \mu_f}{\alpha_f d_s^2} + 1.75 \frac{\rho_f \alpha_s |\vec{v}_s - \vec{v}_f|}{d_s} \quad (5.9)$$

где Re_s – относительное число Рейнольдса между фазами « f » и « s », определяемое как:

$$\text{Re}_s = \frac{\rho_f d_s |\vec{v}_s - \vec{v}_f|}{\mu_f} \quad (5.10)$$

В модели гранулированной среды в правой части уравнения на количество движения твердой фазы появляется второе давление: давление ансамбля твердых частиц. Давление твердых частиц определяется по [114]:

$$P_s = \alpha_s \rho_s \theta_s + 2\rho_s (1 + e_{ss}) \alpha_s^2 \mathbf{g}_{0,ss} \theta_s, \quad (5.11)$$

где: θ_s – температура гранул твердой фазы, e_{ss} – коэффициент релаксации, равный 0.9, $\mathbf{g}_{0,ss}$ – функция радиального распределения, которая

интерпретируется как вероятность того, что частица коснется другой частицы [115].

$$\mathbf{g}_{0,ss} = \left[1 - \left(\frac{\alpha_s}{\alpha_{s,max}} \right)^{\frac{1}{3}} \right]^{-1} \quad (5.12)$$

$\alpha_{s,max} = 0.63$ – предел упаковки.

Тензор касательных напряжений содержит динамическую и объемную вязкость, которые описывают процессы обмена импульсом в хаотическом движении и при контакте частиц:

$$\mu_s = \mu_{s,col} + \mu_{s,kin}, \quad (5.13)$$

где: $\mu_{s,col}$ – вязкость вследствие столкновения частиц, $\mu_{s,kin}$ – вязкость вследствие пульсационного движения частиц.

Кинетическая составляющая вязкости определяется моделью Gidaspow [113]:

$$\mu_{s,kin} = \frac{10d_s\rho_s\sqrt{\theta_s\pi}}{96\alpha_s(1+e_{ss})\mathbf{g}_{0,ss}} \left[1 + \frac{2}{5}g_{0,ss}\alpha_s(1+e_{ss}) \right]^2 \alpha_s \quad (5.14)$$

Вязкость гранул, вызванная их столкновениями, определяется:

$$\mu_{s,col} = \frac{4}{5}\alpha_s\rho_s\mathbf{g}_{0,ss}(1+e_{ss})\sqrt{\frac{\theta_s}{\pi}}\alpha_s \quad (5.15)$$

Объемная вязкость твердой среды рассчитывается для определения сопротивления частиц по сжатию и растяжению. Используется модель Lun [114]:

$$\lambda_s = \frac{4}{3} \alpha_s \rho_s d_s \mathbf{g}_{0,ss} (1 + e_{ss}) \sqrt{\frac{\theta_s}{\pi}}, \quad (5.16)$$

где d_s – диаметр частиц.

Псевдотепловая или гранулированная температура твердой фазы пропорциональна кинетической энергии хаотического движения твердых частиц. Уравнение переноса, полученное из кинетической теории [113, 116]:

$$\frac{3}{2} \left[\frac{\partial}{\partial t} (\rho_s \alpha_s \theta_s) \cdot (\rho_s \alpha_s \vec{v}_s \theta_s) \right] = \frac{-P_s \bar{I} + \bar{\tau}_s}{\nabla \vec{v}_s} + \nabla (k_{\theta_s} \nabla \theta_s) - \gamma_{\theta_s} + \varphi_{fs}, \quad (5.17)$$

где $\frac{-P_s \bar{I} + \bar{\tau}_s}{\nabla \vec{v}_s}$ – генерация псевдотепловой энергии деформационным движением дисперсной среды, $k_{\theta_s} \nabla \theta_s$ – диффузия энергии, k_{θ_s} – коэффициент диффузии согласно [117]:

$$k_{\theta_s} = \frac{15 d_s \rho_s \alpha_s \sqrt{\theta_s \pi}}{4(41 - 33\eta)} \left[1 + \frac{12}{5} \eta^2 (4\eta - 3) \alpha_s \mathbf{g}_{o,ss} + \frac{16}{15\pi} (41 - 33\eta) \eta \alpha_s \mathbf{g}_{o,ss} \right] \quad (5.18)$$

$$\eta = \frac{1}{2} (1 + e_{ss}) \quad (5.19)$$

γ_{θ_s} – энергия диссипации при столкновении, которая представляет собой скорость диссипации энергии в твердой фазе из-за столкновения между частицами:

$$\gamma_{\theta_s} = \frac{12(1 - e_{ss}^2) \mathbf{g}_{o,ss}}{d_s \sqrt{\pi}} \rho_s \alpha_s^2 \theta_s^{\frac{3}{2}} \quad (5.20)$$

φ_{fs} – передача кинетической энергии случайных колебаний скорости частиц от твердой фазы «s» к жидкой фазе «f», определяемая выражением:

$$\varphi_{fs} = -3K_{fs} \theta_s \quad (5.21)$$

Сила турбулентной дисперсии определяется турбулентной диффузией частиц дисперсной фазы:

$$\vec{F}_{td,s} = -\vec{F}_{td,f} = -f_{td,limit} K_{sf} \vec{v}_{dr}, \quad (5.22)$$

где \vec{v}_{dr} определяется моделью Simonin [121]:

$$\vec{v}_{dr} = -D_{sf} \left(\frac{\nabla \alpha_s}{\alpha_s} - \frac{\nabla \alpha_f}{\alpha_f} \right), \quad (5.23)$$

где D_{sf} – тензор диффузии.

Окончательно:

$$\vec{F}_{td,s} = C_{td} K_{sf} \frac{D_{t,sf}}{\sigma_{sf}} \left(\frac{\nabla \alpha_s}{\alpha_s} - \frac{\nabla \alpha_f}{\alpha_f} \right), \quad (5.24)$$

где: $\sigma_{sf} = 0.75$ – эффективное число Прандтля, σ_{sf} – константа, равная 1.

Подъемная сила, действующая на частицу в потоке с ненулевой скоростью сдвига, описывается следующей простой моделью:

$$\vec{F}_{lift,s} = -C_l \rho_f \alpha_s (\vec{v}_f - \vec{v}_s) \times (\nabla \times \vec{v}_f) \quad (5.25)$$

C_l – коэффициент подъемной силы, определяется моделью Saffman-Mei [122]:

$$C_l = \frac{3}{2\pi \sqrt{Re_\omega}} C'_l \quad (5.26)$$

где Re_ω и C'_l определяются:

$$\text{Re}_\omega = \frac{\rho_f |\nabla \times \vec{v}_f| d_s^2}{\mu_f} \quad (5.27)$$

$$C_l' = \begin{cases} 6.46 & \text{если } 0 \leq \text{Re}_s \leq \text{Re}_\omega \leq 1 \\ 6.46 \times f(\text{Re}_s, \text{Re}_\omega) & \text{если } \text{Re}_s \leq 40 \\ 6.46 \times 0.0524(\beta \text{Re}_s)^{\frac{1}{2}} & \text{если } 0 \leq \text{Re}_s \leq 100 \end{cases} \quad (5.28)$$

где Re_s определяется по формуле (5.10):

$$\beta = 0.5 \left(\frac{\text{Re}_\omega}{\text{Re}_s} \right) \quad (5.29)$$

$$f(\text{Re}_s, \text{Re}_\omega) = \left(1 - 0.3314\beta^{\frac{1}{2}} \right) e^{-0.1\text{Re}_s} + 0.3314\beta^{\frac{1}{2}} \quad (5.30)$$

В общем случае рассматривалось турбулентное течение бурового раствора. Для моделирования турбулентности использовалась двухпараметрическая k- ω SST модель. Для расчета транспорта шлама использовался коммерческий код ANSYS Fluent (академическая версия). Основные моменты численной методики детально описаны в работах [109 – 111]. Разностный аналог уравнений конвекции–диффузии определяется методом конечных объемов для неструктурированных сеток. Расчетная область разбивается на контрольные объемы, и в каждом из них интегрируются исходные уравнения сохранения с получением конечно-разностных уравнений. Конвективные члены уравнений переноса аппроксимируются по противопоточной схеме второго порядка QUICK. Диффузионные потоки и источниковые члены аппроксимируются конечно-объемными аналогами центрально-разностных корреляций со вторым порядком точности. С помощью процедуры SIMPLEC на совмещенных сетках была реализована связь между полями скорости и давления, обеспечивающая выполнение уравнения неразрывности. Для устранения осцилляции поля давления использовался подход Rhie – Chow [123], в котором в уравнение для коррекции давления вводится монотонизатор. Разностные уравнения, полученные после дискретизации исходной системы дифференциальных уравнений, решались

итерационным методом с использованием алгебраического многосеточного решателя [124].

5.2. Тестирование расчетного алгоритма

Для тестирования течения вязкопластичного бурового раствора рассмотрено установившееся течение неньютоновской жидкости в кольцевом канале с вращением внутренней трубы. Результаты численного моделирования сравнивались с экспериментальными зависимостями из работ [125 – 127]. Рассмотрено два случая. В первом рабочей жидкостью был 3% раствор карбометилцеллюлозы (КМЦ), во втором – 0.25% раствор полиакриламида (ПАА), реология растворов описывалась моделью Оствальда де Ваале (2.5). Плотность растворов 1000 кг/м³. Реологические параметры представлены в таблице 5.1. Описание остальных параметров также приведено в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Параметры экспериментов для тестирования течения вязкопластичной жидкости

	Случай 1	Случай 2
D_1 , м.	0.04	0.048
D_2 , м.	0.065	0.1319
G , кг/с.	0.1198	1.93
ω , рад/с	70.1	4.4
N	0.56	0.62
K , Па·с ^{n}	2.9	0.175

Для случая 1 с учетом наличия вращательного движения число Рейнольдса равно 3.04, число Тэйлора равно 789; для случая 2 число Рейнольдса равно 108, число Тэйлора равно 2134. Для численного моделирования использовалась расчетная сетка, состоящая из 40×140×3 расчетных узлов (40 узлов по радиусу, и 140 узлов по окружности, и 3 по длине канала). На рисунке 5.2 представлено распределение изолинии аксиальной скорости в поперечном сечении канала для рассмотренных случаев.

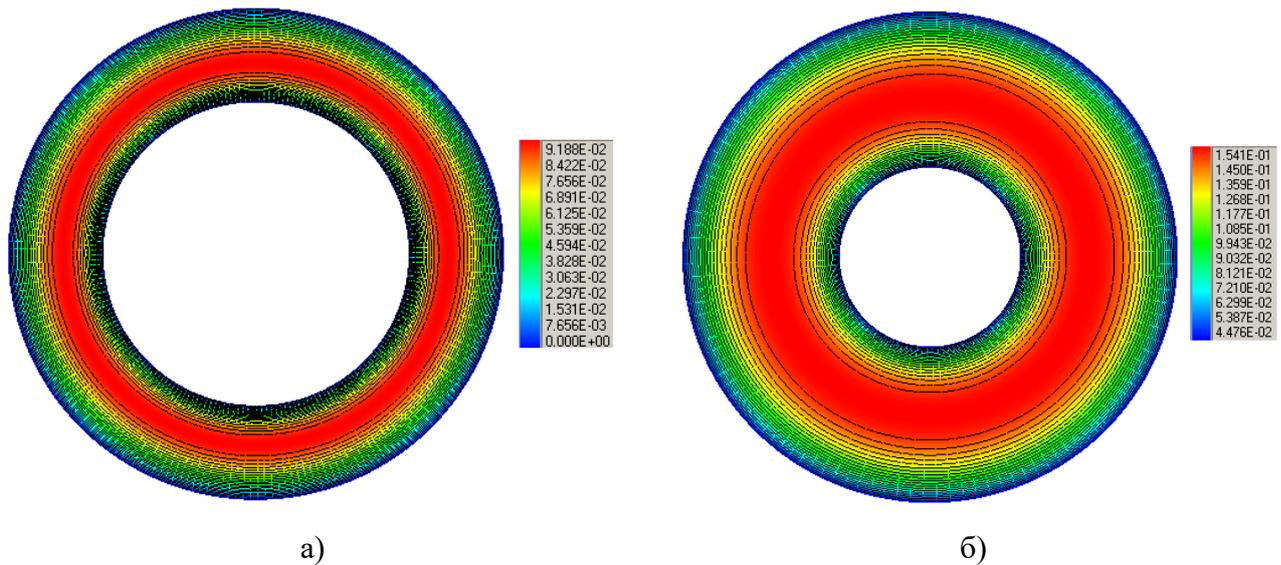


Рисунок 5.2 – Изолинии аксиальной компоненты скорости для случая 1 (а) и случая 2 (б)

На рисунке 5.3 приведено сравнение с экспериментом профиля безразмерной аксиальной компоненты скорости (на величину среднерасходной скорости $U = 0.06$ м/с для случая 1 и $U = 0.163$ м/с для случая 2) в поперечном сечении канала. По оси X отложено обезразмеренное на ширину кольцевого зазора расстояние между цилиндрами. Тестирование показало хорошее согласование расчетных данных с экспериментальными по форме профиля скорости в кольцевом канале для обоих случаев.

Тестирование расчета перепада давления в кольцевом канале для течения степенной жидкости представлено в работе [128], в которой были исследованы три раствора, близкие по свойствам к реальным буровым растворам. На основе полученных экспериментальных данных по перепаду давления проведена верификация численной методики и показано хорошее согласие расчетных и эмпирических результатов. Таким образом, показано, что используемый нами численный алгоритм правильно описывает и профили скорости, и перепад давления для неньютоновских течений в кольцевых каналах. Далее он был применен для расчета перепада давления буровых растворов с добавками наночастиц.

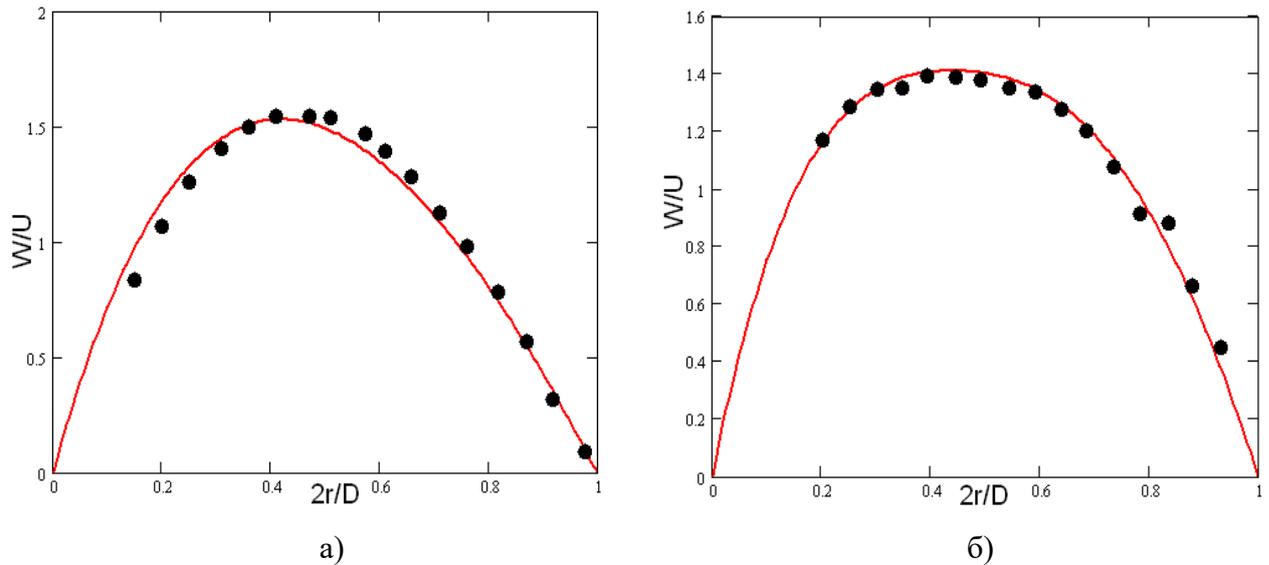


Рисунок 5.3 – Профиль аксиальной компоненты скорости для случая 1 (а) и случая 2 (б).
Сплошные кривые – расчет, точки – эксперимент [125 – 127].

Для тестирования выноса шлама рассмотрено установившееся турбулентное течение суспензии в горизонтальной трубе. Результаты моделирования сравнивались с известными экспериментальными данными из работы [129]. В этих экспериментах исследован транспорт частиц песка с плотностью 2650 кг/м^3 с различной концентрацией и размерами частиц в горизонтальной круглой трубе. Здесь в качестве теста рассмотрено три случая с параметрами, представленными в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Параметры экспериментов для тестирования выноса шлама

	Диаметр частиц песка, мкм	Концентрация частиц на входе, %	Средняя скорость смеси на входе, м/с
Случай 1	165	9	3.78
Случай 2	165	19	4.17
Случай 3	520	12	3.20

Расчетная область представляла собой трубу диаметром 51.5 мм и длиной 6000 мм. Этой длины достаточно для формирования установившегося течения суспензии. Расчеты проведены на сетке, состоящей из $40 \times 140 \times 120$ расчетных узлов (40 узлов по радиусу, 140 узлов по окружности и 120 по длине трубы).

На рисунке 5.4 представлено распределение концентрации частиц и профили аксиальной скорости частиц в поперечном сечении трубы для рассмотренных случаев.

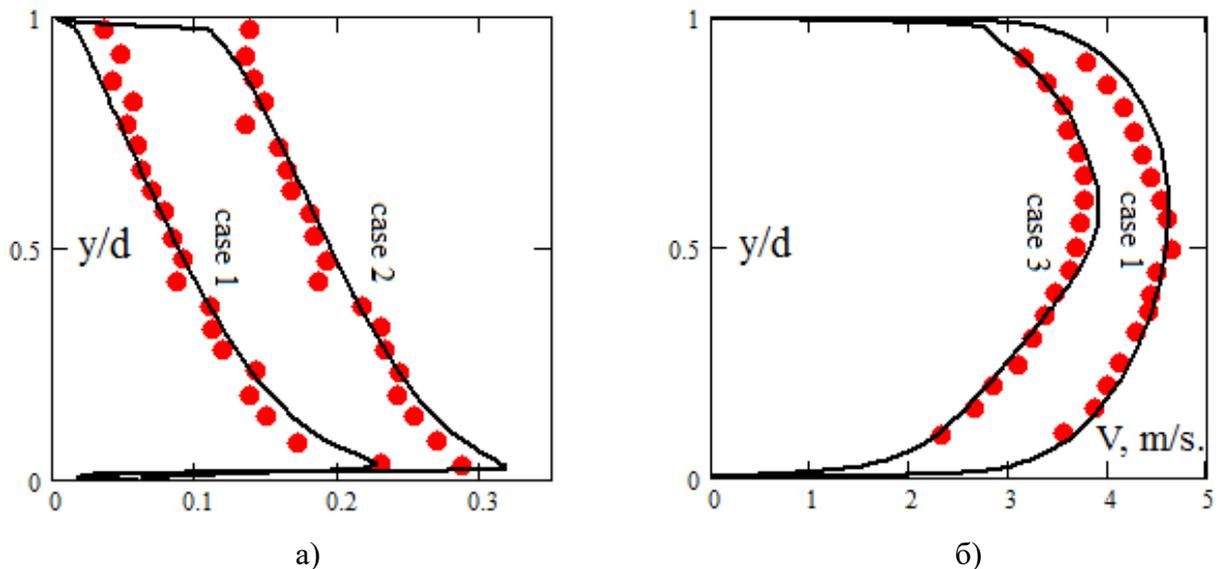


Рисунок 5.4 – Профили концентрации (а) и аксиальной скорости (б) частиц в горизонтальной трубе. Сплошные кривые – расчет, точки – эксперимент [129]

Тестирование показало, что во всех рассмотренных случаях получено хорошее согласование расчетных данных с экспериментальными по форме профиля скорости и концентрации частиц шлама в горизонтальных трубах.

5.3. Результаты моделирования течения бурового раствора с добавкой наночастиц в скважине

5.3.1. Влияние добавки наночастиц на течение бурового раствора в вертикальной скважине

Рассмотрено установившееся ламинарное течение. Максимальное значение числа Рейнольдса для наименее вязкого раствора равнялось 895. В расчетах были получены значения перепада давления и профили скорости для различных концентраций, размеров и материалов наночастиц. На рисунке 5.5 показаны

потери давления в кольцевом канале в зависимости количества и вида добавленных наночастиц.

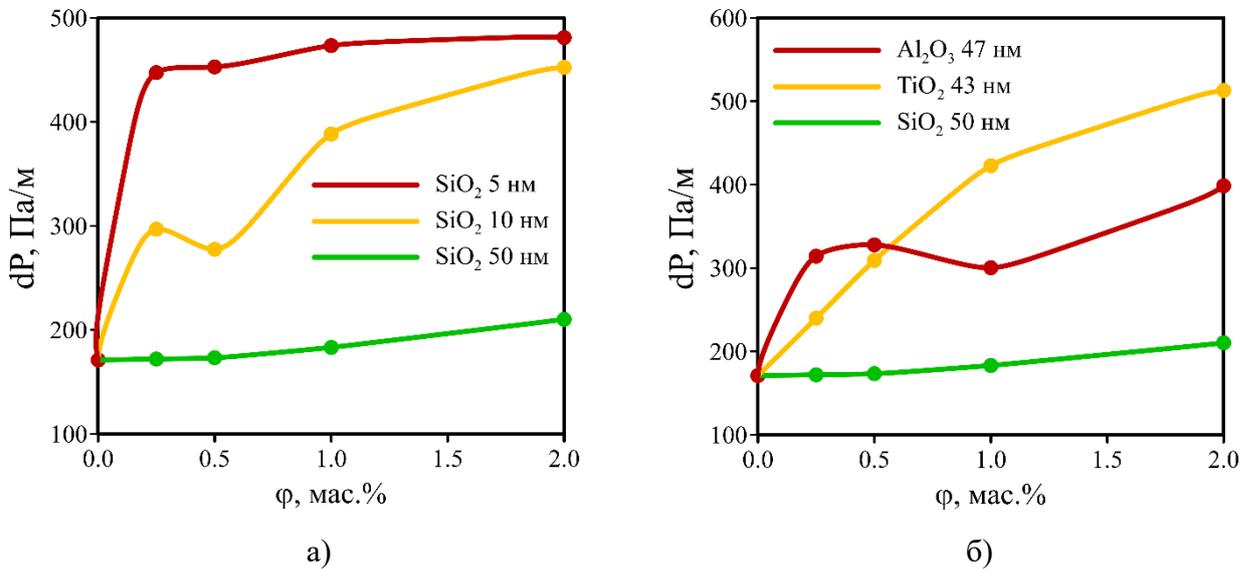


Рисунок 5.5 – Перепад давления в кольцевом канале вертикальной скважины в зависимости от концентрации, размера (а) и материала нанодобавок (б)

Как видно, введение наноразмерных добавок в буровую суспензию приводит к значительному росту перепада давления в скважине. Двухпроцентная концентрация наночастиц повышает потери давления более чем в два раза. Это может оказаться достаточно критично для осуществления процесса бурения. При этом наиболее сильное влияние наблюдается для малых размеров наночастиц. Так, наночастицы оксида кремния повышают потери давления уже при очень малых концентрациях 0.25%. Дальнейшее повышение концентрации этих наночастиц практически не влияет на потери давления. Крупные наночастицы (50 нм) оксида кремния слабо влияют на потери давления даже при значительных концентрациях. Помимо концентрации и размера наночастиц, на потери давления влияет и вид наночастиц. Это хорошо видно из графика на рисунке 5.5 (б). При близком размере наночастиц около 50 нм наночастицы разного сорта совершенно по-разному влияют на потери давления в канале. Как уже было сказано, наночастицы оксида кремния практически не влияют на перепад давления, наночастицы оксида алюминия монотонно его повышают с увеличением

концентрации более чем в два раза. Безусловно, это влияние полностью связано с реологией рассматриваемых буровых растворов.

Влияние наноразмерных добавок на форму профиля осевой скорости в кольцевом зазоре при течении бурового раствора показано на рисунках 5.6 и 5.7. При постоянстве расхода бурового раствора увеличение концентрации наночастиц приводит к монотонному уширению профиля скорости.

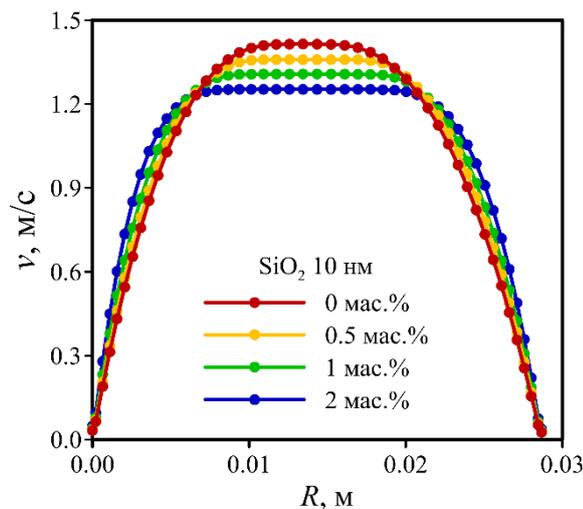


Рисунок 5.6 – Профили осевой компоненты скорости в зависимости от концентрации 10 нм частиц SiO₂

Это непосредственно связано с изменением реологии бурового раствора, а именно с уменьшением степени нелинейности n при увеличении концентрации частиц. Такое же влияние на форму профиля скорости оказывает уменьшение размера наночастиц (рисунок 5.7 (а)). С уменьшением размера форма профиля скорости становится более пологой, что также объясняется уменьшением показателя степени n при уменьшении размера наночастиц. Реологией объясняется и влияние материала наночастиц на форму профиля скорости. При прочих равных условиях использование наночастиц оксида алюминия делает профиль скорости в канале более однородным.

Таким образом, было показано, что увеличение концентрации и уменьшение размера наночастиц делает форму профиля скорости в канале более однородной. Это приводит лучшему выносу частиц шлама при бурении.

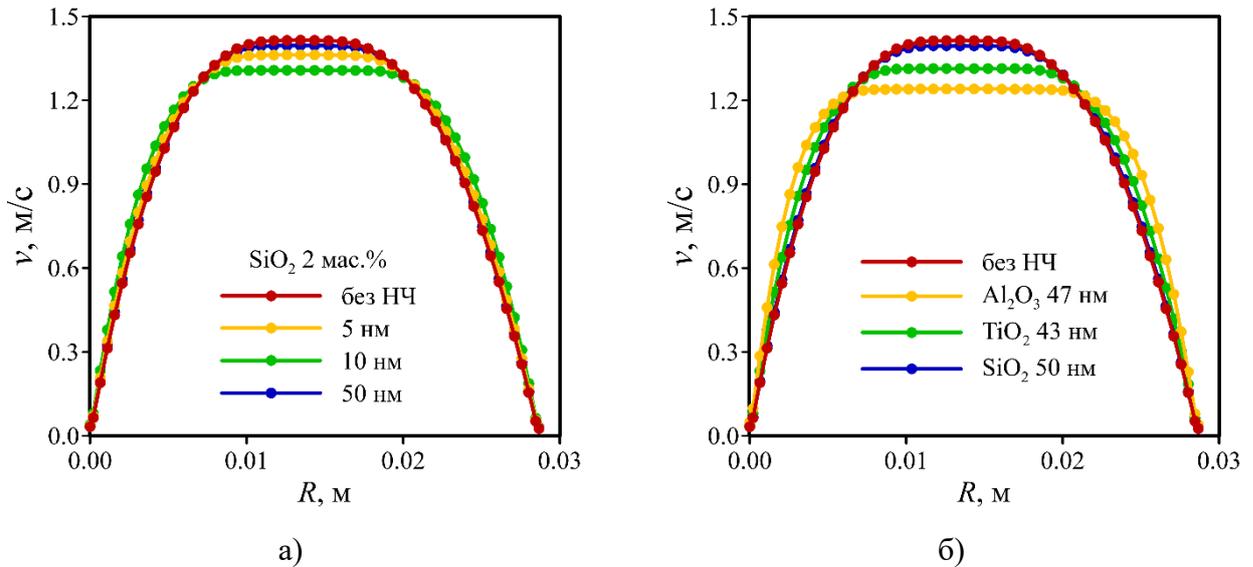


Рисунок 5.7 – Влияние размера наночастиц SiO_2 (а) и вида наночастиц (б) на профили осевой компоненты скорости при течении бурового раствора

В настоящее время уже известны работы, в которых экспериментально показано, что введение наночастиц в буровой раствор может приводить к повышению эффективности выноса шлама. Так, в работе [71] было показано, что добавка 0.01% углеродных нанотрубок повышает эффективность очистки скважины более чем на 10–15%. Однако систематических исследований влияния наночастиц на вынос шлама в настоящий момент нет.

На рисунках 5.8–5.10 приведены результаты моделирования выноса частиц шлама с помощью буровых растворов с добавками наночастиц. На графиках показаны установившиеся профили концентрации и скорости проскальзывания частиц шлама в кольцевом канале. В отсутствие вращения буровой колонны шлам хорошо транспортируется по центру канала – там, где профиль скорости плоский. Скорость проскальзывания частиц шлама имеет максимумы у стенок скважины. Из-за этого концентрация частиц максимальна вблизи внешней стенки кольцевого канала, где она увеличивается на 6–7% за счет действия центробежной силы, действующей на частицы. Введение в буровой раствор наноразмерных частиц приводит к значительному снижению скорости проскальзывания как в ядре потока, так и в области пограничных слоев. С увеличением концентрации наночастиц этот эффект усиливается (рисунок 5.8).

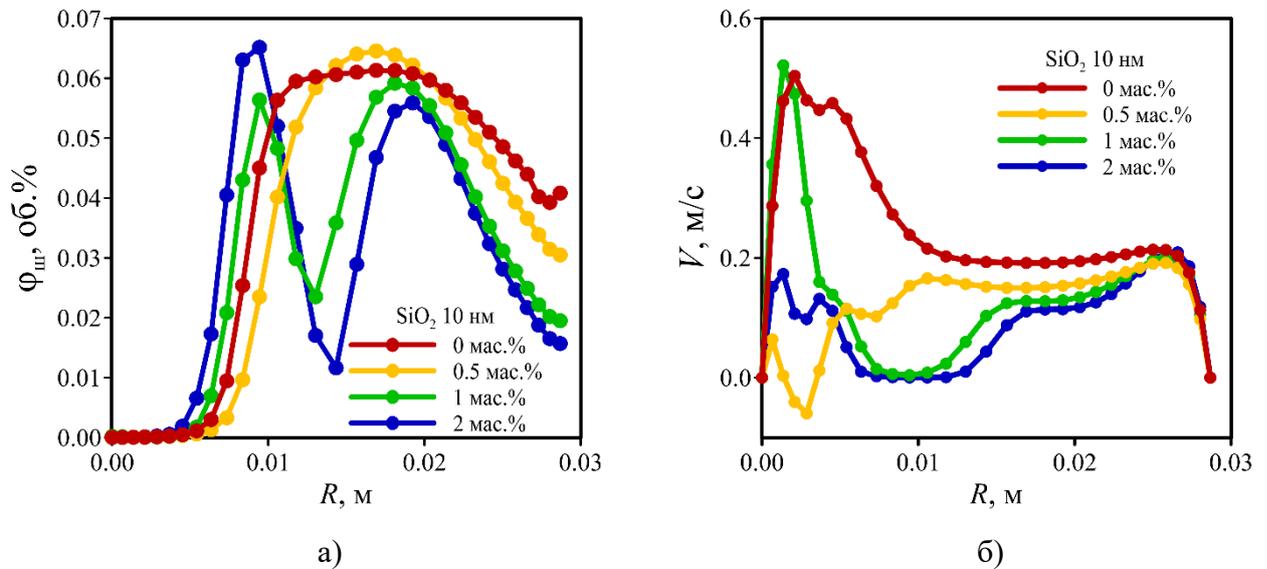


Рисунок 5.8 – Профили концентрации частиц шлама (а) и скорости проскальзывания (б) в кольцевом пространстве в зависимости от концентрации 10 нм частиц оксида кремния

Кроме концентрации наночастиц, существенное влияние на скорость проскальзывания оказывает размер наночастиц. С уменьшением размера наночастиц происходит уменьшение скорости проскальзывания частиц шлама по всему сечению канала (рисунок 5.9).

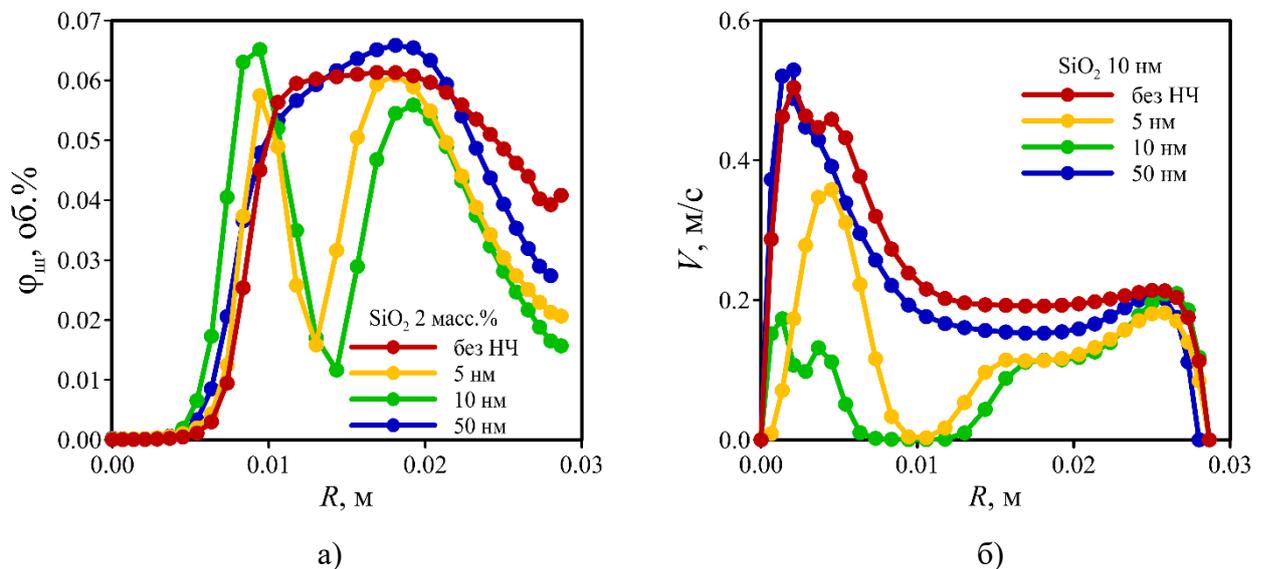


Рисунок 5.9 – Профили концентрации частиц шлама (а) и скорости проскальзывания (б) в кольцевом пространстве в зависимости от размеров наночастиц SiO_2 2 мас.%

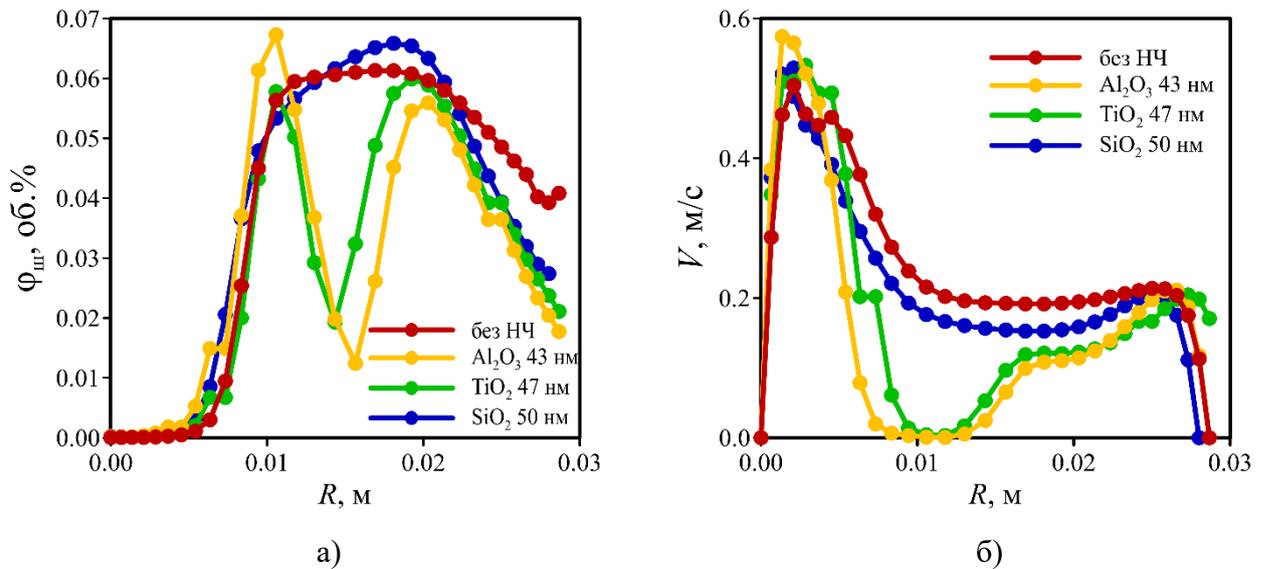


Рисунок 5.10 – Профили концентрации частиц шлама (а) и скорости проскальзывания (б) в кольцевом пространстве в зависимости от материала наночастиц.

Концентрация наночастиц 2 мас.%, средний размер 50 нм

При прочих равных условиях на скорость проскальзывания максимальное влияние оказывают наночастицы оксида алюминия. Влияние наночастиц на скорость проскальзывания приводит к изменению концентрации частиц шлама. Она становится более однородной, максимум концентрации наночастиц уменьшается. Профиль концентрации частиц шлама уширяется и становится более однородным, что обеспечивает более эффективную промывку скважины.

В качестве количественных параметров, определяющих эффективность выноса шлама, рассмотрена величина СТР (cutting transport performance), которая определялась как отношение средней по объему скважины вертикальной скорости частиц шлама к средней по объему скважины вертикальной скорости бурового раствора. Аналогичное определение используется в работах [130 – 132]. При этом $СТР = 1$ означает, что шлам в среднем движется со скоростью бурового раствора, и эффективность очистки скважины максимальна, $СТР = 0$ означает, что шлам не транспортируется.

Кроме того, для оценки эффективности выноса шлама использовалось среднее по объему значение скорости проскальзывания частиц шлама (разность скорости бурового раствора и скорости шлама) ASV. Высокое значение ASV означает, что шлам выносятся плохо.

Количественные характеристики выноса шлама приведены на рисунках 5.11 и 5.12. Как видно, добавка наночастиц значительно сказывается на эффективности выноса шлама. Двухпроцентная по массе концентрация наночастиц в буровом растворе приводит к повышению эффективности выноса шлама на 16.5% и уменьшению средней скорости проскальзывания в 2.08 раз.

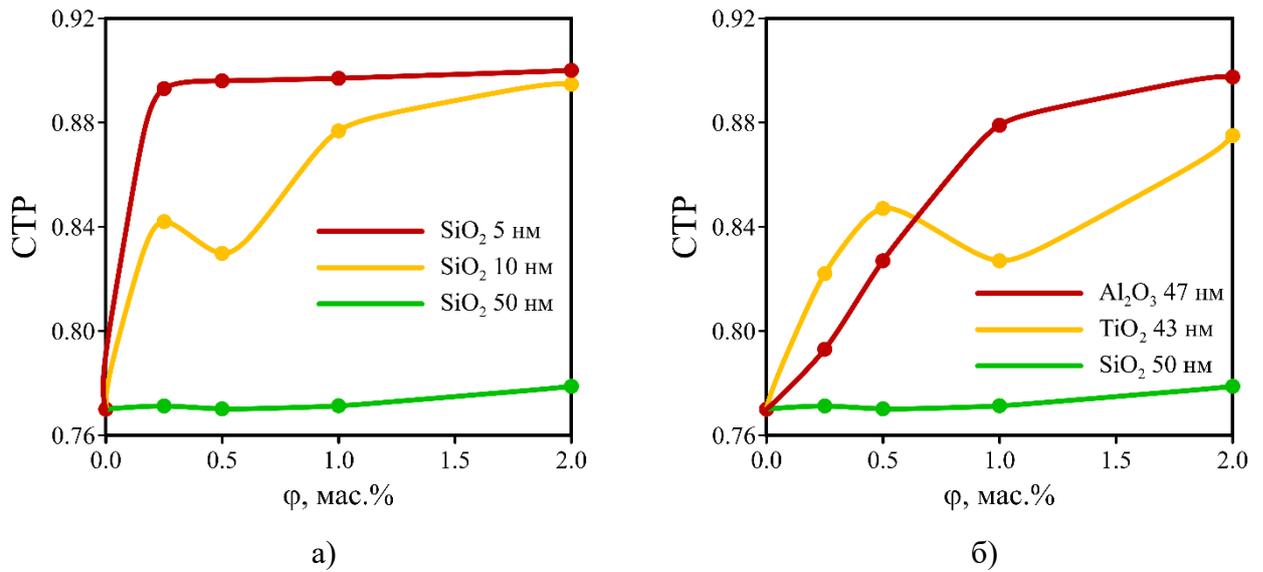


Рисунок 5.11 – Зависимость эффективности выноса шлама СТР (cutting transport performance) от концентрации, размера (а) и материала (б) наночастиц

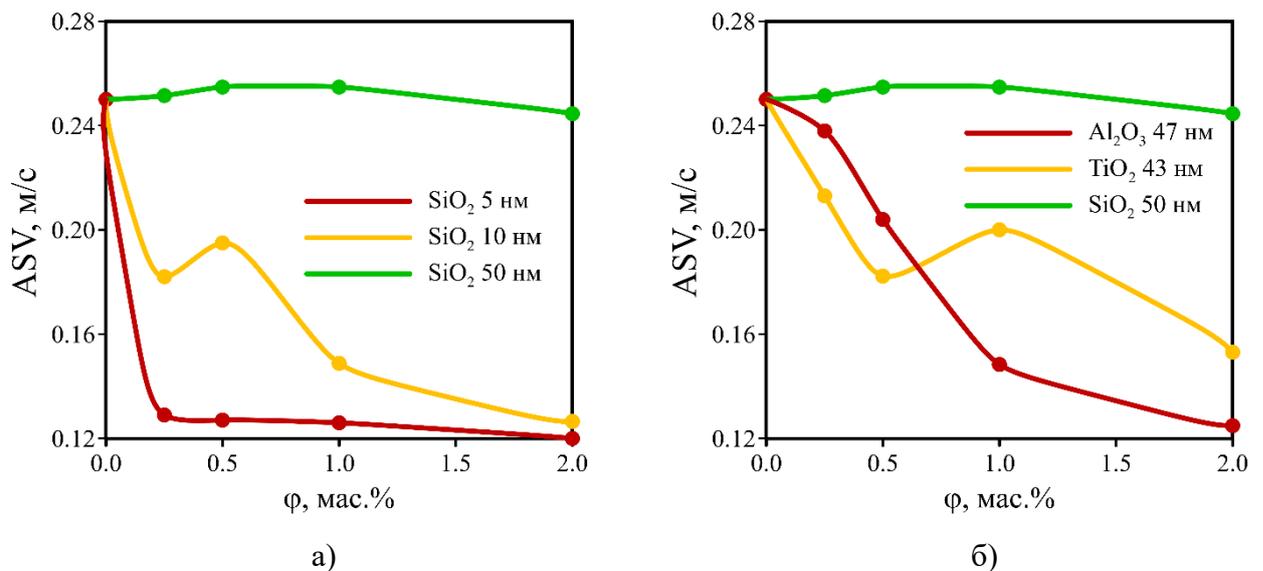


Рисунок 5.12 – Зависимость средней скорости проскальзывания ASV (average slip velocity) от концентрации, размера (а) и материала (б) наночастиц

При этом, как уже неоднократно отмечалось, это влияние зависит от материала и размера наночастиц. По результатам расчета наиболее эффективными нанодобавками для регулирования выноса шлама оказались 5 и 10 нм частицы SiO_2 , а также 47 нм частицы Al_2O_3 . Эти же наночастицы наиболее сильно повышают перепад давления в скважине (см. рисунок 5.5).

5.3.2. Моделирование транспорта шлама из наклонной и горизонтальной скважин для базового бурового раствора

Вначале подробно изучено влияние параметров промывки скважины на эффективность выноса шлама для базового бурового раствора. В качестве базового использовался буровой раствор со следующими реологическими характеристиками: $n = 0.72$, $K = 0.038 \text{ Па} \cdot \text{с}^n$, $\tau_0 = 0.34 \text{ Па}$. Проведена серия расчетов, в которых варьировались в значительных диапазонах скорость вращения бурильной трубы, величина расхода бурового раствора, а также значение угла наклона скважины к горизонту.

Влияние угла наклона скважины к горизонту

На рисунках 5.13–5.15 приведены результаты моделирования течения базового раствора со шламом в скважине с различным углом наклона к горизонту. Скорость вращения бурильной трубы была равна 120 об/мин, расход бурового раствора – 10 кг/с. Было показано, что процессы выноса шлама в горизонтальных скважинах существенно отличаются от вертикальных. В вертикальных скважинах транспорт частиц преимущественно осуществляется в режиме гомогенной суспензии, в горизонтальных – в виде гранулированного слоя.

Установлено, что угол наклона скважины оказывает наиболее выраженное влияние на эффективность промывки. В случае вертикальной скважины средняя концентрация частиц шлама по периметру кольцевого зазора является однородной. Для наклонных скважин по периметру кольцевого зазора частицы шлама распределены неоднородно. Большая часть частиц сосредоточена в нижней части скважины. При увеличении угла наклона концентрация частиц шлама у

нижней стенки скважины существенно увеличивается и при угле наклона около 45 градусов достигает концентрации плотной упаковки.

Фактически движение шлама в данном случае осуществляется в виде слоя, который движется по нижней стенке скважины. При этом скорость движения слоя может в несколько раз отличаться от скорости несущего потока. С увеличением угла плотность упаковки частиц в слое возрастает. Расчеты показывают, что для горизонтальной скважины большая часть частиц шлама осаждалась в плотноупакованный слой, который движется со средней скоростью примерно 0.2 м/с при средней скорости потока около 1 м/с.

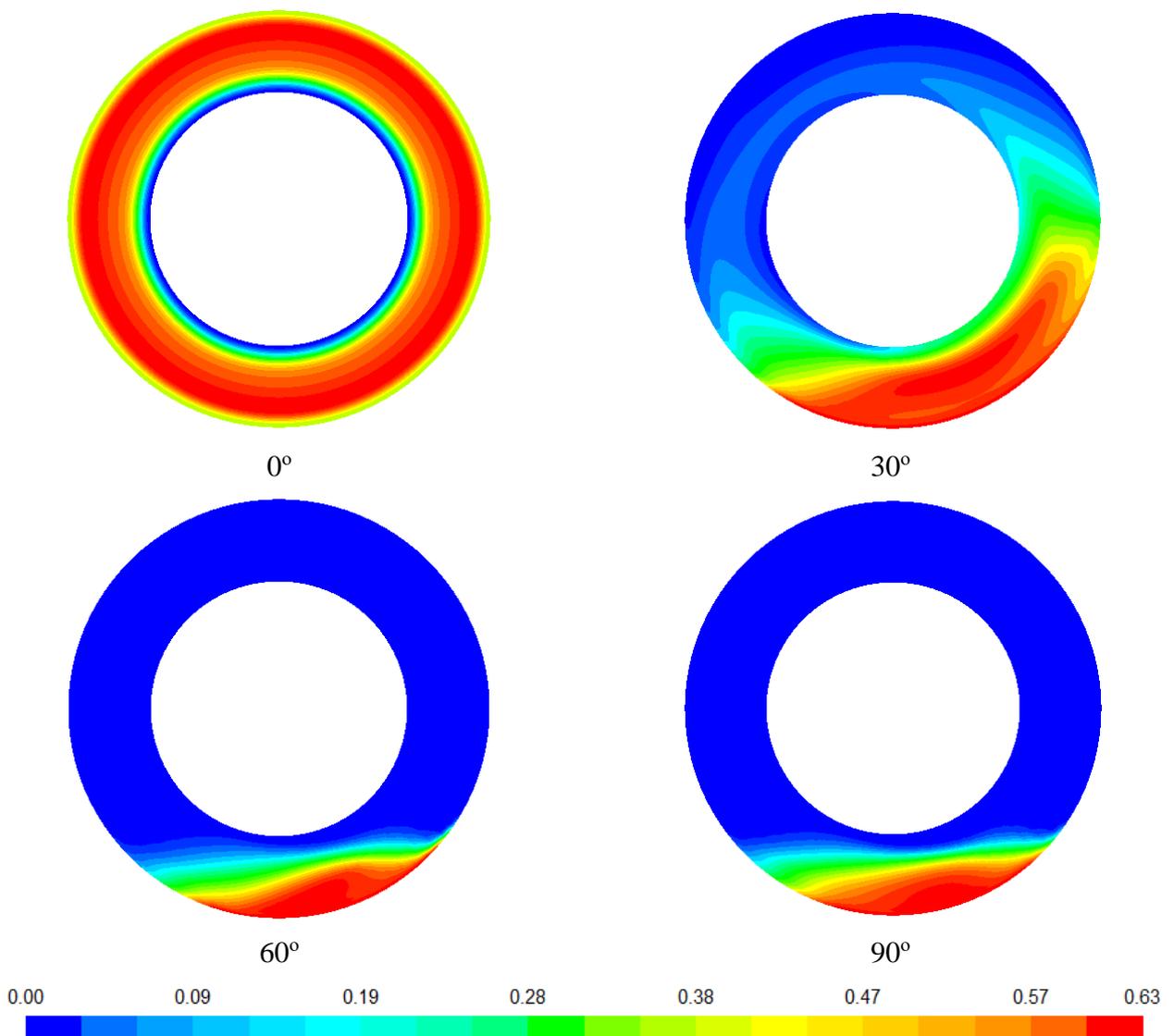


Рисунок 5.13 – Объемная концентрация частиц шлама на выходе из скважины при различных значениях угла наклона скважины от вертикали

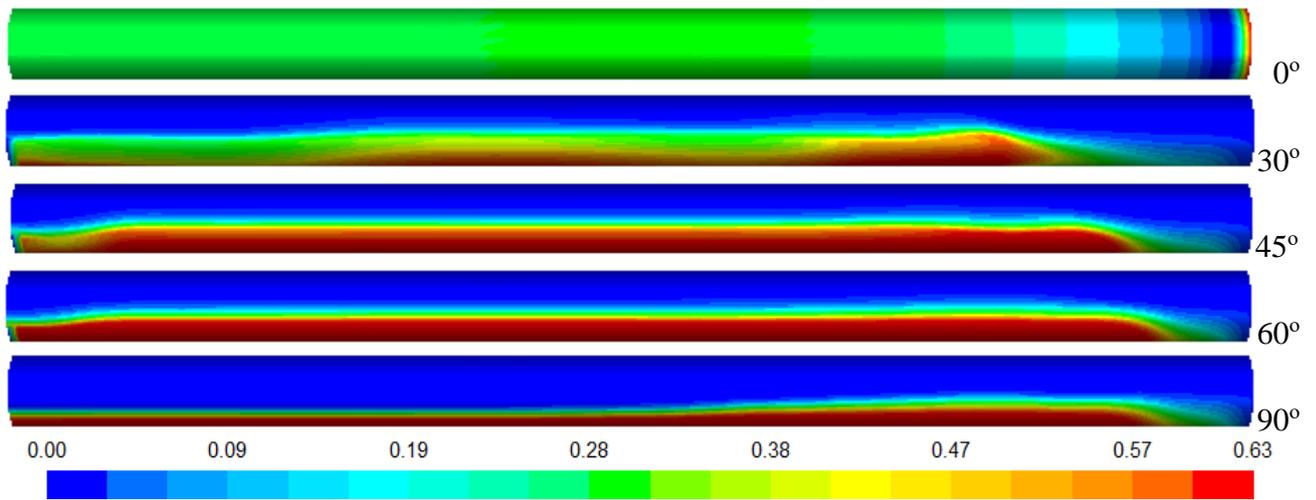


Рисунок 5.14 – Объемная концентрация частиц шлама на стенках скважины при различных значениях угла наклона скважины от вертикали

При этом эффективность выноса шлама с увеличением угла наклона падает более чем в три раза (рисунок 5.15). Процесс движения шлама при углах наклона больше 45° является существенно нестационарным: шлам удаляется отдельными порциями. Наблюдается так называемое дюнообразование. Частицы шлама постепенно накапливаются в скважине, толщина слоя отложений растет, далее происходит его срыв, и процесс повторяется вновь. Период таких колебаний составляет около 50–100 с. Чем выше угол наклона, тем дольше осуществляется выход режима течения шлама на периодический или стационарный.

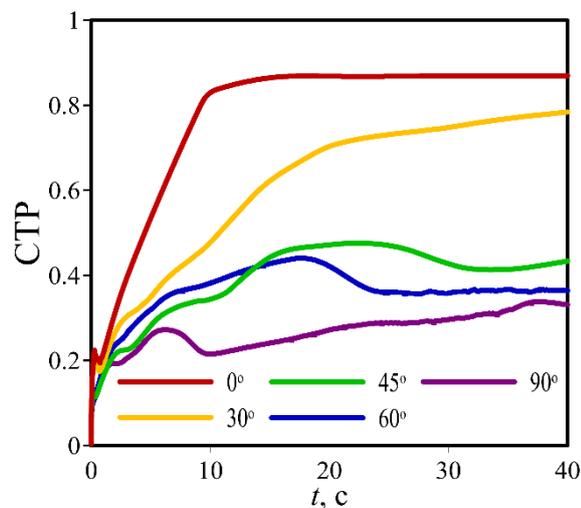


Рисунок 5.15 – Зависимость коэффициента эффективности выноса шлама от времени с начала циркуляции при различных углах наклона скважины для базового БР

Влияние расхода бурового раствора

Далее для базового раствора проведено исследование влияния расхода на вынос шлама из горизонтальной скважины (рисунки 5.16 и 5.17).

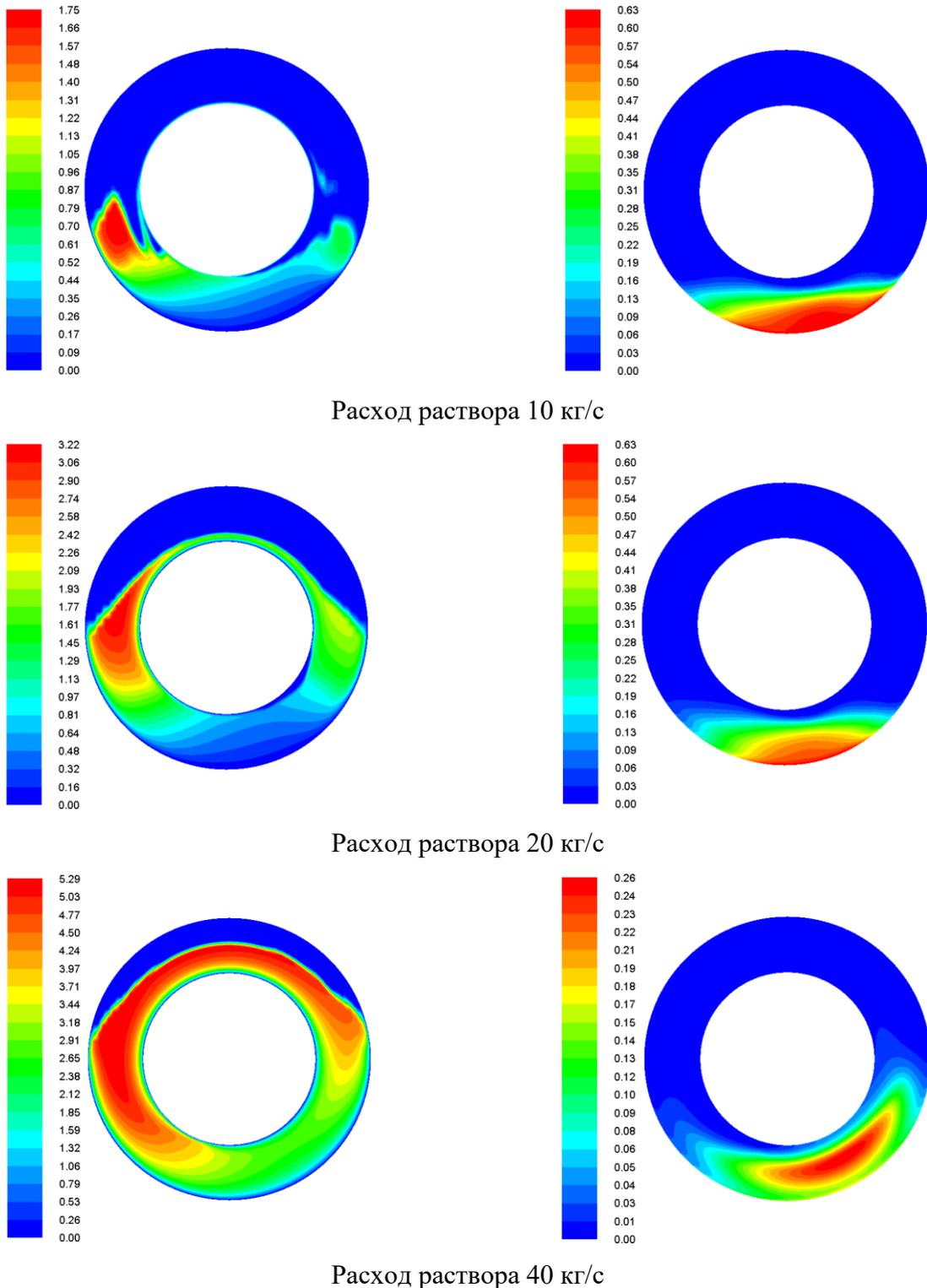


Рисунок 5.16 – Осевая скорость (слева) и объемная концентрация частиц шлама (справа) при различных значениях расхода базового бурового раствора для горизонтальной скважины

Анализ показывает, что с увеличением расхода раствора распределение концентрации частиц шлама становится более однородным по сечению скважины. Падает максимальная концентрация частиц в слое отложений. Режим течения частиц приближается к гомогенной суспензии. Уменьшается разность скоростей между несущей и твердой фазой. Из рисунков хорошо видно, что с увеличением расхода раствора частицы шлама распространяются на большее расстояние от нижней стенки скважины. Естественно, что это благоприятно сказывается на качестве промывки скважины. Было показано, что при увеличении расхода бурового раствора с 10 до 40 кг/с эффективность выноса увеличивается в 2.7 раза.

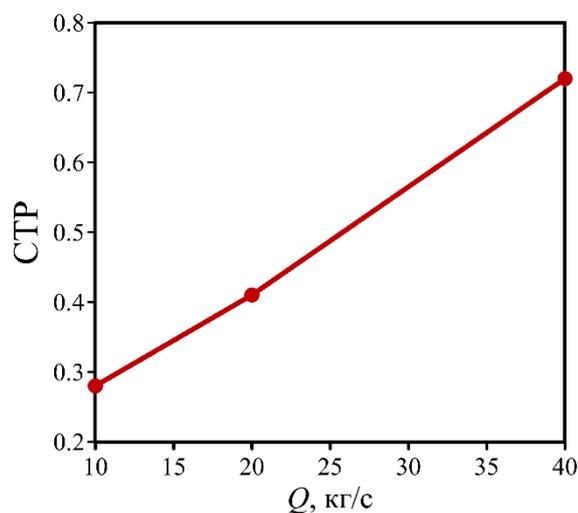


Рисунок 5.17 – Зависимость средней по времени эффективности выноса шлама от расхода бурового раствора для горизонтальной скважины

Влияние скорости вращения бурильной трубы

Далее для базового раствора проведено исследование влияния скорости вращения бурильной трубы на вынос шлама из горизонтальной скважины. Скорость вращения бурильной трубы варьировалась от 120 до 480 об/мин, расход бурового раствора был задан 10 кг/с. Анализ результатов моделирования показал, что скорость вращения оказывает гораздо меньшее влияние на эффективность выноса шлама в отличие от рассмотренных выше характеристик. С увеличением расхода раствора распределение концентрации частиц шлама становится более однородным по сечению скважины. При увеличении скорости вращения трубы в

три раза эффективность выноса шлама увеличивается на 30%. Значительное увеличение наблюдается лишь при очень значительных для данной геометрии скоростях вращения – 480 об/мин.

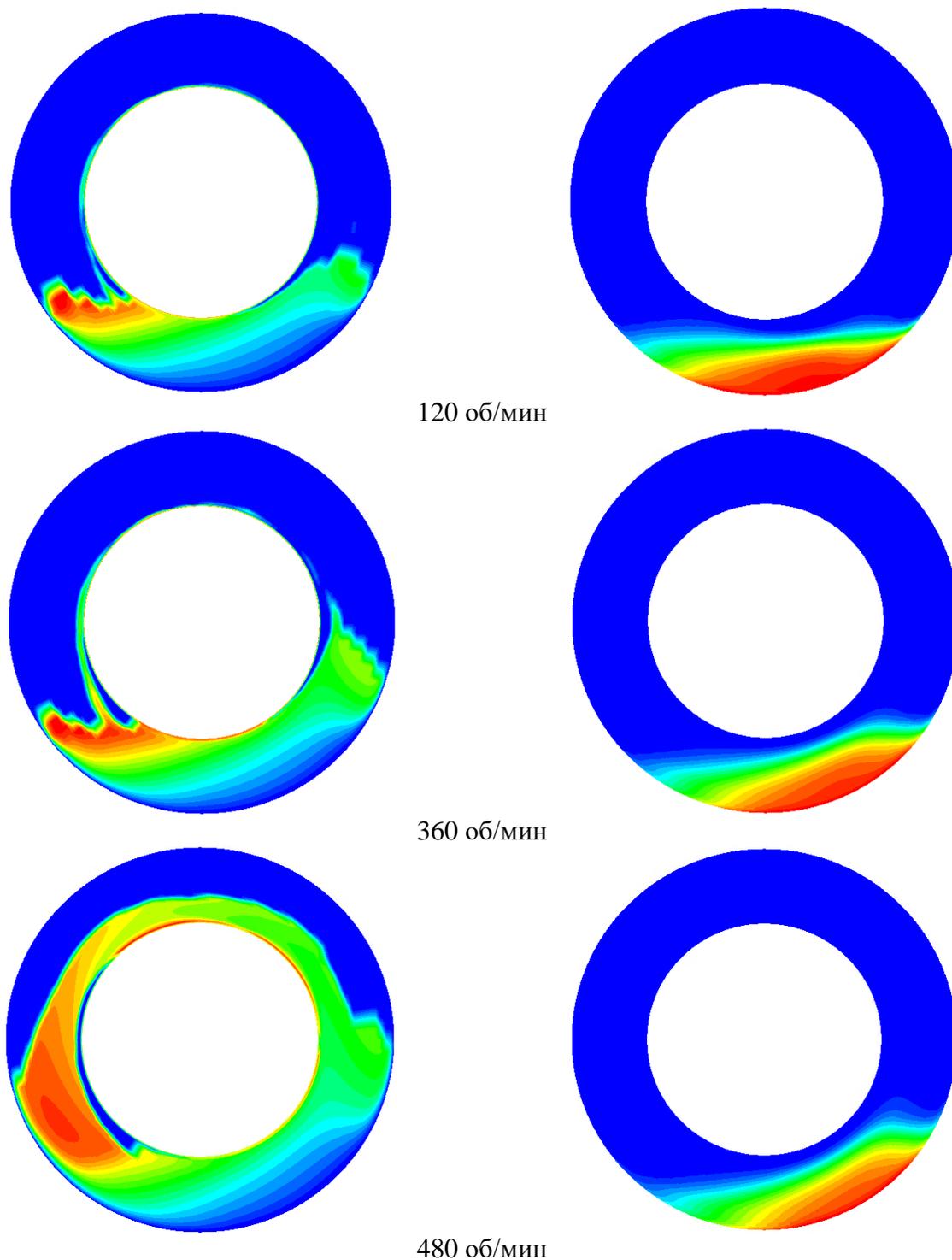


Рисунок 5.18 – Осевая скорость (слева) и объемная концентрация частиц шлама (справа) при различных значениях скорости вращения трубы для горизонтальной скважины

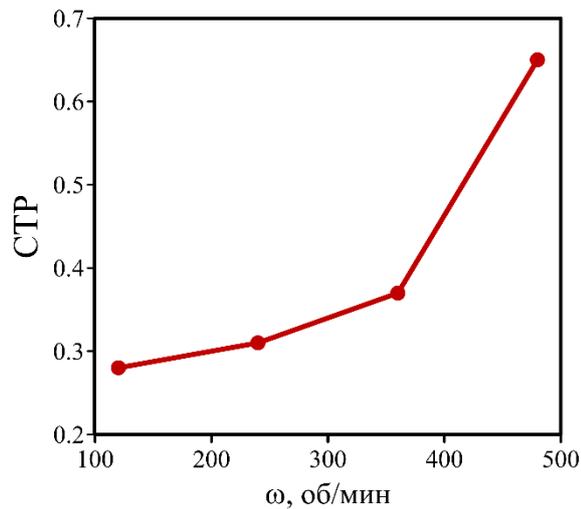


Рисунок 5.19 – Зависимость средней по времени эффективности выноса шлама от скорости вращения буровой трубы для горизонтальной скважины при расходе базового раствора 10 кг/с

5.3.3. Результаты расчетного исследования влияния добавки наночастиц в буровой раствор на эффективность выноса шлама из горизонтальной скважины

В данной серии расчетов скорость вращения буровой трубы задавалась равной 120 об/мин, расход бурового раствора был задан 10 кг/с. Концентрация наночастиц варьировалась от 0 до 2 мас.%. В качестве наночастиц использовались частицы SiO_2 и Al_2O_3 различных размеров. Реологические параметры буровых растворов с наночастицами показаны на рисунке 3.9.

Влияние концентрации наночастиц

Рассмотрен буровой раствор, модифицированный 10 нм частицами SiO_2 . При анализе влияния наночастиц на эффективность выноса шлама в вертикальных скважинах было показано, что нанодобавки приводят к значительному изменению формы профиля скорости в скважине (он становится более пологим), что способствует более эффективной очистке скважины от шлама (рисунки 5.6 и 5.7). Для горизонтальных скважин это утверждение также справедливо. Из данных, приведенных на рисунках 5.20 и 5.21 видно, что добавка наночастиц приводит к тому, что распределение концентрации частиц шлама

становится более однородным. Увеличивается толщина слоя отложений, но при этом концентрация частиц шлама в слое с увеличением концентрации наночастиц уменьшается. Все больше частиц шлама вовлекается в поток. Частицы шлама поднимаются на большую высоту от нижней стенки скважины. Анализ результатов моделирования показывает, что введение наночастиц способствует существенному снижению скорости проскальзывания как в области гранулированного слоя, так и в областях, занятых концентрированной и разбавленной суспензией. С увеличением концентрации наночастиц этот эффект усиливается.

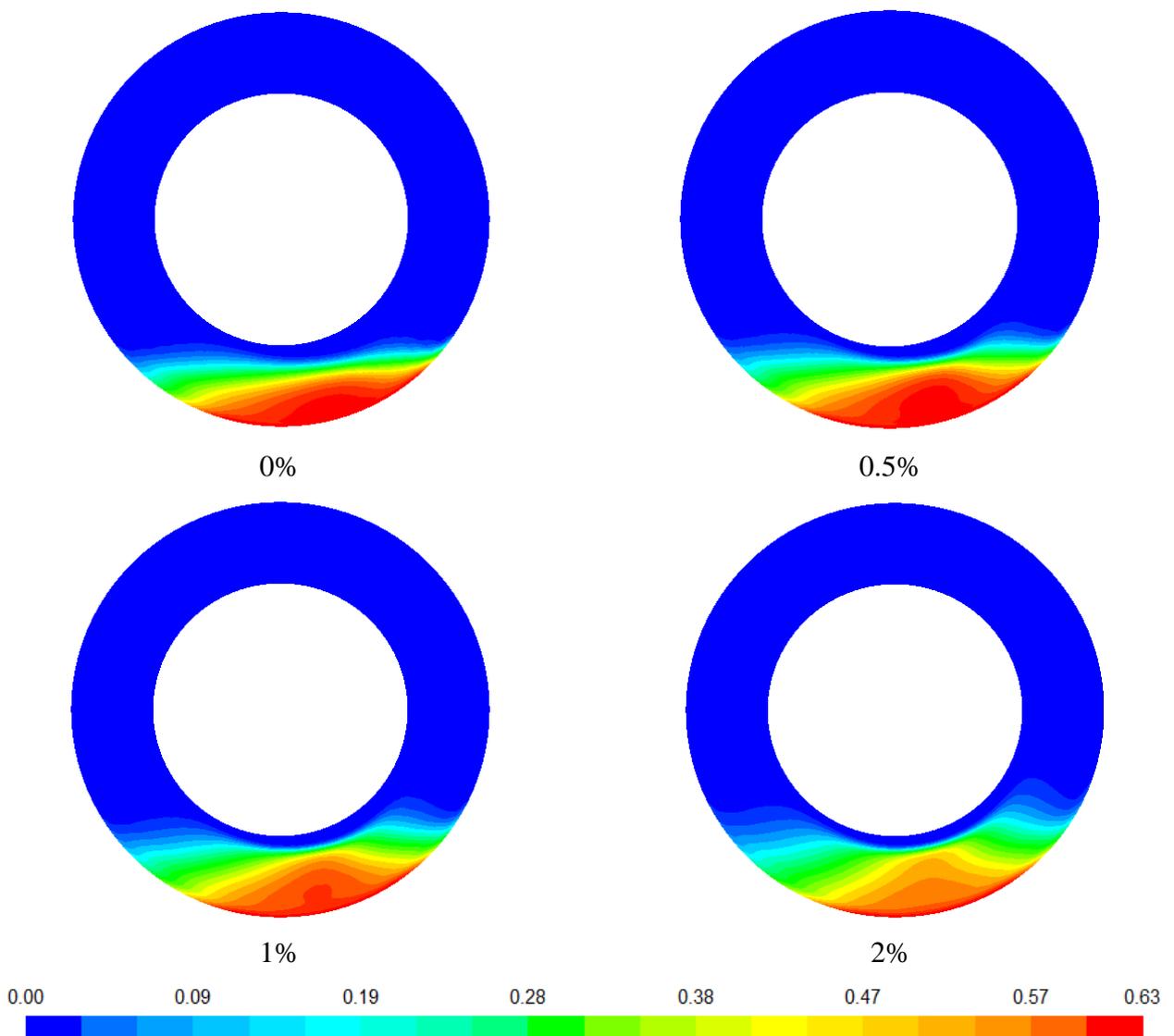


Рисунок 5.20 – Объемная концентрация частиц шлама на выходе из горизонтальной скважины при различных концентрациях наночастиц SiO₂ размером 10 нм.

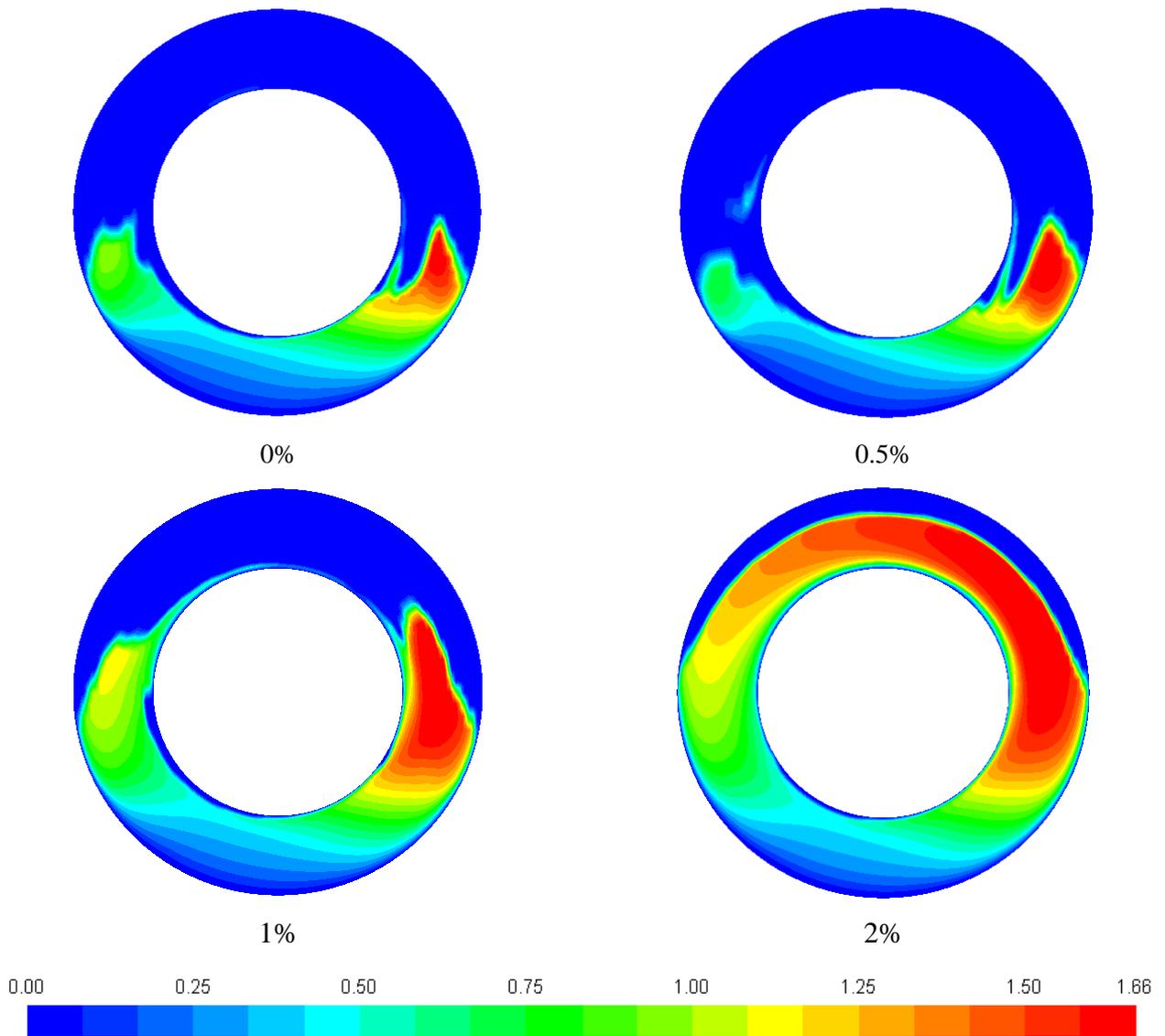


Рисунок 5.21 – Осевая скорость частиц шлама на выходе из горизонтальной скважины при различных концентрациях наночастиц SiO₂ размером 10 нм

Количественные результаты влияния добавки наночастиц на эффективность выноса шлама приведены на рисунке 5.22. Также показано значительное улучшение эффективности выноса шлама при введении наночастиц в буровой раствор для горизонтальной скважины. Двухпроцентная по массе концентрация наночастиц в буровом растворе приводит к повышению эффективности выноса шлама в горизонтальной скважине в 2.7 раз.

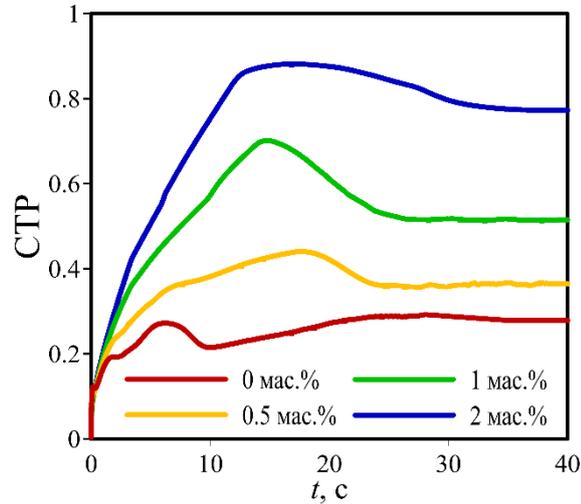


Рисунок 5.22 – Зависимость эффективности выноса шлама от времени с начала циркуляции для горизонтальной скважины при различных концентрациях 10 нм частиц SiO_2

Влияние угла наклона скважины к горизонту

Далее было исследовано влияние угла наклона скважины на транспорт шлама буровыми растворами, модифицированными наночастицами. Результаты приведены на рисунках 5.23 и 5.24. Анализ результатов моделирования показывает, что с приближением угла наклона скважины к 90° положительный эффект от введения наночастиц в буровой раствор в качестве реагента для увеличения эффективности промывки скважины от шлама возрастает. Так, было установлено, что для горизонтальных скважин двухпроцентная по массе концентрация наночастиц оксида кремния в буровом растворе приводит к повышению эффективности выноса шлама в 2.7 раз, в то время как для вертикальных скважин это повышение составляет всего около 10–15%. Кроме того, данные моделирования показывают, что добавка наночастиц делает процесс выноса шлама менее чувствительным к углу наклона скважины. Если для базового бурового раствора переход от вертикального к горизонтальному участку скважины снижает эффективность транспорта шлама практически в три раза, то для модифицированного наночастицами (2 мас.%) раствора это снижение составляет 22%. Таким образом, было показано, что введение наноразмерных частиц в буровой раствор наиболее эффективно улучшает его выносную способность в горизонтально-направленных скважинах.

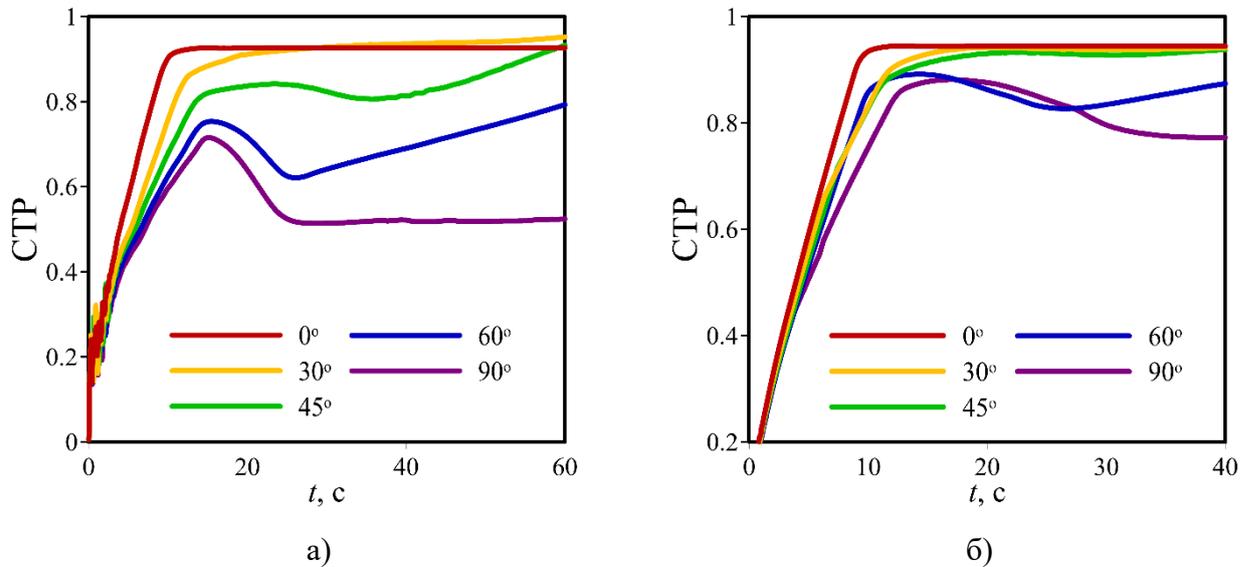


Рисунок 5.23 – Зависимость коэффициента эффективности выноса шлама от времени с начала циркуляции при различных углах наклона скважины для бурового раствора с добавкой 1% (а) и 2% (б) наночастиц SiO₂ размером 10 нм

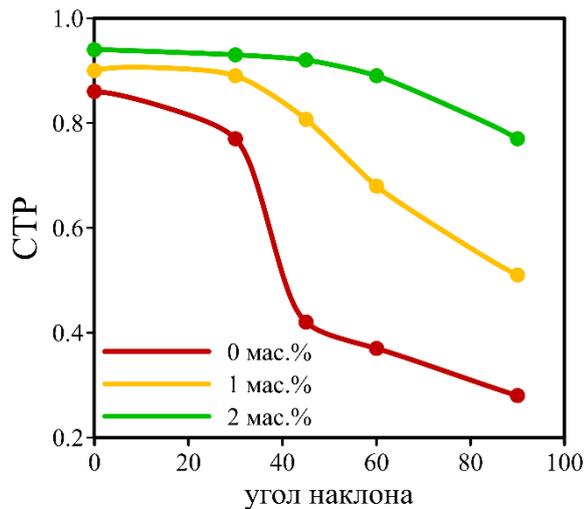


Рисунок 5.24 – Зависимость среднего по времени коэффициента эффективности выноса шлама от угла наклона скважины для различных концентраций наночастиц

Влияние размера и материала наночастиц

Помимо концентрации наночастиц, исследовано влияние размера и материала наночастиц на эффективность выноса шлама из горизонтальных скважин. Эти данные приведены на рисунке 5.25. В результате показано, что с уменьшением размера наночастиц в общем случае происходит уменьшение скорости проскальзывания частиц шлама по всему сечению канала и,

соответственно, повышается эффективность выноса частиц. Причиной такого влияния добавки наночастиц является изменение реологии бурового раствора: с уменьшением размера нанодобавок происходит уменьшение степени нелинейности n и рост предельного напряжения сдвига. Реологией объясняется и влияние материала наночастиц на эффективность выноса шлама из горизонтальной скважины. Было показано, что при прочих равных условиях использование наночастиц оксида алюминия более существенно сказывается на транспорте шлама в горизонтальных скважинах.

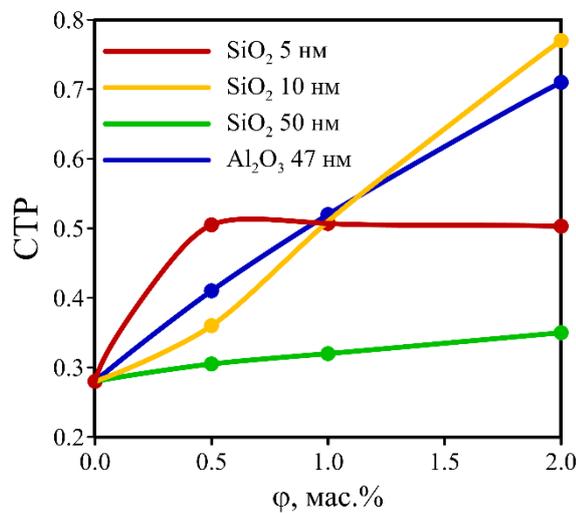


Рисунок 5.25 – Зависимость среднего по времени коэффициента эффективности выноса шлама из горизонтальной скважины от концентрации НЧ различного материала и размера

Влияние добавки наночастиц в буровую суспензию на величину потерь давления в скважине при его прокачивании

Анализ зависимости потерь давления от времени при прокачивании бурового раствора со шламом показал, что для горизонтально-направленных скважин могут наблюдаться пульсации давления (рисунок 5.26). Период этих пульсаций составляет порядка 100 секунд, а повышение давления в процессе пульсаций может увеличиваться в три раза по сравнению со средним уровнем. Анализ результатов моделирования показывает, что причина возникновения пульсаций давления при течении бурового раствора в горизонтальной скважине связана с постепенным накоплением частиц шлама в канале и далее их резким

выносом. Анализ поведения средней объемной концентрации частиц в канале подтверждает это. Естественно, что процесс накопления частиц зависит от размера канала. В данном исследовании рассматривался канал длиной примерно 70 диаметров. В достаточно длинных каналах эти явления могут сглаживаться, но, тем не менее, будут в той или иной степени иметь место. Возникновение пульсаций давления при течении бурового раствора является негативным фактором, поскольку может привести к неконтролируемому гидроразрыву пласта и потере раствора. В результате исследований было показано, что введение наночастиц в буровой раствор приводит в общем случае к лучшей промывке скважины, что уменьшает накопление частиц и тем самым снижает пульсации давления, связанные с этим явлением.

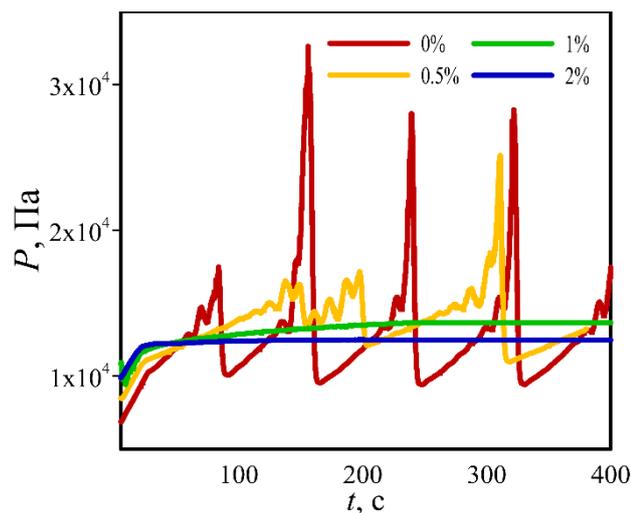


Рисунок 5.26 – Зависимость перепада давления при течении бурового раствора со шламом с различной концентрацией наночастиц для горизонтальной скважины

Выводы по главе 5

Проведено исследование влияния различных наноразмерных добавок на течение буровых растворов в вертикальной и наклонно-направленной скважинах. Установлены зависимости потерь давления и эффективности выноса шлама при циркуляции буровых растворов, модифицированных наночастицами различной концентрации, размера и материала.

1. С помощью численного моделирования было показано, что введение наночастиц в буровой раствор способствует значительному улучшению качества промывки скважины от выбуренной породы. При заданном расходе бурового раствора это обусловлено уширением формы профиля скорости в канале. Это уширение связано с изменением реологии бурового раствора после добавки в него наночастиц, а именно уменьшением степени нелинейности n при увеличении концентрации и уменьшении размера наночастиц. Реологией также объясняется и влияние материала наночастиц на эффективность выноса шлама [10, 100, 133, 134].

2. Установлено, что угол наклона скважины оказывается наиболее существенным фактором, влияющим на эффективность промывки. Эффективность выноса шлама при переходе от вертикального к горизонтальному участку скважины падает более чем в три раза. Анализ результатов моделирования течений буровых растворов с наночастицами показал, что с увеличением угла наклона скважины положительное действие добавки наночастиц на эффективность выноса шлама возрастает. Так, было установлено, что для горизонтальных скважин 2 мас.% концентрация наночастиц оксида кремния в буровом растворе приводит к повышению эффективности выноса шлама в 2.7 раз, в то время как для вертикальных скважин это повышение составляет всего около 10–15% [133, 134].

3. Анализ зависимости потерь давления от времени при прокачивании бурового раствора со шламом показал, что для горизонтально-направленных скважин могут наблюдаться колебания расхода твердой фазы, которые вызывают пульсации давления. Было показано, что добавка наночастиц приводит в общем

случае к лучшей промывке скважины, что уменьшает накопление частиц в скважине и тем самым снижает пульсации давления, связанные с этим явлением. Такое влияние наночастиц на свойства бурового раствора, безусловно, является положительным фактором [134].

Заключение

Итоги выполненного исследования

1. Проведено экспериментальное исследование влияния добавок наночастиц на коэффициенты вязкости и реологические свойства буровых растворов на водной основе. Показано, что даже малые добавки наночастиц значительно улучшают реологические характеристики буровых растворов, а влияние добавки зависит не только от концентрации, но и от размеров и материала наночастиц. При этом добавка наночастиц изменяет не только вязкие, но и упругие свойства буровых растворов и делает эти характеристики более стабильными в зависимости от температуры.

2. Проведено экспериментальное исследование влияния добавок наночастиц на фильтрацию буровых растворов на водной основе. Установлено, что добавки наночастиц значительно снижают фильтрационные потери буровых растворов. С помощью электронной микроскопии высокого разрешения впервые было показано, что основной причиной снижения фильтрационных потерь буровых растворов при добавке наночастиц является снижение проницаемости фильтрационной корки, вызванное заполнением пор корки наночастицами.

3. Разработана и протестирована методика численного моделирования многофазных течений буровых растворов с добавками наночастиц в скважинах. Методика моделирования основана на использовании эйлеровой модели гранулированных сред и экспериментально измеренных реологических характеристик модифицированных наночастицами буровых растворов. Тестирование методики показало хорошее согласие с результатами известных экспериментов по течениям гранулированных сред.

4. Проведено расчетное исследование влияния добавки наночастиц на характеристики течения модифицированных наночастицами буровых растворов и эффективность выноса ими шлама. Показано, что добавка наночастиц в буровой раствор приводит к существенному улучшению транспорта шлама. С

уменьшением размера наночастиц и увеличением угла наклона скважины положительный эффект от добавки усиливается. Установлено, что добавка наночастиц приводит к значительному изменению формы профилей скорости и концентрации частиц в скважине. Это обусловлено изменениями в реологии раствора при добавлении в него наночастиц.

Рекомендации, перспективы дальнейшей разработки темы

Логичным и обоснованным продолжением данной работы будут исследования по влиянию добавок наночастиц на свойства буровых растворов на углеводородной основе. Которые, по сути, представляют собой эмульсии углеводородной и водной фазы, с большим количеством различных добавок (эмульгаторы, ПАВ, частицы). В качестве дисперсионной среды в этих буровых растворах используются минеральное масло, дизельное топливо, нефть. Их основное достоинство – минимальное воздействие на пласт в процессе бурения. Однако растворы на углеводородной основе имеют и существенные недостатки: негативное воздействие на окружающую среду из-за применения токсичных компонентов, низкую термостойкость (до 90°C), невысокие структурообразующие свойства. Поэтому совершенствование свойств буровых растворов на углеводородной основе с помощью наночастиц также представляется актуальной задачей.

Кроме того перспективным направлением развития научной проблематики, поднятой в рамках данной диссертационной работы, представляется использование углеродных нанотрубок для совершенствования свойств буровых растворов на водной и углеводородной основах. Углеродные трубки благодаря своему непревзойденному аспектному соотношению являются уникальным наноматериалом. Влияние добавок углеродных нанотрубок на реологию наносuspензий является значительно более существенным по сравнению со сферическими наночастицами, изученными в данной работе. Это делает их применение для совершенствования буровых растворов очень привлекательным.

Список сокращений и условных обозначений

- API – American Petroleum Institute (Американский институт нефти)
- BHST – bottom hole static temperature (статическая температура ствола скважины)
- ASV – average slip velocity (скорость проскальзывания)
- СМС – carboxymethyl cellulose (карбоксиметилцеллюлоза)
- CNP – cellulose nanoparticles (наночастиц целлюлозы)
- СТР – cutting transport performance (эффективность выноса шлама)
- DD – directional drilling (directional drilling)
- DWS – diffusive wave spectroscopy (диффузионная волновая спектроскопия)
- EI – elasticity index (индекс упругости)
- FI – fluidity index (индекс текучести)
- НПНТ – high pressure high temperature (высокое давление высокая температура)
- LPLT – low pressure low temperature (низкое давление низкая температура)
- LWD – logging while drilling (каротаж во время бурения)
- MSD – mean square displacement (среднеквадратичное смещение)
- MVI – macroscopic viscosity index (индекс макроскопической вязкости)
- MWD – measurement while drilling (инклинометрия)
- РАС – polyanionic cellulose (полианионная целлюлоза)
- РНРА – hydrolyzed polyacrylamide (гидролизованый полиакриламид)
- RDC – relative decorrelation (относительная декорреляция)
- SLB – solid-liquid balance (соотношение твердое-жидкое)
- БР – буровой раствор
- КМЦ – карбометилцеллюлоза
- НЧ – наночастицы
- ПАА – полиакриламид
- ПЭМ – просвечивающий электронный микроскоп
- РВО – буровой раствор на водной основе
- РУО – буровой раствор на углеводородной основе

Список литературы

1. Abdo, J. Clay nanoparticles modified drilling fluids for drilling of deep hydrocarbon wells / J. Abdo, M. D. Haneef // *Applied Clay Science*. – 2013. – V. 86. – P. 76–82.
2. Abdo, J. Nanoparticles: promising solution to overcome stern drilling problems / J. Abdo, M. D. Haneef // *NSTI-Nanotech 2010: Bio Sensors, Instruments, Medical, Environment and Energy*. – 2010. – V.3. – P. 635–638.
3. Aftab, A. Nanoparticles based drilling muds a solution to drill elevated temperature wells: a review / A. Aftab, A. R. Ismail, Z. H. Ibupoto, H. Akeiber, M. G. K. Malghani // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. – 2017. – V. 76. – P. 1301–1313.
4. Kong, X. Applications of micro and nano technologies in the oil and gas industry – an overview of the recent progress/X. Kong, M. M. Ohadi//*Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference*. – 2010. – SPE–138241–MS.
5. Ji, L. Laboratory evaluation and analysis of physical shale inhibition of an innovative water-based drilling fluid with nanoparticles for drilling unconventional shales / L. Ji, Q. Guo, J. Friedheim, R. Zhang, M. Chenevert, M. Sharma // *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition*. – 2012. – SPE158895–MS.
6. Sharma, M. M. A new family of nanoparticle based drilling fluids / M. M. Sharma, R. Zhang, M. E. Chenevert, L. Ji, Q. Guo, J. Friedheim // *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. – 2012. – SPE–160045–MS.
7. Abdo, J. Nano-enhanced drilling fluids: pioneering approach to overcome uncompromising drilling problems / J. Abdo, M. D. Haneef // *Journal of Energy Resources Technology*. – 2012. – V. 134. – P. 014501.
8. Amanullah, M. Nano-technology – its significance in smart fluid development for oil and gas field application / M. Amanullah, A. M. Al-Tahini // *SPE Saudi Arabia Section Technical Symposium*. – 2009. – SPE–126102–MS.

9. Евдокимов, И. Н. Наножидкости и умные жидкости в технологиях разработки нефтегазовых месторождений: учебное пособие для вузов / И. Н. Евдокимов. – Москва: Недра, 2016. – 247 с.
10. Минаков, А. В. Исследование влияния добавки наночастиц на свойства буровых растворов / А. В. Минаков, Е. И. Михиенкова, В. А. Жигарев, А. Л. Неверов, В. Я. Рудяк // Коллоидный журнал. – 2018. – Т. 80, № 4. – С. 418–426.
11. Al-Yasiri, M. S. How the drilling fluids can be made more efficient by using nanomaterials / M. S. Al-Yasiri, W. T. Al-Sallami // American Journal of Nano Research and Applications. – 2015. – V. 3. – P. 41–45.
12. Грей, Дж. Р. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей) / Дж. Р. Грей, Г. С. Г. Дарли. – Москва: Недра, 1985. – 259 с.
13. Béq, O. A. Experimental study of improved rheology and lubricity of drilling fluids enhanced with nano-particles / O. A. Béq, D. E. S. Espinoza, A. Kadir, M. D. Shamshuddin, A. Sohail // Applied Nanoscience. – 2018. – V. 8. – P. 1069–1090.
14. Aftab, A. Enhancing the rheological properties and shale inhibition behavior of water-based mud using nanosilica, multi-walled carbon nanotube, and graphene nanoplatelet / A. Aftab, A. R. Ismail, Z. H. Ibupoto // Egyptian Journal of Petroleum. – 2017. – V. 26. – P. 291–299.
15. Agarwal, S. Nanoparticle-stabilised invert emulsion drilling fluids for deep-hole drilling of oil and gas / S. Agarwal, T. X. Phuoc, Y. Soong, D. Martello, R. K. Gupta // The Canadian Journal of Chemical Engineering. – 2013. – V. 91. – P. 1641–1649.
16. Gbadamosi, A. O. Improving hole cleaning efficiency using nanosilica in water-based drilling mud / A. O. Gbadamosi, R. Junin, J. O. Oseh, A. Agi, N. Yekeen, Y. Abdalla, S. O. Ogiriki, A. S. Yusuff // SPE Nigeria Annual International Conference, and Exhibition. – 2018. – SPE–193401–MS.
17. Taraghikhah, S. Multifunctional nanoadditive in water based drilling fluid for improving shale stability / S. Taraghikhah, M. K. Mohammadi, K. T. Nowtaraki // The International Petroleum Technology Conference. – 2015. – IPTC–18323–MS.

18. Vryzas, Z. Incorporation of Fe₃O₄ nanoparticles as drilling fluid additives for improved drilling operations / Z. Vryzas, O. Mahmoud, H. Nasr-El-Din, V. Zaspalis, V. C. Kelessidis // ASME 2016 35th International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering. – 2016. – OMAE2016–54071.

19. Shakib, J. T. Nano-clays as additives for controlling filtration properties of water– bentonite suspensions / J. T. Shakib, V. Kanani, P. Pourafshary // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2016. – V. 138. – P. 257–264.

20. Ismail, A. R. Improve performance of water-based drilling fluids using nanoparticles / A. R. Ismail, T. C. Seong, N. A. Buang, W. R. W. Sulaiman // The 5th Sriwijaya International Seminar on Energy and Environmental Science & Technology. – 2014. – P. 43–47.

21. Sensoy, T. Minimizing water invasion in shale using nanoparticles / T. Sensoy, M. E. Chenevert, M. M. Sharma // The 2009 SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – 2009. – SPE–124429–MS.

22. Paiaman, A. M. Feasibility of decreasing pipe sticking probability using nanoparticles / A. M. Paiaman, B. D. Al-Anazi // NAFTA. – 2009. – V. 60. – P. 645–647.

23. Javeri, S. M. Mitigating loss circulation and differential sticking problems using silicon nanoparticles / S. M. Javeri, Z. W. Haindade, C. B. Jere // SPE/IADC Middle East Drilling Technology Conference and Exhibition. – 2011. – SPE–145840–MS.

24. Zakaria, M. F. Novel nanoparticle-based drilling fluid with improved characteristics / M. F. Zakaria, M. Husein, G. Hareland // The SPE International Oilfield Nanotechnology Conference. – 2012. – SPE–156992–MS.

25. Parizad, A. Experimental investigation of the effects of SnO₂ nanoparticles and KCl salt on a water base drilling fluid properties / A. Parizad, K. Shahbazi // The Canadian Journal of Chemical Engineering. – 2016. – V. 94. – P. 1924–1938.

26. Contreras, O. Wellbore strengthening in sandstones by means of nanoparticle-based drilling fluids / O. Contreras, G. Hareland, M. Husein, R. Nygaard,

M. Alsaba // SPE Deepwater Drilling and Completions Conference. – 2014. – SPE-170263-MS.

27. Amaefule, J. O. Advances in formation damage assessment and control strategies / J. O. Amaefule, D. G. Kersey, D. K. Norman, P. M. Shannon // The Annual Technical Meeting. – 1988. – PETSOC-88-39-65.

28. Abrams, A. Mud design to minimize rock impairment due to particle invasion / A. Abrams // Journal of Petroleum Technology. – 1977. – V. 29, I. 5. – P. 586–592.

29. Cai, J. Decreasing water invasion into atoka shale using nonmodified silica nanoparticles / J. Cai, M. E. Chenevert, M. M. Sharma, J. Friedheim // SPE Drilling & Completion. – 2012. – V. 27. – P. 103-112.

30. Ismail, A. R. Effect of nanomaterial on the rheology of drilling fluids / A. R. Ismail, N. M. Rashid, M. Z. Jaafar, W. R. W. Sulaiman, N. A. Buang // Research Journal of Applied Sciences. – 2014. – V. 14. – P. 1192–1197.

31. Nasser, J. Experimental investigation of drilling fluid performance as nanoparticles / J. Nasser, A. Jesil, T. Mohiuddin, M. Al Ruqeshi, G. Devi, S. Mohataram // World Journal of Nano Science and Engineering. – 2013. – V. 3. – P. 57–61.

32. Vryzas, Z. Nano-based drilling fluids: a review / Z. Vryzas, V. C. Kelessidis // Energies. – 2017. – V. 10, I. 4. – P. 540–574.

33. Hassani, S. S. The effect of nanoparticles on the heat transfer properties of drilling fluids / S. S. Hassani, A. Amrollahi, A. Rashidi, M. Soleymani, S. Rayatdoost // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2016. – V. 146. – P. 183-190.

34. Sadeghalvaad, M. The effect of the TiO₂/polyacrylamide nanocomposite on water-based drilling fluid properties / M. Sadeghalvaad, S. Sabbaghi // Powder Technology. – 2015. – V. 272. – P. 113–119.

35. Li, M.- C. Cellulose nanoparticles as modifiers for rheology and fluid loss in bentonite water-based fluids / M.- C. Li, Q. Wu, K. Song, Y. Qing, Y. Wu // ACS Applied Materials & Interfaces. – 2015. – V. 7. – P. 5006-5016.

36. Vryzas, Z. Development and testing of novel drilling fluids using Fe₂O₃ and SiO₂ nanoparticles for enhanced drilling operations / Z. Vryzas, O. Mahmoud, H. A. Nasr-El-Din, V. C. Kelessidis // The International Petroleum Technology Conference. – 2015. – IPTC–18381–MS.
37. Jung, C. M. High-performance water-based mud using nanoparticles for shale reservoirs / C. M. Jung, R. Zhang, M. Chenevert, M. Sharma // Unconventional Resources Technology Conference. – 2013. – URTEC–1581549–MS.
38. Li, M. Cellulose nanocrystals and polyanionic cellulose as additives in bentonite water-based drilling fluids: rheological modelling and filtration mechanisms / M. Li, Q. Wu, K. Song, C. F. De Hoop, S.- Y. Lee, Y. Qing, Y. Wu // Industrial & Engineering Chemistry Research. – 2016. – V. 55. – P. 133–143.
39. Kang, Y. Strengthening shale wellbore with silica nanoparticles drilling fluid / Y. Kang, J. She, H. Zhang, L. You, M. Song // Petroleum. – 2016. – V. 2. – P. 189–195.
40. Riveland, F. A. Investigation of nanoparticles for enhanced filtration properties of drilling fluid: master thesis / F. A. Riveland. – Norwegian University of Science and Technology: Petroleum Geoscience and Engineering, 2013. – 69 p.
41. Ismail A. R. The novel approach for the enhancement of rheological properties of water-based drilling fluids by using multi-walled carbon nanotube, nanosilica and glass beads / A. R. Ismail, A. Aftab, Z. H. Ibupoto, N. Zolkifile // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2016. – V. 139. – P. 264–275..
42. Fereydouni, M. Effect of polyanionic cellulose polymer nanoparticles on rheological properties of drilling mud / M. Fereydouni , S. Sabbaghi, R. Saboori, S. Zeinali // International Journal of Nanoscience and Nanotechnology. – 2012. – V. 8. – P. 171–174.
43. Needaa, A.- M. Controlling bentonite-based drilling mud properties using sepiolite nanoparticles / A.- M. Needaa, P. Peyman, A.- H. Hamoud, A. Jamil // Petroleum Exploration and Development. – 2016. – V. 43. – P. 717–723.
44. Riley, M. Wellbore stability in unconventional shale – the design of a nanoparticle fluid / M. Riley, E. Stamatakis, S. Young, K. P. Hoelsher, G. De Stefano,

L. Ji, Q. Guo, J. Friedheim // SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition. – 2012. – SPE–153729–MS.

45. Salih, A. H. Impact of nanomaterials on the rheological and filtration properties of water-based drilling fluids / A. H. Salih, T. A. Elshehabi, H. I. Bilgesu // SPE Eastern Regional Meeting. – 2016. – SPE–184067–MS.

46. Davies, J. M. Environmental effects of the use of oil-based drilling muds in the North Sea / J. M. Davies, J. M. Addy, R. A. Blackman, J. R. Blanchard, J. E. Ferbrache, D. C. Moore // Marine Pollution Bulletin. – 1984. – V. 15, I. 10. – P. 363–370.

47. Daan, R. Long term effects of OBM cutting discharges at a drilling site on the Dutch continental shelf / R. Daan, M. Mulder // Netherlands Instituut voor Onderzoek der Zee, Beleidsgericht Wetenschappelijk Onderzoek NIOZ (BEWON). – 1993.

48. De la Fayette, L. The OSPAR convention comes into force: continuity and progress / L. De la Fayette // The International Journal of Marine and Coastal Law. – 1999. – V. 14. – P. 247–297.

49. Gbadamosi, A. O. Experimental investigation of the effects of silica nanoparticle on hole cleaning efficiency of water-based drilling mud / A. O. Gbadamosi, R. Junin, Y. Abdalla, A. Agi, J. O. Oseh // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2019. – V. 172. – P. 1226–1234.

50. Boyou, N. V. Experimental investigation of hole cleaning in directional drilling by using nano-enhanced water-based drilling fluids / N. V. Boyou, I. Ismail, W. R. W. Sulaiman, A. S. Haddad, N. Husein, H. T. Hui, K. Nadaraja // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2019. – V. 176. – P. 220–231.

51. Mahmoud, O. Using ferric oxide and silica nanoparticles to develop modified calcium bentonite drilling fluids / O. Mahmoud, H. A. Nasr-El-Din, Z. Vryzas, V. C. Kelessidis // SPE Drilling & Completion. – 2018. – V. 33. – P. 1–15.

52. Gerogiorgis, D. I. Development and parameter estimation for a multivariate herschel-bulkley rheological model of a nanoparticle-based smart drilling fluid / D. I.

Gerogiorgis, C. Clark, Z. Vryzas, V. C. Kelessidis // Computer Aided Chemical Engineering. – 2015. – V. 37. – P. 2405–2410.

53. Srivatsa, J. T. An experimental investigation on use of nanoparticles as fluid loss additives in a surfactant – polymer based drilling fluid / J. T. Srivatsa, M. B. Ziaja // The International Petroleum Technology Conference. – 2012. – IPTC–14952–MS.

54. Li, G. Nanotechnology to improve sealing ability of drilling fluids for shale with micro-cracks during drilling / G. Li, J. Zhang, H. Zhao, Y. Hou // SPE International Oilfield Nanotechnology Conference. – 2012. – SPE–156997–MS.

55. Hoelscher, K. P. Application of nanotechnology in drilling fluids / K. P. Hoelscher, G. De Stefano, M. Riley, S. Young // SPE International Oilfield Nanotechnology Conference and Exhibition. – 2012. – SPE157031–MS.

56. Salih, A. H. Investigation of rheological and filtration properties of water-based drilling fluids using various anionic nanoparticles / A. H. Salih, H. Bilgesu // The SPE Western Regional Meeting held in Bakersfield. – 2017. – SPE–185638–MS.

57. Naperska, D. The nanosilica hazard: another variable entity / D. Naperska, L. C. J. Thomassen, D. Lison, J. A. Martens, P. H. Hoet // Particle and Fibre Toxicology. – 2010. – V. 7, I. 1. – P. 7–39.

58. Mcelfresh, P. M. Stabilizing nano particle dispersions in high salinity, high temperature downhole environments / P. M. Mcelfresh, M. Wood, D. Ector // The SPE International Oilfield Nanotechnology Conference and Exhibition. – 2012. – SPE154758–MS.

59. Amanullah, M. Preliminary test results of nano-based drilling fluids for oil and gas application / M. Amanullah, M. K. AlArfaj, Z. Al-Abdullatif // The SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition. – 2011. – SPE139534–MS.

60. Fakoya, M. F. Rheological properties of surfactant-based and polymeric nano-fluids / M. F. Fakoya, S. N. Shah // The SPE/ICoTA Coiled Tubing & Well Intervention Conference & Exhibition. – 2013. – SPE163921–MS.

61. Agarwal, D. K. Synthesis and characterization of kerosene-alumina nanofluids / D. K. Agarwal, V. Aravind, S. S. Kumar // Applied Thermal Engineering. – 2013. – V. 60. – P. 275–284.

62. Borisov, A. S. A field application of nanoparticle-based invert emulsion drilling fluids / A. S. Borisov, M. Husein, G. Hareland // *Journal of Nanoparticle Research*. – 2015. – V. 17. – P. 150-151.
63. Jung, Y. Effect of nanoparticle additives on the rheological properties of clay based fluids at high temperature and high pressure / Y. Jung, M. Barry, J. Lee, P. Tran, Y. Soong, D. Martello, M. Chyu // *The AADE National Technical Conference and Exhibition*. – 2011. – AADE11–NTCE–2.
64. Devi, G. Experimental investigation of drilling fluid performance as nanoparticles / G. Devi, M. Al-Ruqeishi, T. Mohiuddin // *World Journal of Nano Science and Engineering*. – 2013. – V. 3. – P. 53-61.
65. Ahmad, H. M. Improving the drilling fluid properties using nanoparticles and water-soluble polymers / H. M. Ahmad, M. S. Kamal, M. Murtaza, M. A. Al-Harhi, K. Fahd // *SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition*. – 2017. – SPE–188140–MS.
66. Boul, P. J. Functionalized nanosilicas as shale inhibitors in water-based drilling fluids / P. J. Boul, B. R. Reddy, J. Zhang, C. Thaemlitz // *SPE Drilling & Completion*. – 2017. – V. 32. – P. 121-130.
67. Al-Malkli, N. Controlling bentonite-based drilling mud properties using sepiolite nanoparticles / N. Al-Malkli, P. Pourafshary, H. Al-Hadrami, J. Abdo // *Petroleum Exploration and Development*. – 2016. – V. 43. – P. 717–723.
68. Taha, N. M. Nano graphene application improving drilling fluids performance / N. M. Taha, S. Lee // *The International Petroleum Technology Conference*. – 2015. – IPTC–18539–MS.
69. Mohamadian, N. Rheological and filtration characteristics of drilling fluids enhanced by nanoparticles with selected additives: an experimental study / N. Mohamadian, H. Ghorbani, D. Wood, H. K. Hormozi // *Advances in Geo-Energy Research*. – 2018. – V. 2. – P. 228–236.
70. Timofeeva, E. V. Particle shape effect on thermophysical properties of alumina nanofluids / E. V. Timofeeva // *Journal of Applied Physics*. – 2009. – V. 106. – P. 014304.

71. Samsuri, A. A. water based mud lifting capacity improvement by multiwall carbon nanotubes additive / A. Samsuri, A. Hamzah // *Journal of Petroleum and Gas Engineering*. – 2011. – V. 2. – P. 99–107.

72. Mao, H. Hydrophobic associated polymer based silica nanoparticles composite with core-shell structure as a filtrate reducer for drilling fluid at ultra-high temperature / H. Mao, Z. Qiu, Z. Shen, W. Huang // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2015. – V. 129. – P. 1–14.

73. Irfran, Y. The potential of nanotechnology in petroleum industry with focus on drilling fluids / Y. Irfran, D. Sui, M.- N. Agista, Y. Zhixin // *Petroleum & Petrochemical Engineering Journal*. – 2017. – V. 1. – P. 1-9.

74. Akhtarmanesh, S. Improvement of wellbore stability in shale using nanoparticles / S. Akhtarmanesh, M. J. A. Shahrabi, A. Atashnezhad // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2013. – V. 112. – P. 290–295.

75. Mahmoud, O. Nanoparticle-based drilling fluids for minimizing formation damage in HP/HT Applications / O. Mahmoud, H. A. Nasr-El-Din, Z. Vryzas, V. C. Kelessidis // *SPE International Conference & Exhibition on Formation Damage Control*. – 2016. – SPE–178949–MS.

76. Medh, S. An investigation on the effects of silica and copper oxide nanoparticles on rheological and fluid loss property of drilling fluids / S. Medhi, S. Chowdhury, D. K. Gupta, A. Mazumdar // *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. – 2020. – V. 10. – P. 91–101.

77. Song, K. Water-based bentonite drilling fluids modified by novel biopolymer for minimizing fluid loss and formation damage / K. Song, Q. Wu, M. Li, S. Ren, L. Dong, X. Zhang, T. Lei, Y. Kojima // *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*. – 2018. – V. 507. – P. 58–66.

78. Bourgoyne, A. T. Applied drilling engineering: Textbook / A. T. Bourgoyne, K. K. Millheim, M. E. Chenevert, F. S. Young. – Richardson: SPE Series Vol. 2, 1991. – 502 p.

79. Luckham, P. F. The colloidal and rheological properties of bentonite suspensions / P. F. Luckham, S. Rossi // *Advances in Colloid and Interface Science*. – 1999. – V. 82, I. 1–3. – P. 43–92.

80. Ahmadi, M. A. Colloidal gas aphon drilling fluid properties generated by natural surfactants: experimental investigation / M. A. Ahmadi, M. Galedarzadeh, S. R. Shadizadeh // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. – 2015. – V. 27. – P. 1109-1117.

81. Hamed, S. B. Rheological properties of biopolymers drilling fluids / S. B. Hamed, M. Belhadri // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2009. – V. 67. – P. 84–90.

82. Hossain, M. E. The use of grass as an environmentally friendly additive in water-based drilling fluids / M. E. Hossain, M. Wajheeuddin // *Petroleum Science*. – 2016. – V. 13. – P. 292-303.

83. Song, K. Performance of low solid bentonite drilling fluids modified by cellulose nanoparticles / K. Song, Q. Wu, M. Li, A. K. Wojtanowicz, L. Dong, X. Zhang, S. Ren, T. Lei // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. – 2016. – V. 34. – P. 1403–1411.

84. Kelessidis, V. C. Permeability, porosity and surface characteristics of filter cakes from water–bentonite suspensions / V. C. Kelessidis, C. Tsamantaki, N. Pasadakis, E. Repouskou, E. Hamilaki // *WIT Transactions on Engineering Sciences*. – 2007. – V. 56. – P. 173–182.

85. Kelessidis V. C. Greek lignite as additives for controlling filtration properties of water-bentonite suspensions at high temperatures / V. C. Kelessidis, C. Tsamantaki, A. Michalakis, G. Christidis, P. Makri, K. Papanicolaou. // *Fuel*. – 2007. – V. 86, I. 7–8. – P. 1112–1121.

86. Рудяк, В. Я. Теплофизические свойства наножидкостей и критерии подобия / В. Я. Рудяк, А. В. Минаков, М. И. Пряжников // *Письма в журнал технической физики*. – 2016. – Т. 42, № 24. – С. 9–16.

87. Рудяк, В. Я. Экспериментальные данные о зависимости вязкости наножидкостей на основе воды и этиленгликоля от размера и материала частиц /

В. Я. Рудяк, А. В. Минаков, М. С. Сметанина, М. И. Пряжников // Доклады Академии наук. – 2016. – Т. 467. – С. 289–291.

88. Einstein, A. Eine neue bestimmung der molekuldimensionen / A. Einstein // Annalen der Physik (Leipzig). - 1906. - V. 19. - P. 289-306.

89. Kelessidis, V. S. Optimal determination of rheological parameters for Herschel–Bulkley drilling fluids and impact on pressure drop, velocity profiles and penetration rates during drilling / V. C. Kelessidis, R. Maglione, C. Tsamantaki, Y. Aspirtakis // Journal of Petroleum Science and Engineering.– 2006. – V. 53. – P. 203–224.

90. Larsen, D. H. Use of clay in drilling fluids / D. H. Larsen // Clays and Clay Minerals. – 1952. – V. 1, I. 1. – P. 269–281.

91. Krumbein, W. C. Permeability as a function of the size parameters of unconsolidated sand / W. C. Krumbein, G. D. Monk // Transactions of the American Institute of Mining and Metallurgical Engineers. – 1943. – V. 151. – P. 153–163.

92. Coberly, C. J. Selection of screen opening for unconsolidated sands / C. J. Coberly // API Drilling and Production Practice. – 1937. – P. 189-201.

93. Das, S. K. Heat transfer in nanofluids – a review / S. K. Das, S. U. S. Choi, H. Patel // Heat Transfer Engineering. – 2006. – V. 20. – P. 3–19.

94. Wang, X.- Q. Heat transfer characteristics of nanofluids: a review / X.- Q. Wang, A. S. Mujumbar // International Journal of Thermal Sciences. – 2007. – V. 46. – P. 1–19.

95. Terekhov, V. I. Heat transfer mechanism in nanofluids: Current state of the problem. Part 2. Convective heat transfer / V. I. Terekhov, S. V. Kalinin, V. V. Lemanov // Thermophysics and Aeromechanics. – 2010. – V. 17, I. 2. – P. 157–171.

96. Minakov, A. V. The experimental and theoretical study of laminar forced convection of nanofluids in the round channel / A. V. Minakov, A. S. Lobasov, D. V. Guzei, M. I. Pryazhnikov, V. Ya. Rudyak // Applied Thermal Engineering. – 2015. – V. 88. – P. 140–148.

97. Minakov, A. V. Study of turbulent heat transfer of the nanofluids in a cylindrical channel / A. V. Minakov, D. V. Guzei, M. I. Pryazhnikov, V. A. Zhigarev, V. Ya. Rudyak // *International Journal of Heat and Mass Transfer*. – 2016. – V. 102. – P. 745–755.

98. Pryazhnikov, M. I. Thermal conductivity measurements of nanofluids / M. I. Pryazhnikov, A. V. Minakov, V. Ya. Rudyak, D. V. Guzei // *International Journal of Heat and Mass Transfer*. – 2017. – V. 104. – P. 1275–1282.

99. Minakov, A. V. The experimental study of nanofluids boiling crisis on cylindrical heaters / A. V. Minakov, M. I. Pryazhnikov, D. V. Guzei, G. M. Zeer, V. Ya. Rudyak // *International Journal of Thermal Sciences*. – 2017. – V. 116. – P. 214–223.

100. Минаков, А. В. Экспериментальное исследование влияния добавки наночастиц на реологические свойства суспензии / А. В. Минаков, Е. И. Михиенкова, А. Л. Неверов, Ф. А. Бурюкин // *Письма в журнал технической физики*. – 2018. – Т. 44, № 9. – С. 3-11.

101. Минаков, А. В. Экспериментальное исследование антифрикционных свойств буровых растворов с наночастицами / А. В. Минаков, Е. И. Михиенкова, А. В. Матвеев, А. Л. Неверов // *Трение и износ*. – 2019. – Т. 40, № 5. – С. 545–552.

102. Minakov, A. V. Systematic experimental study of the temperature dependence of viscosity and rheological behavior of water-based drilling fluids with nano-additives [Electronic resource] / A. V. Minakov, M. I. Pryazhnikov, E. I. Mikhienkova, Y. O. Voronenkova // *Petroleum*. – 2022. – <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2022.03.001>.

103. Pryazhnikov, M. I. Rheological and microrheological study of microsuspension with nanodiamonds / M. I. Pryazhnikov, E. I. Mikhienkova, A. V. Minakov, V. Litvinenko // *Topical Issues of Rational Use of Natural Resources*. – 2019. – V. 2 – P. 883–887.

104. Минаков, А. В. Экспериментальное исследование влияния добавки наночастиц на фильтрационные свойства микросуспензии / А. В. Минаков, Е. И. Михиенкова, В. А. Жигарев, А. Л. Неверов // *Письма в журнал технической физики*. – 2018. – Т. 44, №12. – С. 532–534.

105. Dick, M. A. Optimizing the selection of bridging particles for reservoir drilling fluids / M. A. Dick, T. J. Heinz, C. F. Svoboda // SPE International Symposium on Formation Damage Control. – 2000. – SPE 58793-MS.

106. Kaeuffer, M. Determination de l'optimum de remplissage granulometrique et quelques proprietes s'y rattachant / M. Kaeuffer // Congres de l'A.F.T.P.V. – 1973.

107. Vickers, S. A new methodology that surpasses current bridging theories to efficiently seal a varied pore throat distribution as found in natural reservoir formations / S. Vickers, M. Cowie, T. Jones, A. A. Twynam // AADE Fluids Conference. – 2006. – V. 23, I. 1. – P. 501–515.

108. Minakov, A. V. Systematic experimental investigation of filtration losses of drilling fluids containing silicon oxide nanoparticles / A. V. Minakov, E. I. Mikhienkova, Y. O. Voronenkova, A. L. Neverov, G. M. Zeer, S. M. Zharkov // Journal of Natural Gas, Science and Engineering. – 2019. – V. 71. – P. 102984.

109. Gavrilov, A. A. A numerical algorithm for modeling laminar flows in an annular channel with eccentricity / A. A. Gavrilov, A. A. Dekterev, A. V. Minakov, V. Ya. Rudyak // Journal of Applied and Industrial Mathematics. – 2011. – V. 5, I. 4. – P. 559–568.

110. Гаврилов, А. А. Численный алгоритм для моделирования установившихся ламинарных течений неньютоновских жидкостей в кольцевом зазоре с эксцентриситетом / А. А. Гаврилов, А. В. Минаков, А. А. Дектерев, В. Я. Рудяк // Вычислительные технологии. – 2012. – Т. 17, № 1. – С. 44–56.

111. Gavrilov, A. A. Reynolds-averaged modeling of turbulent flows of power-law fluid / A. A. Gavrilov, V. Ya. Rudyak // Journal of Non-Newtonian Fluid Mechanics. – 2016. – V. 227. – P. 45–55.

112. Lam, C. Interpretation of viscometer test results for polymer support fluids / C. Lam, S. A. Jefferis // The Geo-Shanghai International Conference, American Society of Civil Engineers. – 2014. – P. 439–449.

113. Gidaspow, D. Hydrodynamics of circulating fluidized beds, kinetic theory approach / D. Gidaspow, R. Bezburuah, J. Ding // Proceedings of the 7th Engineering Foundation Conference on Fluidization. – 1992. – P. 75–82.

114. Lun, C. K. K. Kinetic theories for granular flow: inelastic particles in Couette flow and slightly inelastic particles in a general flow field / C. K. K. Lun, S. B. Savage, D. J. Jeffrey, N. Chepurniy // *Journal of Fluid Mechanics*. – 1984. – V. 140., – P. 223–256.

115. Ogawa, S. On the equation of fully fluidized granular materials / S. Ogawa, A. Umemura, N. Oshima // *Journal of Applied Mathematics and Physics*. – 1980. – V. 31. – P. 483–493.

116. Ding, J. Bubbling fluidization model using kinetic theory of granular flow / J. Ding, D. Gidaspow // *AIChE Journal*. – 1990. – V. 36, I. 4. – P. 523–538.

117. Syamlal, M. MFIX Documentation: Volume 1, Theory Guide / M. Syamlal, W. Rogers, T. J. O'Brien. – Springfield: National Technical Information Service, 1993. – 57 p.

118. Wen, C.- Y. Mechanics of fluidization / C.- Y. Wen, Y. H. Yu // *Chemical Engineering Progress Symposium Series*. – 1966. – V. 62. – P.100–111.

119. Ergun, S. Fluid flow through packed columns / S. Ergun // *Chemical Engineering Progress*. – 1952. – V. 48, I. 2. – P. 89–94.

120. Pang, B. Numerical prediction of cuttings transport behavior in well drilling using kinetic theory of granular flow / B. Pang, S. Wang, Q. Wang, K. Yang, H. Lu, M. Hassan, X. Jiang // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2018. – V. 161. – P. 190–203.

121. Viollet, P. L. Modelling dispersed two-phase flows: Closure, validation and software development / Viollet P. L., Simonin O. // *Applied Mechanics Reviews*. – 1994. – V. 47, I. 6S. – P. 80–84.

122. Saffman P. G. The lift on a small sphere in a slow shear flow / P. G. Saffman // *Journal of Fluid Mechanics*. - 1965. - V. 22, I. 2. - P. 385-400.

123. Rhie C. M. Numerical study of the turbulent flow past an airfoil with trailing edge separation / C. M. Rhie, W. L. Chow // *AIAA Journal*. – 1983. – V. 21.– P. 1525–1532.

124. Минаков, А. В. Расчетное исследование применения полимерных растворов на основе смеси этиленгликоль-вода для бурения многолетнемерзлых

пород / А. В. Минаков, М. И. Пряжников, А. Л. Неверов, Д. В. Гузей, В. Г. Волков, В. В. Лукьянов // Журнал СФУ., Серия: Техника и технологии. – 2020. – Т. 13, № 1. – С. 111–127.

125. Escudier, M. P. Smith fully developed laminar flow of non-Newtonian liquids through annuli: comparison of numerical calculations with experiments / M. P. Escudier, P. J. Oliveira, F. T. Pinho, S. Smith // Experiments in Fluids. – 2002. – V. 33. – P. 101–111.

126. Xisheng, L. An analysis of properties of laminar flow field of power-law fluid in annular space / L. Xisheng, Z. Yinghu // In: Proc Int Meeting on Petroleum Engineering. – 1986. – SPE–14870.

127. Nouar, C. Convection thermique pour l'écoulement de Couette avec débit axial: cas d'un fluide pseudoplastique / C. Nouar, R. Devienne, M. Lebouche // International Journal of Heat and Mass Transfer. – 1987. – V. 30. – P. 639–647.

128. Zhigarev, V. A. Studying laminar flows of power-law fluids in the annular channel with eccentricity / V. A. Zhigarev, A. L. Neverov, D. V. Guzei, M. I. Pryazhnikov // Journal of Physics: Conference Series. – 2017. – V. 899. – P. 092016.

129. Roco, M. C. Modeling of slurry flow: the effect of particle size / M. C. Roco, C. A. Shook // The Canadian Journal of Chemical Engineering. – 1983. – V. 61, I. 4. – P. 494–503.

130. Ghasemikafrudi, E. Numerical study on cuttings transport in vertical wells with eccentric drill pipe / E. Ghasemikafrudi, S. H. Hashemabadi // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2016. – V. 140. – P. 85–96.

131. Mohammadzadeh, K. CFD Simulation of viscosity modifier effect on cutting transport by oil based drilling fluid in wellbore / K. Mohammadzadeh, S. H. Hashemabadi, S. Akbar // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2015. – V. 29. – P. 355–364.

132. Kaushal, D. R. CFD modeling for pipeline flow of fine particles at high concentration / D. R. Kaushal, T. Thinglas, Y. Tomita, S. Kuchii, H. Tsukamoto // International Journal of Multiphase Flow. – 2012. – V. 43. – P. 85–100.

133. Minakov, A. V. The effect of nanoparticles additives in the drilling fluid on pressure loss and cutting transport efficiency in the vertical boreholes / A. V. Minakov, V. A. Zhigarev, E. I. Mikhienkova, A. L. Neverov, F. A. Buryukin, D. V. Guzei // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2018. – V. 171. – P. 1149–1158.

134. Minakov, A. V. Comprehensive numerical study of the effect of nanoparticle additives on the cutting transport performance in horizontal boreholes / Minakov A. V., Mikhienkova E. I., Neverov A. L., Rudyak V. Ya. // *Journal of Computational Design and Engineering*. – 2021. – V. 8, I. 1. – P. 283–297.