

ХАЛИЛОВ МУЗАФФАР НУРМАМАТОВИЧ



МОНОГРАФИЯ

**СИНТЕЗ
РАЗВЕТВЛЕННЫХ
ПОЛИМЕРОВ И ИХ
ПРИМЕНЕНИЕ В
ПРОЦЕССАХ БУРЕНИЯ**

Kitob quyidagi ko'rsatilgan
muddatda topshirilishi shart

Oldingi foydalanishlar
miqdori

me

its

РЕСПУБЛИКА УЗБЕКИСТАН
МИНИСТЕРСТВО ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ, НАУКИ
И ИННОВАЦИЙ
ИНСТИТУТ ПРЕДПРИНИМАТЕЛЬСТВА И
ПЕДАГОГИКИ ИМЕНИ ДЕНОВА

ХАЛИЛОВ МУЗАФФАР НУРМАМАТОВИЧ

СИНТЕЗ РАЗВЕТВЛЕННЫХ
ПОЛИМЕРОВ И ИХ ПРИМЕНЕНИЕ В
ПРОЦЕССАХ БУРЕНИЯ.

МОНОГРАФИЯ

Денов-2025

УДК: 622.244.4

ББК: 33.13

X 17

Халилов М.Н. «Синтез разветвленных полимеров и их применение в процессах бурения». Монография. Денов-2025. 105-с

В монографии: Разработка метода синтеза сшитых полимеров и исследование влияния состава смеси реагентов на вязкостные свойства растворов синтезированных стабилизаторов; Определение зависимости вязкостных свойств стабилизаторов от температуры и pH системы синтеза и исследование структуры синтезированных стабилизаторов; Оценка реологических свойств эмульсий, стабилизированных синтезированными полимерами, и исследование их влияния на устойчивость эмульсий; Анализ влияния синтезированных полимеров на реологические свойства и устойчивость буровых суспензий; Разработка технологической схемы получения сшитых полимеров для повышения термостабильности буровых растворов и определение эффективности разработанных многофункциональных сшитых полимеров в повышении термостабильности буровых растворов.

Рекомендовано к публикации на основании протокола №2 заседания Совета Института предпринимательства и педагогики имени Денова Министерства высшего образования, науки и инноваций Республики Узбекистан.

ISBN: 978-9910-8293-7-6

@ Халилов М.Н. Денов-2025

ОГЛАВЛЕНИЕ

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ И СОКРАЩЕНИЙ.....	5
ВВЕДЕНИЕ	6
ГЛАВА-I. ОБЗОР СОВРЕМЕННЫХ НАУЧНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ И ТЕХНОЛОГИЙ В ОБЛАСТИ СТАБИЛИЗАТОРОВ ДЛЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ.....	12
1.1. Развитие буровых растворов, их классификация и современные типы.....	12
1.2. Подбор и совершенствование буровых растворов.....	16
1.3. Современные стабилизаторы буровых растворов. Сшитые полимеры для повышения термоустойчивости буровых жидкостей..	19
ГЛАВА-II. ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ СИНТЕЗА МНОГОСЛОЙНЫХ СШИТЫХ ПОЛИМЕРОВ НА ОСНОВЕ АКРИЛОВОЙ КИСЛОТЫ.....	30
2.1. Выбор объектов для синтеза сшитых полимеров для повышения термоустойчивости буровых растворов.....	30
2.2. Синтез сшитых полимеров – стабилизаторов буровых растворов.....	32
2.3. Исследование влияния состава реагирующей смеси на вязкостные характеристики растворов синтезированных стабилизаторов.....	34
2.4. Зависимость вязкостных характеристик стабилизаторов от температуры и pH системы синтеза.....	40
2.5. Исследование структуры синтезированных стабилизаторов.....	44
ГЛАВА-III. УСТАНОВЛЕНИЯ ВЛИЯНИЯ СИНТЕЗИРОВАННЫХ ПОЛИМЕРОВ НА РЕОЛОГИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ И СТАБИЛЬНОСТЬ ЭМУЛЬСИИ И ГЛИНИСТЫХ СУСПЕНЗИЙ.....	53
§ 3.1. Исследование реологических характеристик эмульсий, стабилизированных синтезированными полимерами.....	53

DENOV TADBIRKORLIK
VA PEDAGOGIKA
INSTITUTI ARM
№ 34156

3.2. Устойчивость эмульсий при обработке с синтезированным сшитыми полимерами	60
3.3. Анализ влияния синтезированных полимеров на реологические характеристики и стабильность глинистых суспензий.....	62
3.4. Влияние синтезированных стабилизаторов на фильтрационные свойства эмульсий.....	68
3.5. Исследование фильтрационных свойств глинистых суспензий с различными стабилизаторами	73
3.6. Выводы по главе III.....	78
ГЛАВА-IV. РАЗРАБОТКА МНОГОСЛОЙНЫХ СШИТЫХ ПОЛИМЕРОВ И ИХ ПРИМЕНЕНИЕ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ТЕРМОУСТОЙЧИВОСТИ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ.....	80
4.1. Создание рецептур эмульсионных растворов и их стабильность.....	80
4.2. Создание глинистых растворов и их анализ их устойчивости.....	84
4.3. Разработка технологической схемы получения стабилизаторов на основе сшитых полимеров.....	90
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	96
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....	98

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ И СОКРАЩЕНИЙ

БР – буровой раствор;
 ПАВ – поверхностное активное вещество;
 ПАА – полиакриламид;
 КМЦ – карбоксиметилцеллюлоза;
 ПАН – полиакрилонитрил;
 АК – акриловая кислота;
 АА – акриламид;
 АН – акрилонитрил;
 ГЭАА – гидроксиэтилакриламида;
 Т – условная вязкость;
 В – водоотдача;
 СНС – статическое напряжение сдвига;
 АНК – полимер на основе акриламида, акрилонитрила, акриловой кислоты;
 АНКГ – полимер на основе акриламида, акрилонитрила, акриловой кислоты и гидроксиэтилакриламида;
 АНКГК – полимер на основе акриламида, акрилонитрила, акриловой кислоты, гидроксиэтилакриламида и nano-SiO_2 .

ВВЕДЕНИЕ

Во всем мире нефтегазовая промышленность сталкивается серьезной проблемой, связанной с разработкой трудноизвлекаемых ресурсов, таких как сланцевый газ и геотермальные источники, в условиях высоких температур и давлений. Традиционные буровые растворы, как на водной, так и на нефтяной основе, часто не справляются с задачей поддержания своих свойств в экстремальных условиях. Водные растворы теряют свою эффективность при высоких температурах, а нефтяные растворы сталкиваются с проблемами биоразлагаемости и токсичности. В связи с этим, проводятся исследования по созданию термоустойчивых реагентов для улучшения характеристик буровых растворов.

В мире ведутся научные исследования по разработке новых материалов с высокими термоустойчивыми характеристиками для использования в буровых растворах. В связи с этим, особое внимание уделяется созданию и изучению новых многослойных сшитых полимеров на основе синтетических мономеров, установлению эффективности различных реагентов в процессе улучшения термостойкости и реологических свойств буровых растворов, исследованию состава и характеристик получаемых полимеров, разработке и апробированию технологии производства стабилизаторов, а также выбору эффективных составов для повышения стабильности и снижения фильтрационных потерь в условиях высоких температур и давлений.

В Республике достигнуты научные и практические результаты по получению новых материалов, в том числе стабилизаторов на основе местного сырья и промышленных отходов. В третьем направлении стратегии развития Нового Узбекистана, направленной на дальнейшее развитие Республики Узбекистан определены задачи в направлении «Обеспечение устойчивости национальной экономики и увеличение промышленности в общей внутренней продукции, увеличение объема производства промышленности продукции в 1,4 раза...»¹. В этом аспекте имеет большое значение научные исследования по созданию высокоэффективных стабилизаторов буровых растворов, отвечающих современным требованиям буровой

¹ Указ Президента Республики Узбекистан № УП-4947 от 7 февраля 2017 года «О стратегии действий дальнейшего развития Республики Узбекистан»

техники и охраны окружающей среды, установлению связи между функциональными особенностями и условиями получения.

Данное монография исследование в определённой степени служит осуществлению задач, предусмотренных в Указах Президента Республики Узбекистан № УП-60 от 28 января 2022 года «О Стратегии развития Нового Узбекистана на 2022-2026 годы, № УП-4947 от 7 февраля 2017 года «Стратегия действий по приоритетным направлениям развития Республики Узбекистан в 2017-2021 годах», Постановлениях Президента Республики Узбекистан № ПП-3236 от 23 августа 2017 года «О программе ускоренного развития химической промышленности на 2017-2021 годы», № ПП-3983 от 25 октября 2018 года «О мерах по ускоренному развитию химической промышленности Республики Узбекистан», а также в других нормативно-правовых документах, относящихся к данной сфере.

Соответствие исследования приоритетным направлениям развития науки и технологий республики. Данное исследование выполнено в соответствии с приоритетным направлением развития науки и технологий в республике VII. «Химические технологии и нанотехнологии».

Степень изученности проблемы. В мире целенаправленные исследования по созданию стабилизаторов для буровых растворов и улучшению их термоустойчивости активно проводятся различными научными группами и учеными. В частности, значительный вклад в эту область внесли такие исследователи, как Meng Li, Jiangen Xu, Dongdong Pei, Kanhua Su, Liang Wang, Рязанов Я.А., Овчинников В.П., Грачев С.И., Фролов А.А. и др.

В Узбекистане под руководством К.С.Ахмедова была создана школа, направленная на исследования создания структурообразователей в различных дисперсных системах, в том числе в буровых растворах, представители которой: Э.А.Арипов, Ф.Л.Глекель, С.С.Хамраев, С.Н.Аминов, А.А.Агзамходжаев, У.К.Ахмедов, Г.Р.Нарметова, И.К.Сатаев, С.А.Абдурахимов, И.Д.Эшметов, Ш.А.Кулдашева, Б.З.Адилов, А.Б.Абдикамалова и др. внесли весомый вклад в ее развитие.

Необходимо отметить, что на данный момент недостаточно исследований, ориентированных на разработку новых материалов, включая аминатированные нано-диоксиды кремния, которые улучшают стабильность буровых растворов при высоких температурах и давлениях.

Связь исследования с научно-исследовательскими планами учреждения, в котором было выполнено исследование. Монография исследования выполнено в рамках плана научно-исследовательских работ Института общей неорганической химии по проекту IL-662204330 «Синтез коллоидно-химические свойства полиэлектролитов с высокими структурообразующими характеристиками на дисперсиях почв (песков)».

Целью исследования является разработка многослойных сшитых полимеров и их применение для повышения термоустойчивости буровых растворов.

Задачи исследования:

разработка методики синтеза сшитых полимеров, исследование влияния состава реагирующей смеси на вязкостные характеристики растворов синтезированных стабилизаторов;

определение зависимости вязкостных характеристик стабилизаторов от температуры и рН системы синтеза и исследование структуры синтезированных стабилизаторов;

оценка реологических характеристики эмульсий, стабилизированных синтезированными полимерами и исследование влияния на устойчивость эмульсий;

проведение анализа влияния синтезированных полимеров на реологические характеристики и стабильность глинистых суспензий; разработка технологии и стабильность глинистых суспензий;

разработка технологической схемы получения сшитых полимеров для улучшения термической устойчивости буровых растворов и определение эффективности разработанных многофункциональных сшитых полимеров в повышении термоустойчивости буровых растворов.

Объектами исследования являются акриламид (АА), акриловая кислота (АК), акрилонитрил (АН), гидроксилэтидакриламид (ГЭАА), новые линейные (АНК) сшитые полимеры (АНКГ, АНКГК) на их основе, составы эмульсионных и глинистых буровых растворов.

Предметом исследования являются методы синтеза новых сшитых полимеров, исследование их состава и основных характеристик, а также эмульсионных и глинистых буровых растворов.

Методы исследования. При выполнении монография работы широко использовались современные и традиционные методы

физико-химических (спектрофотометрические, анализы) и коллоидно-химических (титриметрические) характеристик буровых фильтратов к ним.

Научная новизна исследования заключается в следующем:
установлено, что повышение содержания акрилонитрила (АН) в реакционной смеси до 20% от массы мономеров увеличивает вязкость системы, но остаётся ниже по сравнению с 10%-м содержанием при соотношении АА:АН:АК:ГЭАА = 60:10:10:1, что связано с эффектом соседних групп акрилонитрила и акриловой кислоты, препятствующих росту полимерных цепей и снижающих молекулярную массу;

выявлено, что повышение температуры до 75°C приводит к максимальному увеличению вязкости, благодаря ускорению реакции полимеризации и увеличению молекулярной массы полимеров, а дальнейшее повышение температуры негативно сказывается на стабилизирующих характеристиках сшитых полимеров за счет снижения молекулярной массы и повышения доли олигомеров;

выявлено, что синтезированные сшитые полимеры значительно увеличивают вязкость эмульсий при низких и средних скоростях сдвига, что связано с формированием сетчатой структуры и увеличением межмолекулярных взаимодействий;

установлено, что при концентрации 2% КМЦ, гипана и синтезированного АНКГК условная вязкость достигает 63, 78 и 75 с, при той же концентрации пластическая вязкость суспензий, содержащих гипан и АНКГК, снижается от 85 до 23 и 34 сП при скорости 400 об/мин, что связано с высокой способностью к структурообразованию сшитого полимера АНКГК;

разработана технология получения шпигуемых полимеров для улучшения реологических и фильтрационных свойства буровых растворов.

Практические результаты исследования заключаются в следующем:

следующем:

разработаны методические основы синтеза сшитых полимеров – стабилизаторов буровых растворов на основе акриламида, акриловой кислоты, акрилонитрила, гидроксизетилакриламида и нано-SiO₂;

получены стабилизаторы буровых

разработана технология получения стабилизаторов буровых растворов на основе сшитых полимеров, содержащих SiO_2 .

Достоверность результатов исследования. Научные исследования проводились с использованием современных физико-химических и коллоидно-химических, опытные испытания проводились в лабораторных и производственных условиях подтверждены актами испытаний.

Научная и практическая значимость результатов исследования.

Научная значимость результатов исследования обосновывается разработкой методологии синтеза стабилизаторов буровых растворов для обеспечения их термостойкости и создания на их основе эффективных рецептур буровых растворов, установление зависимости между способами получения и их функциональными характеристиками, которые послужат базой для целенаправленного проведения процесса создания стабилизаторов глинистых безглинистых буровых растворов.

Практическая значимость результатов исследований служит для разработки технологии получения стабилизаторов буровых растворов – сшитых полимеров на основе различных мономеров и сшивающих агентов для улучшения технологических характеристик буровых растворов, созданию новых рецептур буровых растворов, и в учебном процессе подготовки магистров и бакалавров в образовательных учреждениях в сфере химии и химической технологии.

Внедрение результатов исследования. На основании научных результатов по получению сшитых полимеров – стабилизаторов буровых растворов:

технология получения стабилизаторов для буровых растворов включена «в перечень перспективных разработок для реализации в 2025-2030 годах» на практике «Газлийское нефтегазодобывающее управление» (справка «Газлийское нефтегазодобывающее управление» № 01/2-07-240 от 7 июля 2024 года). В результате стоимость 1 м³ раствора, содержащего 14,0% сухого вещества, составляет 10 879 767,1 сум по разработанной технологии.

стабилизатор для буровых растворов — сшитый полимер (АНГКК) в качестве термостойкой добавки включен «в перечень перспективных разработок для реализации в 2025-2030 годах» на практике «Газлийское нефтегазодобывающее управление» (справка «Газлийское нефтегазодобывающее управление» № 01/2-07-240 от 7 июля 2024 года). В результате, использование стабилизаторов представлет возможность улучшения вязкостных характеристик

буровых растворов при высоких температурах и снижения теплоотдачи до 2 см³/30 минут.

Апробация результатов исследования. Основные результаты данного исследования обсуждались на 3 международных и 6 республиканских научно-практических конференциях.

Опубликование результатов исследования. По теме и материалам монография опубликовано 15 научных работ, в том числе научных статей, 3 в республиканских и 3 в зарубежных журналах, рекомендованных Высшей аттестационной комиссией Республики Узбекистан для публикации основных научных результатов монография.

Структура и объем монография. Монография состоит из введения, четырех глав, заключения, списка использованной литературы и приложения. Объем монография составляет 110 страниц.

ГЛАВА I. ОБЗОР СОВРЕМЕННЫХ НАУЧНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ И ТЕХНОЛОГИЙ В ОБЛАСТИ СТАБИЛИЗАТОРОВ ДЛЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

Современные исследования в области буровых растворов приобретают все большую значимость ввиду необходимости разработки эффективных решений для эксплуатации скважин в условиях высоких температур и давления (НТНР). Традиционные буровые растворы, используемые на сегодняшний день, часто не справляются с поставленными задачами, что приводит к серьезным техническим и экологическим проблемам, таким как нестабильность стенок скважин, высокие потери бурового раствора и ухудшение качества добычи.

Основной задачей является создание стабилизаторов, способных поддерживать и улучшать эксплуатационные характеристики буровых растворов в экстремальных условиях. Важным направлением в этом контексте является разработка многослойных сшитых полимеров, которые демонстрируют высокую термоустойчивость и улучшенные реологические свойства. Эти материалы способны значительно снизить негативное воздействие высоких температур и давления на буровые растворы, обеспечивая более стабильное и эффективное бурение.

Исследования в этой сфере не только повышают эффективность бурения, но и снижают негативное воздействие на экологию, поскольку современные синтетические полимеры более биоразлагаемы, чем традиционные материалы. Разработка новых стабилизаторов для буровых растворов становится важным шагом к устойчивому и эффективному развитию нефтегазовой отрасли, отвечая на растущие экологические и технические требования.

§ 1.1. Развитие буровых растворов, их классификация и современные типы

Буровые растворы играют ключевую роль в нефтегазовой отрасли, где их использование необходимо для эффективного и безопасного процесса бурения скважин. Они выполняют множество функций, включая удаление шлама из скважины, охлаждение и смазку бурового инструмента, создание гидростатического давления, предотвращающего выбросы пластовых флюидов, и стабилизацию стенок скважины. За последние десятилетия технология разработки буровых растворов претерпела значительные изменения, что

позволило существенно улучшить качество и эффективность буровых работ.

Классификация буровых растворов основана на их составе и специфических характеристиках. На сегодняшний день существует множество типов буровых растворов, которые можно условно разделить на несколько основных категорий: водные, нефтяные, синтетические и газообразные. Каждый из этих типов обладает своими преимуществами и ограничениями, что требует тщательного выбора в зависимости от конкретных геологических условий и целей бурения. Важно отметить, что современные буровые растворы не только выполняют свои традиционные функции, но и способны решать более сложные задачи, такие как уменьшение негативного воздействия на окружающую среду и улучшение условий работы в экстремальных температурных и давленческих режимах.

Развитие буровых растворов также связано с внедрением новых химических добавок и полимеров, которые значительно повышают их эксплуатационные свойства. Современные буровые растворы, благодаря своей высокой термостойкости, улучшенным реологическим характеристикам и устойчивости к воздействию агрессивных сред, позволяют решать задачи в условиях глубокого бурения и сложных геологических структур. Эти инновации направлены на увеличение эффективности буровых работ, минимизацию затрат и снижение экологического воздействия.

С развитием технологий бурения и усложнением задач, связанных с процессами бурения, буровые растворы (БР) стали представлять собой сложные многокомпонентные системы, способные регулировать свои физико-химические и технологические свойства в зависимости от условий работы. Фундаментальные и практические основы создания и применения промывочных жидкостей широко изучены [1; С. 34-48, 2; С. 45-56, 3; С. 33-38].

Исследования сосредоточивались на разработке различных буровых растворов, однако с течением времени научные изыскания значительно расширили понимание состава, характеристик и воздействия буровых растворов на породы, которые подвергаются бурению. Важно отметить, что произошли кардинальные изменения как в составе растворов, так и в методах их приготовления. Были разработаны новые способы химической обработки, а также введены совершенно новые химические реагенты и добавки. Предложена математическая модель для выбора оптимальной стратегии бурения

при обнаружении геофизических аномалий [5; С. 56-67]. Описан комплекс приборов для оперативного контроля параметров бурового раствора; таких как водоотдача, вязкость, плотность и концентрация твердых частиц после очистки [6; С. 58-66]. Приведены данные о применении новых технологий и оборудования для работы с буровыми растворами [7].

Описаны технические характеристики бурового оборудования и растворов, а также даны рекомендации по выбору решений для специфических геолого-технологических условий при бурении скважин [8; С. 11-45]. Проведена классификация буровых растворов, рассмотрены их функции, типы и методы физико-химического управления их свойствами [9; С. 18-35].

Материалы и добавки для приготовления буровых и тампонажных растворов, а также их структурные, механические и фильтрационные характеристики, рассмотрены в [10; С. 23-56]. Обсуждается влияние буровых растворов на экологию, а также использование компьютерных моделей для анализа взаимодействия между глинистыми минералами и ингибиторами набухания [11; С. 1-5].

Представлены основные сведения о буровых растворах, химических добавках и глинах, а также их функции и требования к растворам, включая ключевые свойства [12; С. 23-34]. В [13; С. 24-43] приведены инженерные расчеты для обоснования параметров операций по углублению ствола скважины.

Рассматриваются глинистые суспензии на водной основе, их методы создания и механохимическая активация для различных технологических процессов [14; С. 45-61]. Информация о буровом оборудовании, технологиях бурения и системах закачки в скважины приведена в [15]. Также обсуждаются рецептуры буровых растворов для бурения скважин с сложной траекторией [16; С. 42-44]. Рассмотрены автоматические буровые системы и приборы контроля в процессе бурения [17; С. 46-56].

Анализируется влияние изменений свойств буровых растворов, вызванных фильтрацией дисперсной фазы в проницаемые пласты, на бурение, а также возможности коррекции характеристик с помощью акриловых полимеров и карбоната кальция [18; С. 33-39]. Приведены данные о составах современных буровых растворов, используемых при вскрытии продуктивных пластов и в сложных условиях [19; С. 56-72].

Методы проектирования и контроля нефтяных и газовых месторождений изложены в [20; С. 121-137], а также предложен метод повышения надежности буровых работ через оптимизацию управляемых параметров [21; С. 123-126]. Рассматриваются свойства буровых растворов, методы их измерения, классификация и особенности глинистых минералов как дисперсной фазы [2; С. 35-47].

Анализируется влияние концентрации и вязкости буровых растворов с учетом скорости сдвига на их эксплуатационные характеристики в [22; С. 266-277]. Модель для оценки поведения бурового раствора в пластах с естественным трещинообразованием, позволяющая прогнозировать условия бурения в таких породах, предложена в [23; С. 1-18]. Принципы информационных систем для управления процессом строительства скважин и обработки данных в реальном времени в автоматизированном режиме описаны в [24; С. 3-18].

Методы повышения надежности процесса бурения, с акцентом на установление взаимосвязи между управляемыми параметрами, рассматриваются в [25; С. 40-43]. Важность правильного выбора состава и характеристик бурового раствора в зависимости от геологических и технологических условий скважины обсуждается в [26]. Современные технологии измерений во время бурения (MWD), включая проектирование аппаратного обеспечения, обработку сигналов и телеметрию, представлены в [27; С. 145-156]. Подробное руководство по буровому оборудованию и операциям приведено в [15].

С развитием буровых технологий и разнообразием геологических условий буровые растворы (БР) выполняют несколько важных функций. Гидродинамические функции включают очистку забоя и охлаждение инструмента, а гидростатические — поддержание шлама в взвешенном состоянии и обеспечение необходимого давления для стабилизации стенок скважины. Коркообразующие функции уменьшают проницаемость стенок и трение бурильной колонны. Физико-химические функции защищают оборудование от коррозии, сохраняют целостность пород и поддерживают качество раствора.

С точки зрения реологии, раствор должен обеспечивать оптимальные условия на разных этапах бурения. При быстром движении вниз его вязкость должна быть близка к вязкости воды для эффективной циркуляции, а при медленном подъеме — выше, чтобы

при обнаружении геофизических аномалий [5; С. 56-67]. Описан комплекс приборов для оперативного контроля параметров бурового раствора; таких как водоотдача, вязкость, плотность и концентрация твердых частиц после очистки [6; С. 58-66]. Приведены данные о применении новых технологий и оборудования для работы с буровыми растворами [7].

Описаны технические характеристики бурового оборудования и растворов, а также даны рекомендации по выбору решений для специфических геолого-технологических условий при бурении скважин [8; С. 11-45]. Проведена классификация буровых растворов, рассмотрены их функции, типы и методы физико-химического управления их свойствами [9; С. 18-35].

Материалы и добавки для приготовления буровых и тампонажных растворов, а также их структурные, механические и фильтрационные характеристики, рассмотрены в [10; С. 23-56]. Обсуждается влияние буровых растворов на экологию, а также использование компьютерных моделей для анализа взаимодействия между глинистыми минералами и ингибиторами набухания [11; С. 1-5].

Представлены основные сведения о буровых растворах, химических добавках и глинах, а также их функции и требования к растворам, включая ключевые свойства [12; С. 23-34]. В [13; С. 24-43] приведены инженерные расчеты для обоснования параметров операций по углублению ствола скважины.

Рассматриваются глинистые суспензии на водной основе, их методы создания и механохимическая активация для различных технологических процессов [14; С. 45-61]. Информация о буровом оборудовании, технологиях бурения и системах закачки в скважины приведена в [15]. Также обсуждаются рецептуры буровых растворов для бурения скважин с сложной траекторией [16; С. 42-44]. Рассмотрены автоматические буровые системы и приборы контроля в процессе бурения [17; С. 46-56].

Анализируется влияние изменений свойств буровых растворов, вызванных фильтрацией дисперсной фазы в проницаемые пласты, на бурение, а также возможности коррекции характеристик с помощью акриловых полимеров и карбоната кальция [18; С. 33-39]. Приведены данные о составах современных буровых растворов, используемых при вскрытии продуктивных пластов и в сложных условиях [19; С. 56-72].

Методы проектирования и контроля нефтяных и газовых месторождений изложены в [20; С. 121-137], а также предложен метод повышения надежности буровых работ через оптимизацию управляемых параметров [21; С. 123-126]. Рассматриваются свойства буровых растворов, методы их измерения, классификация и особенности глинистых минералов как дисперсной фазы [2; С. 35-47].

Анализируется влияние концентрации и вязкости буровых растворов с учетом скорости сдвига на их эксплуатационные характеристики в [22; С. 266-277]. Модель для оценки поведения бурового раствора в пластах с естественным трещинообразованием, позволяющая прогнозировать условия бурения в таких породах, предложена в [23; С. 1-18]. Принципы информационных систем для управления процессом строительства скважин и обработки данных в реальном времени в автоматизированном режиме описаны в [24; С. 3-18].

Методы повышения надежности процесса бурения, с акцентом на установление взаимосвязи между управляемыми параметрами, рассматриваются в [25; С. 40-43]. Важность правильного выбора состава и характеристик бурового раствора в зависимости от геологических и технологических условий скважины обсуждается в [26]. Современные технологии измерений во время бурения (MWD), включая проектирование аппаратного обеспечения, обработку сигналов и телеметрию, представлены в [27; С. 145-156]. Подробное руководство по буровому оборудованию и операциям приведено в [15].

С развитием буровых технологий и разнообразием геологических условий буровые растворы (БР) выполняют несколько важных функций. Гидродинамические функции включают очистку забоя и охлаждение инструмента, а гидростатические — поддержание шлама в взвешенном состоянии и обеспечение необходимого давления для стабилизации стенок скважины. Коркообразующие функции уменьшают проницаемость стенок и трение бурильной колонны. Физико-химические функции защищают оборудование от коррозии, сохраняют целостность пород и поддерживают качество раствора.

С точки зрения реологии, раствор должен обеспечивать оптимальные условия на разных этапах бурения. При быстром движении вниз его вязкость должна быть близка к вязкости воды для эффективной циркуляции, а при медленном подъеме — выше, чтобы

предотвратить накопление шлама в скважине и эффективно выводить его на поверхность [28; С. 38-45].

Развитие науки и практики буровых растворов прошло значительный путь от простых водных растворов до сложных многокомпонентных систем с регулируемыми физико-химическими и технологическими свойствами. В современных условиях БР классифицируются по различным критериям, включая основу (водные, нефтяные, синтетические) и функциональные характеристики (гидродинамические, гидростатические, коркообразующие, физико-химические). Современные БР включают инновационные материалы и добавки, такие как полимеры и наноматериалы, которые значительно улучшают их эксплуатационные характеристики, особенно в условиях высоких температур и давлений. Важно обеспечить выполнение всех функций БР, включая эффективное транспортирование шлама и предотвращение его накопления в скважине.

§ 1.2. Подбор и совершенствование буровых растворов

Актуальность исследований буровых растворов связана с необходимостью разработки эффективных решений для бурения в условиях высоких температур и давлений. Современные растворы должны обеспечивать стабильность скважин, минимизировать экологическое воздействие и повышать эффективность операций. Совершенствование составов и внедрение новых материалов позволяет улучшить эксплуатационные характеристики и адаптировать растворы к специфическим условиям.

Выбор типа бурового раствора, его состава и области применения зависит от геологических условий месторождения [29; С. 221-229, 30; С. 196-201, 3; С. 13-18]. Важно учитывать не только эффективность, но и экономическую целесообразность, используя доступные и недорогие материалы и реагенты.

Вопросы выбора типов БР и улучшения их качества подробно рассмотрены в ряде исследований [31; С. 123-147, 32; С. 39-56]. Работа над созданием высокоэффективных буровых растворов затрагивает различные аспекты, от химического состава до управления их реологическими свойствами. Эти вопросы также освещены в трудах [33; С. 25-26, 34; С. 3-9, 35; С. 291-292, 36; С. 63, 37; С. 401], а также в более поздних исследованиях [38; С. 383-393, 39; 40; С. 221-230, 41; С. 845-851].

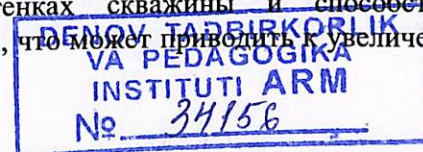
Буровые растворы являются сложными многокомпонентными системами, которые критически важны для успешного бурения глубоких скважин и добычи полезных ископаемых. Эффективность бурения в значительной степени зависит от качества БР [42; С. 505-512, 43; С. 244-252].

При бурении учитываются результаты промывки предыдущих скважин. Растворы подаются через буровые трубы насосами, спускаются по скважине и поднимаются по затрубному пространству. Существуют несколько методов промывки: прямой, обратный и комбинированный. Прямой метод наиболее распространен благодаря высокой скорости бурения и стабилизации стенок скважины в неустойчивых породах [38; С. 383-393]. Обратный метод используется реже из-за сложности и повышенного риска аварий. Комбинированный метод, хотя и эффективен, применяется ограниченно из-за сложности реализации.

Режим движения бурового раствора в затрубном пространстве определяется задачей транспортировки шлама на поверхность. Значимость БР возросла с модернизацией буровых установок, увеличением мощности насосов и использованием забойных двигателей. При этом БР должен быть изготовлен из доступных и экономически выгодных материалов, обеспечивая эффективное удаление шлама [44; С. 1-8]. Раствор также обязан способствовать качественной работе долота, быть экологически безопасным и не наносить вред окружающей среде [46; С. 33-61]. В зависимости от особенностей геологической структуры, метода промывки и технических характеристик бурения, требования к составу и качеству БР могут значительно варьироваться [47; 48; С. 18-27].

Для промывания нефте- и газоскважин используются различные виды жидкостей [49]:

1. Водные смеси включают техническую воду, природные буровые растворы, а также глинистые растворы, изготовленные из пресной и минеральной воды с добавлением гипса, глины и хлора. Существуют также безглинистые растворы, в частности, полимерные смеси. Техническая вода является самым доступным и экономичным вариантом, характеризуется небольшой вязкостью, простой прокачкой, хорошим изъятием ила и эффективным охлаждением долота. Однако она слабо удерживает добытые частицы, не создает прочностной пленки на стенках скважины и способствует поглощению с низким напором, что может приводить к увеличению



размера глинопоруд и ухудшению проницаемости каналов нефти и газа.

2. Неводные жидкости включают углеводородные растворы, состоящие из нефти или нефтепродуктов в жидком состоянии, с дисперсной фазой из искусственно состаренного битума, асфальта или обработанной глины. Эти жидкости не оказывают негативного воздействия на свойства коллекторов и способны смазывать оборудование, что снижает расход мощности на холостое вращение и уменьшает износ буровой установки. Однако их высокая стоимость и пожароопасность ограничивают использование.

3. Аэрированные агенты включают пены, представляющие собой смеси воздушных пузырей и жидкостей для промывки (воды, нефтяных эмульсий). Для стабилизации таких растворов используются ПАВ и пенообразователи. Аэрированные растворы сохраняют свойства исходных жидкостей, таких как вязкость и напряжение сдвига, и сохраняют проницаемость околозабойного участка пласта при его открывании. Они особенно эффективны в сложных условиях, таких как обильное поглощение промывок и низкое давление продуктивных пластов [44].

4. Газообразные реагенты. Газовая продувка сжатым воздухом, природным газом или выхлопными газами двигателей внутреннего сгорания позволяет очищать забой, выносить породу наверх и одновременно охлаждать долото. Это экономически выгодный метод, существенно увеличивающий скорость проходки и механическую скорость. Другие преимущества включают улучшение гидрогеологического осмотра скважин и повышение коэффициента отдачи нефти и газа.

Каждый вид буровых растворов имеет свои особенности и применяется в зависимости от геологических условий, требований к бурению и технических характеристик скважины.

Качество бурового раствора определяется свойствами его компонентов. Глинистые материалы должны быть тонкодисперсными, высокопластичными и с минимальным содержанием песка. При контакте с водой они должны образовывать вязкую консистенцию без осадка. Щелочные глинопорошки дают растворы с низкой плотностью. Углеводородные материалы могут включать битумные и известняковые растворы, инвертные эмульсии, соленасыщенные глинистые продукты, гидрогели и термоустойчивые смеси. Важно контролировать, чтобы в БР не попадали вредные

компоненты, такие как гипс, известняк и водорастворимые соли. Основные показатели качества сырья включают выход рабочей жидкости, плотность и содержание песка.

Таким образом, рассматривалась необходимость тщательного подбора и совершенствования буровых растворов (БР) для достижения оптимальных эксплуатационных характеристик в различных геологических условиях. Основные аспекты включают выбор типа БР в зависимости от условий бурения, контроль качества компонентов и предотвращение попадания вредных веществ, таких как гипс и водорастворимые соли. Особое внимание уделяется свойствам глинистых и углеводородных материалов, их способности образовывать стабильные и вязкие растворы. Ключевые показатели качества БР включают выход рабочей жидкости, плотность и содержание песка. Эти меры позволяют повысить эффективность буровых операций и минимизировать экологические риски.

§ 1.3. Современные стабилизаторы буровых растворов.

Сшитые полимеры для повышения термоустойчивости буровых жидкостей

Современные буровые растворы играют ключевую роль в обеспечении стабильности и эффективности буровых операций, особенно в условиях высоких температур и давлений (НТНР). Одним из наиболее перспективных направлений в улучшении термоустойчивости буровых жидкостей является использование сшитых полимеров. Эти полимеры, благодаря своей уникальной структуре и свойствам, способны значительно улучшить реологические характеристики буровых растворов, повысить их стабильность и снизить вероятность разжижения при высоких температурах. Введение сшитых полимеров позволяет создать стабильные многокомпонентные системы, способные эффективно работать в экстремальных условиях, что делает их незаменимыми в современной нефтегазовой промышленности. В этом параграфе рассмотрены виды современных стабилизаторов, их применение и преимущества, а также особое внимание уделяется сшитым полимерам и их роли в повышении термоустойчивости буровых растворов.

Для того чтобы буровые растворы сохраняли свои свойства и оставались стабильными в процессе бурения, к ним добавляют различные химические реагенты [50; С. 13-14]. Температура на забое

и пластовое давление, а также контакт с высокоминерализованными пластовыми водами могут существенно изменить структурно-механические и фильтрационные характеристики раствора.

Основная функция химических добавок заключается в поддержании стабильности буровых растворов и изменении их структурно-механических свойств. При взаимодействии реагентов с раствором вокруг дисперсных частиц формируются гидратные оболочки, что приводит к увеличению их размеров. В результате снижается содержание свободной воды, а водоотдача раствора уменьшается. Увеличение связанной воды также способствует повышению вязкости и улучшению структурно-механических характеристик системы [51; С. 49-51].

На сегодняшний день для обработки буровых промысловых жидкостей используется более 1000 видов химических реагентов, что делает необходимой их классификацию. Реагенты обычно классифицируют по составу, химической природе, назначению, а также устойчивости к солям и высоким температурам. Однако на практике чаще всего реагенты делят по составу и их назначению.

Реагенты, которые применяются для приготовления базового раствора, относятся к категории общего назначения. В эту группу входят вещества, которые контролируют уровень pH (например, кальцинированная и каустическая сода, известь), понижатели вязкости и напряжения сдвига (такие как гуматы, лигнин, таниновые продукты и комплексные фосфаты), а также понизители фильтрации (производные полисахаридов, полиакрилаты и некоторые понизители вязкости) [52; С. 118-121, 53; С. 236-237].

Реагенты специального назначения придают буровым растворам особые свойства. К ним относятся поверхностно-активные вещества (ПАВ), пеногасители, утяжелители и смазочные добавки. Один из способов улучшения отдачи продуктивных пластов — вскрытие с использованием буровых растворов с ПАВ. Наибольшее распространение получили водорастворимые ПАВ, как ионные (сульфанол, сульфонатриевые соли), так и неионные (алкилфениловые эфиры полиэтиленгликоля, такие как ОП-10 и УФЗ-8). Неионные ПАВ, такие как ОП-10, оказались более эффективными в минерализованных средах, поскольку ионные ПАВ, например, сульфанол, склонны к высаливанию [52; с. 115-116, 54].

Некоторые реагенты могут вызывать вспенивание буровых растворов, и степень пенообразования зависит от состава и условий

скважины. Чтобы предотвратить пенообразование, применяют пеногасители или используют механическое разрушение пены. Широко применяются такие пеногасители, как соапсток, сивушное масло, кальциевые мыла, синтетические жирные кислоты, окисленный петролатум, а также резиновая или полиэтиленовая крошка в соляровом масле [55; С. 256-261].

Для приготовления буровых растворов с плотностью выше 1,3 г/см³ необходимо использование утяжелителей. Ключевыми характеристиками утяжелителей являются их утяжеляющая способность, устойчивость к седиментации, абразивные свойства и внешний вид. Высокая абразивность утяжелителей может негативно влиять на эффективность бурения, снижая скорость проходки и износ бурового инструмента [53; С. 242-243]. Утяжелители из природных минералов, таких как барит, различаются по способу производства: барит может быть гравитационным или флотационным.

Смазочные добавки улучшают работу буровых растворов, увеличивая смазочные свойства. Их применение повышает эффективность работы долота, снижает износ турбобуров и насосов, увеличивает время между ремонтами, уменьшает липкость глинистой корки и предотвращает застревание бурового инструмента. Самыми распространенными смазочными добавками являются нефть и графит. Нефть добавляют в объеме 5-15%, что увеличивает вязкость и уменьшает плотность раствора. Графит добавляется в количестве 1-2% по массе, что, напротив, снижает вязкость [56, 58].

Многочисленные смазочные добавки, обладающие противоизносными свойствами, различаются по составу. Однако многие из них теряют свою эффективность при бурении солевых отложений с использованием соленасыщенного бурового раствора и при загрязнении раствора солями кальция [57; С. 22-24].

Основными загустителями в современных буровых растворах являются полимерные реагенты, которые могут иметь различное происхождение и структуру, определяющие их особенности. В данной работе [59] представлены исследования, оценивающие влияние различных полимеров на реологические параметры буровых растворов. Полученные данные оценивались с учетом основных реологических моделей течения жидкости. Однако процесс движения жидкости при бурении не может быть описан только одной моделью течения. Исследование показало, что высокомолекулярные полимерные реагенты (например, ксантановая камедь) могут придать

буровому раствору более выраженные псевдопластические свойства, а их сочетание с линейным высокомолекулярным полимером (например, полиакриламидом) может снизить значение динамического напряжения сдвига. Результаты работы демонстрируют необходимость использования комбинаций различных типов полимерных реагентов, что может привести к синергетическому эффекту.

Процесс строительства скважины является сложным и дорогостоящим. Эффективность добычи углеводородов во многом зависит от выбранных технологических решений. Анализ научной и технической литературы по вопросам осложнений и аварий при бурении, особенно направленных и горизонтальных скважин, показывает, что для предотвращения таких проблем необходимо применять буровые растворы высокого качества, которые соответствуют условиям бурения [60; С. 24-29, 61; С. 59, 62; С. 182-188, 63].

Классические глинистые растворы постепенно заменяются более сложными полимерными составами [64; 65; С. 98-108, 66; С. 934-941, 67]. Для улучшения таких растворов, включая их реологические свойства, часто используются добавки, такие как акриловые полимеры [68; С. 38-47]. Полимерные реагенты можно разделить на две категории: ПАВ, которые влияют на границы фаз (эмульгаторы, пеногасители, дисперсанты), и реагенты, воздействующие непосредственно на дисперсионную среду, изменяя технологические характеристики раствора.

Органические и неорганические добавки могут модифицировать структуру растворов, регулировать ПАВ, а также контролировать содержание гидроксидов и связывать нежелательные ионы. Среди неорганических полимеров используются силикаты, хроматы и полифосфаты [69; С. 70-81, 70; С. 203-224, 71; С. 3807-3816].

Органические полимеры, как природного, так и синтетического происхождения, играют важную роль в составе буровых растворов. Эти полимеры могут быть получены как химической обработкой природных материалов, так и синтезом из низкомолекулярных веществ. Примером является синтетический эфир с высокой биоразлагаемостью и низкой токсичностью [72; С. 34-43]. К природным полимерам относятся полисахариды, лигносульфонаты, а синтетические включают акриловые полимеры и нефтехимические производные [68; С. 38-47]. Эффективность модифицированного

крахмала в неводных растворах продемонстрирована в исследовании [73; С. 711-716]. Также для улучшения свойств полимеров проводится дополнительная обработка, как, например, использование полиакриламида для аттапульгита, что улучшает реологические и фильтрационные характеристики растворов [74].

Реологические свойства буровых растворов оказывают значительное влияние на все этапы бурения. Они играют важную роль в очистке забоя от шлама, охлаждении инструмента, транспортировке шлама, а также в управлении гидравлическим сопротивлением в циркуляционной системе скважины. Эти свойства также определяют гидродинамическое давление на стенки и забой, уровень колебаний давления при работе насосов, спуско-подъемных операциях и при освоении скважины. Кроме того, они влияют на скорость обогащения промывочной жидкости шламом и другие важные аспекты бурения [75; С. 5661-5664, 76; С. 13-20, 77; С. 1152-1158].

Органические полимеры, как природного, так и синтетического происхождения, занимают важное место в составе буровых растворов. Эти полимеры могут быть получены либо путем химической обработки природных макромолекул, либо через синтез из низкомолекулярных веществ. В одном из исследований предложен синтетический реагент на основе эфира, который отличается высокой биоразлагаемостью и низкой токсичностью [72; С. 34-43]. Примеры природных полимеров включают полисахариды, лигносульфонаты, танины и гуматы, а к полусинтетическим можно отнести целлолозные эфиры. Синтетические полимеры обычно включают нефтехимические производные, такие как этиленоксид и акриловые полимеры [68; С. 38-47]. В другом исследовании была доказана эффективность модифицированного крахмала в неводных буровых растворах [73; С. 711-716]. Кроме того, для улучшения свойств полимерных реагентов применяется дополнительная обработка. Например, обработка аттапульгита полиакриламидом привела к улучшению реологических и фильтрационных характеристик раствора [74].

Реологические свойства буровых растворов играют ключевую роль в процессе бурения. Они напрямую влияют на эффективность очистки забоя от шлама, охлаждение бурового инструмента и транспортировку шлама. Эти свойства также важны для регулирования гидравлического сопротивления в системе и

поддержания необходимого давления на стенки и забой скважины. Кроме того, реологические характеристики растворов влияют на колебания давления при запуске и остановке насосов, а также на работу при спуско-подъемных операциях и освоении скважины. Они также определяют интенсивность насыщения промывочной жидкости шламом и многие другие важные параметры бурения [75; С. 5661-5664, 76; С. 13-20, 77; С. 1152-1158].

Роль химических реагентов и материалов для буровых растворов можно разделить на следующие:

1. Бентонит, высоковязкая полианионная целлюлоза (РАС HV) и камедь тамаринда. Эти компоненты используются для сохранения проницаемости коллектора. Сочетание камеди тамаринда, РАС и бентонитовой глины обеспечивает благоприятные реологические свойства и оптимальные показатели потери жидкости при очень низких концентрациях. Это сочетание также оказывает меньшее влияние на повреждение пласта по сравнению с буровыми растворами на основе гуаровой камеди [82; С. 123-128].

2. Полиакриламид/глинистый нанокompозит, KCl, ксантановая камедь (XG), предварительно желатинизированный крахмал, частично гидролизированный полиакриламид (РНРА). Эти компоненты применяются для ингибирования глинистых пород во время бурения и сохранения стенок скважины. Разработанные буровые растворы обладают высокой устойчивостью к солям и способствуют лучшему ингибированию сланцевых формаций с высоким потенциалом набухания. Тесты показали, что нанокompозит может более эффективно ингибировать набухание и дисперсию сланцев [83; С. 612-621].

3. Бентонит, РАС, целлюлозные наночастицы (CNP), включая целлюлозные нанокристаллы (CNCs) и целлюлозные нановолокна (CNFs). Целлюлозные наночастицы используются для улучшения качества буровых растворов. Низкосольные жидкости успешно приготовлены с использованием CNPs для замены части бентонита в системе жидкости. Как CNC, так и CNF растворы проявляют псевдопластическое поведение, что обусловлено отличными характеристиками сдвига. Реологические и фильтрационные свойства CNP растворов могут быть оптимизированы путем настройки распределения размеров, концентрации и поверхностной функциональности CNPs [84; С. 1403-1411].

4. Для бурения в осадках с природными газовыми гидратами применяются компоненты, такие как морская вода, наночастицы SiO₂, бентонит, Na-CMC, SMP-2, PVP K90 и KCl. Буровой раствор на основе Nano SiO₂ обладает хорошими реологическими свойствами, ингибирует гидратацию сланцев, снижает потерю жидкости и имеет оптимальное соотношение пластичности и плотности при низких температурах. Это способствует образованию ламинарного потока, поддержанию стабильного давления и устойчивости стенок скважины [66; С. 934-941].

5. Для бурения при низких температурах используют смеси монтмориллонита и аттапульгита, полиамин, SDCar, CMC-LV, SD-102, NaCl, XC (первая композиция) и SDVis (вторая рецептура). Основной способ управления реологией в таких условиях включает разработку модификаторов, которые увеличивают вязкость при высоких температурах, но не влияют на нее при низких. Оптимизация состава бентонитов и утяжелителей помогает поддерживать стабильные реологические свойства растворов в широком температурном диапазоне [85; С. 405-416].

Использование полимерных реагентов значительно улучшает качество глинистых суспензий и способствует эффективности буровых растворов. Важным аспектом является выбор правильных комбинаций реагентов для достижения оптимальных реологических характеристик и минимизации воздействия на окружающую среду.

Важно учитывать эквивалентную плотность циркуляции (ECD), которая включает гидростатическое давление бурового раствора и потери давления на трение. Это приводит к увеличению общего давления в скважине, превышающего гидростатическое [86; С. 1096-1105]. Для расчета давления на стенки скважины с учетом ECD необходимо добавить потери давления в кольцевом пространстве к гидростатическому давлению на заданной глубине, что дает итоговое давление, соответствующее гидростатическому давлению раствора с эквивалентной плотностью циркуляции.

Эта задача особенно актуальна для горизонтальных участков скважины, где размеры кольцевого пространства могут быть очень малы. Чем уже это пространство, тем выше гидродинамическое давление, так как потери давления на трение зависят от геометрии кольца. В таких условиях важны реологические свойства раствора, от которых зависят качество очистки забоя от шлама и транспортная способность раствора. Недостаточная очистка может привести к

зашламлению, уменьшению кольцевого пространства и увеличению потерь давления, что повысит ECD [85; С. 405-416].

Наиболее эффективным методом контроля ECD является регулирование реологических параметров раствора [20]. Изменяя вязкость и другие реологические характеристики, можно уменьшать или увеличивать ECD, обеспечивая стабильные условия бурения.

Неправильный выбор модели может привести к ошибкам в расчете эквивалентной плотности циркуляции (ECD). Поэтому важно правильно выбирать модель для описания движения жидкости, чтобы точно прогнозировать ECD. Анализ и контроль реологических параметров буровых растворов позволяют эффективно управлять ECD и избегать осложнений при бурении горизонтальных скважин.

В исследовании [87; С. 120] рассматриваются проблемы эффективности синтетических буровых растворов (SBDF) в глубоких скважинах и условиях высоких температур путем разработки нового многослойного сшитого полимера с множественными водородными связями, МБАН/nano-SiO₂. Полимер, синтезированный с использованием метилметакрилата (ММА), бутилметакрилата (ВМА), акриловой кислоты (АА), N-гидроксиэтил акриламида (HEAA) и нанодиоксида кремния (nano-SiO₂), улучшил плотность сшивки, термические свойства, распределение размеров частиц и коллоидную стабильность. Развитие структуры «слабого геля» в W/O эмульсиях улучшило реологию и электрическую стабильность (ES), при этом значения ES достигали до 775 В после старения при 180°C. Более того, амфифильная структура полимера и синергетический эффект nano-SiO₂ увеличили толщину и прочность эмульсионной пленки, что дополнительно повысило стабильность. Потери фильтрации при высоких температурах и давлениях в SBDF значительно снизились до 7.6 мл, что положительно сказалось на стабильности стенок скважины и контроле повреждений коллектора. Это исследование предоставляет важные сведения для оптимизации стратегий сшивки с множественными водородными связями и применения полимеров в SBDF.

С ростом потребности в нефти и газе, а также истощением традиционных месторождений, все больше инженеров направляют свои усилия на разработку нетрадиционных источников, которые находятся при экстремальных температурах и давлениях, таких как сланцевый газ и геотермальные ресурсы [88; 89; С. 129-142]. Буровые растворы, как циркулирующие жидкости в бурении, выполняют

различные функции, включая очистку ствола скважины, транспортировку выбуренной породы, балансировку пластового давления, поддержание стабильности стенок скважины, охлаждение и смазку долота [90, 91]. Традиционные буровые растворы делятся на водные (WBDF) и нефтяные (OBDF). WBDF широко используются в бурении традиционных формаций благодаря их дешевизне и экологичности [92; С. 846-855, 93]. Однако их эффективность сильно снижается при высоких температурах, поэтому при бурении в условиях высоких температур или сланцевых месторождений инженеры обычно выбирают OBDF, которые обладают более стабильными характеристиками. Однако недостатками OBDF являются их низкая биоразлагаемость, токсичность и высокая стоимость утилизации, особенно в экологически чувствительных районах [93].

Синтетические буровые растворы (SBDF), как особый вид OBDF, нашли почти идеальный баланс между отличной производительностью и биоразлагаемостью. SBDF обычно используют базовые масла с низким содержанием ароматических углеводородов, такие как полиальфаолефины (PAO), синтетический парафин и линейные альфаолефины (LAO). Эти масла быстрее разлагаются и менее токсичны по сравнению с традиционными OBDF [94]. Однако условия высоких температур и давлений (НТНР) создают значительные трудности для их эффективности, и исследования по добавкам в SBDF, особенно полимерам для НТНР, ограничены.

Известно, что в условиях высоких температур и давлений (НТНР) в нефтяных и газовых месторождениях повышенные температуры могут вызывать разрыв молекулярных цепей и деградацию массы полимеров, что снижает их эффективность. Улучшение устойчивости полимеров в таких суровых условиях является значительной задачей [95]. Стратегии сшивки были признаны эффективным средством модификации механических, термических и химических свойств полимеров. Включение сшивающих групп способствует образованию стабильных трехмерных сетей сшитых полимеров через ковалентные связи [96; С. 6384-6391, 97; С. 519-536, 98]. Более того, последние исследования [99, 100; С. 1301-1313] показали, что наночастицы могут вводить множественные жесткие структуры, значительно улучшая физические и химические свойства полимеров. Таким образом,

сшитые полимеры играют ключевую роль в улучшении производительности буровых растворов, особенно в контексте нефтяных и газовых месторождений НТНР, где они важны для поддержания стабильности раствора и повышения эффективности операций.

Чэнь и др. [101] разработали и синтезировали гиперсшитый полимер (АСР) методом аминсшивки. Благодаря образованию гиперсшитой структуры АСР, он способен выдерживать более высокие температуры в синтетических буровых растворах (SBDF) и улучшать стабильность эмульсий типа «вода в масле». Лэй и др. [102; С. 2628-2641] использовали N-(гидроксиметил)акриламид (NAM) в качестве сшивающего мономера для синтеза самосшивающейся безмыльковой эмульсии (PMS). Самосшивающаяся эмульсия эффективно улучшила реологические и микропористые фильтрационные свойства бурового раствора, что привело к снижению потерь фильтрации при высоких температурах.

Ли и др. [103] синтезировали новый термо- и солестойкий микросшитый полиамфолитный электролитный гель. Синергетический эффект ковалентного микросшивания обеспечил буровому раствору отличные реологические и фильтрационные свойства даже при 200°C, что значительно повысило его эксплуатационную стабильность. Хуан и др. [104] синтезировали полиамидный воск (TQ-1), который образует слабо сшитую гелевую структуру в OBDF за счет водородных связей. Было показано, что TQ-1 может увеличивать значения ES в OBDF, значительно улучшать предел текучести и прочность геля, а также значительно снижать коэффициент осаждения (SF).

В данном параграфе рассмотрены современные стабилизаторы буровых растворов, в частности, сшитые полимеры, применяемые для повышения термоустойчивости буровых жидкостей. Использование полимерных реагентов, таких как полианионная целлюлоза, ксантановая камедь и наночастицы кремнезема, позволяет значительно улучшить реологические свойства и стабильность буровых растворов при высоких температурах и давлениях. Эти реагенты эффективно снижают потери фильтрации и увеличивают устойчивость буровых растворов, что особенно важно в условиях высоких температур и давлений (НТНР) в нефтяных и газовых месторождениях.

Разработка и использование сшитых полимеров, таких как гиперсшитые полимеры, полиамидные воски и другие, демонстрируют значительное улучшение реологических свойств и снижение потерь фильтрации буровых растворов. Эти материалы обеспечивают стабильность эмульсий и улучшают эксплуатационные характеристики буровых растворов в экстремальных условиях бурения.

Таким образом, исследования показывают, что применение сшитых полимеров и других современных стабилизаторов буровых растворов позволяет значительно повысить эффективность бурения, улучшить стабильность буровых растворов и снизить риск осложнений при бурении скважин в условиях высоких температур и давлений.

§ 1.4. Выводы по главе I

Глава посвящена современным подходам к разработке стабилизаторов для буровых растворов, с акцентом на сшитые полимеры, которые повышают термоустойчивость буровых жидкостей. Рассмотрены классификация и типы буровых растворов, а также их роль в стабильности и эффективности бурения, особенно в сложных геологических условиях. Особое внимание уделено полимерным реагентам, таким как полианионная целлюлоза и ксантановая камедь, которые значительно улучшают реологические и фильтрационные свойства растворов.

Сшитые полимеры, такие как гиперсшитые полимеры и полиамидные воски, показали значительное улучшение термостойкости и стабильности буровых растворов при высоких температурах и давлениях. Эти материалы способствуют снижению потерь фильтрации и увеличению стабильности эмульсий, что особенно важно при бурении глубоких и горизонтальных скважин.

Таким образом, анализ научных исследований и разработок в области стабилизаторов буровых растворов подчеркивает значительный потенциал использования сшитых полимеров для повышения термоустойчивости и стабильности буровых жидкостей. Эти достижения имеют важное значение для повышения эффективности буровых операций и снижения рисков осложнений при бурении в условиях высоких температур и давлений.

ГЛАВА II. ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ СИНТЕЗА МНОГОСЛОЙНЫХ СШИТЫХ ПОЛИМЕРОВ НА ОСНОВЕ АКРИЛОВОЙ КИСЛОТЫ

В данной главе будет рассмотрен процесс синтеза многослойных сшитых полимеров (СП) на основе акриламида, акриловой кислоты, а также их структурные и функциональные характеристики. Основное внимание уделено методам синтеза, влиянию различных параметров на процесс сшивки, и оценке полученных полимеров. Важность этих исследований обусловлена их потенциальным применением в области буровых растворов, где такие полимеры могут значительно улучшить термостойкость и стабильность жидкостей при высоких температурах и давлениях.

Процесс синтеза многослойных СП включает использование различных мономеров и инициаторов, а также применение новейших методов полимеризации. Особое внимание будет уделено выбору оптимальных условий для получения полимеров с заданными свойствами. Анализ экспериментальных данных позволит оценить эффективность различных методов и выявить наиболее перспективные подходы к синтезу.

Предполагается анализ физико-химических характеристик полученных полимеров. Особое внимание будет уделено плотности кросслинкинга и термостойкости. Эти параметры играют ключевую роль в применении полимеров в буровых растворах и могут существенно повлиять на их эксплуатационные характеристики.

§ 2.1. Выбор объектов для синтеза сшитых полимеров для повышения термоустойчивости буровых растворов

Передовые методы бурения предъявляют более строгие требования к буровым растворам, особенно в условиях экстремальных температур и давлений. При традиционном бурении скважин часто возникают сложности, так как в сложных условиях ухудшаются реологические и фильтрационные свойства растворов, что снижает их эффективность. Это может привести к снижению производительности бурения, увеличению эксплуатационных затрат и риску аварийных ситуаций.

Синтез сшитых полимеров представляет собой перспективный подход к решению данной проблемы. Сшитые полимеры обладают улучшенными термическими и механическими свойствами, что

позволяет существенно повысить термоустойчивость и стабильность буровых растворов. Выбор объектов для синтеза таких полимеров является ключевым этапом в разработке эффективных композиций буровых растворов.

Исследования направлены на определение оптимальных мономеров и условий полимеризации для формирования стабильных трехмерных сетей полимеров с заданными свойствами. Важным аспектом является также оценка влияния синтезированных полимеров на реологические и фильтрационные характеристики буровых растворов при различных условиях эксплуатации. Эти исследования имеют большое значение для разработки новых рецептур буровых растворов, которые будут эффективны при различных условиях бурения, особенно при высоких температурах. Синтез термоустойчивых полимерных стабилизаторов позволит повысить безопасность и экономическую эффективность буровых операций.

Для синтеза полимерных реагентов использовали акриламид с чистотой 99%, который широко применяется как основной мономер для стабилизаторов. Также в реакцию были включены акриловая кислота и акрилонитрил, оба с чистотой 99%. В качестве вспомогательного реагента выбран N-гидроксиэтилакриламид, производное акриламида, с чистотой 97%. Эти мономеры были выбраны из-за своей доступности и простоты синтеза по сравнению с другими реагентами, что обеспечивает быстрое и эффективное образование полимерных цепей, делая их предпочтительными для создания функциональных полимеров. Кроме того, их химические свойства позволяют легко вводить необходимые функциональные группы. В качестве таких групп особенно актуальны те, которые бы способствовали повышению или поддержанию необходимых реологических и фильтрационных характеристик при температурной агрессии. Использование этих мономеров также связано с их способностью образовывать стабильные полимерные структуры при относительно простых условиях реакции, что делает процесс более экономичным и технологически удобным. В качестве инициатора был использован персульфат аммония (99%). Все реагенты были получены у Sigmaaldrich. Дополнительно гидроксид натрия был получен промышленного класса и приобретен у ООО СП «Кунградский содовый завод». Все реагенты использовались без дополнительной

очистки, а для экспериментов использовалась деионизированная вода.

Акриламид и акриловая кислота известны своими способностями к образованию высокопрочных сетей при полимеризации, что повышает механические свойства получаемых полимеров. Акрилонитрил, благодаря своей химической структуре, способствует улучшению термостойкости и химической инертности полимеров, что особенно важно в условиях высоких температур и давлений, характерных для буровых операций. N-гидроксиэтилакриламид вводится в состав для обеспечения дополнительных гидрофильных свойств полимера, что способствует улучшению взаимодействия с водной фазой бурового раствора.

Кремнийсодержащие реагенты, такие как нано-SiO₂, играют ключевую роль в получении термоустойчивых буровых жидкостей. Нано-SiO₂, представляющий собой полые наночастицы с размером частиц 1000 нм и размером пор 40 Å, был выбран в качестве модифицирующего реагента-сшивателя молекул полимера. Его высокая чистота (99%) обеспечивает стабильность и предсказуемость химических реакций в процессе синтеза.

Использование нано-SiO₂ позволяет получить так называемый «слабый гель», обладающий уникальными реологическими характеристиками. Полые наночастицы кремнезема создают дополнительные точки сшивки в полимерной сети, что приводит к увеличению термостабильности и механической прочности получаемого материала. Кроме того, такие модифицированные полимеры демонстрируют улучшенные свойства по снижению фильтрационных потерь и увеличению стабильности эмульсий, что особенно важно для буровых растворов, используемых в сложных геологических условиях.

Таким образом, выбор акриламида, акриловой кислоты, акрилонитрила и N-гидроксиэтилакриламида в сочетании с нано-SiO₂ в качестве исходных реагентов для синтеза сшитых полимеров является обоснованным подходом для создания высокоэффективных стабилизаторов буровых растворов, способных выдерживать экстремальные условия бурения.

§ 2.2. Синтез сшитых полимеров – стабилизаторов буровых растворов

Синтез сшитых полимеров, которые могут выступать в роли стабилизаторов буровых растворов, представляет собой важный этап в разработке высокоэффективных буровых жидкостей, способных выдерживать экстремальные условия эксплуатации. В данном разделе будут рассмотрены методы синтеза сшитых полимеров, включающие выбор мономеров, инициаторов и условий полимеризации, а также их влияние на формирование полимерной сети.

Главная задача данного раздела — это описание процесса получения сшитых полимеров. Также будет проведен анализ их структурных и физико-химических свойств. В дополнение, будет определены оптимальные условия для разработки стабилизаторов буровых растворов, которые сохраняют свою устойчивость при высоких температурах и давлениях.

Синтез стабилизаторов требуемого качества был проведен методом эмульсионной полимеризации. Этот метод отличается упрощенным аппаратным оформлением, а использование воды как основного растворителя снижает затраты на органические растворители. Синтез полимеров проводился как с использованием нано-SiO₂, так и без него. Из-за гидрофобных свойств нано-SiO₂ для его связывания с полимерной цепью в реакционную систему добавляли поверхностно-активное вещество (ПАВ) — октадецилтриметиламмоний бромид (ОДТМАБ). По методике сначала 1 г ОДТМАБ растворяли в 300 мл воды и тщательно перемешивали до однородности. Затем к полученному раствору добавляли от 0,5 до 3 г нано-SiO₂, после чего раствор подвергали ультразвуковой обработке (20 кГц, 5 минут). После этого последовательно вводили акриловую кислоту (АК), акриламид (АА), акрилонитрил (АН) и N-гидроксиэтилакриламид (ГЭАА). Концентрация ГЭАА варьировалась от 0,9 до 2%, а доля акриловой кислоты — от 0 до 99%, что обеспечивало стабильность эмульсии.

Полученную смесь переносили в трехгорлую колбу, которую нагревали в водяной бане. Для предотвращения окислительных процессов и удаления воздуха через реакционную среду пропускали азот, после чего температуру реактора поднимали до 50°C. На

следующем этапе постепенно добавляли персульфат аммония, чтобы инициировать процесс полимеризации.

Было изучено влияния расхода инициатора, температуры и продолжительности синтеза на характеристики полученных стабилизаторов. Для исследования воздействия температуры, исходя из существующих литературных данных, температура системы увеличивалась до 98°C, а время воздействия варьировалось от 1 до 6 часов. Конечный продукт сушили с использованием вакуумной сушилки и обозначали как АНКГК.

Для изучения механизма сшивки проводили сравнительный синтез полимеров без добавления нано-SiO₂, обозначаемый как АНКГ, и без добавления как ГЭАА, так и нано-SiO₂, обозначаемый как АНК.

§ 2.3. Исследование влияния состава реагирующей смеси на вязкостные характеристики растворов синтезированных стабилизаторов

Вязкость буровых растворов является ключевым параметром, определяющим эффективность бурения и качество очистки скважины. Различные условия синтеза, такие как температура, время реакции, концентрация реагентов и наличие модифицирующих добавок, могут значительно влиять на реологические свойства получаемых полимеров.

Цель данного исследования – определить оптимальные условия синтеза, обеспечивающие максимальную стабильность и предсказуемость вязкостных характеристик растворов стабилизаторов. Экспериментальные данные позволят выявить взаимосвязь между параметрами синтеза и конечными реологическими свойствами полимерных стабилизаторов, что важно для разработки эффективных буровых растворов, способных работать в экстремальных условиях.

Значения вязкости растворов образцов полимеров определялись с использованием вискозиметра Оствальда (время истечения воды 58 сек, диаметр капилляра-0,56 мм) при температуре 25°C в зависимости от концентрации [105]. Для этого готовились соответствующие растворы с различной концентрацией (0,50-0,01 г/100 мл) разбавлением водой или 0,1 Н раствором KCl.

Полиакриламид (ПАА) обычно имеет молекулярную массу в диапазоне от 1 до 15 миллионов г/моль. Полиакрилонитрил (ПАН)

может достигать молекулярной массы до 100 кДа, что эквивалентно 1 млн г/моль. Как правило, молекулярные массы полиакриловой кислоты (ПАК) варьируются от 100,000 до 250,000 г/моль. Из этих данных следует, что полиакриламид обычно имеет наибольшие значения молекулярной массы по сравнению с полиакрилонитрилом и полиакриловой кислотой. Поэтому во всех случаях синтеза количество акриламида (АА) значительно превышало остальные компоненты. Общее количество растворенных веществ в растворе не превышало 30 г на 330 г раствора (включая 1 г октадецилтриметиламмоний бромид (ОДТМАБ), 1 г нано-SiO₂ и 28 г мономеров). Масса инициатора составляла 0,1-0,2% от массы мономеров.

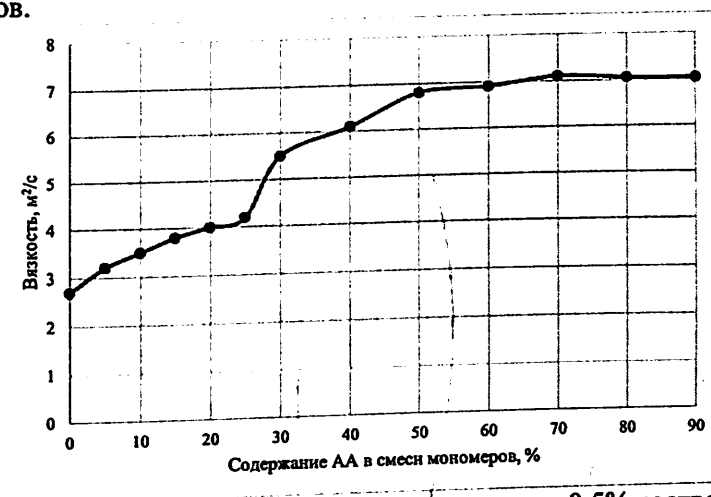


Рис. 2.1. Изменение кинематической вязкости 0,5% раствора синтезированного полимера в зависимости от содержания АА в смеси мономеров (АН:АК:ГЭАА=10:10:1). (70°C, продолжительность 5 ч, расход инициатора 0,1%).

На рис. 2.1 представлена зависимость кинематической вязкости 0,5% раствора синтезированного полимера от содержания акриламида (АА) в смеси мономеров при фиксированном соотношении акрилонитрила (АН), акриламид (АК) и гидроксиэтил акриламид (ГЭАА) 10:10:1.

При отсутствии АА в смеси мономеров, кинематическая вязкость составляет 2,7 м²/с. По мере увеличения содержания АА до 50%, вязкость значительно возрастает. Наиболее заметное увеличение наблюдается при содержании АА от 25 до 50%. При

содержании АА в диапазоне от 50 до 70% вязкость стабилизируется, достигая максимального значения $7.1 \text{ м}^2/\text{с}$. При дальнейшем увеличении содержания АА до 90%, вязкость немного снижается до $7.04 \text{ м}^2/\text{с}$, однако остается близкой к максимальным значениям.

Из полученных данных видно, что изменение вязкости 0,5% раствора синтезированного полимера зависит от содержания акриламида (АА) в смеси мономеров. Вязкость, как показатель молекулярной массы и структурообразования в системе, растет с увеличением содержания АА до определенного предела, что связано с повышением молекулярной массы и степенью структурообразования в системе.

При содержании АА в смеси мономеров до 30%, наблюдается постепенное увеличение вязкости. При отсутствии АА система наблюдается относительно низкая вязкость. Это связано с низкой молекулярной массой и эффектом соседних карбоксильных групп, которые препятствуют значительному росту полимерных цепей, хотя и способствуют структурообразованию в системе.

Наибольший прирост вязкости наблюдается при содержании АА в диапазоне от 30 до 50%. Это можно объяснить увеличением молекулярной массы полимера и улучшением структурообразования за счет более длинных полимерных цепей. Введение акриламида способствует усилению образования макромолекул, что приводит к значительному увеличению вязкости.

При содержании АА от 50 до 70% вязкость стабилизируется, достигая максимальных значений. В этом диапазоне достигается оптимальная сшивка полимеров и максимальное структурообразование, что подтверждается высокой вязкостью раствора.

При дальнейшем увеличении содержания АА до 90%, вязкость немного снижается. Это связано не с уменьшением молекулярной массы, а с уменьшением межмолекулярных сил, что приводит к снижению доли структурообразования между макромолекулами. Несмотря на высокую молекулярную массу, снижение структурообразования между молекулами приводит к небольшому уменьшению вязкости.

Таким образом, полиакриламид, имея наибольшую молекулярную массу, обеспечивает высокую вязкость системы. Добавление акриловой кислоты в определенных количествах способствует улучшению структурообразования за счет

электростатических взаимодействий карбоксильных групп. Однако при высокой концентрации акриламида наблюдается снижение межмолекулярных сил, что приводит к незначительному снижению вязкости раствора.

Было исследовано влияние расхода инициатора на вязкостные характеристики растворов синтезированных стабилизаторов, результаты которых приводятся на рис. 2.2 (70°C , продолжительность 5 ч).

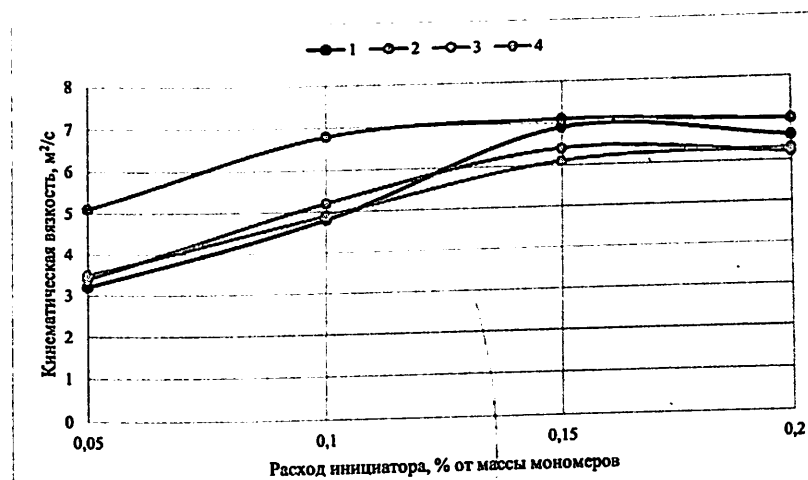


Рис. 2.2. Изменение вязкости растворов при изменении расхода персульфата аммония при соотношении АА:АН:АК:ГЭАА: 1) 50:10:10:1; 2) 60:10:10:1; 3) 50:20:10:1; 4) 50:10:5:1.

На рис. 2.2 представлена зависимость вязкости 0,05% растворов стабилизаторов от расхода инициатора при различных соотношениях мономеров. Анализ графика показывает закономерности влияния увеличения концентрации инициатора. Вязкость растворов стабилизаторов увеличивается с увеличением расхода инициатора до определенного предела (0,15% от массы мономеров). Это связано с увеличением количества активных центров полимеризации при разложении молекул инициатора, что повышает скорость реакции полимеризации и молекулярную массу полимеров. Однако при дальнейшем увеличении концентрации инициатора (до 0,2%) вязкость начинает снижаться. Это связано с повышением числа свободных радикалов, что приводит к рекомбинации и обрыву растущих цепей, снижая молекулярную массу полимеров.

Наибольшие значения вязкости наблюдаются в серии 2 (60:10:10:1), что подтверждает влияние высокой концентрации акриламида (АА) на повышение молекулярной массы и структурообразования в системе. Высокое содержание АА приводит к увеличению длины полимерных цепей и более плотному структурообразованию, что способствует увеличению вязкости растворов.

При соотношении (50:20:10:1) вязкость также высока, но ниже, чем в 60:10:10:1. Это объясняется эффектом соседних групп акрилонитрила (АН) и акриловой кислоты (АК), которые препятствуют росту полимерных цепей и приводят к снижению молекулярной массы. Несмотря на это, увеличение АН до 20% все же способствует улучшению структурообразования в системе, что отражается на повышенной вязкости по сравнению с сериями 1 и 4.

Дальнейшим этапом исследования являлось изучение влияния наноразмерного SiO_2 на характеристики синтезированных материалов. На рис. 2.3 представлена зависимость кинематической вязкости 0,5% растворов стабилизаторов от содержания nano- SiO_2 в реакционной системе при различных соотношениях мономеров акриламид (АА), акрилонитрил (АН), акриловая кислота (АК) и гидроксипропилакриламид (ГЭАА).

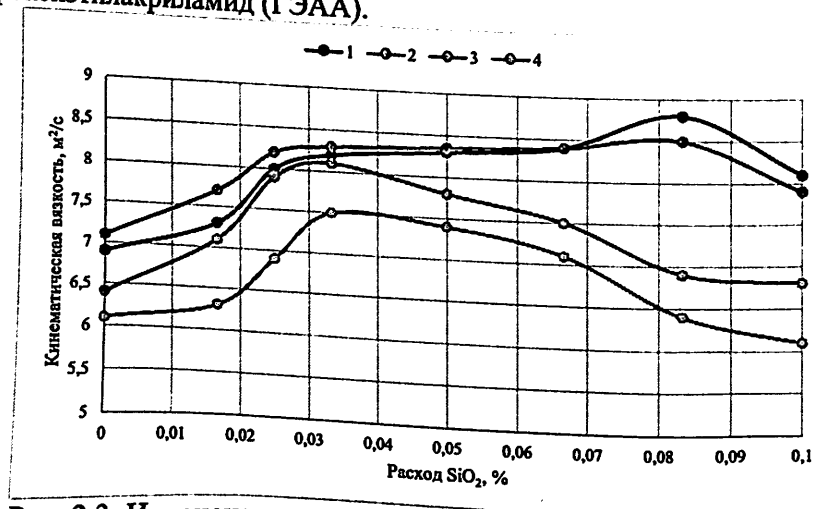


Рис. 2.3. Изменение $\eta_{\text{кин}}$ растворов стабилизаторов (0,05%) при расхода nano- SiO_2 % от массы АА:АН:АК:ГЭАА: 1) 50:10:10:1; 2) 60:10:10:1; 3) 50:20:10:1; 4) 50:10:5:1.

При увеличении содержания nano- SiO_2 в реакционной системе (70°C, продолжительность 5 ч) сначала наблюдается рост кинематической вязкости, что объясняется образованием плотной и устойчивой полимерной сети за счет межмолекулярных взаимодействий и сшивок с участием наночастиц. Однако после достижения определенного предела вязкость начинает снижаться. Основная причина этого связана с агломерацией наночастиц. При избытке nano- SiO_2 частицы начинают взаимодействовать между собой, что нарушает однородность полимерной структуры. Возникает неравномерное распределение наночастиц, приводящее к разрыву сетчатой структуры полимера. Также влияют электростатические эффекты, которые могут способствовать скоплению наночастиц, и изменение гидрофобно-гидрофильных взаимодействий в системе. Вместо укрепления полимерной сети наночастицы агломерируются, что снижает общую вязкость раствора.

Наибольшие значения вязкости наблюдаются при содержании nano- SiO_2 около 0,066-0,083% для всех серий. Это оптимальная концентрация, при которой достигается наибольшее структурообразование в системе.

При соотношениях мономеров (60:10:10:1) демонстрируется наибольшие значения вязкости среди всех исследуемых систем. Высокое содержание акриламида (АА) способствует увеличению молекулярной массы полимеров и улучшению структурообразования, что приводит к увеличению вязкости.

В случае (50:20:10:1) вязкость выше при низких концентрациях nano- SiO_2 , однако при увеличении содержания nano- SiO_2 до 0,066% вязкость начинает снижаться. Это можно объяснить эффектом соседних групп АН и АК, которые препятствуют росту полимерных цепей и снижают молекулярную массу.

Введение nano- SiO_2 в реакционную систему способствует увеличению вязкости полимерных растворов, что связано с улучшением структурообразования и межмолекулярных взаимодействий. Оптимальная концентрация nano- SiO_2 составляет около 0,066-0,083%, при которой достигается наибольшая вязкость. При дальнейшем увеличении содержания nano- SiO_2 вязкость снижается из-за агломерации наночастиц и нарушения однородности полимерной структуры. Соотношение мономеров также оказывает значительное влияние на вязкость, и наиболее оптимальным является соотношение 60:10:10:1.

Рассмотрено влияние соотношения мономеров, расхода инициатора и содержания nano-SiO_2 на вязкостные характеристики стабилизаторов буровых растворов. Исследования показали, что вязкостные характеристики зависят от указанных параметров, что, в свою очередь, определяет молекулярную массу синтезированных полимеров.

Оптимальное соотношение мономеров, при котором достигается максимальная вязкость, связано с увеличением молекулярной массы и улучшением структурообразования. Наибольшие значения вязкости наблюдались при соотношении 60:10:10:1 (АА:АН:АК:ГЭАА).

Введение инициатора в концентрации 0,1% от массы мономеров дало оптимальные результаты. Увеличение концентрации до 0,15% привело к повышению вязкости как реакционной системы, так и стабилизаторов. Это связано с увеличением числа активных центров, участвующих в сшивке мономеров. Однако слишком высокая концентрация инициатора отрицательно влияет на вязкость реакционной массы. Это может происходить из-за того, что при определенном уровне активных центров полимеризации уменьшается количество образующегося полимера, а доля более мелких молекул, таких как олигомеры, увеличивается, что негативно отражается на вязкости системы.

Оптимальная концентрация nano-SiO_2 составляет около 0,066% - 0,083%, при которой достигается максимальная вязкость. Повышение содержания nano-SiO_2 выше этого предела приводит к снижению вязкости из-за агломерации наночастиц и нарушения однородности полимерной структуры.

Чем выше вязкостные характеристики полимерных растворов, тем выше молекулярная масса синтезированных стабилизаторов. Высокая молекулярная масса стабилизаторов обеспечивает более значительный стабилизирующий эффект в системе буровых растворов при их низких расходах, что делает их более эффективными в применении. Кроме того, высокая молекулярная масса полимеров способствует повышению их термоустойчивости, что особенно важно при использовании буровых растворов в условиях высоких температур.

§ 2.4. Зависимость вязкостных характеристик стабилизаторов от температуры и pH системы синтеза

В данном параграфе рассматривается влияние температуры и pH системы синтеза на вязкостные характеристики стабилизаторов буровых растворов. Понимание этих зависимостей является ключевым для оптимизации процесса синтеза и получения стабилизаторов с требуемыми свойствами. Температура и pH системы играют важную роль в контроле полимеризации, формировании полимерной структуры и конечных характеристик получаемых полимеров. Исследования, проведенные в этом направлении, помогут определить оптимальные условия синтеза для получения стабилизаторов с наивысшей эффективностью при использовании в буровых растворах, особенно в условиях высоких температур и различных значений pH.

pH системы синтеза регулировался добавлением определенных количеств NaOH в реакционную массу.

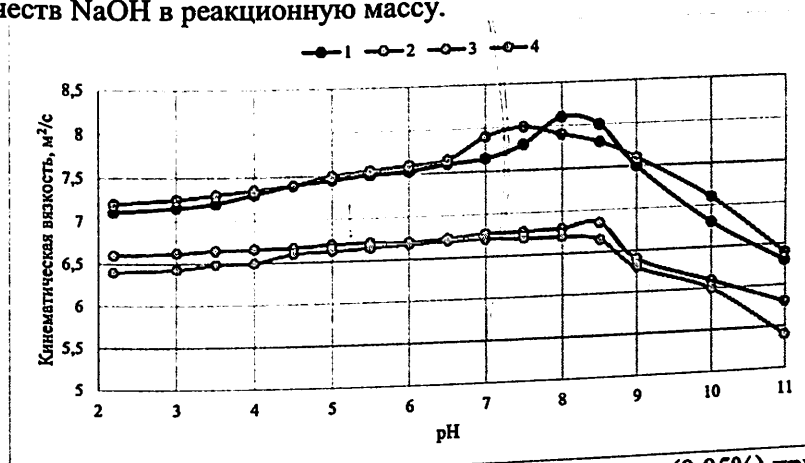


Рис. 2.4. Изменение $\eta_{кин}$ растворов стабилизаторов (0,05%) при изменении pH при соотношении АА:АН:АК:ГЭАА: 1) 50:10:10:1; 2) 60:10:10:1; 3) 50:20:10:1; 4) 50:10:5:1.

Анализ влияния pH реакционной системы (70°C, продолжительность 5 ч) на вязкостные характеристики стабилизаторов показывает, что при увеличении pH от 2 до 8 наблюдается постепенное увеличение кинематической вязкости для всех соотношений мономеров. Это может быть связано с улучшением полимеризации и образованием более длинных и сложных полимерных цепей в более щелочной среде.

При соотношении мономеров 50:10:10:1 вязкость постепенно увеличивается с 7,1 м²/с при рН 2,2 до максимума 8,1 м²/с при рН 8. Затем наблюдается снижение вязкости до 6,3 м²/с при рН 11. Это указывает на оптимальные условия полимеризации при рН около 8 и ухудшение характеристик при более высоких значениях рН.

В случае соотношения мономеров 60:10:10:1 вязкость возрастает с 7,2 м²/с при рН 2,2 до 8 м²/с при рН 7,5, а затем также снижается до 6,4 м²/с при рН 11. Максимальная вязкость достигается при рН 7,5, что несколько ниже, чем у линии 1.

Для всех составов наблюдается увеличение вязкости при повышении рН до определенного значения, после чего вязкость начинает снижаться. Оптимальное значение рН для максимальной вязкости находится в диапазоне от 7 до 8,5, в зависимости от соотношения мономеров.

Соотношение мономеров существенно влияет на рН-чувствительность полимеров. Составы с более высоким содержанием акриловой кислоты (линии 1 и 2) показывают большую вязкость и более высокие оптимальные значения рН по сравнению с составами с более высоким содержанием акрилонитрила (линии 3 и 4).

Чем выше вязкость полимера, тем выше его молекулярная масса и структурообразование, что указывает на лучшую термоустойчивость и стабилизирующие свойства при использовании в буровых растворах.

Рис. 2.5 демонстрирует зависимость вязкости растворов стабилизаторов от температуры реакционной системы при различных соотношениях мономеров АА:АН:АК:ГЭАА.

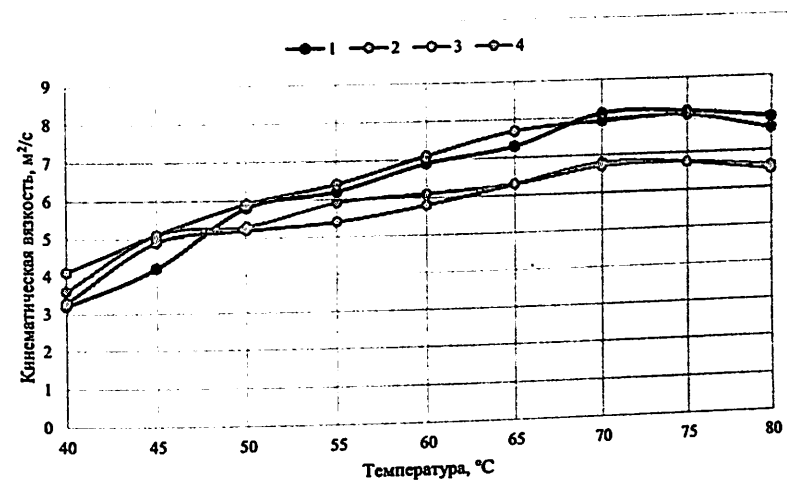


Рис. 2.5. Зависимость $\eta_{\text{кин}}$ от t , °C при соотношении АА:АН:АК:ГЭАА: 1) 50:10:10:1; 2) 60:10:10:1; 3) 50:20:10:1; 4) 50:10:5:1. (70°C, продолжительность 5 ч).

Как видно из графика, увеличение температуры реакционной системы приводит к увеличению вязкости всех исследуемых растворов стабилизаторов. Данный эффект связан с повышением скорости полимеризации при повышении температуры, что приводит к увеличению молекулярной массы синтезируемых полимеров.

При температурах ниже 50°C процесс полимеризации протекает медленно, что приводит к формированию полимеров с относительно низкой молекулярной массой, а следовательно, и низкой вязкости. При температуре 40°C вязкость всех систем находится на сравнительно низком уровне. По мере повышения температуры до 70°C вязкость увеличивается, достигая максимальных значений, что связано с увеличением скорости реакции и степени полимеризации. Этот эффект объясняется повышением подвижности молекул в реакционной среде, что способствует увеличению количества взаимодействий между мономерами и формированию длинных полимерных цепей.

Наибольшие значения вязкости наблюдаются при соотношении мономеров 60:10:10:1 (кривая 2), что свидетельствует о наибольшей молекулярной массе полимеров, образованных в этой системе. Это может быть связано с оптимальным соотношением мономеров, способствующим эффективной полимеризации и формированию стабильных цепей.

При повышении температуры выше 75°C наблюдается незначительное снижение вязкости для всех систем, что может быть связано с деградацией полимеров при высоких температурах, а также с уменьшением молекулярной массы из-за увеличения скорости распада цепей и рекомбинации радикалов. Этот эффект подтверждается данными из литературных источников [106, 107-168, 107; С. 233-252], где показано, что при высоких температурах повышается диффузионная подвижность макромолекул, что способствует увеличению взаимодействий между концами растущих цепей и снижению молекулярной массы полимера.

Анализ влияния температуры на процесс полимеризации данной смеси мономеров показал, что полимеризация протекает при значительно более высоких температурах по сравнению с реакцией полимеризации чистого акриламида (АА). Если для иницированной персульфатами полимеризации акриламида достаточно температуры 50°C, то для данной смеси мономеров требуется поддержание температуры свыше 70°C.

Наиболее высокие значения вязкости растворов полученных стабилизаторов наблюдаются именно при таких температурных условиях. Это объясняется несколькими факторами. Во-первых, при повышенных температурах увеличивается скорость полимеризации, что способствует формированию полимеров с более высокой молекулярной массой. Высокая температура повышает подвижность молекул в реакционной среде, что ускоряет диффузионные процессы и увеличивает вероятность взаимодействия между мономерами, способствуя удлинению полимерных цепей.

Во-вторых, более высокая температура способствует образованию стабильных сетчатых структур в полимерных стабилизаторах, что также отражается на повышении вязкости растворов. Это связано с тем, что высокая температура активирует дополнительные механизмы сшивки полимерных цепей, что приводит к увеличению плотности сети и, следовательно, вязкости.

Таким образом, для достижения высоких значений вязкости и, следовательно, молекулярной массы стабилизаторов для буровых растворов, необходимо проводить полимеризацию при температуре около 70-75°C.

§ 2.5. Исследование структуры синтезированных стабилизаторов

В данном параграфе рассматриваются исследования структуры и основных физико-химических характеристик синтезированных стабилизаторов. Для понимания их эффективности и механизма действия в буровых растворах, особенно при высоких температурах, важно изучить их молекулярную и макроскопическую структуру. Анализ структуры стабилизаторов включает использование различных аналитических методов, таких как инфракрасная (ИК) спектроскопия и термогравиметрический анализ (ТГА). Эти методы позволяют получить детальные сведения о функциональных группах, степени сшивки, распределении размеров частиц и термической стабильности синтезированных полимеров. Понимание структуры стабилизаторов позволяет сделать выводы о механизмах их стабилизирующего действия и оптимизировать условия синтеза для достижения наилучших характеристик буровых растворов.

Состав исходных реагентов и продуктов их полимераналогичных превращений устанавливался определением кислотного числа, содержания азота, а также снятием их ИК и ЯМР спектров. ИК-спектры синтезированных материалов снимались на спектрометре Avatar 360 FT-IR Nicolet iS50 Thermo Fisher Scientific с Фурье преобразованием в области частот 400-4000 см⁻¹. Для этого высушенные образцы полимеров измельчались и использовались для приготовления таблеток с KBr.

Термогравиметрический и дифференциально-термический анализ проводился на дериватографе марки Q-1500 D в интервале 20-1000°C в атмосфере воздуха со скоростью нагрева 5°/мин.

Для дальнейших исследований были выбраны полимеры, показавшие наибольшие вязкостные характеристики их растворов. Это полимер с соотношением АА:АН:АК:ГЭАА, равным 60:10:10:1, и тот же полимер с добавлением нано-SiO₂. Для сравнения был также взят полимер без возможного сшивания в составе макромолекулы (линейный полимер) на основе смеси АА:АН:АК=60:10:10. Условные обозначения для этих полимеров следующие: АНКГ для полимера с соотношением АА:АН:АК:ГЭАА=60:10:10:1, АНКГК для этого же полимера с добавлением нано-SiO₂ и АНК для линейного полимера без N-гидроксиэтилакриламида.

Молекулярные структуры трех полимеров были охарактеризованы с использованием ИК-Фурье спектроскопии, и результаты представлены на рис. 2.6.

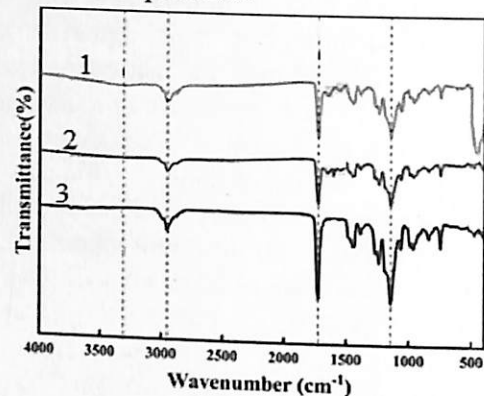


Рис. 2.6. ИК-спектры образцов: 1) АНКГК; 2) АНКГ; 3) АНК.

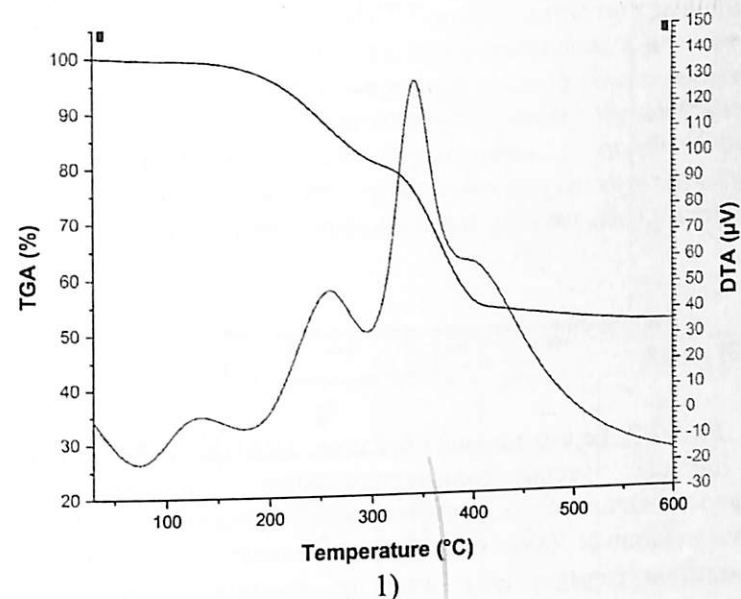
Без агента ГЭАА, частично участвующих при сшивке макромолекул, АНК (черная кривая) имеет пик при $2950,6 \text{ cm}^{-1}$ соответствует растягивающим колебаниям С-Н в метильных и метиленовых группах. Пики при $1722,2 \text{ cm}^{-1}$ и $1143,1 \text{ cm}^{-1}$ характерны для С=О и С-О-С групп сложных эфиров, что подтверждает, что АНК являются полиакрилатными полимерами.

ИК-спектры АНКГ (красная кривая) характеризуются пиками при $3304,9 \text{ cm}^{-1}$ и $2952,1 \text{ cm}^{-1}$ свидетельствуют о присутствии гидроксильных (О-Н) и амидных (N-H) групп. Пики поглощения стандартного амидного I диапазона (С=О) при $1641,3 \text{ cm}^{-1}$ и амидного II диапазона (С-N, N-H) при $1553,8 \text{ cm}^{-1}$ подтверждают перекрестную связь ГЭАА с АНК.

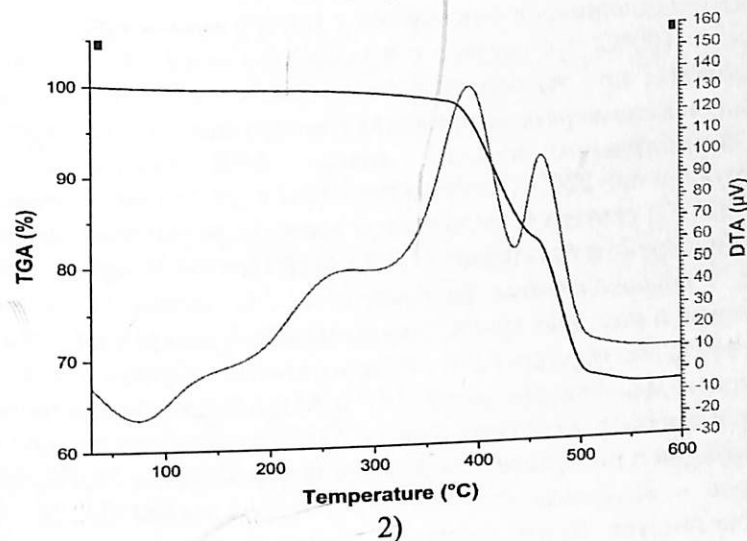
ИК-спектры АНКГК (зеленая кривая) характеризуются следующими интенсивными пиками. Пик при $3305,8 \text{ cm}^{-1}$ соответствует растягивающим колебаниям С-Н в метильных и метиленовых группах. Пики при $1640,6 \text{ cm}^{-1}$ и $1549,8 \text{ cm}^{-1}$ соответствуют поглощению С=О и С-N, N-H в амидных группах, что подтверждает наличие амидных связей. Пик при $451,0 \text{ cm}^{-1}$ указывает на присутствие Si-O, что свидетельствует об успешной прививке нано-SiO₂ к полимеру.

Эти данные подтверждают успешное синтезирование и структуру трех различных сшитых полимеров, где АНКГ и АНКГК имеют дополнительные точки сшивания благодаря амидным и

гидроксильным группам, а также прививке нано-SiO₂, что должно обеспечить улучшенные физико-химические свойства стабилизаторов.



1)



2)

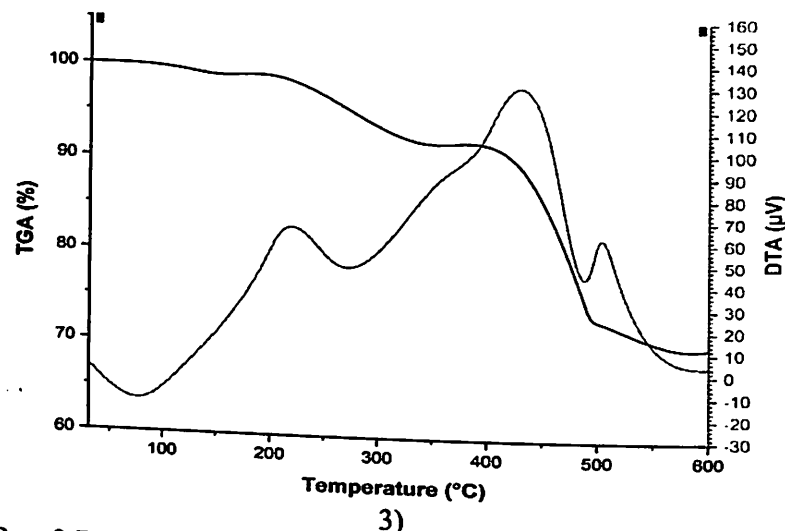


Рис. 2.7. Термограммы образцов: 1) АНК; 2) АНКГ; 3) АНКГК. Данные термогравиметрического анализа (ТГ) и дифференциального термического анализа (ДТА) для синтезированных образцов представлены в табл. 2.1. Согласно результатам термического анализа, представленного на рис. 2.7, нагревание полимеров начинается с потери массы при температуре около 79-100°C, что связано с выделением воды. Эта потеря массы завершается при температуре около 200°C для АНК. Дальнейшее повышение температуры приводит к деградации сополимеров.

Термогравиметрический анализ АНК показывает начало деградации при 220°C, которая проходит в две стадии. Первая стадия (225-333°C) связана с выделением аммиака вследствие имидизации амидных групп и составляет 21,2% потери массы. Вторая стадия (335-400°C) сопровождается разложением С-С связей основной цепи полимера и имидных групп, с максимальной потерей массы в 44,6%. При 500°C вес образца АНК стабилизируется, образуя углеродистый материал. Для сополимеров АНКГ и АНКГК деградация происходит в две и три стадии соответственно. АНКГ показывает первую стадию деградации в интервале 370-455°C с потерей массы 18,0%, и вторую стадию в интервале 460-515°C с потерей массы 33,2%. АНКГК демонстрирует более сложную термограмму с тремя стадиями деградации: первая стадия (205-410°C) с потерей массы 9,0%, вторая

стадия (410-490°C) с потерей массы 25,2%, и третья стадия (490-595°C) с потерей массы 31,2%.

Сопоставительный анализ показывает, что термограммы для сшитых сополимеров АНКГК и АНКГ более сложны по сравнению с АНК, особенно для АНКГК, что связано с наличием в его составе нано-SiO₂. Это приводит к образованию сложной смеси жидких и газообразных продуктов разложения, повышая термостойкость полимеров. Наблюдаемый сдвиг термограмм в сторону более высоких температур и меньшие потери массы на каждой стадии деградации свидетельствуют о повышенной термостойкости сшитых сополимеров.

Таблица 2.1.

Результаты термического анализа образцов

Образец	АНК		АНКГ		АНКГК		
Стадии деградации	1	2	1	2	1	2	3
Интервал температур, °C	225-333	335-400	370-455	460-515	205-410	410-490	490-595
Потеря массы, %	21,2	44,6	18,0	33,2	9,0	25,2	31,2

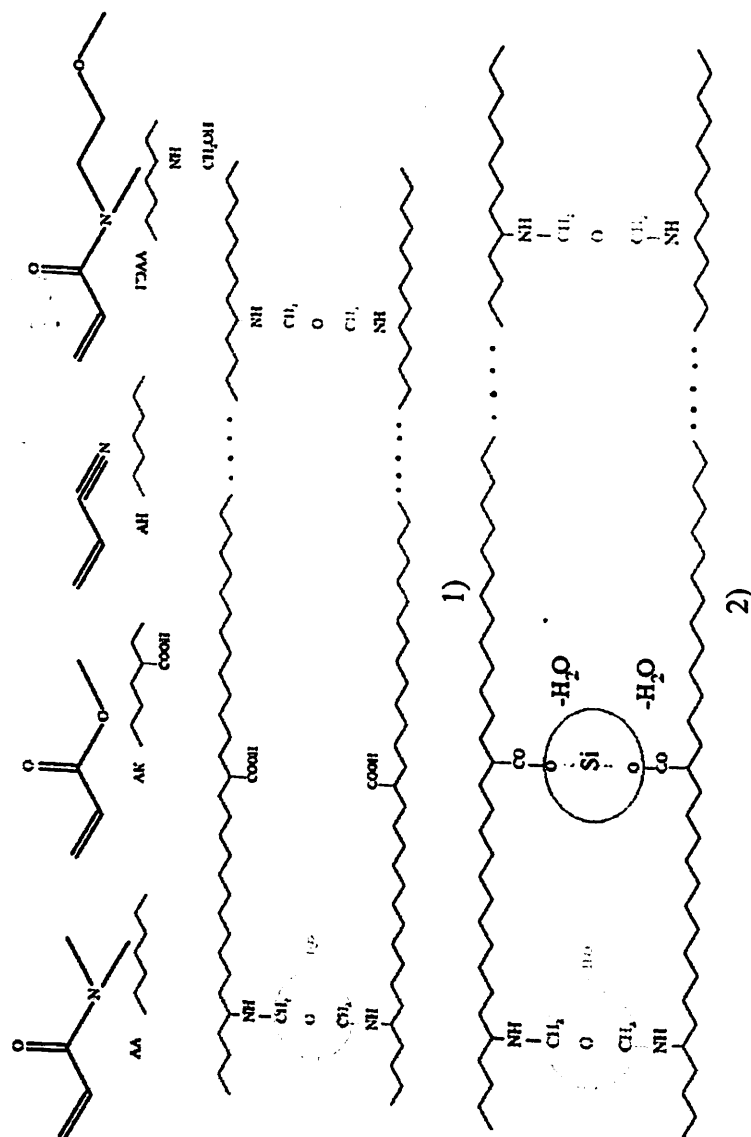


Рис. 2.8. Структура образцов: 1) АНКГ; 2) АНКГК.

Таким образом, введение сшивающих агентов и наночастиц SiO_2 существенно улучшает термостабильность полимеров. АНКГК, содержащий нано- SiO_2 , имеет наибольшую термостабильность среди исследованных образцов, что подтверждается наибольшими значениями начальной и максимальной температур деградации.

На основе полученных данных был охарактеризован возможный структурный состав сшитых полимеров, который представлен на рис. 2.8.

Анализируя структурный состав синтезированных полимеров, можно отметить ключевые особенности образцов. Образец АНКГ содержит акриламид (АА), акриловую кислоту (АК), акрилонитрил (АН) и N-гидроксиэтилакриламид (ГЭАА) в соотношении 60:10:10:1. Наличие акрилонитрила (АН) и акриловой кислоты (АК) в цепи полимера способствует образованию прочных структурных единиц за счет их способностей к электростатическим взаимодействиям и водородным связям. ГЭАА, как сшивающий агент, дополнительно усиливает структурные связи, что отражается в более высокой термической стабильности и повышенной вязкости полимера.

Образец АНКГК в дополнение к компонентам образца АНКГ содержит нано- SiO_2 , который служит дополнительным сшивающим агентом. Нано- SiO_2 встраивается в макромолекулярную сеть полимера, образуя прочные Si-O связи, что значительно повышает термическую стабильность и улучшает механические свойства полимера. Наличие нано- SiO_2 также способствует улучшению дисперсных свойств и устойчивости полимера в различных средах, что подтверждается данными ИК-спектроскопии и термогравиметрического анализа.

В результате данных исследований было показано, что введение диоксида кремния в виде наноразмерного порошка в качестве сшивающего агента для сшивки макромолекул полимера значительно улучшает физико-химические показатели полученного продукта, включая термическую стабильность и вязкость. Таким образом, полимер АНКГК, обладая комплексными сшивающими связями, демонстрирует наилучшие результаты среди исследованных образцов и представляет значительный интерес для применения в качестве стабилизатора буровых растворов при высоких температурах.

§ 2.6. Выводы по главе II

Синтез сшитых полимеров был выполнен методом эмульсионной полимеризации. Были установлены оптимальные условия синтеза, включая соотношение мономеров, расход инициатора и содержание нано-SiO₂. Определено, что наибольшая эффективность стабилизаторов достигается при синтезе при температурах около 70-75°C. Полученные полимеры обладают высокой термоустойчивостью и эффективностью при низких концентрациях, что делает их перспективными для применения в составе буровых растворов.

Анализ показал, что увеличение содержания акриловой кислоты (АК) в смеси мономеров способствует повышению вязкости растворов за счет электростатического взаимодействия карбоксильных групп. Однако при концентрациях АК выше 70-80% наблюдается снижение вязкости, что связано с уменьшением межмолекулярных сил и снижением доли структурообразования между макромолекулами. Оптимальное соотношение мономеров было определено как 50:10:10:1 (АК:АН:АК:ГЭАА), при котором достигаются наилучшие вязкостные характеристики.

Изучено влияние температуры и уровня pH на вязкость синтезированных полимеров. Оптимальные вязкостные свойства были зафиксированы при pH 7-8 и температуре синтеза 70-75°C. При таких параметрах создания полимера достигается наибольшее значения вязкости, что указывает на высокую молекулярную массу и целостную структуру полимеров. При более низких значениях pH (менее 4) и высоких (более 9) наблюдается снижение вязкости, что связано с разрушением полимерной сети.

Исследование процессов синтеза многослойных сшитых полимеров на основе акриловой кислоты позволило определить оптимальные условия для получения стабилизаторов буровых растворов с высокими термоустойчивыми и вязкостными характеристиками. Полученные результаты демонстрируют, что корректировка состава мономеров, концентрации инициаторов и условий синтеза (температура и pH) позволяет значительно улучшить свойства стабилизаторов, что делает их перспективными для применения в сложных условиях бурения.

Установлено, что введение нано-SiO₂ в состав полимера значительно улучшает его физико-химические характеристики,

включая термическую стабильность и вязкость. Таким образом, полимер АНКГК, обладая комплексными сшивающими связями, демонстрирует наилучшие результаты среди исследованных образцов и представляет значительный интерес для применения в качестве стабилизатора буровых растворов при высоких температурах.

ГЛАВА III. УСТАНОВЛЕНИЯ ВЛИЯНИЯ СИНТЕЗИРОВАННЫХ ПОЛИМЕРОВ НА РЕОЛОГИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ И СТАБИЛЬНОСТЬ ЭМУЛЬСИИ И ГЛИНИСТЫХ СУСПЕНЗИЙ

Важной задачей современной нефтегазовой промышленности является разработка эффективных буровых растворов, обладающих высокими реологическими характеристиками и стабильностью. Реологические свойства и стабильность эмульсионных буровых растворов и глинистых суспензий существенно влияют на процесс бурения, определяя его эффективность и безопасность.

В данной главе исследуется влияние синтезированных полимеров на реологические характеристики и стабильность эмульсий и глинистых суспензий. Синтетические полимеры, обладающие уникальными структурными особенностями и физико-химическими свойствами, могут значительно улучшить эксплуатационные характеристики буровых растворов. Их использование позволяет не только оптимизировать вязкость и плотность растворов, но и повысить их термостойкость и устойчивость к агрессивным средам.

Целью данной главы является выявление закономерностей и механизмов влияния синтезированных полимеров на реологические свойства и стабильность буровых растворов. В ходе исследований будут рассмотрены различные типы полимеров, их концентрации, а также условия синтеза и эксплуатации. Результаты работы помогут разработать рекомендации по оптимальному выбору и применению полимерных добавок для улучшения характеристик буровых растворов, что в конечном итоге повысит эффективность и безопасность буровых работ в различных геологических условиях.

§ 3.1. Исследование реологических характеристик эмульсий, стабилизированных синтезированными полимерами

Реологические характеристики эмульсий являются важным параметром, определяющим их эффективность в различных промышленных процессах, включая бурение скважин. Известно, что сшитые полимеры показывают значительно повышенные механические, термические и вязкостные характеристики и добавление таких реагентов в состав эмульсионных промывочных жидкостей могут повысить их вязкость при низких расходах самих полимеров и основных структурообразователей в данной системе, а

также улучшать их устойчивость к высоким температурам и механическим нагрузкам.

В данном параграфе будут рассмотрены реологические свойства эмульсий на основе синтезированных полимеров при различных температурах и скоростях сдвига. Особое внимание будет уделено анализу изменений вязкости эмульсий (50% нефть, 45% вода, 5% СЛЕС) в зависимости от температуры и концентрации добавленных полимеров. Для получения эмульсий компоненты смешивали и помещали в термостат, нагретый до 80 °С, на 15 минут. Затем смесь охлаждали до +5 °С в бюксе и перемешивали на магнитной мешалке (150 обор/мин) в ледяной бане в течение 5 минут.

Исследование охватывает эмульсии, содержащие 2 мас. % сшитых полимеров (АНК, АНКГ и АНКГК), и проводилось при температурах от комнатной до 80 °С.

Основной целью данного параграфа является оценка способности синтезированных полимеров улучшать реологические свойства эмульсий, обеспечивая их стабильность и эффективность при экстремальных условиях, таких как высокие температуры и механические нагрузки. Полученные результаты помогут определить оптимальные условия применения синтезированных полимеров для улучшения характеристик буровых растворов и других промышленных эмульсий.

Подробно исследовались реологические свойства сдвига (ротационный вискозиметр Брукфильда, модель М-Rad) эмульсий при различных температурах (комнатной, 60 и 80 °С) после добавления 3 мас.% сшитых полимеров (АНК, АНКГ и АНКГК), соответственно.

На рис. 3.1 показано, что вязкость при добавлении сшитых полимеров при высоких скоростях сдвига стремится к тому же значению, что и у эмульсий; сшитые полимеры все же увеличивали общую вязкость эмульсий при низких и средних скоростях сдвига

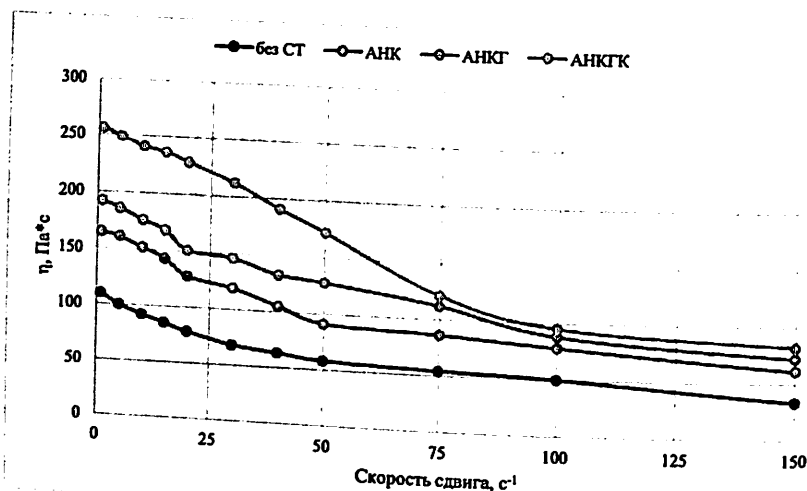


Рис. 3.1. Изменение динамической вязкости эмульсий с различными сшивающими полимерами, добавляемыми после старения при комнатной температуре.

Динамическая вязкость для этой системы без сшивающего агента при всех скоростях сдвига является наименьшей среди всех рассмотренных систем. Это связано с отсутствием сшивающих групп, которые могли бы образовывать дополнительные связи и, следовательно, увеличивать вязкость системы.

Добавление полимера АНК значительно увеличивает вязкость по сравнению с системой без сшивающего агента, что связано с присутствием амидных и акрилатных групп, которые способствуют образованию сетчатой структуры и увеличению межмолекулярных взаимодействий.

Можно отметить, что полимер АНКГ имеет более высокую вязкость по сравнению с полимерами, не содержащими ГЭАА. Этот мономер, несмотря на свои низкие значения, способствует образованию сшивок макромолекул в составе реакционной смеси. Как известно, дополнительные сшивки между соседними макромолекулами усиливают структурное строение системы. Полимер АНКГК демонстрирует наивысшую вязкость среди всех исследуемых систем. Добавление нано-SiO₂ в полимер АНКГ приводит к увеличению числа сшивок за счет физических и химических изменений, что вызывает значительное повышение вязкости. Нано-SiO₂ усиливает структурообразование за счет

создания дополнительных мостиков между полимерными цепями, что повышает стабильность и вязкость системы.

Все рассмотренные системы демонстрируют типичное поведение неньютоновских жидкостей, где вязкость уменьшается с увеличением скорости сдвига, что является характерным для реологических систем с эффектом сдвигового истончения. Увеличение вязкости при добавлении полимеров в эмульсии связано с несколькими факторами, которые влияют на структурообразование и межмолекулярные взаимодействия в системе. Полимеры могут образовывать сетчатые структуры благодаря их способности к сшивке. Это происходит за счет химических связей, образующихся между полимерными цепями. Чем больше таких связей, тем более вязкой становится система.

Полимерные цепи могут образовывать водородные связи, диполь-дипольные взаимодействия и другие межмолекулярные силы, которые увеличивают вязкость системы. Такие взаимодействия усиливают структурную целостность эмульсии и препятствуют её разрушению под действием сдвиговых сил.

Полимеры, такие как АНК (полиакрилонитрил), АНКГ (с гидроксизтил акриламидом) и АНКГК (с нано-SiO₂), имеют высокую молекулярную массу. Чем выше молекулярная масса полимера, тем больше он способствует увеличению вязкости системы.

Вместе с тем нано-SiO₂ действует как физический модификатор, создавая дополнительные мостики между полимерными цепями. Это увеличивает прочность и устойчивость структуры эмульсии, что также способствует увеличению вязкости.

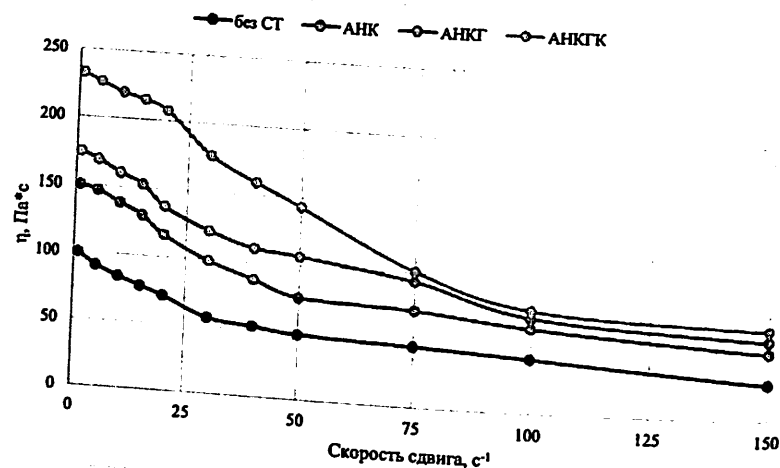


Рис. 3.2. Изменение динамической вязкости эмульсий с различными сшивающими полимерами, добавляемыми после старения при температуре 60°C.

Анализ изменения вязкости эмульсий с повышением температуры до 60°C показывает, что без добавления СТ при комнатной температуре вязкость колеблется от 110 до 33 Па·с, в то время как при 60°C она снижается и находится в пределах от 100 до 26,4 Па·с. Снижение вязкости при повышении температуры свидетельствует о разжижении системы, характерном для неньютоновских жидкостей.

Схожие изменения также можно наблюдать при участии АНК. При комнатной температуре вязкость варьируется от 165 до 61 Па·с, а при 60°C снижается до диапазона от 150 до 48,8 Па·с. Снижение вязкости при повышении температуры также наблюдается, но вязкость с АНК остаётся выше, чем без СТ, что указывает на стабилизирующий эффект полимера.

При повышении температуры до 60°C наблюдается снижение вязкости для всех эмульсий, что связано с разжижением систем при нагревании. Тем не менее, эмульсии с добавлением сшивающих полимеров показывают значительно меньшую степень снижения вязкости по сравнению с эмульсиями без добавок. Наибольший стабилизирующий эффект наблюдается у эмульсий с АНКГК, что свидетельствует о положительном влиянии комплексного сшивания полимеров с добавлением нано-SiO₂ и ГЭАА на вязкость и, следовательно, на термическую стабильность эмульсий.

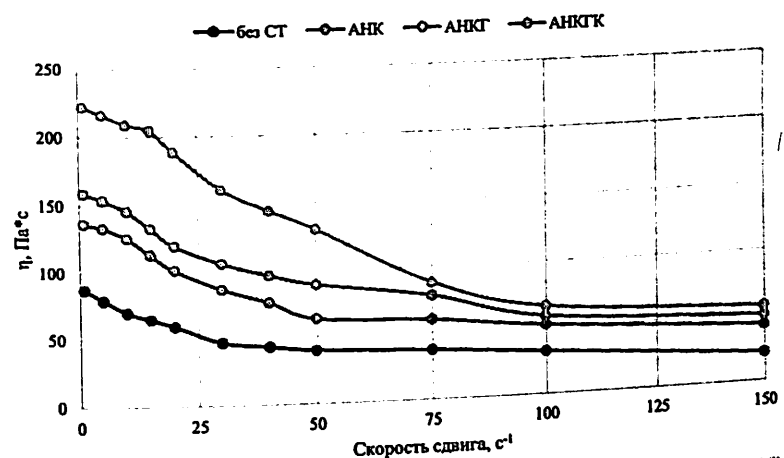


Рис. 3.3. Изменение динамической вязкости эмульсий с различными сшивающими полимерами, добавляемыми после старения при температуре 80°C.

Вязкость эмульсий без добавления стабилизаторов варьируется от 87 до 21,1 Па·с. Вязкость эмульсий с добавлением АНК варьируется от 136,4 до 42,4 Па·с. Вязкость эмульсий с АНКГ варьируется от 158,6 до 50,1 Па·с. Вязкость эмульсий с АНКГК варьируется от 221,6 до 57 Па·с.

С увеличением скорости сдвига вязкость всех эмульсий снижается, что типично для неньютоновских жидкостей с эффектом разжижения при сдвиге. Хранение при 80°C вызывает снижение вязкости, что, вероятно, связано с разложением структурообразующих компонентов при высокой температуре. АНКГК демонстрирует наивысшую вязкость среди всех исследованных стабилизаторов, что свидетельствует о его высокой эффективности в повышении структурной прочности и стабильности эмульсий при высоких температурах.

В ходе исследований реологических характеристик эмульсий с различными сшивающими полимерами, проведенных при комнатной температуре и повышенной температуре до 80°C, было установлено, что все эмульсии с добавлением синтезированных полимеров (АНК, АНКГ, АНКГК) показали значительное увеличение вязкости по сравнению с эмульсиями без стабилизаторов.

Введение полимеров значительно увеличивает структурную прочность эмульсий, что улучшает их стабильность и вязкость, а

также структурообразующие их характеристики, что является результатом повышения молекулярной массы.

При исследовании влияния температуры на эмульсии установлено, что их хранение при температуре 80°C приводит к снижению вязкости. В данном случае происходят изменения не только в составе структурообразующих агентов, но и в составе основы эмульсии. Несмотря на снижение вязкости при повышенной температуре, эмульсии с добавлением полимеров сохраняют более высокую вязкость по сравнению с эмульсиями без стабилизаторов, что подтверждает эффективность стабилизаторов в условиях повышенных температур.

Таким образом, проведенные исследования подтвердили, что синтезированные сшивающие полимеры значительно улучшают реологические характеристики эмульсий. Особенно эффективными оказались полимеры с добавлением nano-SiO_2 и ГЭАА (АНКГК), которые демонстрируют наибольшую вязкость и структурную прочность эмульсий. Это позволяет рекомендовать использование данных стабилизаторов для улучшения свойств буровых растворов и повышения их эффективности при высоких температурах.

§ 3.2. Устойчивость эмульсий при обработке с синтезированными сшитыми полимерами

Устойчивость эмульсий играет ключевую роль в их применении в буровых растворах. Высокая стабильность эмульсий помогает сохранить целостность их структуры, предотвращая фазовое разделение и улучшая реологические характеристики. В условиях глубокого бурения, где высокие температуры и давление становятся нормой, стабильность эмульсий приобретает особое значение. В данном контексте рассматривается влияние синтезированных стабилизаторов на устойчивость эмульсий, что позволяет оценить их эффективность и возможность применения в буровых растворах. Исследование направлено на анализ структурных изменений и реологических характеристик эмульсий при различных концентрациях и условиях применения стабилизаторов.

В качестве критерия устойчивости системы был выбран показатель стабильности, который определяется как разница плотностей верхней и нижней половины эмульсий через сутки хранения:

$$C = \rho_n - \rho_v,$$

3.1

где, ρ_n — плотность нижней половины, г/см^3 ; ρ_v — плотность верхней половины, г/см^3 . Для определения влияния температуры созданные эмульсии выдерживались при заданной температуре в течение 6 часов, после чего оставались для отстаивания на 24 ± 1 час.

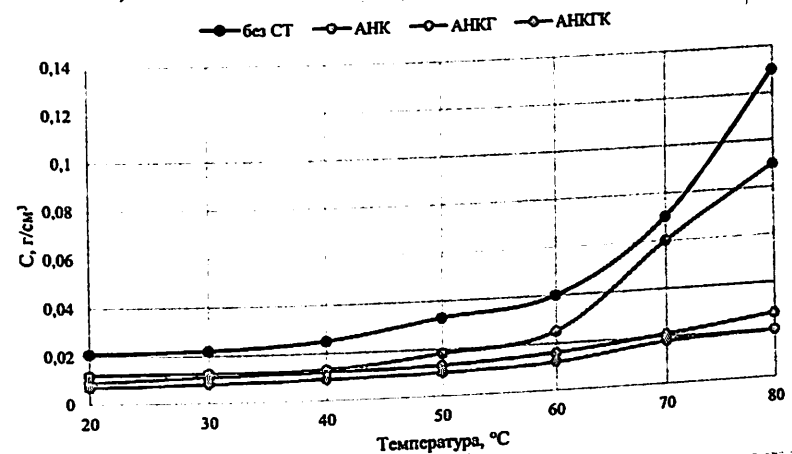


Рис. 3.4. Изменение стабильности эмульсий в зависимости от температуры.

График на рис. 3.4 показывает изменение стабильности эмульсий в зависимости от температуры для различных стабилизаторов: без стабилизатора (без СТ), АНК, АНКГ, и АНКГК.

Без стабилизатора при температуре 20°C стабильность эмульсии составляет 0,021 г/см^3 . По мере повышения температуры до 80°C, стабильность резко падает, достигая 0,13 г/см^3 . Это указывает на значительное ухудшение стабильности эмульсии при повышении температуры.

Стабилизатор АНК показывает более высокую стабильность по сравнению с эмульсией без стабилизатора, но также теряет стабильность при повышении температуры. Начальная стабильность при 20°C составляет 0,012 г/см^3 , а при 80°C увеличивается до 0,09 г/см^3 .

Эмульсии со стабилизатором АНКГ демонстрируют еще лучшую стабильность по сравнению с АНК. При 20°C стабильность составляет 0,009 г/см^3 , а при 80°C - 0,027 г/см^3 .

Наилучшая стабильность наблюдается у эмульсий со стабилизатором АНКГК. Начальная стабильность при 20°C составляет 0,007 г/см^3 , а при 80°C - 0,02 г/см^3 .

Изменения в стабильности эмульсий при повышении температуры могут быть связаны с несколькими факторами, включая изменения в структуре, составе и межмолекулярных взаимодействиях. Снижение стабильности может быть связано с уменьшением межмолекулярных взаимодействий при повышении температуры, что приводит к ослаблению связей между молекулами. Повышение температуры может усиливать тепловое движение молекул, что способствует разрушению структур и, следовательно, снижению стабильности эмульсии.

Введение гидроксиэтилакрилоксиамидных групп может усилить водородные связи и электростатические взаимодействия, что улучшает стабильность. Однако при высоких температурах эти связи могут ослабевать, что снижает стабильность.

Нано-SiO₂ может действовать как физический сшиватель, усиливая межмолекулярные взаимодействия и структурные связи. Это приводит к образованию более стабильной сети, что объясняет лучшую стабильность при высоких температурах.

Наличие нано-SiO₂ и гидроксиэтилакрилоксиамида улучшает распределение частиц и уменьшает их размеры, что способствует более равномерному распределению стабилизатора в эмульсии. Это уменьшает вероятность коалесценции и агрегации частиц, что улучшает стабильность эмульсии.

Введение нано-SiO₂ может способствовать формированию трехмерной сети, которая более устойчива к термическому воздействию, чем линейные или менее сшитые структуры.

Высокая температура увеличивает кинетическую энергию молекул, что может приводить к разрушению слабых межмолекулярных взаимодействий, таких как водородные связи и Ван-дер-Ваальсовы силы. Это особенно важно для систем без дополнительных сшивающих агентов, таких как нано-SiO₂.

Таким образом, стабильность эмульсий при повышении температуры напрямую связана с типом и количеством стабилизатора. Нано-SiO₂ в составе АНКГК способствует формированию более стабильных структур за счет усиления межмолекулярных взаимодействий и создания трехмерной сетки. Эти изменения также должны улучшить и другие технологические показатели буровых растворов, в том числе и их фильтрационные характеристики.

§ 3.3. Анализ влияние синтезированных полимеров на реологические характеристики и стабильность глинистых суспензий

Глинистые суспензии широко используются в буровых растворах благодаря их уникальным реологическим свойствам, которые позволяют эффективно переносить и удерживать твердые частицы, а также стабилизировать стенки скважин. Однако, при высоких температурах и давлениях, которые часто встречаются в условиях глубокого бурения, стабильность и реологические характеристики глинистых суспензий могут значительно ухудшаться.

Для улучшения этих параметров в последние годы активно исследуются и применяются различные полимерные стабилизаторы. Синтезированные полимеры, благодаря своим структурным особенностям и химическим свойствам, способны значительно улучшить термостабильность, вязкость и другие важные характеристики глинистых суспензий.

В данном параграфе рассматривается влияние синтезированных полимеров на реологические характеристики и стабильность глинистых суспензий. В частности, будет проанализировано, как добавление различных полимеров влияет на вязкость, тиксотропные свойства и устойчивость глинистых суспензий при различных температурных и механических условиях.

Для исследования были приготовлены глинистые суспензии на основе бентонита марки ПБМА (ООО «AZKAMAR»), и их характеристики изменялись в зависимости от содержания глины в суспензии. На рис. 3.5 показано изменение условной вязкости суспензий в зависимости от содержания бентонита.

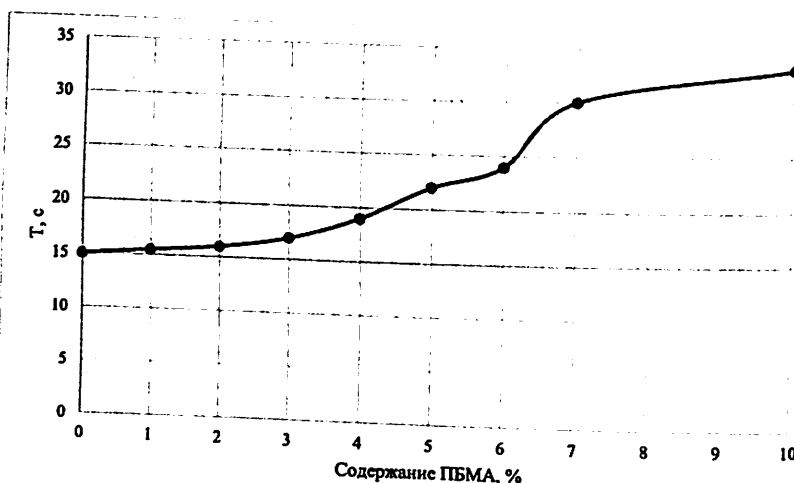


Рис. 3.5. Изменение условной вязкости суспензий в зависимости от содержания бентонита.

Из данных графика и таблицы видно, что с увеличением содержания глины в суспензии условная вязкость возрастает. При содержании глины 1%, вязкость составляет 15,5 с. При увеличении содержания глины до 4%, вязкость возрастает до 19 с. Начиная с содержания глины 5%, происходит значительное увеличение вязкости, что может быть связано с формированием более плотной и устойчивой структуры суспензии. Максимальная вязкость 33 с достигается при содержании глины 10%.

Таким образом, увеличение содержания бентонита в суспензии приводит к увеличению ее вязкости, что свидетельствует о более высоком сопротивлении потоку и формировании более устойчивой глинистой структуры.

Результаты исследования влияния синтезированных стабилизаторов на вязкостные характеристики глинистых суспензий приведены на рис. 3.6-3.7.

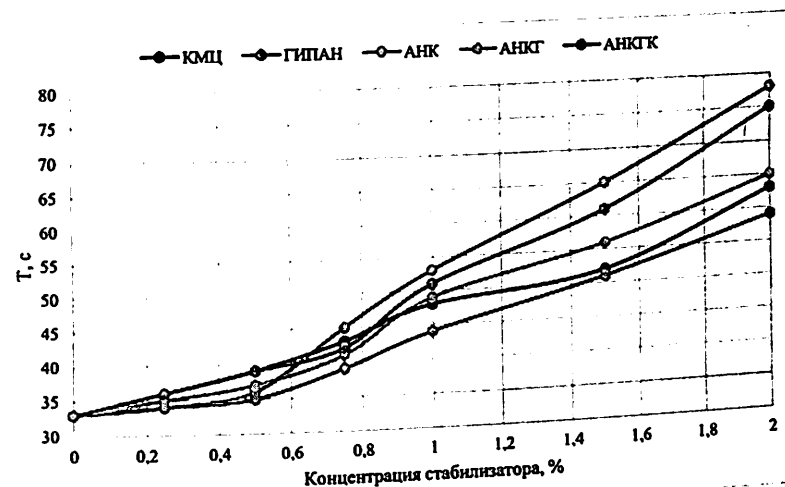


Рис. 3.6. Изменение условной вязкости 10% бентонитовых суспензий при обработке различными стабилизаторами.

График на рис. 3.6 показывает изменение условной вязкости 10% бентонитовых суспензий при обработке различными стабилизаторами в зависимости от их концентрации. Из анализа данных графика с увеличением концентрации КМЦ вязкость стабильно возрастает, достигая максимального значения 63 с при концентрации 2%.

При концентрации ГИПАНа 0,75% наблюдается значительный рост вязкости, достигая 78 с при концентрации 2%. Это указывает на сильное влияние ГИПАН на вязкость системы.

При увеличении концентрации АНК до 2% вязкость возрастает до 59 с, что также свидетельствует о положительном влиянии данного стабилизатора.

С увеличением концентрации АНКГ до 2% вязкость увеличивается до 65 с. При использовании АНКГК повышение концентрации стабилизатора 2% вязкость достигает 75 с, что указывает на максимальное увеличение вязкости среди всех стабилизаторов.

На основе представленных данных можно сделать научные выводы о влиянии различных стабилизаторов на условную вязкость бентонитовых суспензий. КМЦ демонстрирует стабильное увеличение вязкости с ростом концентрации. Это связано с его способностью образовывать гели и высокую степень гидратации, что

улучшает структурообразование в суспензии. Максимальная вязкость составляет 63 с при концентрации 2%.

ГИПАН значительно увеличивает вязкость суспензии, особенно при концентрации выше 0,75%. Это объясняется его высоким уровнем гидролиза, что приводит к большему числу ионов карбоксилатов, способствующих улучшению межмолекулярных взаимодействий и структурообразованию. Максимальная вязкость составляет 78 с при концентрации 2%.

АНК показывает менее выраженное увеличение вязкости по сравнению с ГИПАН, что связано с отсутствием гидролиза. Вязкость увеличивается до 59 с при концентрации 2%, что указывает на умеренное структурообразование.

АНКГ демонстрирует более высокую вязкость по сравнению с АНК, достигая 65 с при концентрации 2%. Это связано с наличием гидроксизтилметакрилата, который способствует улучшению межмолекулярных взаимодействий и структурообразованию.

АНКГК показывает максимальное увеличение вязкости до 75 с при концентрации 2%. Наличие наночастиц SiO_2 в составе стабилизатора значительно улучшает структурообразование за счет дополнительных физико-химических взаимодействий и формирования более прочной сетчатой структуры.

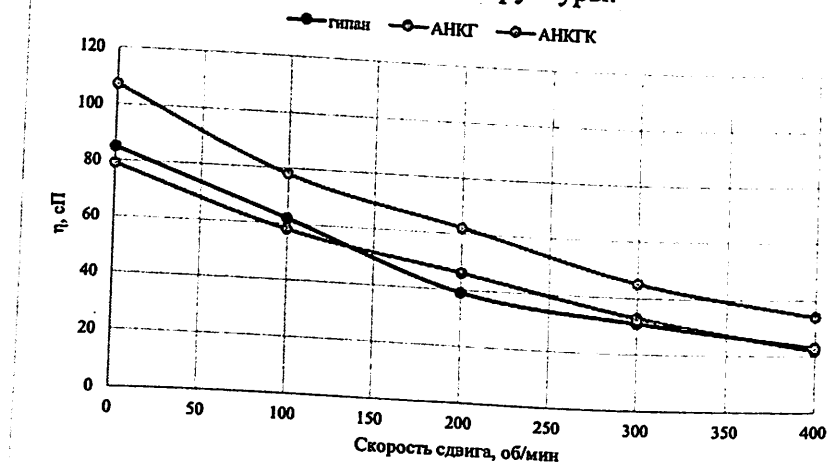


Рис. 3.7. Зависимость пластической вязкости от скорости сдвига 10% суспензий бентонита при содержании 2% стабилизатора.

На графике представлена зависимость пластической вязкости 10% суспензий бентонита с добавлением 2% стабилизатора (гипан, АНКГ и АНКГК) от скорости сдвига.

При начальной скорости сдвига (0 об/мин) вязкость составляет 85 сП суспензии с гипаном и плавно снижается с увеличением скорости сдвига, достигая 23 сП при 400 об/мин. График показывает наиболее устойчивое снижение вязкости, что указывает на меньшие структурообразующие способности по сравнению с сшитыми полимерами.

Вязкость при 0 об/мин составляет 79 сП и снижается до 22 сП при 400 об/мин. Это указывает на более высокую начальную вязкость при 400 об/мин. Это указывает на более высокую начальную вязкость и сильное снижение при увеличении скорости сдвига. Вязкость ниже, чем у АНКГК, но выше, чем у гипана, что предполагает наличие структурообразования, обусловленного сшивкой полимерных цепей.

Имеет самую высокую начальную вязкость (107 сП) и снижается до 34 сП при 400 об/мин. Данный стабилизатор показывает наибольшую вязкость на всех скоростях сдвига, что указывает на сильное структурообразование и высокую стабильность структуры при различных режимах сдвига.

В целом, анализ показывает, что наличие сшивок в структуре стабилизатора (особенно в случае АНКГК) значительно увеличивает вязкость суспензии, улучшая её стабилизирующие свойства. Сшитые полимеры (АНКГ и АНКГК) демонстрируют более высокую пластическую вязкость по сравнению с гипаном, наличием дополнительных межмолекулярных взаимодействий, усиливающих структурообразование в суспензии.

Высокие значения условной вязкости суспензии с гипаном и сравнительно заниженные значения пластической вязкости особенно при высоких скоростях сдвига можно объяснить тем, что гипан имеет высокую степень гидратации благодаря наличию гидрофильных групп в своей структуре. Это приводит к значительному увеличению объема и формированию пространственной сетки при низких скоростях сдвига, что обуславливает высокие значения условной вязкости. Вода связывается с полимерными цепями, образуя устойчивую гель-подобную структуру.

При высоких скоростях сдвига межмолекулярные взаимодействия и водородные связи, удерживающие структуру, разрушаются. Это приводит к значительному снижению вязкости, так как гидратированные полимерные цепи не могут поддерживать свою

структурную сетку под действием интенсивных деформирующих сил. В результате, пластическая вязкость снижается, поскольку система ведет себя как менее вязкая жидкость.

Далее были определены основные реологические показатели и характеристики стабильности бентонитовой суспензии. Плотность (ρ) определялась с использованием ареометров и пикнометров, условная вязкость (T) измерялась с помощью воронки ВБР-2М. Для оценки статического напряжения сдвига (СНС) использовались приборы ВСН-2 и СНС-2М. Водоотдача (V) измерялась при помощи прибора ВМ-6. Уровень pH определялся как калориметрическим, так и потенциометрическим методами. Стабильность суспензий оценивалась путем измерения разности плотностей (C) и суточного отстоя (CO) [9].

Эти параметры играют ключевую роль в оценке пригодности бентонитов для использования в буровых растворах, так как они напрямую влияют на их реологические и фильтрационные свойства. Статическое напряжение сдвига и условная вязкость особенно важны для обеспечения оптимальной текучести суспензий и предотвращения потери жидкости во время бурения. Все измерения проводились в строгом соответствии с лабораторными стандартами, что гарантировало высокую точность и воспроизводимость полученных результатов.

В таблице 3.1 представлены характеристики 10% бентонитовой суспензии с различными стабилизаторами в количестве 2%.

Таблица 3.1.
Характеристики 10% бентонитовой суспензии с различными стабилизаторами в количестве 2%*

Образец	T, c	$CHC_1, дПа$	$CHC_{10}, дПа$	$CO, \%$	$C, г/см^3$	pH
КМЦ	63	21	35	1	0,015	10,4
Гипан	78	18	33	0	0,01	10,8
АНК	59	13	28	0	0,01	8,8
АНКГ	65	18	36	0	0,005	8,3
АНКГК	77	22	44	0	0,0	8,5

*0,5% NaOH (для лучшей пептизации бентонита).

Высокие значения условной вязкости наблюдаются у Гипан (78 с) и АНКГК (77 с), что указывает на их способность улучшать

структурообразование и увеличивать вязкость суспензии. АНК (59 с) и КМЦ (63 с) показали несколько ниже значения вязкости.

CHC_1 и CHC_{10} выше всего у АНКГК (22 и 44 дПа соответственно), что свидетельствует о высоком структурообразовании и устойчивости к сдвиговым деформациям.

Гипан, АНК, АНКГ и АНКГК не показали отстоя (0%), что говорит о хорошей стабильности этих систем.

АНКГК показал наименьшую разность плотностей (0,0 г/см³), что указывает на наилучшую стабильность суспензии. КМЦ имеет разность плотностей 0,015 г/см³, что хоть и незначительно, но указывает на небольшую склонность к расслоению.

Значения pH варьируются от 8,3 до 10,8. Гипан имеет наибольшее значение pH (10,8), что может указывать на его щелочную природу и влияние на пептизацию бентонита.

АНК (8,8), АНКГ (8,3) и АНКГК (8,5) показывают более нейтральные значения pH, что может указывать на их меньшую щелочность и более стабильное влияние на суспензию.

Наиболее высокие значения условной вязкости и статического напряжения сдвига показывают Гипан и АНКГК, что указывает на их высокие структурообразующие свойства и способность стабилизировать бентонитовые суспензии. АНК и АНКГ показывают несколько более низкие значения вязкости и СНС, но все равно демонстрируют хорошую стабильность. КМЦ показывает небольшую нестабильность в виде суточного отстоя и разности плотностей, но все же является эффективным стабилизатором.

Таким образом, исследование влияния синтезированных полимеров на реологические характеристики и стабильность глинистых суспензий показало значительное улучшение свойств при добавлении стабилизаторов. АНКГК показал наилучшую стабильность с минимальной разностью плотностей и отсутствием суточного отстоя, что свидетельствует о формировании устойчивой гель-подобной структуры.

§ 3.4. Влияние синтезированных стабилизаторов на фильтрационные свойства эмульсий

Фильтрационные свойства эмульсий играют ключевую роль в процессе бурения скважин, так как они напрямую влияют на эффективность удаления шлама, предотвращение обрушения стенок скважины и минимизацию проникновения фильтрата в пласт.

Введение стабилизаторов в состав эмульсионных буровых растворов позволяет значительно улучшить их фильтрационные характеристики, обеспечивая стабильность структуры и снижая водоотдачу. В данном параграфе рассматривается влияние синтезированных стабилизаторов на фильтрационные показатели эмульсий, что позволит оценить их эффективность и выявить оптимальные условия применения для улучшения работы буровых растворов.

Эмульсии были приготовлены в соответствии с ранее описанной методикой, с добавлением бентонитовой глины (ПМБА) в количестве до 2%. Смешивание осуществлялось с использованием лабораторной мешалки в течение 1 часа. Затем эмульсия оставлялась в покое на сутки. Перед замером фильтрационных показателей эмульсия перемешивалась снова в течение 15 минут.

На рис. 3.8 представлено изменение водоотдачи эмульсий при различных концентрациях стабилизаторов (гипан, АНК, АНКГ, АНКГК). Данные показывают, что увеличение концентрации стабилизаторов приводит к значительному снижению водоотдачи.

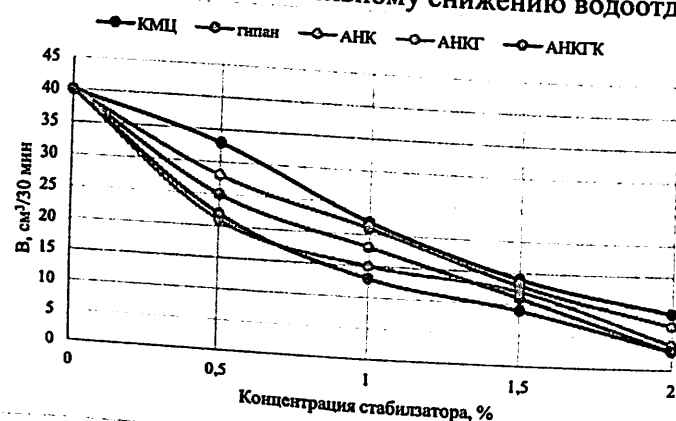


Рис. 3.8. Изменение водоотдачи эмульсий (М/В=50/50, СПМБА-3%) в зависимости от концентрации стабилизатора.

Начальная водоотдача для всех стабилизаторов при нулевой концентрации составляет более 40 см³/30 мин. С увеличением концентрации до 2% водоотдача снижается для всех стабилизаторов, причем наибольшее снижение наблюдается для АНКГК, который демонстрирует минимальную водоотдачу 3 см³/30 мин при концентрации 2%.

АНКГ также показывает существенное снижение водоотдачи, достигая 4 см³/30 мин при концентрации 2%. Это указывает на высокую эффективность этих стабилизаторов в улучшении фильтрационных характеристик эмульсий.

Гипан демонстрирует наиболее эффективное снижение водоотдачи, начиная с 40 см³/30 мин при нулевой концентрации и уменьшаясь до 3 см³/30 мин при концентрации 2%. Это указывает на высокую эффективность гипана в улучшении фильтрационных характеристик эмульсий.

Анализируя изменения водоотдачи эмульсий при добавлении стабилизатора КМЦ в концентрациях от 0 до 2%, можно отметить следующие тенденции:

При максимальной концентрации 2% КМЦ водоотдача составляет 9 см³/30 мин, демонстрируя наиболее значительное снижение среди всех рассмотренных концентраций, однако стабилизирующее действие КМЦ сравнительно ниже по сравнению с другими синтетическими полимерами.

Таким образом, гипан и АНКГК являются наиболее эффективными стабилизаторами при комнатной температуре, обеспечивая наибольшее снижение водоотдачи эмульсий. АНК и АНКГ также улучшают фильтрационные свойства, но в меньшей степени.

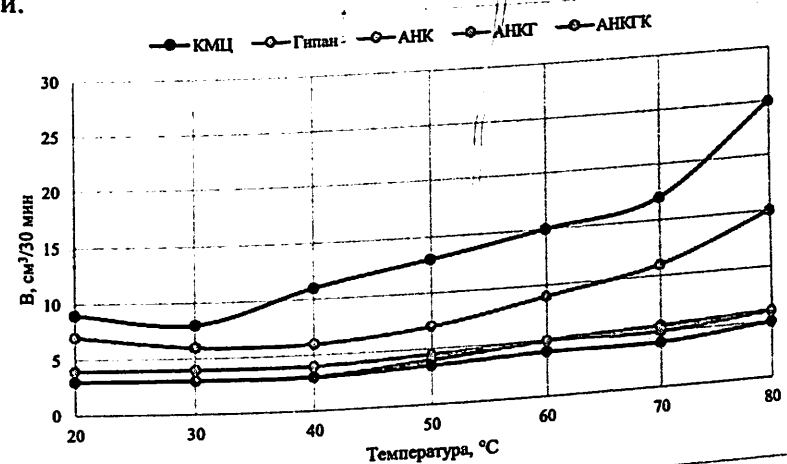


Рис. 3.9. Изменение водоотдачи эмульсии при повышении температуры.

Введение стабилизаторов в состав эмульсионных буровых растворов позволяет значительно улучшить их фильтрационные характеристики, обеспечивая стабильность структуры и снижая водоотдачу. В данном параграфе рассматривается влияние синтезированных стабилизаторов на фильтрационные показатели эмульсий, что позволит оценить их эффективность и выявить оптимальные условия применения для улучшения работы буровых растворов.

Эмульсии были приготовлены в соответствии с ранее описанной методикой, с добавлением бентонитовой глины (ПМБА) в количестве до 2%. Смешивание осуществлялось с использованием лабораторной мешалки в течение 1 часа. Затем эмульсия оставлялась в покое на сутки. Перед замером фильтрационных показателей эмульсия перемешивалась снова в течение 15 минут.

На рис. 3.8 представлено изменение водоотдачи эмульсий при различных концентрациях стабилизаторов (гипан, АНК, АНКГ, АНКГК). Данные показывают, что увеличение концентрации стабилизаторов приводит к значительному снижению водоотдачи.

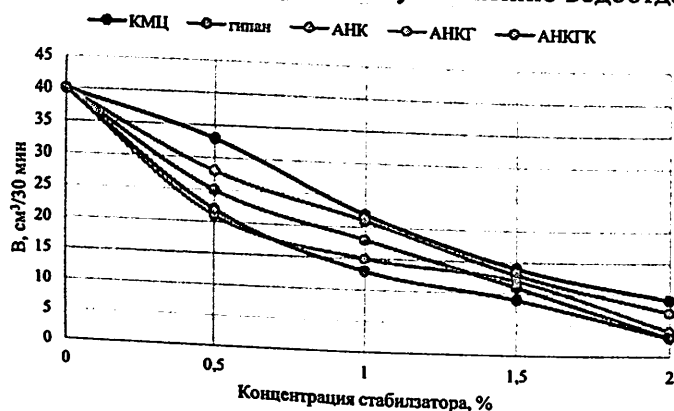


Рис. 3.8. Изменение водоотдачи эмульсий (М/В=50/50, СПМБА-3%) в зависимости от концентрации стабилизатора.

Начальная водоотдача для всех стабилизаторов при нулевой концентрации составляет более 40 см³/30 мин. С увеличением концентрации до 2% водоотдача снижается для всех стабилизаторов, причем наибольшее снижение наблюдается для АНКГК, который демонстрирует минимальную водоотдачу 3 см³/30 мин при концентрации 2%.

АНКГ также показывает существенное снижение водоотдачи, достигая 4 см³/30 мин при концентрации 2%. Это указывает на высокую эффективность этих стабилизаторов в улучшении фильтрационных характеристик эмульсий.

Гипан демонстрирует наиболее эффективное снижение водоотдачи, начиная с 40 см³/30 мин при нулевой концентрации и уменьшаясь до 3 см³/30 мин при концентрации 2%. Это указывает на высокую эффективность гипана в улучшении фильтрационных характеристик эмульсий.

Анализируя изменения водоотдачи эмульсий при добавлении стабилизатора КМЦ в концентрациях от 0 до 2%, можно отметить следующие тенденции:

При максимальной концентрации 2% КМЦ водоотдача составляет 9 см³/30 мин, демонстрируя наиболее значительное снижение среди всех рассмотренных концентраций, однако стабилизирующее действие КМЦ сравнительно ниже по сравнению с другими синтетическими полимерами.

Таким образом, гипан и АНКГК являются наиболее эффективными стабилизаторами при комнатной температуре, обеспечивая наибольшее снижение водоотдачи эмульсий. АНК и АНКГ также улучшают фильтрационные свойства, но в меньшей степени.

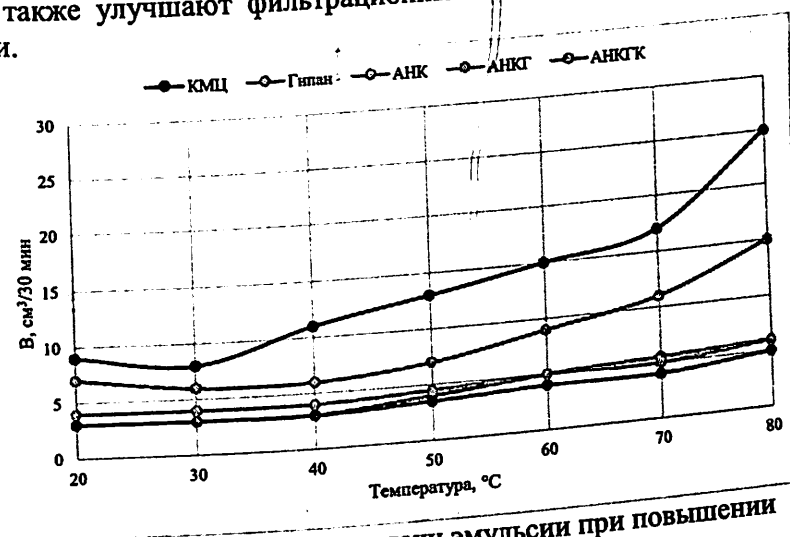


Рис. 3.9. Изменение водоотдачи эмульсии при повышении температуры.

На рис. 3.9 представлена водоотдача эмульсий с различными стабилизаторами при повышении температуры. Рассмотрим изменения для каждого стабилизатора. При температуре 20°C водоотдача системы с КМЦ составляет 9 см³/30 мин. С повышением температуры до 30°C и 40°C водоотдача незначительно снижается до 8 см³/30 мин, но затем увеличивается до 11 см³/30 мин. При дальнейшем повышении температуры водоотдача продолжает возрастать, достигая 25 см³/30 мин при 80°C.

Водоотдача системы с гипаном остается относительно стабильной при низких температурах: 3 см³/30 мин при 20, 30 и 40°C. Начиная с 50°C, водоотдача начинает увеличиваться, достигая 6 см³/30 мин при 80°C.

При повышении температуры водоотдача в системе с АНК увеличивается, но это увеличение незначительное, что указывает на снижение его эффективности в качестве стабилизатора при высоких температурах. В системе с АНКГ водоотдача остается на уровне 4 см³/30 мин в диапазоне температур от 20°C до 40°C. Когда температура достигает 50°C, водоотдача немного повышается до 4,5 см³/30 мин, а при 80°C она увеличивается до 6 см³/30 мин.

Водоотдача остается стабильной и низкой на уровне 3 см³/30 мин при температурах от 20 до 40°C для систем с АНКГК. При повышении температуры до 50°C водоотдача незначительно увеличивается до 3,5 см³/30 мин. При температурах до 80°C водоотдача увеличивается до 5 см³/30 мин.

АНКГК показывает наилучшую стабильность водоотдачи при всех температурах, что свидетельствует о высокой эффективности данного стабилизатора в широком диапазоне температур.

Сравнение всех стабилизаторов показывает, что АНКГК имеет лучшие показатели по минимальной водоотдаче при различных температурах, что свидетельствует о его высокой эффективности и стабильности. КМЦ, напротив, демонстрирует значительное увеличение водоотдачи с повышением температуры, что может ограничить его использование при высоких температурах. Гипан и АНКГ также показывают хорошие результаты, хотя их эффективность несколько снижается при экстремально высоких температурах.

Повышение водоотдачи эмульсий при увеличении температуры связано с несколькими факторами, которые влияют на структурные и физико-химические свойства стабилизированных систем. С

увеличением температуры происходит термическое разрушение межмолекулярных связей, таких как водородные связи и Ван-дер-Ваальсовы взаимодействия. Это приводит к дестабилизации структурной сетки стабилизатора, что уменьшает его способность удерживать воду.

С повышением температуры вязкость эмульсий снижается, что облегчает миграцию жидкой фазы и увеличивает водоотдачу, так как менее вязкие системы хуже удерживают воду. Стабилизаторы, такие как КМЦ, теряют эффективность при высоких температурах из-за термического разложения или изменений в структуре макромолекул. Это уменьшает их способность образовывать устойчивую сетку, которая предотвращает выход воды. Вместе с тем с повышением температуры увеличивается кинетическая энергия молекул, что способствует более активной диффузии воды из эмульсии. Это приводит к увеличению скорости выхода воды из системы.

В некоторых случаях при высоких температурах могут происходить фазовые изменения в самой системе, такие как коагуляция или флокуляция стабилизатора. Это приводит к формированию более крупных агрегатов и ухудшению стабильности эмульсии, что увеличивает водоотдачу.

КМЦ демонстрирует значительное увеличение водоотдачи с повышением температуры, что может быть связано с термическим разложением и снижением его способности удерживать воду.

Гипан показывает наилучшую стабильность водоотдачи при различных температурах, что указывает на его высокую термостойкость и устойчивость межмолекулярных связей.

АНКГ и АНКГК демонстрируют хорошую стабильность водоотдачи при низких и средних температурах, но их эффективность также снижается при высоких температурах. Однако АНКГК показывает наилучшую стабильность среди всех стабилизаторов, что связано с наличием наночастиц SiO₂, которые улучшают структурообразование и повышают термостойкость.

Таким образом, изменения водоотдачи при повышении температуры в основном связаны с термическим разрушением структурных связей стабилизатора, уменьшением вязкости системы, снижением эффективности стабилизатора, увеличением кинетической энергии молекул и возможными фазовыми изменениями в системе. Эти факторы приводят к ухудшению

способности стабилизаторов удерживать воду и, следовательно, к увеличению водоотдачи эмульсий.

§ 3.5. Исследование фильтрационных свойств глинистых суспензий с различными стабилизаторами

Исследование фильтрационных характеристик глинистых суспензий играет ключевую роль в оценке их применимости для использования в буровых растворах. Фильтрационные свойства влияют на эффективность бурения, так как они определяют, насколько хорошо суспензии могут предотвратить проникновение жидкости в породы и удерживать буровой ствол. В данном параграфе рассматриваются фильтрационные характеристики глинистых суспензий, стабилизированных различными полимерными стабилизаторами, включая КМЦ, гипан, АНК, АНКГ и АНКГК.

Целью данного исследования является определение влияния различных стабилизаторов на водоотдачу и устойчивость глинистых суспензий при различных условиях. Анализ фильтрационных характеристик позволяет сделать выводы о способности стабилизаторов улучшать структурообразование суспензий и их стабильность в процессе бурения. Исследования проводились с учетом изменения концентрации стабилизаторов, а также при различных температурах, что позволяет оценить их эффективность в широком диапазоне эксплуатационных условий.

Для исследований были приготовлены бентонитовые суспензии с содержанием бентонита не более 7%. В рамках эксперимента изучалось влияние температуры на фильтрационные характеристики глинистых суспензий. На рис. 3.10 представлено изменение водоотдачи системы бентонитовой суспензии при обработке различными стабилизаторами (гипан, КМЦ, АНК, АНКГ, АНКГК) в зависимости от их концентрации.

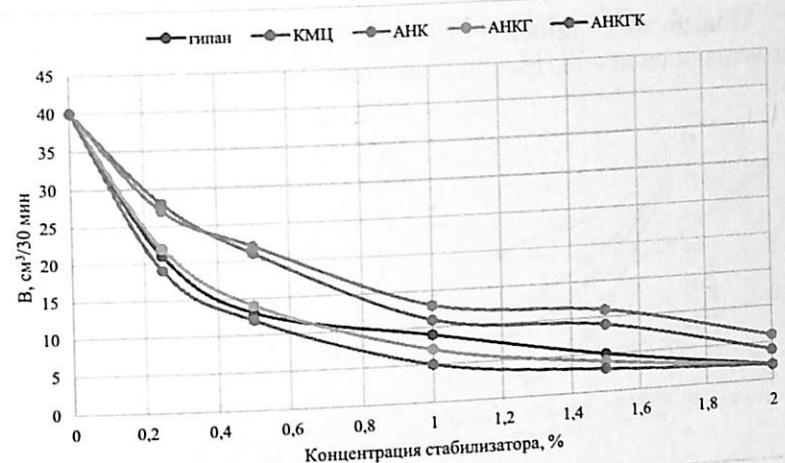


Рис. 3.10. Изменение водоотдачи системы бентонитовой суспензии, обработанных стабилизаторами.

При добавлении 0,5% гипана водоотдача снижается до 13 см³/30 мин. При максимальной концентрации (2%) водоотдача достигает минимального значения в 2 см³/30 мин, что указывает на высокую эффективность гипана в снижении водоотдачи.

При концентрации КМЦ 0,5% водоотдача снижается до 21 см³/30 мин. При концентрации 2% водоотдача составляет 4 см³/30 мин, демонстрируя хорошую, но несколько менее эффективную по сравнению с гипаном способность к снижению водоотдачи.

При максимальной концентрации АНК (2%) водоотдача составляет 6 см³/30 мин, что указывает на умеренную эффективность данного стабилизатора. АНКГ при максимальной концентрации (2%) показывает водоотдачу 2 см³/30 мин, что свидетельствует о высокой эффективности, сравнимой с гипаном.

АНКГК при максимальной концентрации (2%) также достигает водоотдачи 2 см³/30 мин, что подтверждает его высокую эффективность, аналогичную гипану и АНКГ.

Все исследуемые стабилизаторы демонстрируют способность значительно снижать водоотдачу бентонитовой суспензии при комнатной температуре. Однако гипан, АНКГ и АНКГК показывают наивысшую эффективность, что может быть связано с их способностью образовывать более плотную и устойчивую структуру в суспензии, предотвращая потерю воды и улучшая фильтрационные свойства системы.

Повышение температуры меняет форму кривой зависимости водоотдачи от концентрации стабилизатора.

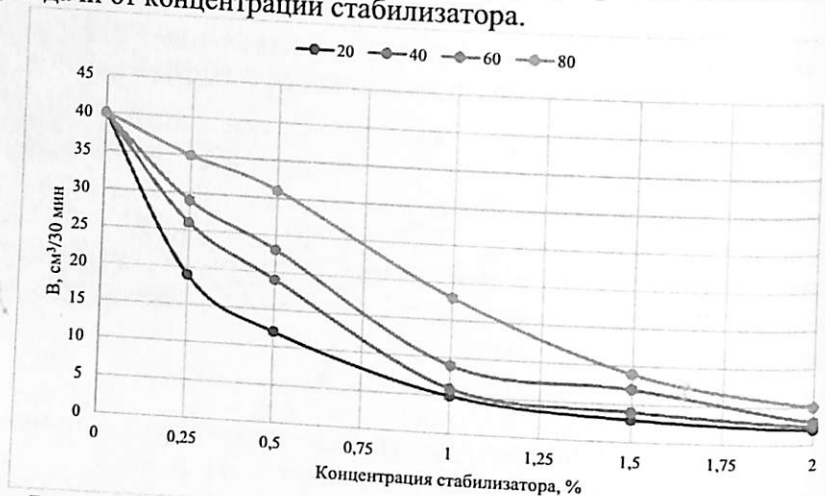


Рис. 3.11. Зависимость водоотдачи бентонитовой суспензий при различных температурах от концентрации АНКГК.

На рис. 3.11 представлена зависимость водоотдачи бентонитовой суспензии от концентрации стабилизатора АНКГК при различных температурах (20-80°C).

При концентрациях стабилизатора до 0,5% водоотдача незначительно снижается с повышением температуры, поскольку малое количество стабилизатора не обеспечивает стабильную структуру. Увеличение температуры повышает кинетическую энергию молекул, что ослабляет структуру и снижает эффективность стабилизатора. При концентрациях выше 0,5% водоотдача резко падает, особенно при высоких температурах, из-за образования плотной и устойчивой гелеобразной структуры. Такая структура способна эффективно удерживать воду, несмотря на повышенную температуру, что значительно снижает водоотдачу.

Таким образом, можно заключить, что эффективность стабилизатора АНКГК в снижении водоотдачи бентонитовой суспензии значительно возрастает с увеличением его концентрации. При низких концентрациях стабилизатор не способен обеспечить достаточную структурную устойчивость системы при высоких температурах, что приводит к увеличению водоотдачи. Однако при концентрациях выше 0,5% формируется плотная гелеобразная

структура, способная эффективно удерживать воду, что резко снижает водоотдачу даже при высоких температурах.

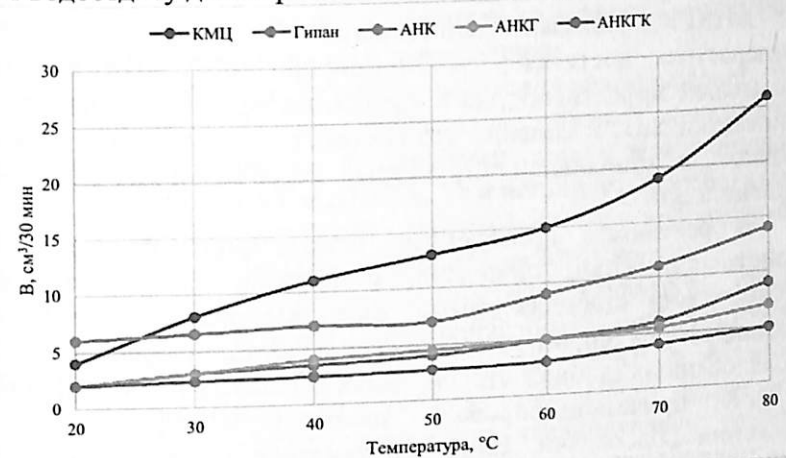


Рис. 3.12. Зависимость водоотдачи системы от температуры при содержании 2% стабилизатора.

На рис. 3.12 представлена зависимость водоотдачи бентонитовой суспензии при содержании 2% различных стабилизаторов (КМЦ, гипан, АНК, АНКГ, АНКГК) от температуры.

Водоотдача значительно увеличивается с ростом температуры в системе с КМЦ, достигая максимума 26 см³/30 мин при 80°C. Это указывает на снижение эффективности КМЦ при повышенных температурах, вероятно из-за разрушения структуры, удерживающей воду, под воздействием тепла.

В системе с гипаном водоотдача растет с повышением температуры, но менее резко, чем при использовании КМЦ. При 80°C водоотдача достигает 9 см³/30 мин, что свидетельствует о высокой эффективности гипана в удержании воды при высоких температурах. Это может быть связано с его способностью формировать прочную гидратированную структуру.

Водоотдача увеличивается с температурой, достигая 14 и 7 см³/30 мин при 80°C в системе с АНК и АНКГ. АНК показывает среднюю эффективность среди исследованных стабилизаторов. Его структура недостаточно прочна, чтобы эффективно удерживать воду при высоких температурах. АНКГ демонстрирует лучшую эффективность по сравнению с АНК, что может быть связано с

наличием гидроксизтилметакрилата, способствующего лучшему структурообразованию и удержанию воды.

АНКГК показал наименьшую водоотдачу при всех температурах, достигая $5 \text{ см}^3/30 \text{ мин}$ при 80°C . АНКГК обладает наивысшей эффективностью в удержании воды благодаря наличию наночастиц SiO_2 и сшивок, что способствует формированию более прочной и стабильной структуры, устойчивой к термическим воздействиям.

В результате проведенных исследований фильтрационных свойств глинистых суспензий, стабилизированных различными полимерными стабилизаторами, было выявлено, что добавление стабилизаторов значительно снижает водоотдачу суспензий. Среди исследованных стабилизаторов, гипан и сшитые полимеры АНКГ и АНКГК продемонстрировали наибольшую эффективность в снижении водоотдачи. Наиболее заметное снижение водоотдачи наблюдалось при увеличении концентрации стабилизаторов до 2%, особенно в случае АНКГК, где водоотдача достигла минимальных значений.

Анализ зависимости водоотдачи от температуры показал, что повышение температуры приводит к увеличению водоотдачи, что связано с уменьшением вязкости и снижением структурообразующих свойств полимеров при высоких температурах. Тем не менее, стабилизаторы гипан, АНКГ и АНКГК показали устойчивость к повышению температуры, поддерживая низкие значения водоотдачи даже при 80°C .

§ 3.6. Выводы по главе III

В третьей главе монография были исследованы реологические и фильтрационные свойства эмульсий и глинистых суспензий, стабилизированных синтезированными полимерами.

Исследование реологических характеристик эмульсий показало, что все исследованные эмульсии демонстрируют неньютоновское поведение жидкости с эффектом снижения вязкости при увеличении скорости сдвига. Введение синтезированных полимеров, таких как АНКГ и АНКГК, значительно увеличивает вязкость эмульсий при низких и средних скоростях сдвига, улучшая их структурные характеристики и устойчивость.

Исследования реологических характеристик глинистых суспензий показали, что с увеличением содержания бентонита в

суспензии возрастает ее условная вязкость. Добавление синтезированных стабилизаторов, таких как гипан, АНКГ и АНКГК, улучшает структурообразование и увеличивает вязкость суспензий, что делает их более устойчивыми к деформациям.

Анализ фильтрационных свойств эмульсий продемонстрировал, что добавление стабилизаторов значительно снижает водоотдачу. Наибольшую эффективность в снижении водоотдачи показали стабилизаторы гипан, АНКГ и АНКГК. Эти полимеры способствуют образованию прочной сетчатой структуры, что препятствует проникновению водной фазы через фильтрационные корки.

Фильтрационные свойства глинистых суспензий также улучшились при добавлении синтезированных стабилизаторов. Наибольшую эффективность показали гипан, АНКГ и АНКГК, значительно снижая водоотдачу и улучшая стабильность суспензий. При повышении температуры водоотдача увеличивалась, однако стабилизаторы АНКГ и АНКГК демонстрировали устойчивость к этим изменениям, сохраняя низкие значения водоотдачи даже при 80°C .

Проведенные исследования показали, что синтезированные полимерные стабилизаторы, особенно АНКГ и АНКГК, значительно улучшают реологические и фильтрационные свойства эмульсий и глинистых суспензий. Эти стабилизаторы обеспечивают высокую устойчивость систем, снижая водоотдачу и улучшая структурообразование, что делает их перспективными для использования в буровых растворах и других промышленных применениях.

ГЛАВА IV. РАЗРАБОТКА МНОГОСЛОЙНЫХ СШИТЫХ ПОЛИМЕРОВ И ИХ ПРИМЕНЕНИЕ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ТЕРМОУСТОЙЧИВОСТИ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

В условиях современного бурения значительное внимание уделяется разработке буровых растворов, способных выдерживать высокие температуры и экстремальные условия эксплуатации. Это обусловлено все более частыми случаями глубокого бурения и эксплуатации нефтегазовых месторождений в сложных геологических условиях. Одной из ключевых проблем при бурении на больших глубинах является снижение термостабильности буровых растворов, что может приводить к ухудшению их реологических и фильтрационных характеристик.

Актуальность исследования заключается в необходимости создания новых стабилизаторов для буровых растворов, которые бы обеспечивали их устойчивость и эффективность при высоких температурах.

Современные технологии добычи нефти и газа требуют бурения на значительные глубины, где температуры могут превышать 150-200°C. Традиционные буровые растворы часто не справляются с такими условиями, что требует разработки новых стабилизаторов. В ряде месторождений встречаются слои с высоким содержанием активных химических веществ и минералов, которые могут негативно влиять на стабильность буровых растворов. Многослойные сшитые полимеры способны обеспечивать дополнительную защиту и устойчивость в таких условиях.

Повышение термоустойчивости буровых растворов может существенно снизить затраты на ремонт и обслуживание бурового оборудования, а также уменьшить время простоя из-за технологических проблем.

Таким образом, разработка и внедрение многослойных сшитых полимеров для стабилизации буровых растворов является важным шагом на пути к повышению эффективности и надежности буровых работ в сложных и экстремальных условиях. Данная глава посвящена исследованию методов синтеза таких полимеров, их характеристик и практическому применению в бурении.

§ 4.1. Создание рецептур эмульсионных растворов и их стабильность

Стабильность эмульсионных буровых растворов является одним из ключевых факторов, определяющих их эффективность и надежность в процессе бурения. Эмульсионные буровые растворы широко применяются в нефтегазовой промышленности благодаря их уникальным свойствам, таким как высокая смазочная способность, устойчивость к высокой температуре и давлению, а также способность минимизировать потерю циркуляции. Однако, обеспечение стабильности таких растворов в условиях бурения на больших глубинах и при высоких температурах остается значимой научной и практической задачей.

Введение стабилизаторов в состав эмульсионных буровых растворов является одной из стратегий повышения их устойчивости. Стабилизаторы играют решающую роль в предотвращении коалесценции и осаждения фаз, обеспечивая долговременную стабильность эмульсии. В данном параграфе рассматривается анализ стабильности эмульсионных буровых растворов с различными стабилизаторами, а также их влияние на основные физико-химические характеристики растворов.

Целью данного исследования является оценка эффективности различных стабилизаторов в условиях, имитирующих реальные условия бурения, а также выявление факторов, влияющих на стабильность эмульсий.

В качестве эмульсионного бурового раствора была использована базовая рецептура эмульсии, которая используется для бурения в некоторых месторождениях ООО «УзбекНефтегаз», которая имеет следующий состав (табл. 4.1).

Таблица 4.1.

Состав эмульсионного бурового раствора		
Компоненты	Состав 1	Состав 2
	Содержание, г (мл)	
Масло	328 (400)	328 (400)
Асфальтен	115 (100)	115 (100)

Вода	500 (500)	500 (500)
CaCl ₂	70	70
CaO	10	10
Эмульгатор	20	20
КМЦ	50	50
Гипан	25	
АНКГК		25
Барит	100	100

Процедура приготовления данного бурового раствора включала следующие стадии:

1. Приготовление водной фазы:

В 500 мл воды растворяется 70 г CaCl₂.

Раствор тщательно перемешивается до полного растворения CaCl₂.

Добавляется 10 г CaO, и перемешивание продолжается до получения однородного раствора.

2. Приготовление масляной фазы:

В отдельной емкости смешивается 400 мл масла и 100 г асфальтена.

Смесь перемешивается до тех пор, пока асфальтен полностью не растворится или равномерно распределится в масле.

В масляную фазу добавляется 20 г эмульгатора (ЛАБСА), и перемешивание продолжается до получения однородной смеси.

3. Приготовление эмульсии:

Постепенно добавляется водная фаза в масляную фазу при постоянном перемешивании для создания стабильной эмульсии.

Перемешивание продолжается до достижения однородной консистенции.

4. Добавление дополнительных компонентов:

В эмульсию добавляется 50 г КМЦ и перемешивается до полного растворения.

Затем добавляется 25 г АГНК в 1-составе и гипан в составе 2, и перемешивание продолжается до равномерного распределения.

Далее добавляется 100 г барита, и смесь перемешивается до тех пор, пока барит равномерно не распределится в эмульсии.

Наконец, добавляется 20 г ГЖ-11, и перемешивание продолжается до получения однородной смеси.

Эта процедура обеспечивает получение бурового раствора с необходимыми свойствами для использования в буровых операциях.

Таблица 4.2.

Характеристики эмульсионных буровых растворов						
Состав	ρ , г/см ³	СНС ₁ , дПа	СНС ₁₀ , дПа	С, г/см ³	В, см ³ /30 мин	Т, с
1	1,056	8	13	0,01	3	29
2	1,065	13	19	0	3	38

Состав 2 имеет немного более высокую плотность (1,065 г/см³) по сравнению с составом 1 (1,056 г/см³). Состав 2 демонстрирует более высокие значения СНС как после 1 минуты (13 дПа), так и после 10 минут (19 дПа) по сравнению с составом 1 (8 дПа и 13 дПа соответственно). Это свидетельствует о лучшей структурной прочности и устойчивости суспензии, что связано с добавлением АНКГК. Состав 2 имеет разность плотностей 0 г/см³, что указывает на высокую стабильность эмульсии. В то время как у Состав 1 разность плотностей составляет 0,01 г/см³, что также указывает на хорошую стабильность, но незначительно уступает Составу 2.

Оба состава имеют одинаковую водоотдачу (3 см³/30 мин), что свидетельствует о хороших фильтрационных свойствах и способности минимизировать потерю воды. Оба состава демонстрируют хорошие фильтрационные свойства с одинаковой водоотдачей, однако Состав 2 показывает более высокую стабильность эмульсии.

Далее было исследовано влияние высоких температур на характеристики эмульсионных буровых растворов.

Таблица 4.3.

Характеристики эмульсионных буровых растворов, термообработанных при 80°C в течение 4 часов						
Состав	ρ , г/см ³	СНС ₁ , дПа	СНС ₁₀ , дПа	С, г/см ³	В, см ³ /30 мин	Т, с
1	1,049	6	14	0,018	9	33
2	1,058	11	20	0,009	5	40

Состав 2 после термообработки имеет более высокую плотность ($1,058 \text{ г/см}^3$) по сравнению с Составом 1 ($1,049 \text{ г/см}^3$). Состав 2 показывает более высокие значения СНС как после 1 минуты (11 дПа), так и после 10 минут (20 дПа) по сравнению с Составом 1 (6 дПа и 14 дПа соответственно). Это указывает на более устойчивую и прочную структуру суспензии в Составе 2.

Состав 2 имеет меньшую разность плотностей ($0,009 \text{ г/см}^3$) по сравнению с Составом 1 ($0,018 \text{ г/см}^3$), что свидетельствует о более высокой стабильности эмульсии в Составе 2. Состав 2 демонстрирует лучшую фильтрационную способность с водоотдачей $5 \text{ см}^3/30 \text{ мин}$, что значительно ниже по сравнению с Составом 1 ($9 \text{ см}^3/30 \text{ мин}$).

Анализ характеристик эмульсионных буровых растворов после термообработки при 80°C показывает, что Состав 2, содержащий АНКГК, обладает лучшими термостойкими свойствами по сравнению с Составом 1, содержащим Гипан. Состав 2 демонстрирует более высокие показатели плотности, статического напряжения сдвига и условной вязкости, а также меньшую разность плотностей и водоотдачу. Эти результаты свидетельствуют о том, что АНКГК является более эффективным стабилизатором для использования в условиях высоких температур, обеспечивая лучшую структурную прочность и стабильность эмульсионных буровых растворов.

§ 4.2. Создание глинистых растворов и их анализ их устойчивости

Важной задачей при разработке буровых растворов является обеспечение их стабильности и оптимальных реологических характеристик, что особенно актуально для глинистых суспензий. Глинистые суспензии, используемые в бурении, должны обладать определенной вязкостью и структурной стабильностью для эффективного выноса шлама и предотвращения обрушения стенок скважины.

В данном параграфе рассматривается влияние синтезированных полимеров на реологические характеристики глинистых суспензий. Исследования направлены на изучение того, как введение полимерных добавок влияет на вязкость, тиксотропные свойства и стабильность суспензий.

В лабораторных условиях были приготовлены буровые растворы на основе бентонита марки ПБМБ (ООО «AZKAMAR»). Приведенные ниже составы стабилизированных пресных буровых

растворов (табл. 3.1) предназначены для получения 1000 мл каждого раствора. Их характеристики представлены в табл. 4.4.

Таблица 4.4.

Рецептура пресных буровых растворов

Рецептура, №	Компоненты	Количество г/л или мл/л
1	ПБМБ	70
	Na_2CO_3	3
	КМЦ (ООО «PROMXIM IMPEX»)	20
	нефть	25
2	ПБМБ	80
	Na_2CO_3	5
	К-4	25
	нефть	30
3	ПБМБ	100
	КМЦ	30
	нефть	25
4	ПБМБ	50
	СаО	10
	Нефть	50
	КМЦ	20

Для приготовления пресных буровых растворов по разработанным рецептурам в лабораторных условиях следует использовать следующую последовательность:

1. Подготовка твердых компонентов: взвешивают все твердые компоненты (ПБМБ, кальцинированная сода, КМЦ, СаО).
2. Подготовка жидких компонентов: отмеряют жидкие компоненты (нефть, К-4) с использованием мерного стеклянного посуда.
3. Добавление компонентов: в емкость с прокипяченной и охлажденной до комнатной температуры водой постепенно добавляют сухие компоненты, начиная с ПБМБ. После добавления каждого компонента смесь тщательно перемешивают до полного растворения или диспергирования в воде, что обеспечивает однородность раствора и предотвращает образование комков.

4. Введение остальных компонентов: после получения однородной суспензии добавляют остальные компоненты в соответствии с рецептурой. Каждый раз после добавления компонентов смесь вновь тщательно перемешивают.

5. Доведение до объема: если необходимо, объем суспензии доводят до требуемых 1000 мл добавлением прокипяченной воды, снова тщательно перемешивая раствор для обеспечения его однородности.

6. Стабилизация раствора: готовый раствор оставляют на определенное время для стабилизации его физико-химических свойств. Время стабилизации может варьироваться в зависимости от требований к конкретному составу бурового раствора.

Таблица 4.5.
Характеристики разработанных составов

Рецептура	ρ , г/см ³	T, с	B, см ³ /30 мин	ТК, мм	pH	СНС ₁ , дПа	СНС ₁₀ , дПа	СО, %
1	1,055	35	8	1,0	10	14	21	2
2	1,061	39	7	1,2	11	18	30	1
3	1,068	43	5	1,0	11	18	31	1
4	1,051	28	9	0,8	8,5	13	18	2

Таблица 4.5 представляет характеристики пресных буровых растворов, приготовленных по рецептурам из табл. 4.4. Эти характеристики включают плотность (ρ), условную вязкость (T), водоотдачу (B), толщину корки (ТК), pH, статическое напряжение сдвига через 1 минуту (СНС₁) и через 10 минут (СНС₁₀), а также суточный отстой (СО).

Раствор на основе рецептуры 1 обладает средней плотностью и условной вязкостью. Водоотдача и толщина корки находятся в приемлемых пределах, что говорит о хороших фильтрационных свойствах. pH 10 указывает на щелочную среду, что может быть полезным для предотвращения коррозии бурового оборудования.

Раствор по 2-рецептуре имеет более высокую плотность и вязкость по сравнению с первой рецептурой. Водоотдача немного ниже, а толщина корки чуть выше. Это указывает на хорошую стабильность раствора и меньшую склонность к фильтрационным

потерям. Высокий pH (11) также способствует улучшению стабильности.

Самый густой и плотный – это раствор на основе 3-рецептуры. Водоотдача самая низкая, что свидетельствует о превосходных фильтрационных свойствах. Высокое статическое напряжение сдвига указывает на хорошую стабильность и устойчивость раствора к сдвиговым деформациям.

Раствор по 4-рецептуре имеет наименьшую плотность и вязкость среди всех рецептур. Водоотдача самая высокая, что может указывать на менее эффективные фильтрационные свойства. Толщина корки самая низкая, что может быть как плюсом, так и минусом в зависимости от условий бурения. Низкий pH (8,5) указывает на менее щелочную среду.

В таблице 4.6 представлены данные о влиянии различного содержания синтезированного стабилизатора АНКГК на характеристики буровых растворов.

Таблица 4.6.

Характеристики разработанных составов при различных содержаниях АНКГК

Сост ав	C*, %	ρ , г/см ³	T, с	B, см ³ /30 мин	ТК, мм	pH	СНС ₁ , дПа
1	1	1,030	58,9	3,0	0,6	10,0	26,6
	2	1,035	87,8	2,0	0,8	11,0	32,3
2	1	1,080	64,7	2,0	0,6	11,0	30,0
	2	1,083	84,3	2,0	1,0	12,0	35,8
3	1	1,060	67,0	2,0	0,7	11,0	27,7
	2	1,065	94,7	2,0	1,0	12,0	38,1
4	1	1,020	38,1	3,0	0,5	8,0	24,3
	2	1,028	56,6	3,0	0,5	9,0	33,5

*-содержание АНКГК в 1000 мл бурового раствора.

Увеличение содержания АНКГК в составе 1 приводит к повышению плотности и условной вязкости раствора. Также наблюдается улучшение фильтрационных свойств, так как водоотдача снижается с 3,0 до 2,0 см³/30 мин. Увеличение толщины корки с 0,6 до 0,8 мм и повышение pH до 11 свидетельствуют о более устойчивой и щелочной среде. СНС₁ также увеличивается, указывая

на повышение структурообразования и устойчивости к сдвиговым нагрузкам.

Для состава 2 увеличение содержания АНКГК также ведет к повышению плотности и условной вязкости. Водоотдача остается стабильной на уровне 2,0 см³/30 мин, однако толщина корки увеличивается с 0,6 до 1,0 мм. Повышение pH до 12 указывает на более щелочную среду, а рост СНС₁ до 35,8 дПа свидетельствует о значительном улучшении структурообразующих свойств.

В составе 3 аналогичные тенденции: увеличение содержания АНКГК приводит к повышению плотности и условной вязкости, а также стабильной водоотдаче. Толщина корки увеличивается с 0,7 до 1,0 мм, pH поднимается до 12, а СНС₁ достигает 38,1 дПа, что говорит о высокой устойчивости и структурообразующих свойствах.

Для состава 4 увеличение содержания АНКГК также ведет к увеличению плотности и условной вязкости, при этом водоотдача остается стабильной. Толщина корки не изменяется, оставаясь на уровне 0,5 мм. Повышение pH до 9 и увеличение СНС₁ до 33,5 дПа указывают на улучшение устойчивости и структурообразующих свойств.

Увеличение содержания стабилизатора АНКГК в буровых растворах приводит к повышению их плотности и условной вязкости, что улучшает их структурообразующие и устойчивые свойства. Водоотдача в большинстве случаев снижается или остается стабильной, что свидетельствует о высоких фильтрационных характеристиках. Повышение pH и статического напряжения сдвига (СНС₁) указывает на улучшение структурных свойств и устойчивости растворов к деформациям.

Табл. 4.7 показывает влияние термообработки при 80°C на характеристики буровых растворов при различных содержаниях синтезированного стабилизатора АНКГК.

Таблица 4.7.
Характеристики разработанных составов после термообработки при 80°C при различных содержаниях АНКГК

Соста в	C*, %	ρ , г/см ³	T, с	B, см ³ /30 мин	TK, мм	pH	СНС ₁ , дПа
1	1	1,07	51,2	4,5	0,7	9,1	23,2
	2	1,08	81,3	3,0	1,0	10,0	28,6
2	1	1,12	59,9	3,0	0,7	10,0	26,1
	2	1,13	78,1	3,0	1,2	10,9	31,4
3	1	1,10	62,0	3,2	0,8	10,0	24,3
	2	1,11	87,7	3,2	1,2	10,9	33,5
4	1	1,06	35,3	5,1	0,6	7,3	21,1
	2	1,07	52,4	5,1	0,6	8,2	29,2

Для состава 1 увеличение содержания АНКГК приводит к повышению плотности, условной вязкости и статического напряжения сдвига (СНС₁). Водоотдача снижается с 4,5 до 3,0 см³/30 мин, а толщина корки увеличивается с 0,7 до 1,0 мм. Повышение pH указывает на более щелочную среду.

Для состава 2 аналогичные тенденции: увеличение содержания АНКГК приводит к повышению плотности, условной вязкости и статического напряжения сдвига. Водоотдача остается стабильной на уровне 3,0 см³/30 мин, а толщина корки увеличивается с 0,7 до 1,2 мм.

В составе 3 увеличение содержания АНКГК также приводит к повышению плотности и условной вязкости. Водоотдача остается стабильной на уровне 3,2 см³/30 мин, а толщина корки увеличивается с 0,8 до 1,2 мм. Повышение pH и СНС₁ указывает на улучшение структурных свойств раствора.

Для состава 4 увеличение содержания АНКГК приводит к повышению плотности и условной вязкости, а также повышению pH и СНС₁. Водоотдача остается стабильной на уровне 5,1 см³/30 мин, а толщина корки не изменяется, оставаясь на уровне 0,6 мм.

Увеличение содержания стабилизатора АНКГК в буровых растворах после термообработки при 80°C приводит к улучшению их характеристик, включая повышение плотности, условной вязкости и статического напряжения сдвига (СНС₁). Водоотдача в большинстве случаев остается стабильной или снижается, что свидетельствует о

высокой эффективности АНКГК в улучшении фильтрационных свойств буровых растворов. Повышение pH указывает на более щелочную среду, что также способствует улучшению структурных свойств растворов.

§ 4.3. Разработка технологической схемы получения стабилизаторов на основе сшитых полимеров

Актуальность разработки технологической схемы получения сшитых полимеров для улучшения термической устойчивости буровых растворов обусловлена необходимостью повышения эффективности и надежности бурения скважин в сложных геологических условиях. Современные буровые технологии требуют использования буровых растворов, обладающих высокой термостойкостью и стабильностью при экстремальных температурах и давлениях. Традиционные полимерные добавки зачастую не обеспечивают достаточную стабильность при высоких температурах, что приводит к разрушению структуры бурового раствора и снижению его эксплуатационных характеристик.

Сшитые полимеры представляют собой перспективное решение для создания термоустойчивых буровых растворов. Разработка технологической схемы синтеза сшитых полимеров требует проведения комплексных исследований, направленных на оптимизацию условий полимеризации, подбор мономеров и сшивающих агентов, а также оценку влияния полученных полимеров на характеристики буровых растворов.

Таким образом, создание эффективной технологической схемы получения сшитых полимеров является важным шагом на пути к улучшению термоустойчивости буровых растворов, что, в свою очередь, способствует повышению безопасности и экономичности буровых работ в условиях высоких температур и давлений.

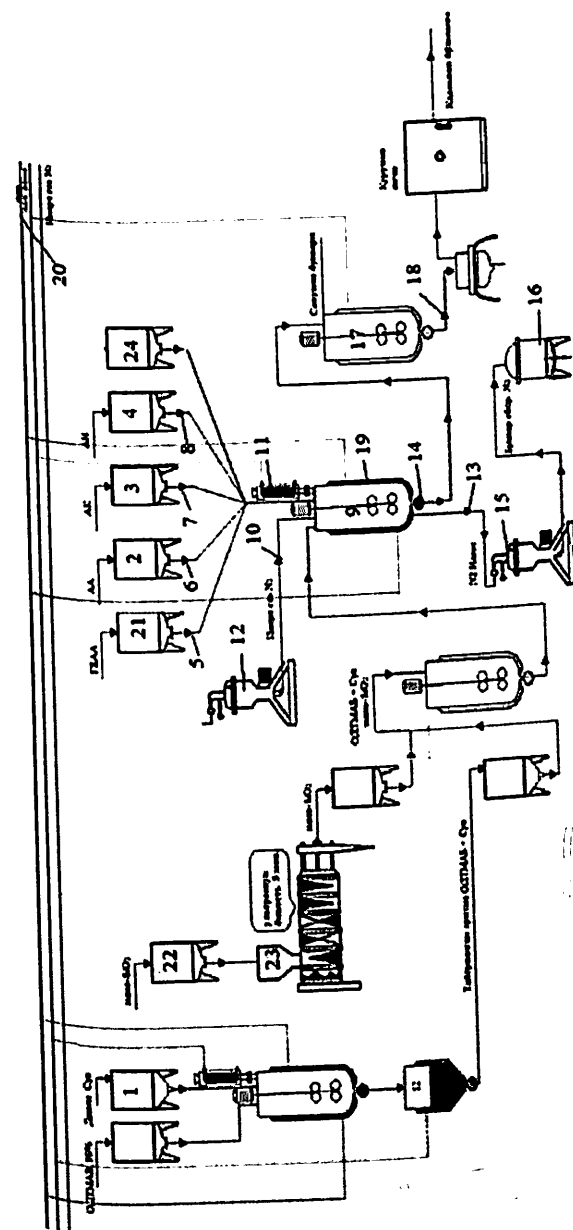


Рис. 4.1. Технологическая схема производства сшитых полимеров: 1. Ёмкость для воды; 2. Ёмкость для АА; 3. Ёмкость для АК; 4. Ёмкость для АН; 5. Дозаторы; 6. Смеситель для АА; 7. Смеситель для АК; 8. Смеситель для АН; 9. Реактор с мешалкой; 10. Система подачи инертного газа; 11. Обратный холодильник; 12. Насосы для подачи инертного газа; 13. Насос для удаления воздуха; 14. Кран для слива готового продукта; 15. Ёмкость для собранного воздуха и инертного газа; 16. Ёмкость для сбора воздуха и инертного газа; 17. Ёмкость для охлаждения продукта; 18. Дозатор для подачи в упаковочный аппарат; 19. Нагревательная рубашка; 20. Нагреватель для регулировки температуры; 21. Ёмкость для ГЭАА; 22. Ёмкость для нано-SiO₂; 23. Установка ультразвука; 24. ёмкость для инициатора.

На основе проведенных лабораторных и промышленных исследований (приложение 1) была разработана технологическая линия производства сшитых полимеров для стабилизации буровых растворов. Данная технология представлена на рис. 4.1 имеет следующие стадии производства.

1. Приготовление водной фазы. В ёмкость для воды (1) добавляется 1 г октадецилтриметиламмоний бромида (ОДТМАБ, 99%) к 300 мл деионизированной воды и перемешивается до получения однородного раствора.

2. Диспергирование нано-SiO₂. В ёмкость для нано-SiO₂ (22) вводится нано-SiO₂ (от 0,5 до 3 г), диспергируется с помощью установки ультразвука (23) (20 кГц) в течение 5 минут.

3. Добавление мономеров. В смеситель для АА (6) из ёмкости для АА (2) добавляется акриламид (АА). В смеситель для АК (7) из ёмкости для АК (3) добавляется акриловая кислота (АК). В смеситель для АН (8) из ёмкости для АН (4) добавляется акрилонитрил (АН). В ёмкость для ГЭАА (21) добавляется N-гидроксиэтилакриламид (ГЭАА) в количестве от 0,9 до 2%.

4. Смешивание и эмульгирование. Все мономеры, диспергированное нано-SiO₂ и приготовленный водный раствор ОДТМАБ перемешиваются в реакторе с мешалкой (9) для формирования стабильной эмульсии.

5. Нагревание и создание инертной атмосферы. Реактор нагревается с использованием нагревательной рубашки (19) и нагревателя для регулировки температуры (20).

Система подачи инертного газа (10) подает азот через насосы (12) для создания инертной атмосферы и удаления воздуха из реакционной среды, который собирается в ёмкости для сбора воздуха и инертного газа (16).

6. Инициация реакции. Температура реакционной среды повышается до 50°C. Из ёмкости с персульфатом аммония медленно добавляется инициатор реакции.

7. Полимеризация. Температура в реакторе повышается до 75°C и поддерживается на этом уровне в течение 6 часов, обеспечивая полное протекание полимеризационной реакции.

8. Сбор и охлаждение продукта. Полученный продукт сливается через кран для слива готового продукта (14) и перемещается в ёмкость для охлаждения продукта (17), где продукт охлаждается.

9. Сушка. Конечный продукт сушится с использованием вакуумной сушилки до получения сухого полимера.

10. Упаковка. Готовый продукт подается в дозатор для подачи в упаковочный аппарат (18) для дальнейшей упаковки и хранения.

Таким образом, процесс производства сшитых полимеров включает подготовку водной и масляной фаз, диспергирование нано-SiO₂, добавление мономеров, смешивание и эмульгирование, нагревание и создание инертной атмосферы, инициацию и проведение полимеризационной реакции, сбор, охлаждение и сушку конечного продукта, а также его упаковку.

Таблица 4.8.

Расчет себестоимости сшитых стабилизаторов (в тыс. сум/т)

Компоненты	Масса, кг	Стоимость, сум/кг	Общая сумма, сум
АА	75	95500	716250
АК	12,5	12639	157987,5
АН	12,5	45500	568750
ГЭАА	1,25	342000	427500
аммоний персульфат	0,15	70000	10500
нано-SiO ₂	1	125000	125000
вода	до 900 л	1,5	1350
Всего:			845358
Потери при производстве			7,5
Общехозяйственные расходы			169071,75
прочие расходы			126803
Всего:			8,13
Всего:			989069,738
Всего:			10879767,1

Общая себестоимость производства сшитых стабилизаторов составляет 10879767,1 сум/т. Основными компонентами, влияющими

на себестоимость, являются акриловая кислота (АА) и N-гидроксиэтилакриламид (ГЭАА), которые имеют высокую стоимость на килограмм. Другие значительные расходы включают потери при производстве, общехозяйственные и прочие расходы, что также существенно увеличивает общую себестоимость продукта. Таким образом, себестоимость 1 м³ раствора структурообразователя, содержащего не менее 14,0% сухого вещества, составляет 10879767,1 сум. Это соответствует 72-74 тыс. сумов за килограмм сухого полимера.

§ 4.4. Выводы по главе IV

В главе IV рассмотрены процессы разработки многослойных сшитых полимеров и их применение для повышения термоустойчивости буровых растворов. Исследования и эксперименты, проведенные в данной главе, позволили сделать следующие выводы:

Установлено, что эмульсионные буровые растворы, стабилизированные сшитыми полимерами, демонстрируют значительно лучшую стабильность при высоких температурах по сравнению с традиционными стабилизаторами.

Анализ фильтрационных показателей показал, что сшитые полимеры обеспечивают более низкую водоотдачу, что улучшает качество и эффективность буровых растворов.

Добавление синтезированных полимеров в глинистые буровые растворы существенно улучшает их реологические характеристики, такие как вязкость и статическое напряжение сдвига.

Разработана технологическая схема синтеза сшитых полимеров методом эмульсионной полимеризации, включающая этапы подготовки водной и масляной фаз, введения мономеров и инициаторов, а также последующей термообработки.

Проведен расчет себестоимости производства сшитых полимеров, показавший, что их применение экономически обосновано для повышения термостабильности буровых растворов.

Внедрение разработанной технологии позволяет получить высококачественные полимеры с улучшенными эксплуатационными характеристиками, что подтверждается экспериментальными данными.

Результаты, полученные в ходе исследований, подтверждают высокую эффективность синтезированных сшитых полимеров для

применения в составе буровых растворов. Разработанные технологии и материалы обеспечивают улучшение термостабильности и эксплуатационных характеристик буровых растворов, что способствует повышению эффективности и безопасности буровых операций.

на себестоимость, являются акриловая кислота (АА) и N-гидроксиэтилакриламид (ГЭАА), которые имеют высокую стоимость на килограмм. Другие значительные расходы включают потери при производстве, общехозяйственные и прочие расходы, что также существенно увеличивает общую себестоимость продукта. Таким образом, себестоимость 1 м³ раствора структурообразователя, содержащего не менее 14,0% сухого вещества, составляет 10879767,1 сум. Это соответствует 72-74 тыс. сумов за килограмм сухого полимера.

§ 4.4. Выводы по главе IV

В главе IV рассмотрены процессы разработки многослойных сшитых полимеров и их применение для повышения термоустойчивости буровых растворов. Исследования и эксперименты, проведенные в данной главе, позволили сделать следующие выводы:

Установлено, что эмульсионные буровые растворы, стабилизированные сшитыми полимерами, демонстрируют значительно лучшую стабильность при высоких температурах по сравнению с традиционными стабилизаторами.

Анализ фильтрационных показателей показал, что сшитые полимеры обеспечивают более низкую водоотдачу, что улучшает качество и эффективность буровых растворов.

Добавление синтезированных полимеров в глинистые буровые растворы существенно улучшает их реологические характеристики, такие как вязкость и статическое напряжение сдвига.

Разработана технологическая схема синтеза сшитых полимеров методом эмульсионной полимеризации, включающая этапы подготовки водной и масляной фаз, введения мономеров и инициаторов, а также последующей термообработки.

Проведен расчет себестоимости производства сшитых полимеров, показавший, что их применение экономически обосновано для повышения термостабильности буровых растворов.

Внедрение разработанной технологии позволяет получить высококачественные полимеры с улучшенными эксплуатационными характеристиками, что подтверждается экспериментальными данными.

Результаты, полученные в ходе исследований, подтверждают высокую эффективность синтезированных сшитых полимеров для

применения в составе буровых растворов. Разработанные технологии и материалы обеспечивают улучшение термостабильности и эксплуатационных характеристик буровых растворов, что способствует повышению эффективности и безопасности буровых операций.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Установлены оптимальные условия синтеза сшитых полимеров методом эмульсионной полимеризации при соотношении мономеров АА:АН:АК:ГЭАА=60:10:10:1. Максимальная вязкость достигалась при концентрации инициатора 0,15% и при концентрации нано-SiO₂ 0,066-0,083% от массы мономеров при которой достигается наибольшее структурообразование и вязкость.

2. На основе спектрофотометрических анализов установлены, что АНКГ и АНКГК имеют дополнительные точки сшивания благодаря амидным и гидроксильным группам, а также прививке нано-SiO₂. Термогравиметрический анализ показал, что введение сшивающих агентов и наночастиц SiO₂ существенно улучшает термостабильность полимеров. АНКГК имеет наибольшую термостабильность среди исследованных образцов, что подтверждается наибольшими значениями начальной и максимальной температур деструкции.

3. Выявлено, что синтезированные полимеры АНК, АНКГ и АНКГК значительно увеличивают вязкость эмульсий, особенно при низких и средних скоростях сдвига, за счет формирования сетчатой структуры и увеличения межмолекулярных взаимодействий. Повышение температуры до 60°C и 80°C приводит к разжижению эмульсий, однако добавление сшивающих полимеров, особенно АНКГК, снижает степень уменьшения вязкости, демонстрируя высокую термическую стабильность и улучшение структурной прочности эмульсий при высоких температурах.

4. Установлено, что при водоотдаче более 40 см³/30 мин использование АНКГК; АНКГ и гипан в количестве 2% снижает водоотдачу до 3; 4 и 3 см³/30 мин. Повышение температуры до 80°C приводит к увеличению водоотдачи, что связано с разжижением систем и термическим разрушением межмолекулярных связей и водоотдача системы с КМЦ и гипан увеличивается с 9 и 3 до 25 и 6 см³/30 мин при 80°C. АНКГК сохраняет водоотдачу на уровне 3-5 см³/30 мин в широком диапазоне температур, что подтверждает его наилучшую стабильность среди всех стабилизаторов.

5. Сравнение эмульсионного бурового раствора, обработанного с гипан и раствора с АНКГК при температуре 80°C установило, что состав 2 демонстрирует лучшие показатели: плотность 1,058 г/см³, СНС1 = 11 дПа, СНС10 = 20 дПа, разность плотностей 0,009 г/см³ и водоотдача 5 см³/30 мин. Это подтверждает

его превосходные термостойкие свойства по сравнению с составом 1, который имеет плотность 1,049 г/см³, СНС1 = 6 дПа, СНС10 = 14 дПа, разность плотностей 0,018 г/см³ и водоотдачу 9 см³/30 мин.

6. Разработана технология получения сшитых полимеров, которые значительно улучшают реологические и фильтрационные свойства буровых растворов, обеспечивая их термоустойчивость и стабильность в условиях высоких температур. Расчет себестоимости показал, что производство сшитых полимеров составляет 10879767,1 сум/т, что соответствует 72-74 тыс. сумов за килограмм сухого полимера.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Брентли Д.Е. Справочник по вращательному бурению / Брентли Д.Е. – М.: Гостоптехиздат, 1957. – 236 с.
2. Аксенова Н. А. Буровые промывочные жидкости и промывка скважин: учебное пособие: в трех томах /Аксенова Н. А., Рожкова О. В./ Тюмень: ТИУ, 2016.
3. Роджерс В.Ф. Промывочные жидкости для бурения скважин. – Москва. 1960. – 260 с.
4. Паус К.Ф. Буровые растворы. – М.: Недра, 1973 – 304 с.
5. Abdel-Latif A. Qahwash An optimal algorithm for drilling strategy /AbdelLatif A. Qahwash/ Energy, 1987, vol. 12, issue 6, 423-425.
6. Волченко Ю.А. Информационно-измерительные системы для экспрессного контроля процессов бурения и цементирования нефтегазопромысловых и нефтегазоразведочных скважин // Известия Томского политехнического университета. – Том 305. – Томск, 2002. – Вып.5. – С. 58-66.
7. ASME Shale Shaker Committee (2005) The Drilling Fluids Processing Handbook (Справочник по обработке буровых растворов).
8. Овчинников В.П., Грачев С.И., Фролов А.А. Справочник бурового мастера: Научно-практическое пособие в 2 томах. – М.: «Инфра-Инженерия», 2006.
9. Рязанов Я.А. Энциклопедия по буровым растворам. – М.: «Летопись», 2006 – 249с.
10. Чегодаев Ф.А. Буровые и тампонажные растворы. – СПб: Профессионал, 2007. – 424с.
11. Saasen, G. Løklingholm. The Effect of Drilling Fluid Rheological Properties on Hole Cleaning. Copyright 2002, IADC/SPE Drilling Conference. p.1-5.
12. Гукасов Н.А. «Прикладная гидромеханика в бурении: Учебное пособие для вузов. –М.:Недра, 1999 – 359 с.
13. Бабаян Э. В. Инженерные расчеты при бурении. – М.: ИнфраИнженерия, 2016. – 996 с.
14. Крупин С.В. Коллоидно-химические основы создания глинистых суспензий для нефтепромыслового дела: монография. – Казань: Казанский национальный исследовательский технологический университет, 2010. – 411с.
15. Richard L. Towards the design of new and improved drilling fluid additives using molecular dynamics simulations. Richard L. Anderson; H. Christopher Greenwell.; James L. Suter; Rebecca M. Jarvis; Peter V. Coveney. 2009.
16. Асадуллин Р.Р. Разработка рецептуры буровых растворов для бурения круто наклонно-направленных и горизонтальных скважин. – Бурение и нефть, 2011 г. – №4 – С.42-44.
17. Храменков, В.Г. Автоматизация управления технологическими процессами бурения нефтегазовых скважин. учебное пособие для академического бакалавриата. – Люберцы: Юрайт, 2016. – 415 с.
18. Феценец Р.М., Мосин В.А., Королёв А.В., Рябцев П.Л. Влияние отфильтровывания бурового раствора на технико-экономические показатели бурения (из опыта бурения на южно-приобском месторождении) // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2013. – №2. – с.33-39.
19. Овчинников В.П., Аксенова Н.А. Буровые промывочные жидкости»: Учебное пособие для вузов. – Тюмень: Нефтегазовый университет, 2008 – 309 с.
20. Петраков Д.Г., Мардашов Д.В., Максютин А.В. Разработка нефтяных и газовых месторождений: учебник. – СПб.: Санкт-Петербургский горный университет, 2016. – 526 с.
21. Пономарев С.В., С. В.Мищенко, А.Г.Дивин «Теоретические и практические аспекты теплофизических измерений: Монография. В 2 кн. – Тамбов: Изд-во Тамбовского государственного технического университета, 2006. – кн.2. – 216с
22. Zhifu Zhou Fully developed flow of a drilling fluid between two rotating cylinders. /Zhifu Zhou, Wei-Tao Wu and Mehrdad Massoudi/ Applied Mathematics and Computation, 2016, vol. 281, issue C, 266-277.
23. Bisheng Wu A Transient Analytical Model for Predicting Wellbore/Reservoir Temperature and Stresses during Drilling with Fluid Circulation /, Tianle Liu, Xi Zhang, Bailin Wu, Robert G. Jeffrey and Andrew P. Bunger/ Energies, 2017, vol. 11, issue 1, 1-18.
24. Лахтионов С.В. Разработка гидравлической программы промывки скважин с учетом влияния температуры на реологическое поведение буровых растворов: автореф. дисс. канд. техн. наук. – Ухта, 2008 г.
25. Плющик А.А., Сопов Е.А., Бухтояров В.В. Повышение надежности процесса бурения путем оптимизации управляемых параметров режима бурения //Научно-технический вестник Поволжья. – 2016. – №3. – с.40-43.

26. Яровой И.А., Кузнецова М.И. Совершенствование технологии приготовления буровых растворов // Инновации в науке: сб. ст. по матер. XVII междунар. науч.-практ. конф. – Новосибирск: СибАК, 2013.

27. Wilson C. Chin, Yinao Su, Limin Sheng, Lin Li, Hailong Bian, Rong Shi. — John Wiley & Sons, Inc. Hoboken, New Jersey, and Scrivener Publishing LLC, Salem, Massachusetts., 2014. XX, 358 p. – ISBN 978-1-118-83168-7.

28. Овчинников В.П. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: учебник для студентов вузов. – В 5 т. Т. 2 / под общ. ред. В. П. Овчинникова. – Тюмень: ТИУ, 2017. – 560 с.

29. Булатов А.И., Аветисов А.Г. Справочник инженера по бурению. – М.: Недра, 1985. – Т.1. – 415с.

30. Резниченко, И.Н. Приготовление, обработка и очистка буровых растворов. – М.: Недра, 1982. – 234 с.

31. Михеев В.Л. Технологические свойства буровых растворов. – М.: Недра, 1979. – 239 с.

32. Мавлютов М.Р. Технология бурения глубоких скважин – М.: Недра, 1982. – 287 с.

33. Шелковникова, Ю.Н. (2020). Управление качеством промывки скважины при бурении посредством контроля и регулирования реологических характеристик бурового раствора. (Монография кандидата технических наук, специальность 05.13.01 – системный анализ, управление и обработка информации (в науке и технике)). Научный руководитель: д.ф.-м.н., профессор Тененев В.А. Ижевск. 162 с. URL: [[http://umad.istu.ru/diss/Шелковникова Ю.Н. - pdf](http://umad.istu.ru/diss/Шелковникова%20Ю.Н.%20.pdf)]

(<http://umad.istu.ru/diss/%D0%A8%D0%B5%D0%BB%D0%BA%D0%BE%D0%B2%D0%BD%D0%B8%D0%BA%D0%BE%D0%B2%D0%B0%20%D0%AE.%D0%9D.%20%20%D0%94%D0%B8%D1%81%D1%81%D0%B5%D1%80%D1%82%D0%B0%D1%86%D0%B8%D1%8F%20.pdf>)

34. Комкова, Л.П. (2011). Улучшение качества буровых промывочных жидкостей применением модифицированных лигносульфонатов. (Автореферат монография на соискание ученой степени кандидата технических наук, специальность 25.00.15 - Технология бурения и освоения скважин). 26 с.

35. Комкова Л.П. О результатах промысловых испытаний реагента АЛС/ Нигматуллина А.Г., Нигматуллин Ф.Н. И Материалы

1-й научно-практической 22 конференции «Передовые технологии строительства и ремонта скважин»: Сб. научн. тр. - Санкт-Петербург: Недра. - 2005. - С. 291-292.

36. Комкова Л.П. Исследование зарубежных лигносульфонатных реагентов - разжижителей буровых растворов / Петров Н.А., Давыдова И.Н., Акодис М.М., Мамаева О.Г. // Нефтегазовое дело: научно-технический журнал. - 2006. -Т.4; №1. - С. 63. http://www.ogbus.ru/authors/PetrovNA/PetrovNA_5.pdf

37. Kobilov, N., Khamidov, B., Shukurov, A., Kodirov, S., & Juraev, K. (2023). New composition of chemicals and heavy drilling fluids for drilling oil and gas wells. *E3S Web of Conferences, 401*, 05077. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202340105077>.

38. Khodja, M.; Canselier, J. P.; Bergaya, F.; Fourar, K.; Khodja, M.; Cohaut, N.; Benmounah, A. Shale Problems and Water-Based Drilling Fluid Optimisation in the Hassi Messaoud Algerian Oil Field. *Appl. Clay Sci.* 2010, 49 (4), 383-393.

39. Caenn, R.; Darley, H. C. H.; Gray, G. R. Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids; Gulf Professional Publishing: 2011.

40. Caenn, R.; Chillingar, G. V. Drilling Fluids: State of the Art. *J. Pet. Sci. Eng.* 1996, 14 (3), 221-230.

41. Werner, B.; Myrseth, V.; Saasen, A. Viscoelastic Properties of Drilling Fluids and Their Influence on Cuttings Transport. *J. Pet. Sci. Eng.* 2017, 156, 845-851.

42. Zhuang, G.; Zhang, Z.; Peng, S.; Gao, J.; Jaber, M. Enhancing the Rheological Properties and Thermal Stability of Oil-Based Drilling Fluids by Synergetic Use of Organo-Montmorillonite and OrganoSepiolite. *Appl. Clay Sci.* 2018, 161, 505-512.

43. Zhuang, G.; Zhang, H.; Wu, H.; Zhang, Z.; Liao, L. Influence of the Surfactants' Nature on the Structure and Rheology of OrganoMontmorillonite in Oil-Based Drilling Fluids. *Appl. Clay Sci.* 2017, 135, 244-252.

44. Zhou, D.; Zhang, Z.; Tang, J.; Wang, F.; Liao, L. Applied Properties of Oil-Based Drilling Fluids with Montmorillonites Modified by Cationic and Anionic Surfactants. *Appl. Clay Sci.* 2016, 121-122, 1-8.

45. Акчурина Д.Х. Использование полимерной композиции на основе отходов производства терефталевой кислоты при строительстве нефтяных и газовых скважин: дисс. канд. техн. наук. – Уфа, 2014. – 108 с.

46. Булатов А.И., Макаренко П.П., Проселков Ю.М. Буровые промывочные и тампонажные растворы : Учеб. пособие для вузов. – М.: ОАО «Издательство «недра», 1999. – 424с.
47. Caenn, R.; Darley, H. C. H.; Gray, G. R. *Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids*; Gulf Professional Publishing: 2011.
48. Amani, M.; Al-Jubouri, M.; Shadravan, A. Comparative Study of Using Oil-Based Mud Versus Water-Based Mud in HPHT Fields. *Adv. Pet. Explor. Dev.* 2012, 10, 18-27.
49. <https://www.systopt.com.ua/ru/article-burovye-rastvory>
50. Ананьев А.Н. Учебное пособие для инженеров по буровым растворам. – Волгоград: Инт. Касп Флюидз, 2000. – 142 с.
51. 141. Уляшева Н.М. Технология буровых жидкостей: учеб. пос. – Ухта. Ухтанефтегазгеология. 2008. – 166 с.
52. Булатов А.И., Макаренко П.П., Проселков Ю.М. Буровые промывочные и тампонажные растворы. Учеб. пособие для вузов. – М.: «Недра», 1999. – 424 с.
53. Рябоконь С.А. Технологические жидкости для заканчивания и ремонта скважин. – М.: НПО «Бурение», 2009. – 230 с.
54. Патент 2348670 РФ, С09К8/08. Безглинистый буровой раствор / Р.А. Гасумов, А.А. Перейма, В.Е. Черкасова, Н.М. Дубов. Заяв. 02.08.2007; Оpubл. 10.03.2009 Бюл. № 7.
55. Влияние стабилизаторов на технологические характеристики глинистых буровых растворов // *Universum: химия и биология : электрон. научн. журн.* Тилеубаев С.О. [и др.]. 2021. 8(86). URL: <https://7universum.com/ru/nature/archive/item/12154> (дата обращения: 16.06.2024).
56. 152. Патент 2385341 РФ, С09К8/02. Смазочная добавка для буровых растворов / П.В. Касирум. Заяв. 20.10.2009; Оpubл. 27.03.2010. Бюл. № 9
57. Ишбаев, Г., Асадуллин Р., Дилмиев М., Майданова А., Лозкин С., Горпиченко В. Влияние солей одно- и двухвалентных металлов на эффективность смазочных добавок к буровым растворам / *Бурение и нефть*, 2012. - №2. С. 22-24.
58. Патент 2285029 РФ, С09К8/035. Смазочная добавка для буровых растворов / В.Н. Наумов, В.Н. Наумова, Т.В. Кислова, Ф.Н. Газизов. Заяв. 20.05.2005; Оpubл. 1.10.2006. Бюл. № 28
59. Liu, T., Leusheva, E., Morenov, V., Li, L., Jiang, G., Fang, C., Zhang, L., Zheng, S., & Yu, Y. (2020). Influence of Polymer Reagents in

- the Drilling Fluids on the Efficiency of Deviated and Horizontal Wells Drilling. **Energies**, 13(18), 4704. <https://doi.org/10.3390/en13184704>
60. Litvinenko, V.S., Dvoinikov, M.V. Justification of the technological parameters choice for well drilling by rotary steerable systems. *J. Min. Inst.* 2019, 235, 24-29.
 61. Litvinenko, V. The Role of Hydrocarbons in the Global Energy Agenda: The Focus on Liquefied Natural Gas. *Resources* 2020, 9, 59.
 62. Tabatabaee Moradi, S.S., Nikolaev, N.I. Assessment of the cement failure probability using statistical characterization of the strength data. *J. Pet. Sci. Eng.* 2018, 164, 182-188.
 63. Moradi, S.S.T., Nikolaev, N.I., Chudinova, I.V. Geomechanical Analysis of Wellbore Stability in High-pressure, High-temperature Formations. In *Proceedings of the Eage Conference & Exhibition, Paris, France*, 12-15. June 2017.
 64. Efficiency Estimation of the Single- and Multicomponent Anti-hydrate Reagents|*Journal of Mining Institute*. Available online: <http://pmi.spmi.ru/index.php/pmi/article/view/13217> (accessed on 24 August 2020). *Energies* 2020, 13, 4704 15 of 16
 65. Wang, R., Liu, T., Ning, F., Ou, W., Zhang, L., Wang, Z., Peng, L., Sun, J., Liu, Z., Li, T. Effect of hydrophilic silica nanoparticles on hydrate formation: Insight from the experimental study. *J. Energy Chem.* 2018, 30, 98-108.
 66. Liu, T. Jiang, G. Zhang, P. Sun, J., Sun, H., Wang, R., Zheng, M. A new low-cost drilling fluid for drilling in natural gas hydrate-bearing sediments. *J. Nat. Gas Sci. Eng.* 2016, 33, 934-941.
 67. Pashkevich, M.A., Alekseenko, A.V., Petrova, T.A. Application of polymeric materials for abating the environmental impact of mine wastes. *J. Phys. Conf. Ser.* 2019, 1384, 012039.
 68. Vipulanandan, C., Mohammed, A.S. Hyperbolic rheological model with shear stress limit for acrylamide polymer modified bentonite drilling muds. *J. Pet. Ence Eng.* 2014, 122, 38-47.
 69. Khudyakov, G.I. Development of methods of analytical geometry of a sphere for solving geodesy and navigation tasks. *Zapiski Gorn. Inst.* 2017, 223, 70-81.
 70. Kelessidis, V.C., Maglione, R., Tsamantaki, C., Aspirotakis, Y. Optimal determination of rheological parameters for Herschel-Bulkley drilling fluids and impact on pressure drop, velocity profiles and penetration rates during drilling. *J. Pet. Sci. Eng.* 2006, 53, 203-224.

71. Walker, P.R. Sheikholeslami, R. Assessment of the effect of velocity and residence time in CaSO₄ precipitation flow reaction. *Chem. Eng. Sci.* 2003, 58, 3807-3816.
72. Dardir, M.M. Ibrahim, S., Soliman, M., Desouky, S.D., Hafiz, A.A. Preparation and evaluation of esteramides as drilling fluids and evaluation of some esteramides as synthetic based drilling fluids. *Egypt. J. Petrol.* 2014, 23, 34-43.
73. Dias, F.T.G., Souza, R.R., Lucas, E.F. Influence of modified starches composition on their performance as fluid loss additives in invert-emulsion drilling fluids. *Fuel* 2015, 140, 711-716.
74. Shettigar, R.R., Misra, N.M., Patel, K. CTAB grafted PAM gel and its application in drilling fluid. *J. Pet. Ence Eng.* 2018, S0920410517308197.
75. Blinov, P.A. Dvoynikov, M.V. Rheological and filtration parameters of the polymer salt drilling fluids based on xanthan gum. *J. Eng. Appl. Ence* 2018, 13, 5661-5664.
76. Menezes, R.R., Campos, L., Ferreira, H.S., Marques, L.N. Use of statistical design to study the influence of CMC on the Theological properties of bentonite dispersions for water-based drilling fluids. *Appl. Clay Sci.* 2010, 49, 13-20.
77. Morenov, V., Leusheva, E., Martel, A. Investigation of the fractional composition effect of the carbonate weighting agents on the rheology of clayless drilling mud. *Int. J. Eng.* 2018, 31, 1152-1158.
78. Zheng, M., Jiang, G., Liu, T., Ning, F., Zhang, L., Chikhotkin, V.F. Effect on the performance of drilling fluids at downhole rock surfaces at low temperatures. *J. Earth Ence* 2016, 27, 856-863.
79. Hamed, S.B., Belhadri, M. Rheological properties of biopolymers drilling fluids. *J. Pet. Ence Eng.* 2009, 67, 84-90.
80. Grigoriev, B.S., Eliseev, A.A., Pogarskaya, T.A., Toropov, E.E. Mathematical modeling of rock crushing and multiphase flow of drilling fluid in well dilling. *J. Min. Inst.* 2019, 235, 16-23.
81. Winiowski, R., Skrzypaszek, K., Maachowski, T. Selection of a Suitable Rheological Model for Drilling Fluid Using Applied Numerical Methods. *Energies* 2020, 13, 3192.
82. Mahto, V., Sharma, V.P. Rheological study of a water based oil well drilling fluid. *J. Pet. Ence Eng.* 2004, 45, 123-128.
83. Jain, R., Mahto, V. Evaluation of polyacrylamide/clay composite as a potential drilling fluid additive in inhibitive water based drilling fluid system. *J. Pet. Sci. Eng.* 2015, 133, 612-621.
84. Song, K., Wu, Q., Li, M.-C., Wojtanowicz, A.K., Dong, L., Zhang, X., Ren, S., Lei, T. Performance of low solid bentonite drilling fluids modified by cellulose nanoparticles. *J. Nat. Gas Sci. Eng.* 2016, 34, 1403-1411.
85. Zhao, X., Qiu, Z., Huang, W., Wang, M. Mechanism and method for controlling low-temperature rheology of water-based drilling fluids in deepwater drilling. *J. Pet. Sci. Eng.* 2017, 154, 405-416.
86. Dokhani, V., Ma, Y., Yu, M. Determination of equivalent circulating density of drilling fluids in deepwater drilling. *J. Nat. Gas Ence Eng.* 2016, 34, 1096-1105.
87. Yang, J.; Dong, T.; Yi, J.; Jiang, G. Development of Multiple Crosslinked Polymers and Its Application in Synthetic-Based Drilling Fluids. *Gels* 2024, 10, 120. <https://doi.org/10.3390/gels10020120>
88. Gautam, S.; Guria, C.; Rajak, V.K. A state of the art review on the performance of high-pressure and high-temperature drilling fluids: Towards understanding the structure-property relationship of drilling fluid additives. *J. Petrol. Sci. Eng.* 2022, 213, 110318.
89. Jiang, G.; Sun, J.; He, Y.; Cui, K.; Dong, T.; Yang, L.; Yang, X.; Wang, X. Novel Water-Based Drilling and Completion Fluid Technology to Improve Wellbore Quality During Drilling and Protect Unconventional Reservoirs. *Engineering* 2022, 18, 129-142.
90. Yang, J.; Jiang, G.; Wang, G.; Yang, L.; He, Y.; Dong, T.; Yuan, X. Performance evaluation of polymer nanolatex particles as fluid loss control additive in water-based drilling fluids. *Geoenergy Sci. Eng.* 2023, 223, 211462.
91. Wang, J.; Liu, L.; Zhang, S.; Liao, B.; Zhao, K.; Li, Y.; Xu, J.; Chen, L. Review of the Perspectives and Study of Thermo-Responsive Polymer Gels and Applications in Oil-Based Drilling Fluids. *Gels* 2023, 9, 969.
92. Kania, D.; Yunus, R.; Omar, R.; Rashid, S.A.; Jan, B.M.; Arsanjani, N. Nonionic polyol esters as thinner and lubricity enhancer for synthetic-based drilling fluids. *J. Mol. Liq.* 2018, 266, 846-855.
93. Peixoto, R.; Bicudo, T.C.; Moura, H.; Sousa, A.S.; de Carvalho, L.S. Synthesis of decyl methyl carbonate and a comparative assessment of its performance as the continuous phase of synthetic-based drilling fluids. *J. Petrol. Sci. Eng.* 2021, 199, 108301.
94. Aboulrous, A.A.; Rafati, R.; Alsabagh, A.M.; Haddad, A.S.; Boyou, N.V. Review of synthesis, characteristics and technical challenges of biodiesel based drilling fluids. *J. Clean. Prod.* 2022, 336, 130344.

РЕСПУБЛИКА УЗБЕКИСТАН
МИНИСТЕРСТВО ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ, НАУКИ
И ИННОВАЦИЙ

ИНСТИТУТ ПРЕДПРИНИМАТЕЛЬСТВА И
ПЕДАГОГИКИ ИМЕНИ ДЕНОВА

ХАЛИЛОВ МУЗАФФАР НУРМАМАТОВИЧ

СИНТЕЗ РАЗВЕТВЛЕННЫХ
ПОЛИМЕРОВ И ИХ ПРИМЕНЕНИЕ В
ПРОЦЕССАХ БУРЕНИЯ.

МОНОГРАФИЯ

Редактор: т.ф.ф.д., дотс. Шукуров Д.Х.
Технический редактор: Абдурахмонов С.Т.

Подтверждение № 209801. 21.01.2024
Разрешение на набор текста получено 30.05.2025.

Печать разрешена 30.05.2025.

Формат 60x84. Размер печатных форм 6.6.

Заказ № 19. Шрифт Times New Roman.

Тираж 50 экз. 105 страницы.

Подготовлено издательством «Abdulaziz Diyorbek X/K» и
Издано «Termiz Publishing Center»

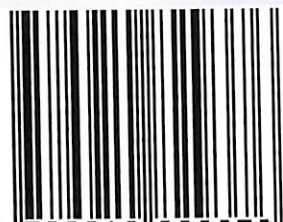


9 789910 829376

6075



Сурхандарьинская область, Кумкурганский район, улица Обод, дом-
65. ГОЛОВНОЙ ОФИС ТИФ «УЗМИЛЛИЙБАНК», МФО: 00450,
ИНН: 305760254, Р/с: 20208000005047025001
Телефон: +998-90-644-48-75



9 789910 829376

6075

