

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования



**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Школа – Инженерная школа природных  
ресурсов  
Направление подготовки – Нефтегазовое дело  
Отделение школы (НОЦ) – Отделение нефтегазового дела

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

Тема работы
<b>Разработка систем биополимерных буровых растворов с повышенной вязкостью при низкой скорости сдвига</b>

УДК – 622.24.06:678.7:577

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ13	Даси Эван Шван Сало		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Минаев К.М.	к.х.н		

**КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор отделения нефтегазового дела	Шарф И.В.	д.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения общетехнических дисциплин	Сечин А.А	к.т.н.		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Минаев К.М.	к.х.н		

Томск – 2023 г.

**Результаты освоения образовательной программы**  
**Универсальные компетенции выпускников и индикаторы их достижения**

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Системное и критическое мышление	УК(У)-1. Способность осуществлять поиск, критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, вырабатывать стратегию действий	И.УК(У)-1.1. Анализирует проблемную ситуацию как систему, выявляя ее составляющие и связи между ними
		И. УК(У)-1.2. Определяет пробелы в информации, необходимой для решения проблемной ситуации, и проектирует процессы по их устранению
		И.УК(У)-1.3. Разрабатывает стратегию решения проблемной ситуации на основе системного и других современных междисциплинарных подходов; обосновывает выбор темы исследований на основе анализа явлений и процессов в конкретной области научного знания
		И.УК(У)-1.4. Использует логико-методологический инструментарий для критической оценки современных концепций в своей предметной области
Разработка и реализация проектов	УК(У)-2. Способность управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла	И.УК(У)-2.1. Определяет проблему и способ ее решения через реализацию проектного управления
		И.УК(У)-2.2. Разрабатывает концепцию проекта в рамках обозначенной проблемы: формулирует цель, задачи, обосновывает актуальность, значимость, ожидаемые результаты и возможные сферы их применения
		И.УК(У)-2.3. Осуществляет мониторинг за ходом реализации проекта, корректирует отклонения, вносит дополнительные изменения в план реализации проекта
Командная работа и лидерство	УК(У)-3. Способность организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели	И. УК(У)-3.1. Планирует и корректирует свою социальную и профессиональную деятельность с учетом интересов, особенностей поведения и мнений людей, с которыми работает и взаимодействует
		И.УК(У)-3.2. Организует дискуссии по заданной теме и обсуждение результатов работы команды
		И.УК(У)-3.3. Планирует командную работу, распределяет поручения и делегирует полномочия членам команды
Коммуникация	УК(У)-4. Способность применять современные коммуникативные технологии, в том числе на	И.УК(У)-4.1. Решает конкретные задачи профессиональной деятельности на основе академического и профессионального взаимодействия с учетом анализа мнений, предложений, идей отечественных и зарубежных коллег

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
	иностранным(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия	<p>И.УК(У)-4.2. Составляет, переводит и редактирует различные академические тексты (рефераты, эссе, обзоры, статьи и т.д.)</p> <p>И.УК(У)-4.3. Представляет результаты академической и профессиональной деятельности на различных научных мероприятиях, включая международные</p> <p>И.УК(У)-4.4. Планирует и организовывает совещания, деловые беседы, дискуссии по заданной теме;</p> <p>аргументированно и конструктивно отстаивает свою точку зрения, позицию, идею в академических и профессиональных дискуссиях на государственном и иностранном языках</p>
Межкультурное взаимодействие	УК(У)-5. Способность анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия	И.УК(У)-5.1. Осуществляет профессиональную и социальную деятельность с учетом особенностей поведения и мотивации людей различного социального и культурного происхождения, в том числе особенностей деловой и общей культуры представителей других этносов и конфессий
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровье сбережение)	УК(У)-6. Способность определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки	<p>И.УК(У)-6.1. Анализирует использование рабочего времени в широком спектре деятельности: планирование, распределение, постановка целей, делегирование полномочий, анализ временных затрат, мониторинг, организация, составление списков и расстановка приоритетов</p> <p>И.УК(У)-6.2. Сочетает выполнение текущих производственных задач с повышением квалификации; корректирует планы в соответствии с имеющимися ресурсами</p> <p>И.УК(У)-6.3. Планирует профессиональную траекторию с учетом особенностей как профессиональной, так и других видов деятельности и требований рынка труда</p>

### Общепрофессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Применение фундаментальных знаний	ОПК(У)-1. Способность решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области	И.ОПК(У)-1.1. Демонстрирует навыки физического и программного моделирования отдельных фрагментов процесса выбора оптимального варианта для конкретных условий И.ОПК(У)-1.2. Использует фундаментальные знания профессиональной деятельности для решения конкретных задач нефтегазового производства И.ОПК(У)-1.3. Анализирует причины снижения качества технологических процессов и предлагает эффективные способы повышения качества производства работ при выполнении различных технологических операций
Техническое проектирование	ОПК(У)-2. Способен осуществлять проектирование объектов нефтегазового производства	И.ОПК(У)-2.1. Использует знание алгоритма организации выполнения работ в процессе проектирования объектов нефтегазовой отрасли И.ОПК(У)-2.2. Формулирует цели выполнения работ и предлагает пути их достижения И.ОПК(У)-2.3. Выбирает соответствующие программные продукты или их части для решения конкретных профессиональных задач
	ОПК(У)-3. Способность разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии	И.ОПК(У)-3.1. Анализирует информацию и составляет обзоры, отчеты И.ОПК(У)-3.2. Владеет навыками аналитического обзора при подготовке рефератов, публикаций и не менее 50 источников при подготовке магистерской диссертации
Работа с информацией	ОПК(У)-4. Способность находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в научных исследованиях и в практической технической деятельности	И.ОПК(У)-4.1. Определяет основные направления развития инновационных технологий в нефтегазовой отрасли И.ОПК(У)-4.2. Обработывает результаты научно-исследовательской, практической технической деятельности, используя имеющееся оборудование, приборы и материалы
Исследование	ОПК(У)-5. Способность оценивать результаты научно-технических разработок, научных исследований и обосновывать собственный выбор, систематизировать и обобщать достижения в нефтегазовой отрасли и смежных областях	И.ОПК(У)-5.1. Определяет на профессиональном уровне особенности работы различных типов оборудования и выявление недостатков в его работе И.ОПК(У)-5.3. Интерпретирует результаты лабораторных и технологических исследований применительно к конкретным условиям
Интеграция науки и образования	ОПК(У)-6. Способность участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания	И.ОПК(У)-6.1. Демонстрирует знания основ педагогики и психологии И.ОПК(У)-6.2. Демонстрирует умение общаться с аудиторией, заинтересовать слушателей

**Профессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения**

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта, форсайт	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
<b>Тип задач профессиональной деятельности:</b> технологический				
19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа	1. Технологический контроль и управление процессами строительства скважин.	<p><b>19.005</b> Профессиональный стандарт "Буровой супервайзер в нефтегазовой отрасли" (Утвержден приказом Минтруда России от 27.11.2014 № 942н)</p> <p><b>ОТФ В</b> «Технологический контроль и управление процессом бурения скважин на месторождениях»</p>	<p><b>ПК(У) -1.</b> Способность осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами строительства скважин</p> <p><b>ТФ В</b> «Обеспечение выполнения подрядными организациями проектных решений при бурении скважин на месторождениях»</p>	<p><b>И.ПК(У) -1.1.</b> Осуществляет контроль и управление безопасного ведения технологических операций в соответствии с нормативными документами и отраслевыми регламентами.</p> <p><b>И.ПК(У) -1.2.</b> Осуществляет контроль выполнения подрядными организациями проектных решений при строительстве скважины.</p> <p><b>И.ПК(У) -1.3.</b> Определяет возможные риски при проведении технологических операций и применяет эффективные способы их предупреждения.</p>
	2. Контроль, управление и выполнение работ по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации бурового оборудования.	<p><b>19.005</b> Профессиональный стандарт "Буровой супервайзер в нефтегазовой отрасли" Утвержден приказом Минтруда России от 27.11.2014 № 942н)</p> <p><b>ОТФ А</b> «Технологический контроль и управление процессом бурения скважин»</p>	<p><b>ПК(У) -2.</b> Способность обеспечивать безопасную и эффективную эксплуатацию бурового оборудования</p> <p><b>ТФ А</b> «Технический контроль состояния, работоспособности бурового оборудования и условий хранения материалов на буровой площадке.</p>	<p><b>И.ПК(У) -2.1.</b> Оценивает преимущества и недостатки применяемого бурового оборудования, определяет благоприятную область применения</p> <p><b>И.ПК(У) -2.2.</b> Соблюдает требования инструктивно-нормативной документации по эксплуатации и обслуживанию бурового оборудования.</p>
<b>Тип задач профессиональной деятельности:</b> научно-исследовательский				

19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа	1. Инициирование создания, разработка и проведение экспериментальной проверки инновационных технологий в области строительства скважин.	Мнение экспертов, пожелания работодателей.	<b>ПК(У)-3.</b> Способность планировать и проводить аналитические, имитационные и экспериментальные исследования, критически оценивать данные и делать выводы.	<b>И.ПК(У)-3.1.</b> Осуществляет сбор, обработку, анализ и систематизацию научно-технической информации по теме исследования, выбирает методики и средства решения поставленной задачи; планирует и проводит исследования; оценивает их результаты, делает выводы.  <b>И.ПК(У)-3.2.</b> Создает новые и совершенствует действующие методики проведения расчетов, необходимых при проектировании технологических процессов и технических устройств
	2. Оценка возможности использования достижений научно-технического прогресса в области строительства скважин.	Мнение экспертов, пожелания работодателей.	<b>ПК(У)-4.</b> Способность проводить анализ и обобщение научно-технической информации в области строительства скважин.	<b>И.ПК(У)-4.1.</b> Владеет навыками проведения анализа и систематизации информации по теме исследований, а также патентных исследований.  <b>И.ПК(У)-4.2.</b> Оценивает возможность применения наиболее совершенных на данный момент технологий строительства скважин.
<b>Тип задач профессиональной деятельности:</b> педагогический				
1 «Образование и наука» (в сфере научных исследований)	1. Разработка методических материалов для обеспечения подготовки и аттестации специалистов	<b>01.004</b> Профессиональный стандарт «Педагог профессионального обучения, профессионального образования и дополнительного профессионального образования» (утвержден приказом Минтруда России от 08.09.2015 № 608н).  <b>ОТФ G</b> Научно-методическое и учебно-методическое обеспечение реализации программ профессионального обучения	<b>ПК(У)-5.</b> Способность разрабатывать методическое обеспечение для первичной периодической подготовки и аттестации специалистов в области строительства скважин.  <b>(ТФ Н/04.7</b> «Разработка под руководством специалиста более высокой квалификации учебно-методического обеспечения реализации учебных курсов, дисциплин (модулей) или отдельных видов учебных занятий программ бакалавриата и (или) ДПП»).	<b>И.ПК(У)-5.1.</b> Участвует в разработке методических документов, необходимых для подготовки и аттестации в области промышленной безопасности на опасных производственных объектах в процессе строительства скважин

## Планируемые результаты обучения по ООП

Код результ.	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики), самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности.
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные <i>исследования</i> с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в <i>сложных и неопределённых условиях</i> ; использовать <i>принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности</i> .
P3	Проявлять профессиональную <i>осведомленность о передовых знаниях и открытиях</i> в области нефтегазовых технологий с учетом <i>передового отечественного и зарубежного опыта</i> ; использовать <i>инновационный подход</i> при разработке новых идей и методов <i>проектирования</i> объектов нефтегазового комплекса для <i>решения инженерных задач развития</i> нефтегазовых технологий, <i>модернизации и усовершенствования</i> нефтегазового производства.
P4	<i>Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы</i> для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила <i>охраны здоровья и безопасности труда</i> , выполнять требования по <i>защите окружающей среды</i> .
P5	Быстро ориентироваться и выбирать <i>оптимальные решения в многофакторных ситуациях</i> , владеть методами и средствами <i>математического моделирования</i> технологических процессов и объектов.
P6	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при <i>разработке и реализации проектов</i> , проводить <i>экономический анализ затрат, маркетинговые исследования, рассчитывать экономическую эффективность</i> .
P7	Эффективно работать <i>индивидуально</i> , в качестве <i>члена и руководителя команды</i> , умение формировать задания и <i>оперативные планы</i> всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести <i>ответственность за результаты работы</i> .
P8	Самостоятельно учиться и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности; активно <i>владеть иностранным языком</i> на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать <i>результаты инженерной деятельности</i> .
P9	Разрабатывать и внедрять инновационные решения при строительстве скважин
P10	Обеспечивать технологический контроль и управление процессом бурения скважин
P11	Разрабатывать проектную документацию на строительство скважин в осложненных горно-геологических условиях.

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования



**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Школа – Инженерная школа природных ресурсов  
Направление подготовки (специальность) – Нефтегазовое дело  
Уровень образования – магистратура  
Отделение школы (НОЦ) – Отделение нефтегазового дела  
Период выполнения – осенний / весенний семестр 2022/2023 учебного года  
Форма представления работы:

магистерская диссертация  
(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН  
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
05 марта 2023	1. Проведение литературного обзора по теме.	20
02 апреля 2023	2. Разработка методики проведения литературного обзора и обобщения отечественного и зарубежного опыта по тематике диссертации.	5
05 апреля 2023	3. Промежуточная аттестация выполнения диссертации в виде доклада на 77-я Международная молодежная научная конференции «Нефть и газ - 2023».	10
13 мая 2023	4. Проведение литературного обзора по тематике диссертации и анализ полученных результатов.	40
20 мая 2023	5. Формулирование выводов и рекомендаций.	20
25 мая 2023	6. Предварительная защита диссертации.	5

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Минаев К.М.	к.х.н.		

**СОГЛАСОВАНО:**

**Руководитель ООП**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Минаев К.М.	к.х.н.		



Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования



**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Школа – Инженерная школа природных ресурсов  
Направление подготовки (специальность) – 21.04.01. Нефтегазовое дело  
Отделение школы (НОЦ) – Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
Руководитель ООП

\_\_\_\_\_  
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ  
на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Магистерской диссертации  
(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ13	Даси Эван Шван Сало

Тема работы:

Разработка систем биополимерных буровых растворов с повышенной вязкостью при низкой скорости сдвига	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	
Срок сдачи студентом выполненной работы:	

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Объект исследования: биополимерный буровой раствор при низких вязких скоростях (LSRV). Область применения: растворы для бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b> <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	1. Современные классификации буровых растворов 1.1 Управление фильтрации бурового раствора 1.2. Определение фильтрационных свойств 1.3. Биополимеры для регулирования реологических свойств 1.4. Крахмалы для регулирования фильтрационных свойств 1.5. Без глинистые составы на водной основе 1.6. Химические модифицированные биополимеры в буровых растворах 1.7. Факторы, влияющие на фильтрационные свойства бурового раствора 1.7.1. Температура 1.7.2. Концентрация соли 1.7.3. Кальциевое загрязнение 1.7.4. Бактериальное воздействие Выводы

	2. Методика исследований при анализе свойств биополимерных растворов 2.1 Используемое в исследовательской работе оборудование 2.2 Методика приготовления модельного бурового раствора 2.3 Методика измерения реологических параметров буровых растворов 2.4 Методика измерения фильтрации бурового раствора 3. Результаты лабораторных исследований 3.1 Материалы 3.2 Реологическая характеристика буровых растворов 3.3. Фильтрационное свойство буровых растворов 3.4. Вязкости при низких скоростях сдвига 3.5. Анализ стоимости применяемых понизителей фильтрации
--	--

<b>Перечень графического материала</b> (с точным указанием обязательных чертежей)	Необходимость в графических материалах отсутствует
--	--

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**  
(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Профессор отделения нефтегазового дела, д.э.н. Шарф И.В.
Социальная ответственность	Доцент отделения общетехнических дисциплин, к.т.н. Сечин А.А.
Часть на иностранном языке	Доцент отделения иностранных языков, к.ф.н. Айкина Татьяна Юрьевна

**Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:**

Development of biopolymer solutions with increased viscosity at low shear rates

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал руководитель**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Минаев К.М.	к.х.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ13	Даси Эван Шван Сало		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И  
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

<b>Группа</b>		<b>ФИО</b>	
2БМ13		Даси Эван Шван Сало	
<b>Школа</b>	Инженерная школа природных ресурсов	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	Отделение нефтегазового дела
<b>Уровень образования</b>	Магистратура	<b>Направление/специальность</b>	Технология строительства нефтяных и газовых скважин
<b>Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:</b>			
1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>		Оценка стоимости материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих ресурсов при строительстве эксплуатационной скважины на месторождении Западной Сибири для дальнейшего применения на ней биополимерного бурового раствора	
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>		РД 153-39-007-96 ВСН 39-86 СНиП IV-5-82	
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>		Налоговый кодекс Российской Федерации (часть 1) ФЗ № 146 от 31.07.1998 г. в ред. от 18.03.2023 Налоговый кодекс Российской Федерации (Часть 2) ФЗ № 117 от 5.08.2000 г. в ред. от 28.04.2023	
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке</b>			
1. <i>Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>		Обоснование перспективности строительства эксплуатационной скважины на месторождении Западной Сибири для дальнейшего применения на ней биополимерного бурового раствора при низких вязких скоростях	
2. <i>Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>		Расчеты локальных смет строительства эксплуатационной скважины на месторождении Западной Сибири	
3. <i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>		Расчет итоговой стоимости строительства скважины с потенциальным применением в дальнейшем системы биополимерного бурового раствора при низких вязких скоростях	
<b>Перечень графического материала</b>			
Таблица - Сводный сметный расчет			
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику			

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Шарф И.В.	д.э.н., доцент		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
--------	-----	---------	------

2БМ13	Даси Эван Шван Сало		
-------	---------------------	--	--

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

<b>Группа</b>		<b>ФИО</b>	
2БМ13		Даси Эван Шван Сало	
<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение (НОЦ)</b>	<b>ОНД</b>
<b>Уровень образования</b>	магистратура	<b>Направление / специальность</b>	21.04.01 Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

<b>Разработка систем биополимерных буровых растворов с повышенной вязкостью при низкой скорости сдвига</b>	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
<p><b>Введение</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения.</li> <li>– Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации</li> </ul>	<p><i>Объект исследования:</i> биополимерные буровые растворы и их свойства  <i>Область применения:</i> буровые растворы при низкой скорости сдвига  <i>Метод и средства исследования:</i> аналитические и экспериментальные (лабораторные).  <i>Рабочая зона:</i> лаборатория буровых растворов  <i>Размеры помещения:</i> 10*8,5  <i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</i> весы, смесительные устройства, вискозиметр, фильтр-пресс, печь</p>
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
<p><b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при разработке проектного решения:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<p>Инструкция №13-107 по охране труда для работающих с химическими веществами. Научно-инновационная лаборатория «Буровые промысловые и тампонажные растворы».          Приказ Минтруда России от 09.12.2014 №997н "Об утверждении Типовых норм бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам сквозных профессий и должностей всех видов экономической деятельности, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением".          Федеральный закон "О специальной оценке условий труда" от 28.12.2013 № 426-ФЗ.          "Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 № 197-ФЗ.          ГОСТ 12.2.049-80 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование</p>

	производственное. Общие эргономические требования.
<p><b>2. Производственная безопасность при разработке проектного решения:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов</li> <li>– Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора</li> </ul>	<p><b>Вредные факторы:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. отклонение параметров микроклимата;</li> <li>2. отсутствие (недостаток) естественного света;</li> <li>3. статические перегрузки;</li> <li>4. недостаточная освещенность рабочей зоны;</li> <li>5. повышенная температура поверхности оборудования.</li> </ol> <p><b>Опасные факторы:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. химические (раздражающие и токсические);</li> <li>2. электрический ток.</li> </ol> <p><b>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов:</b> изоляция токоведущих частей электрооборудования, система увлажнения воздуха или кондиционирования, халат, перчатки резиновые или из полимерных материалов, фартук из полимерных материалов, очки защитные (до носа), респиратор.</p> <p><b>Расчет:</b> расчет системы искусственного освещения</p>
<p><b>3. Экологическая безопасность при разработке проектного решения</b></p>	<p><b>Воздействие на литосферу:</b> загрязнение почвы химическими отходами и продуктами исследовательской деятельности</p> <p><b>Воздействие на гидросферу:</b> загрязнение сточных вод и водоемов химическими отходами и продуктами исследования</p> <p><b>Воздействие на атмосферу:</b> попадание в атмосферу испарений и пыли от реагентов</p>
<p><b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при разработке проектного решения:</b></p>	<p><b>Возможные ЧС:</b> пожар, землетрясения, лесные пожары</p> <p><b>Наиболее типичная ЧС:</b> возникновение пожара</p>
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения общетехнических дисциплин	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ13	Даси Эван Шван Сало		

## РЕФЕРАТ

*Магистерская диссертация включает 141 страниц, 21 рисунок, 17 таблиц, 123 источника, 3 приложения.*

*Ключевые слова.* Буровой раствор, первичное вскрытие, крахмал, низко вязкие скорости сдвига (ВНСС), биополимеры, ксантан, призабойная зона пласта, коллекторские свойства, загрязнение пласта.

*Объекты:* буровой раствор первичного вскрытия продуктивного пласта на основе полисахаридных реагентов

Цель работы заключается в анализе влияния различных понизителей фильтрации на основе карбоксиметилированного крахмала и целлюлозы на реологические и фильтрационные свойства бурового раствора первичного вскрытия пласта.

Методы исследования: инструментальные методы оценки характеристик буровых растворов по ГОСТ 33213-2014 и РД 39-00147001-773-2004 (фильтрационные и реологические свойства) и свойств полисахаридных реагентов по ASTM D1439-15.

Из полученных результатов следует, что карбоксиметилкрахмал имеет высокую эффективность, так как жидкость на его основе была протестирована для бурения продуктивной зоны. Низкая вязкость бурового раствора, выходящего из долота, позволит ускорить бурение. Высокое динамическое напряжение сдвига (ДНС) подразумевает наличие неньютоновской жидкости, которая лучше переносит шлам, чем жидкость с аналогичной плотностью, но более низким динамическим напряжением сдвига. Это подтверждает, что ПАЦ НВ и карбоксиметилкрахмал показали высокую эффективность ДНС при концентрации 15 г и 20 г. ВНСС Реатрол и Флотрол уменьшается на 20% после термостарения. Это может быть связано с составом этих восстановителей фильтрации, так как они имеют более низкую молекулярную массу. ПАЦ НВ, с другой стороны, имеет увеличение ВНСС после термообработки. Вероятно, это связано с иной структурой восстановителя фильтрации по сравнению с

другими. Более того, при концентрации 10 г, Флотрол и карбоксиметилкрахмал показали самые высокие ВНСС.

## **ABSTRACT**

The master's thesis consists of 141 pages of text material, 21 figures, 17 tables, 123 sources, 3 appendixes.

**Keywords.** Drilling mud, primary penetration, starch, low viscous shear rate (LVSR), biopolymers, xanthan, bottomhole formation zone, reservoir properties, formation contamination.

**Objects:** polysaccharide-based initial reservoir drill-in fluid

The aim of the work is to analyse the influence of different filtration reducing agents on rheological and filtration properties of the drilling mud of initial formation opening, containing filtration reducing agents on the basis of carboxymethylated starch and cellulose.

**Research methods:** Instrumental methods for evaluation of drilling mud characteristics according to GOST 33213-2014 and RD 39-00147001-773-2004 (filtration and rheological properties); properties of polysaccharide reagents according to ASTM D1439-15.

**Results of the study:** The results show that KMK has proved high efficiency as the fluid has been tested for drilling in pay zone, it also indicates that the fluid will drill fast due to low viscosity of drilling mud coming out of drill bit. High YP implies a non-Newtonian fluid that is better at carrying cuttings than a fluid of similar density but lower YP, which confirms that PAC NV and CMC showed high YP performance at 15 g and 20 g concentrations. The LVSR of Reotrol and Flotrol decreases by 20 % after thermo-aging. This could be due to the composition of these filtration reducing agents, as they have a lower molecular weight. PAC NV, on the other hand, has an increase in LVSR after heat treatment. This is probably due to the different structure of this filtration reducing agent compared to the others. Moreover, at a concentration of 10 g, Flotrol and CMC showed the highest LVSR values.



## Список публикации

1. Даси Эван, Аль-Шаргаби Мохаммед, Константин М. Минаев. Исследование биополимерного бурового раствора при низких скоростях сдвига. Международной конференции «Нефть и газ» и XVI Всероссийской конференции «Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России». (принято к публикации)

2. Даси Эван, Аль-Шаргаби Мохаммед, Константин М. Минаев. Исследование понизителей фильтрации на основе полисахаридных реагентов для буровых растворов. Международной конференции «Нефть и газ» и XVI Всероссийской конференции «Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России». (принято к публикации)

3. Даси, Э. Ш. Современные представления о роторно-управляемых системах для направленного бурения нефтяных и газовых скважин / Э. Ш. Даси; науч. рук. И. Б. Бондарчук // Проблемы геологии и освоения недр : труды XXVI Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых учёных, посвященный 90-летию со дня рождения Н. М. Расказова, 120-летию со дня рождения Л. Л. Халфина, 50-летию научных молодежных конференций имени академика М. А. Усова, Томск, 4-8 апреля 2022 г. : в 2 т. — Томск : Изд-во ТПУ, 2022. — Т.

## Перечень сокращений, условных обозначений, символов, единиц и терминов

- ПАВ – поверхностно-активное вещество;
- РВО – раствор на водной основе;
- ПФ – понизитель фильтратоотдачи;
- ПАА – полиакриламид;
- КМЦ – карбоксиметилцеллюлоза;
- ХС – ксантан-полимер;
- ПАЦ – полианнионная целлюлоза;
- КМК – карбоксиметилцеллюлоза;
- РУО – раствор на углеводородной основе;
- ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;
- ПЗП – призабойная зона пласта;
- СПО – спуско-подъемные операции;
- ДЭС – двойной электрический слой;
- ВНСС – вязкость при низких скоростях сдвига;
- ГАКМК – гидроксиалкилкарбоксиметилкрахмал;
- СП – степень полимеризации;
- СЗ – степень замещения;
- ГЭЦ – гидроксиэтилцеллюлоза;
- ПАВ –поверхностное активное вещество;
- ИПК – ингибированный полимеркарбонатный;
- БИ – биополимерный ингибированный;
- БИА – биополимерный с сульфированным асфальтом;
- БИМ – биополимерный ингибированный модифицированный;
- СНС – статическое напряжение сдвига;
- ДНС – динамическое напряжение сдвига;
- ВПФ – вредный производственный фактор;
- ОПФ – опасный производственный фактор;
- ФВА – фильтр воздушный абсолютной очистки.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

<b>РЕФЕРАТ</b> .....	<b>14</b>
<b>ВВЕДЕНИЕ</b> .....	<b>21</b>
<b>1. СОВРЕМЕННЫЕ КЛАССИФИКАЦИИ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ</b> .	<b>23</b>
1.1. Управление фильтрацией бурового раствора .....	27
1.2. Определение фильтрационных свойств.....	32
1.3. Биополимеры для регулирования свойств буровых растворов .....	34
1.4. Крахмалы для регулирования фильтрационных свойств .....	39
1.5. Без глинистые составы на водной основе.....	45
1.6. Химические модифицированные биополимеры в буровых растворах .	48
1.7. Факторы, влияющие на фильтрационные свойства бурового раствора	54
1.7.1. Температура.....	54
1.7.2. Концентрация соли .....	57
1.7.3. Кальциевое загрязнение .....	59
1.7.4. Бактериальное воздействие .....	60
<b>Выводы:</b> .....	<b>61</b>
<b>2. МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЙ ПРИ АНАЛИЗЕ СВОЙСТВ БИОПОЛИМЕРНЫХ РАСТВОРОВ</b> .....	<b>63</b>
2.1. Используемое в исследовательской работе оборудование.....	63
2.2. Методика приготовления модельного бурового раствора .....	63
2.3. Методика измерения реологических параметров буровых растворов ..	65
2.4. Методика измерения фильтрации бурового раствора .....	66
<b>3. РЕЗУЛЬТАТЫ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ</b> .....	<b>67</b>
3.1. Материалы .....	67
3.2. Реологическая характеристика буровых растворов.....	68
3.3. Фильтрационное свойство буровых растворов .....	74
3.4. Вязкости при низких скоростях сдвига.....	76
3.5. Анализ стоимости применяемых понизителей фильтрации .....	77
<b>4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ</b> .....	<b>79</b>
4.1. Расчет сметной стоимости подготовительных работ .....	79
4.2. Расчет сметной стоимости монтажных-демонтажных работ.....	79
4.3. Расчет времени бурения и крепления скважин.....	80

4.4. Расчет сметной стоимости бурения и крепления скважин .....	82
4.5. Расчет сметной стоимости освоения скважины .....	82
<b>5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....</b>	<b>83</b>
5.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	84
5.1.1. Правовые нормы трудового законодательства.....	84
5.1.2. Эргономические требования к правильному расположению и компоновке рабочей зоны .....	86
5.2. Производственная безопасность .....	87
5.2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов.....	87
5.2.2. Расчет системы искусственного освещения .....	94
5.3. Экологическая безопасность.....	94
5.3.1. Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду .....	94
5.3.3. Обоснование мероприятий по защите окружающей среды .....	95
5.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	96
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....</b>	<b>98</b>
<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ЛИТЕРАТУР .....</b>	<b>100</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ А.....</b>	<b>109</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....</b>	<b>117</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ С (справочное) .....</b>	<b>121</b>
<b>1. Modern classifications of drilling fluids .....</b>	<b>122</b>
1.1 Filtration control properties modification.....	124
1.2. Determination of filtration properties .....	128
1.3. Biopolymers in filtration modification .....	129
1.4. Native starches in filtration properties.....	133
<b>Conclusion.....</b>	<b>135</b>
<b>References .....</b>	<b>137</b>

## ВВЕДЕНИЕ

Природные полимеры широко используются в различных отраслях благодаря своим гидрофильным свойствам, которые позволяют им растворяться в воде или фильтровать растворы, что делает их полезными в таких отраслях, как пищевая промышленность, медицина, косметика, сельское хозяйство и другие. Это свойство также делает природные полимеры более экологически чистыми и безопасными для использования, чем синтетические полимеры. Полисахариды являются наиболее часто используемыми гидрофильными полимерами за счёт их не токсичности, биоразлагаемости, экологичности и способности загущать воду. Понимание характеристик полимера в различных водных средах имеет решающее значение для обеспечения оптимального использования в конкретной области, особенно в бурение при вскрытии первичного продуктивного пласта. Для качественной оптимизации процесса вскрытия первичного продуктивного пласта необходимо изучить оптимальные параметры бурового раствора. Важным условием технологического процесса является снижение стоимости буровых растворов, что способствует снижению затрат на бурение любого типа нефтегазовых скважин. В данном исследовании сравниваются различные природные полимеры на основе карбоксиметилированного крахмала и целлюлозы для вскрытия продуктивных горизонтов и изучаются их характеристики при различных концентрациях.

Целью работы является анализ влияния различных понизителей фильтрации на основе карбоксиметилированного крахмала и целлюлозы при низких вязких скоростях сдвигов на реологические и фильтрационные свойства бурового раствора первичного вскрытия пласта.

Задачи:

1. провести обзор существующих типов буровых растворов для первичного вскрытия при бурении наклонно-направленных и горизонтальных скважин;

2. проанализировать основные причины снижения эффективности биополимерных растворов при бурении наклонно-направленных и горизонтальных скважин;

3. разработать оптимальную рецептуру биополимерного бурового раствора при бурении наклонно-направленных и горизонтальных скважин при низких скоростях сдвига.

## 1. СОВРЕМЕННЫЕ КЛАССИФИКАЦИИ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

Буровые растворы – это жидкости, которые применяются при бурении скважин, они обеспечивают первичный контроль давления в скважине за счет их плотности и любого дополнительного давления, действующего на столб жидкости (кольцевого или нагнетаемого с поверхности). Чаще всего они циркулируют вниз по бурильной колонне, через долото, и обратно по кольцевому пространству на поверхность для удаления бурового раствора из ствола скважины [1].

Буровые растворы имеют ряд альтернативных названий, аббревиатур и сленговых терминов, используемых в отрасли. Буровые растворы подразделяются на нефтяные и водные в зависимости от их базовой жидкости. В буровых растворах на нефтяной основе нефть является непрерывной фазой, а вода – дисперсной фазой в сочетании с другими элементами. В качестве источника нефти может использоваться дизельное топливо, керосин, мазут, отборная сырая нефть или минеральное масло. Твердые частицы, включая регуляторы вязкости, утяжелители, эмульгаторы, смачивающие вещества, гелеобразователи, вещества контроля рН и потери жидкости, суспензируются в нем. С другой стороны, в буровых растворах на водной основе (РВО) вода или масла являются базовой жидкостью, в которой диспергируются упомянутые твердые частицы [1]. Эти частицы поддерживаются во взвешенном состоянии с помощью добавок к буровым растворам, таких как глина и другие водорастворимые полимерные вещества, например, ксантановая камедь (ХС), модифицированный крахмал и наоборот.

Буровые растворы на углеводородной основе (РУО) имеют специфических нежелательных свойств буровых растворов на водной основе. Потенциальные преимущества РУО включают: улучшенные смазочные характеристики, более высокие температуры кипения и более низкие температуры замерзания. Поскольку стоимость разработки РУО всегда была выше, чем стоимость РВО с той же плотностью, экономическое обоснование выбора РУО должно быть основано на его лучших характеристиках в

конкретных условиях применения [1]. С другой стороны, РВО отдается преимущество из-за двух основных преимуществ, включая экологичность и низкую стоимость. Поэтому РВО широко используются для продолжения бурения нефтяных и газовых скважин. На долю РВО приходится почти 80% всех пробуренных скважин. Сравнение систем буровых растворов на водной и нефтяной основе приведено в таблице 1.

Таблица 1. Сравнение буровых растворов на водной и нефтяной основе.

Тип раствора	Добавки для бурового раствора	Преимущества	Недостатки
Раствор на водной основе	рН-контролирующие вещества, раскислители, фильтрации, бактерициды, эмульгаторы, ингибиторы сланцеобразования, поверхностно-активные вещества, ингибиторы коррозии, флокулянты, пенообразующие вещества, смазывающие вещества, полимеры, диспергаторы или разбавители, неорганические реагенты, материалы, предотвращающие потерю циркуляции, пеногасители	Более низкие затраты, низкие экологические проблемы	Термическая деградация бурового раствора и добавок при высоких температурах
Раствор на нефтяной основе	Глины, утяжелители, рН-регулирующие вещества, раскислители, вещества от потери жидкости, бактерициды, эмульгаторы, ингибиторы сланцеобразования, поверхностно-активные вещества, ингибиторы коррозии, флокулянты, пенообразующие вещества, пеногасители, смазывающие вещества, полимеры, эмульгаторы, смачивающие вещества, гелеобразователи, диспергаторы или разбавители, неорганические химикаты, вещества, предотвращающие потерю циркуляции	Высокая термическая стабильность, лучшая смазывающая способность, лучшая скорость проходки, снижение дифференциального прихвата, снижение шарошечности долота, более высокие точки кипения и более низкие точки замерзания	Высокие затраты, экологические проблемы, сложности с утилизацией

Составляющие всех перечисленных видов растворов полностью различаются в зависимости от выполняемой функции. На (рисунок 1) представлена классификационная схема буровых растворов.



Буровые растворы могут быть различными по природе и составу – от простой воды или масла до сложных систем на водной или нефтяной основе, на основе сжатого воздуха и пневматических жидкостей. Добавки для буровых растворов включают утяжелители, регуляторы вязкости, добавки для контроля фильтрации, химические вещества для контроля pH/щелочности, диспергаторы/дефлокулянты/разбавители, поверхностно-активные вещества (ПАВ) и эмульгаторы, ингибиторы глинистых частиц, ингибиторы коррозии/разбавители кислорода/разбавители сероводорода, смазочные материалы, и связующие агенты/материалы для потерь циркуляции. Далее в этом разделе приведено краткое описание этих категорий.

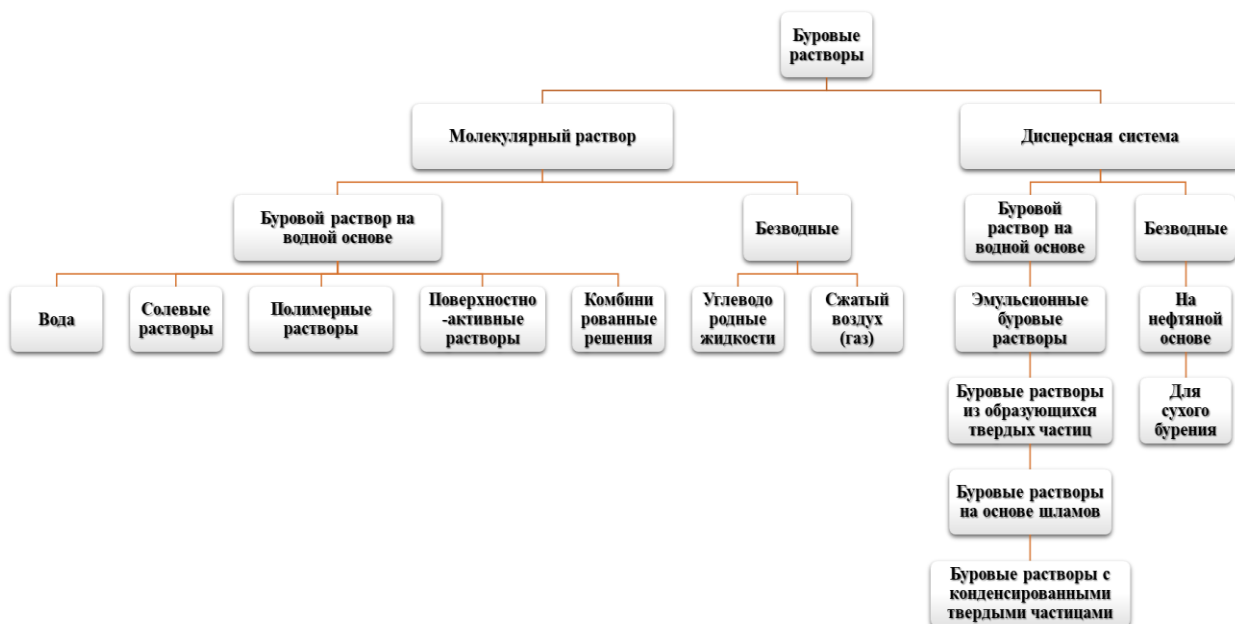


Рисунок 1. Классификационная схема буровых растворов.

Процесс циркуляции начинается с подачи бурового раствора через штанговую колонну к долоту, который разрушает горную породу и создает отходы. Образовавшиеся отходы смешиваются с буровым раствором и поднимаются вверх по пространству между стенками скважины и штанговой колонной. После этого смесь достигает поверхности, где происходит ее разделение на жидкую и твердую фазы. Жидкая фаза, то есть буровой раствор, проходит через систему очистки и рециркуляции, где ее обрабатывают и очищают от отходов, песка, глины и других примесей. Очищенный буровой

раствор затем возвращается в скважину через насос и циркулируется снова к зоне бурения. Твердая фаза, то есть отходы, собираются в специальных емкостях и утилизируются после окончания бурения. Циркуляция бурового раствора необходима для поддержания процесса бурения и обеспечения его эффективности. Она позволяет контролировать давление в скважине, удалять отходы и примеси, а также охлаждать и смазывать долото (Рисунок 2).

Основными функциями бурового раствора являются:

- контроль давления в скважине и поддержание его устойчивости;
- удаление бурового раствора из-под долота и циркуляция его на поверхность;
- обеспечение механической и химической стабильности ствола скважины;
- передача гидравлической энергии буровому долоту и скважинным инструментам;
- охлаждение и смазка бурильной колонны и долота;
- обеспечение соответствующей оценки пласта;
- очистка ствола скважины при бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин;
- приостановка или минимизация оседания бурового раствора или утяжеляющего материала при остановке циркуляции, позволяющая удалять буровой раствор в системе обработки поверхностных жидкостей;
- формирование низкопроницаемой, тонкой и прочной фильтрационной корки в проницаемых пластах.

Выполнение этих функций зависит от типа буримого пласта и различных свойств бурового раствора. Часто приходится выбирать различные варианты, обусловленные целым рядом факторов. Выбор и разработка конкретного бурового раствора и его свойств зависят от сложности буримой скважины, давления и температуры в скважине, затрат на логистику, стоимости и местного опыта. Характеристики бурового раствора также влияют на используемое буровое оборудование.

Свойства бурового раствора должны быть согласованы с гидравликой, доступной для бурения, и конструкцией скважины, что позволяет улучшить скорость проходки и срок службы долота. Для долот с шарошечным конусом важна оптимизация гидравлической нагрузки на долото. Для долот с поликристаллическим алмазным компактом улучшение скорости проходки и срока службы достигается за счет адекватного расхода при минимальном дисбалансе. Потери давления в бурильной колонне и доступное давление на долото для оптимизации производительности бурения зависят от свойств бурового раствора и скорости его циркуляции.

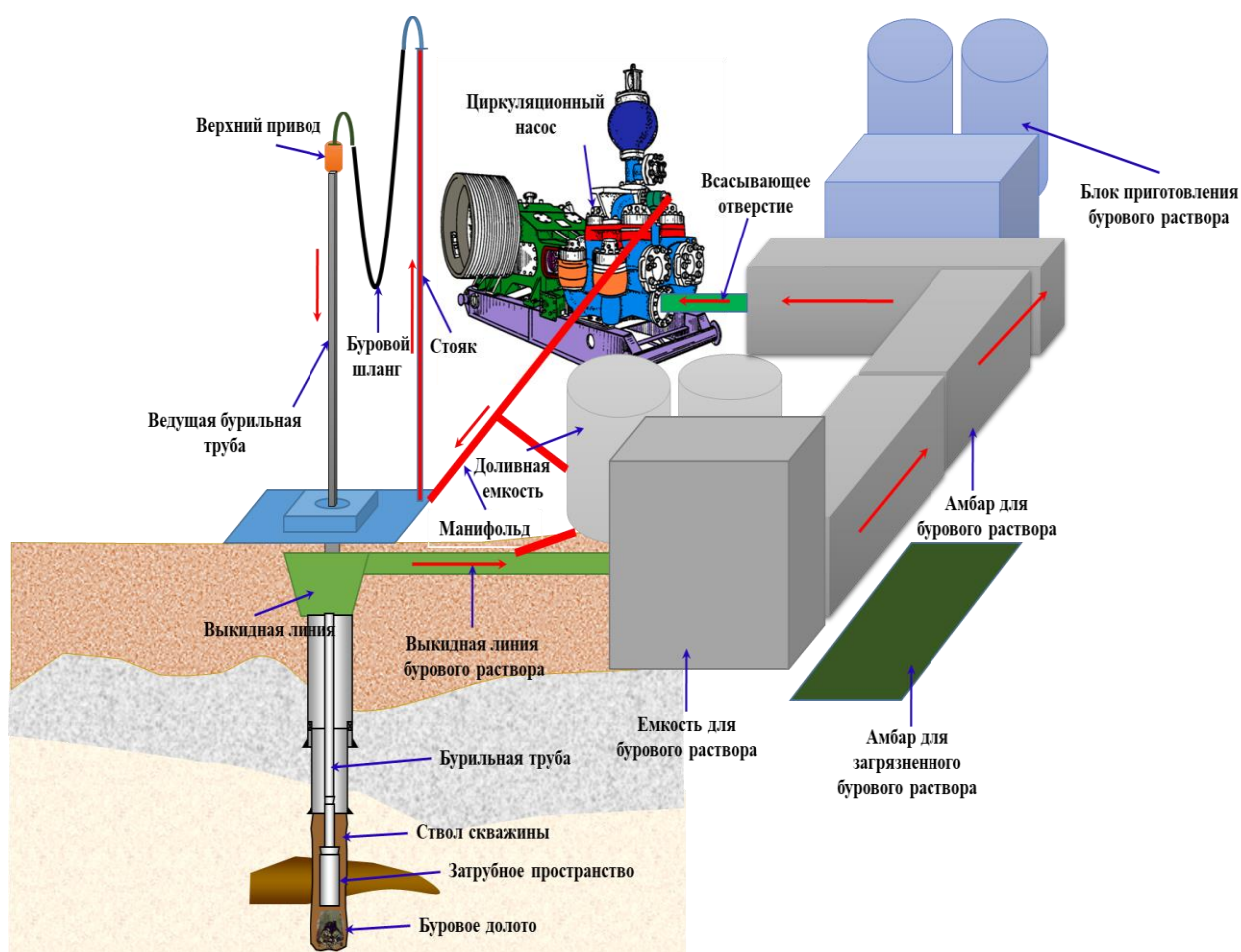


Рисунок 2. Схема циркуляционной системы бурового раствора.

### 1.1. Управление фильтрацией бурового раствора

Фильтрация – это процесс разделения системы жидкость-твердое тело путем пропускания объема суспензии через пористую среду с сохранением части твердых частиц в смеси. Жидкость, которая проходит через фильтрующую среду, называется "фильтрат". Разница между

гидростатическим давлением столба бурового раствора и пластовым давлением приводит к протеканию жидкости буровой системы через фильтрационную корку в пласт (Рисунок 3). Твердые частицы, остающиеся за фильтром, называются фильтрационной коркой". (На рисунок 4) показан схематичный процесс фильтрации бурового раствора, который демонстрирует влияние мелких и крупных частиц на образование фильтрационной корки. Мелкие частицы образуют тонкую и менее проницаемую фильтрационную корку по сравнению с крупными частицами. Таким образом, чем ниже проницаемость, тем меньше потери жидкости (согласно закону Дарси). Фильтрационная корка является полезным индикатором пористых и проницаемых пластов. Повышенная толщина корки может привести к закупориванию бурового долота, бурильных труб и других инструментов в скважине, а связанная с этим пониженная проницаемость может оказать негативное воздействие на вскрытия пласт.

В процессе бурения жидкость может попадать в пласт несколькими способами [2].

- Фильтрация под долотом, когда жидкость проникает в пласт через фильтрационную корку, образованную твердыми частицами и буровым раствором.
- Динамическая фильтрация в стволе скважины, которая происходит в кольцевом пространстве между стенкой скважины и колонной бурильных труб при циркуляции бурового раствора.
- Статическая фильтрация под спуском или другой операцией, при которой циркуляция бурового раствора прекращается и давление в колонне бурильных труб снижается. Это может привести к обратной фильтрации жидкости в пласт.

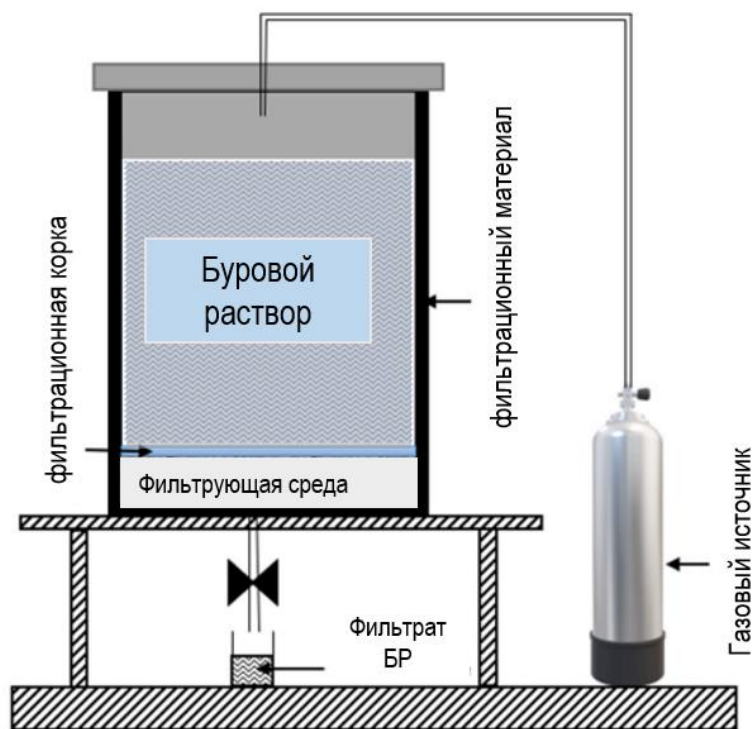


Рисунок. 3. Принципиальная схема процесса фильтрации

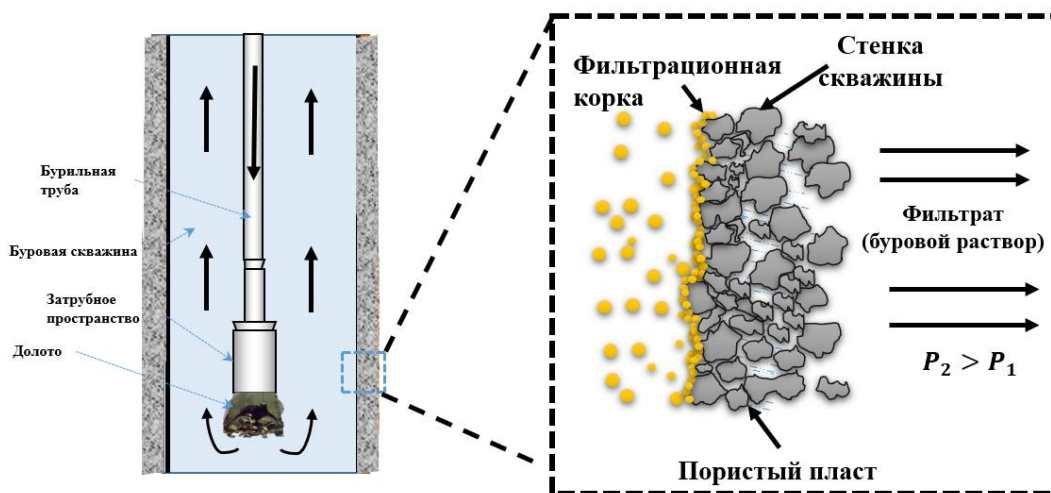


Рисунок. 4. Схематичный процесс фильтрации буровой раствор

В процессе бурения жидкость может проникать в пласт вокруг ствола скважины, что приводит к потерям жидкости, повышению затрат и риску повреждения пласта. Эти проблемы становятся более интенсивными при увеличении температуры скважины [3]. Для снижения потерь жидкости необходимо подобрать буровой раствор, обладающий оптимальной вязкостью и потенциалом для создания компактной фильтрационной корки с низкой

проницаемостью. Для достижения этой цели могут использоваться биополимеры, такие как крахмал и добавки на основе целлюлозы. Они способны повысить «мостиковую» связь, дефлокуляцию и вязкость, что в свою очередь влияет на фильтрацию.

Фильтрационно-регулирующие добавки уменьшают количество фильтрата, попадающего в пласт из бурового раствора. В качестве антифильтрационных добавок используются различные вещества, включая глинистые концентраты (бентонит), полимеры, крахмал и разбавители. Полимерные соединения были одними из первых и наиболее широко применяемых добавок к буровому раствору. Полимеры по-прежнему используются в качестве регуляторов вязкости, флокулянтов, ПАВ и веществ для контроля потери жидкости благодаря своей структуре и активным группам в своем составе [4,5].

Другим важным требованием для эффективного завершения скважин является способность бурового раствора герметизировать проницаемые пласты, которые были вскрыты долотом, при помощи тонкой и низкопроницаемой фильтрационной коркой [6]. Обзор литературы показал, что желательная толщина фильтрационной корки должна составлять от 1 до 2 см для бурового раствора на нефтяной основе и бурового раствора на водной основе соответственно [7]. Толщина тонкой фильтрационной корки составляет менее 2 мм API, в то время как толстая фильтрационная корка составляет около 4-6 мм API [8].

Если в процессе фильтрации поверхность корки подвергается воздействию жидкости или механической абразии, это влияет на скорость фильтрации и увеличение толщины корки. Например, в статических условиях количество фильтрата и толщина корки увеличиваются пропорционально квадратному корню из времени, при этом скорость увеличения снижается. Скорость проникновения жидкости снижается из-за роста фильтрационной корки, которая уплотняется и увеличивает свою толщину. Однако в динамических условиях поверхность корки подвергается непрерывной эрозии,

поэтому, когда скорость роста фильтрационной корки становится равной скорости эрозии, толщина корки и скорость фильтрации становятся постоянными. Фильтрация считается динамической во время бурения скважины из-за эрозии корки буровым раствором и механического износа бурильной колонны, однако она считается статической (тупиковой фильтрацией) во время круговых рейсов. Все испытания характеристик фильтрации проводятся на скважине в статических условиях. В результате скорость фильтрации и толщина корки, указанные в экспериментах на поверхности, лишь приблизительно соответствуют скважинным показателям.

Проницаемость фильтрационной корки – еще одна фундаментальная характеристика фильтрации, которая может быть рассчитана по закону Дарси на основе данных статических испытаний. Проницаемость корки уменьшается по мере увеличения количества коллоидных частиц. Наличие растворимых солей в обычных буровых растворах резко увеличивает проницаемость фильтрационной корки, в то время как некоторые органические частицы обеспечивают низкую проницаемость корки даже в насыщенных солевых растворах. Например, разбавители снижают проницаемость корки за счет диспергирования глинистых частиц на более мелкие частицы. Проницаемость материала влияет на глубину проникновения жидкости. Фильтрационные характеристики, необходимые для успешного завершения скважины, в основном зависят от типа пробуриваемых пластов. Скорость, с которой фильтрат бурового раствора на водной основе диффундирует в пластовую воду в породе, определяется распределением пор по размерам и, следовательно, проницаемостью породы. В относительно высокопроницаемых пластах эта скорость диффузии может быть выше, чем скорость фильтрации на стенке скважины. В результате скорость фильтрации ограничивает проникновение, а образование фильтрационной корки замедляет процесс, снижая степень проникновения [9]. С другой стороны, в менее проницаемых пластах диффузия происходит медленнее, но достигает большей глубины, как показано на

(Рисунок 5). Типичные реологические и фильтрационные параметры, рекомендуемые API, приведены в таблице 2 [7,10].

Таблица 2. Рекомендуемые значения API для реологических и фильтрационных свойств буровых растворов на водной основе.

Параметр	Рекомендуемый диапазон
pH	8-12
Пластическая вязкость, сП	8-35
Динамическая вязкость фунт на 100 футов <sup>2</sup>	Мин. = 5, Макс. = ДНС ≤ 3 x ПВ
Прочность геля в течение 10 секунд, фунт на 100 футов <sup>2</sup>	2-5
10 Минутная прочность геля, фунтов на 100 футов <sup>2</sup>	2-35
Объем потерь жидкости, мл	API Фильтрация ≤10 мл и фильтрация при высоком давлении и температуре ≤ 25 мл
Толщина фильтрационной корки, мм (1/32")	≤ 3/32"

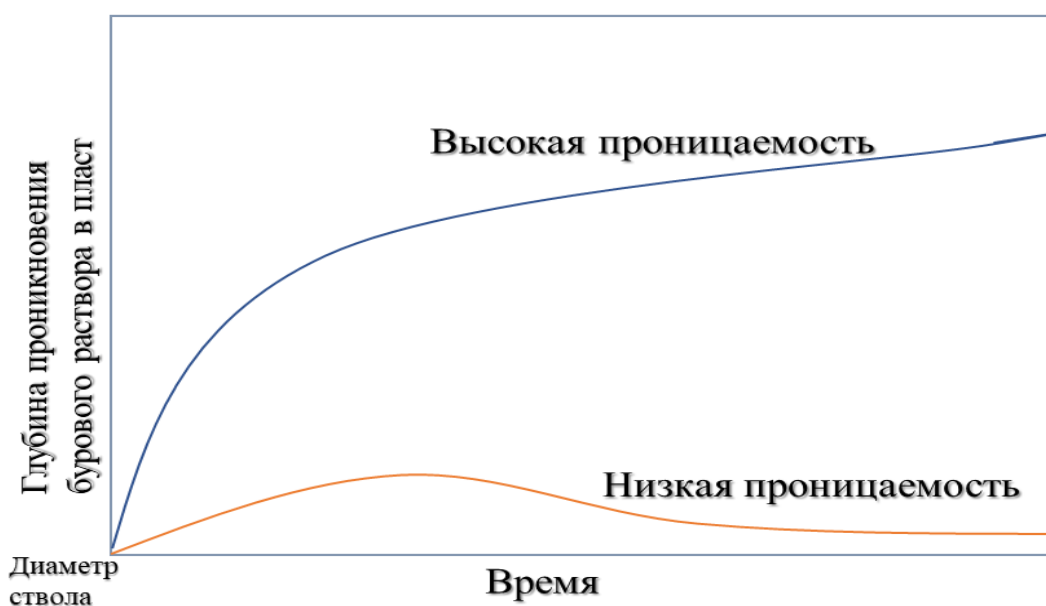


Рисунок. 5. Реакция проницаемости при проникновении бурового раствора.

## 1.2. Определение фильтрационных свойств

Характеристики фильтрации необходимо контролировать в проницаемых пластах, чтобы избежать образования толстой фильтрационной корки, которая значительно уменьшает диаметр скважины и создает проблемы при её эксплуатации. Контроль фильтрации играет ключевую роль в эффективной работе любой системы бурового раствора. Основной проблемой,



связанной с чрезмерной фильтрацией, является повреждение пласта, особенно при завершении открытых скважин, что приводит к уменьшению естественной способности пласта производить жидкости из-за снижения пористости и проницаемости или обоих факторов. Это снижение вызывается взаимодействием породы с жидкостью, которое изменяет всю систему пор. Поскольку зависимость между потерями жидкости и повреждением пласта в основном линейная, чем выше показатель поступления фильтрата в пласт, тем больше будет повреждение. Закупорка пор пласта провоцируется буровыми растворами с несоответствующим гранулометрическим составом. Это происходит из-за проникновения частиц и/или фильтрата в поры, что называется внутренним повреждением. Внутреннее повреждение приводит к ухудшению пористости или проницаемости пласта, что влияет на его продуктивность. Следовательно, необходимо тщательно контролировать потери жидкости, уделяя особое внимание снижению скачкообразных и внезапных потерь. Стоит отметить, что глубина проникновения флюидов варьируется от менее 0.30 м в пластах с высокой пористостью до 3-4 м в пластах с низкой пористостью [11]. Поэтому мгновенное образование непроницаемой фильтрационной корки способствует снижению интенсивности проникновения бурового раствора, что приводит к повышению стабильности ствола скважины и снижению разрушения пласта.

Несколько параметров могут влиять на интенсивность, профиль и скорость потери бурового раствора в режиме реального времени. Эти параметры включают состояние потока жидкости (статическое или динамическое), температурные градиенты, состав и тип бурового раствора, тип пласта, проницаемость/пористость пласта, скорость вращения/эксцентриситет, давление, тип и концентрация теряемых циркуляционных материалов и пр.

Простой метод проверки объема фильтрата и толщины фильтрационной корки заключается в использовании фильтр-пресса API и часто применяется на скважинах для контроля буровых растворов. Раствор фильтруется через

фильтрационную бумагу в течение 30 минут при давлении 100 фунтов на квадратный дюйм. При этом измеряется объем фильтрата раствора и толщина фильтрационной корки. Если раствор должен быть протестирован в условиях высокого давления и высокой температуры, то используется фильтр-пресс высокого давления и высокой температуры. Кроме того, для моделирования фактического состояния ствола скважины в условиях очень высокой температуры и давления может использоваться аппарат для закупоривания проницаемости.

### **1.3. Биополимеры для регулирования свойств буровых растворов**

Биополимеры используются для регулирования реологических и контроль фильтрационных буровых растворов свойств. Реологические свойства определяют способность бурового раствора к течению и деформации. Фильтрация буровых растворов происходит во время бурения скважины и это процесс, в котором раствор проходит через пористые породы, оставляя за собой твердые частицы и формируя фильтрат. Биополимеры могут улучшить реологические и контроль фильтрационных свойства буровых растворов, что может привести к улучшению эффективности бурения и снижению затрат на бурение [12–14].

Кроме того, полимеры для буровых растворов могут быть классифицированы по их производительности и функциональным свойствам. В зависимости от химической структуры, полимеры для буровых растворов могут быть подразделены на следующие группы: Кремнийорганические вещества, органические типы и неорганические полимеры (Рисунок 6). Кроме того, полимеры группируются в зависимости от их основы, структуры, молекулярных сил, типа полимеризации и разновидности мономеров. Как биополимеры, так и синтетические полимеры могут использоваться в буровых растворах для выполнения множества функций, в зависимости от их пригодности для конкретного применения.



Рисунок 6. Классификация полимеров для буровых растворов

Среди распространенных биополимеров можно перечислить следующие: крахмал, гидроксиэтилцеллюлоза (ГЭЦ), полисахариды, квебрахо, танины, гуаровая камедь (ГК), карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ), белки, хитозан и лигнины. Синтетические полимеры, используемые в буровых растворах, включают полиакриламид, полиакрилат, полигидролизат, полианионную целлюлозу (ПАЦ) и частично гидролизованный полиакриламид (ПГА) [15,16,].

В нефтегазовом секторе полимеры широко используются за счёт сравнительно низкой стоимости по сравнению с другими химическими веществами, а также благодаря их физическим и химическим характеристикам, подходящим для эксплуатационных целей. Полимеры имеют оптимальную вязкость, что позволяет им легко проникать в пласт, не теряя своих свойств. Обычно они имеют высокую молекулярную массу, которая

может достигать миллионов дальтонов, хорошо диспергируются в жидкостях, что увеличивает вязкость раствора [17].

В последнее время проводится множество исследований различных полимеров для повышения эффективности бурения [1,18,19]. К примеру, Лопес и др. синтезировали водорастворимые производные хитозана для реологической и фильтрационной оценки бурового раствора на водной основе. Добавление синтезированного хитозана привело к значительному снижению потери жидкости [20]. Ли и др. обнаружили, что наночастицы целлюлозы в количестве 0,5 мас. % в буровом растворе на водной основе снижают потери жидкости в условиях повышенной температуры [21]. Сонг и др. провели аналогичное исследование с наночастицами целлюлозы и обнаружили значительное снижение фильтрата в условиях высокого давления и температуры, что привело к наименьшему повреждению пласта. В итоге авторы сделали заключение, что концентрация наночастиц целлюлозы прямо пропорциональна улучшению реологии бурового раствора [22].

В другом исследовании было изучено применение гидратированного базилика в качестве экологически чистого глинистого агента в различных концентрациях для контроля фильтрации в условиях высокого давления и высокой температуры. Результаты эксперимента показали, что гидратированный базилик применим в более низких концентрациях с соответствующим контролем фильтрации [23].

В работе Сабури, было проведено сравнительное исследование реологических и фильтрационных характеристик Карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ) (популярной добавки в буровом растворе), нано-КМЦ и нанокомпозита с оболочкой. Даже при более низкой нагрузке, добавление нанокомпозита с оболочкой в раствор на водной основе способствовало формированию тонкой фильтрационной корки. Использование нано-КМЦ показал менее эффективный результат, чем нанокомпозит с оболочкой. При этом исследованные материалы не повлияли на плотность и pH буровых растворов на водной основе [24]. Аналогично, Соарес и др., исследовали влияние

карбоната кальция, КМЦ и гуаровой камеди на вязкость жидкостей на водной и глицериновой основе для контроля потери фильтрата. Результаты показали, что буровой раствор, содержащие КМЦ и материалов, теряющих циркуляцию, образовывала более плотную, пористую и проницаемую фильтрационную корку, тогда как смеси, содержащие гуаровую камедь и материалы, теряющие циркуляцию, образовывали более сжимаемую и менее проницаемую фильтрационную корку, что приводило к минимальной потере фильтрата.

Из приведенных исследований следует, что основной характеристикой биополимеров в буровых растворах на водной основе является их способность к набуханию, что приводит к образованию трехмерной сетевой структуры и увеличению вязкости бурового раствора. Важно отметить, что увеличение вязкости также снижает проницаемость фильтрата. Кроме того, некоторые исследования показали, что биополимеры могут использоваться без глинистых растворах на водной основе, что может повысить скорость бурения и снизить общую экономическую эффективность.

Тем не менее, необходимо дальнейшее изучение влияния добавок качество растворов, тем более в условиях продуктивного пласта. Концентрация соли может негативно повлиять на вязкость всей системы бурового раствора, ослабляя сетевую структуру, образованную биополимерами, и тем самым снижая эффективность фильтрации. На данный момент существует дефицит информации о микробиальной активности в буровых растворах несмотря на то, что биополимеры очень чувствительны к бактериальному воздействию. Также стоит отметить, что наиболее негативное влияние на реологию и фильтрацию оказывают высокая температура и время воздействия. В таблице 3 перечислены области применения биополимеров для улучшения фильтрационных свойств.

Таблица.3. Обзор биополимеров, используемых для фильтрационных характеристик буровых растворов на водной основе.

Тип биополимера	Экспериментальные условия	Результаты	Ист.
Катионный и гидрофобно модифицированный хитозан	Лабораторные условия	Модифицированный полисахарид оказался подходящим вариантом для замены обычных добавок, которые улучшают реологию и снижают фильтрацию бурового раствора на водной основе.	[20]
Целлюлоза; микрофибриллированная целлюлоза и нано кристаллы целлюлозы	Лабораторные условия	Повышенная вязкость, формирование частиц типа ядро-оболочка с развитием полимерных пленок на нанокристаллах целлюлозы, существенно снизили объем фильтрата и толщину фильтрационной корки для бурового раствора на основе нанокристаллов целлюлозы, бентонита и воды.	[21]
Высокомолекулярные сополимеры на основе акриламида	25 and 90° C	Добавление высокомолекулярного полимера в изучаемый буровой раствор обеспечило лучшую термическую стабильность, улучшенные реологические и фильтрационные свойства. Основной проблемой в данном исследовании является высокое содержание электролита, который оказывает негативное влияние на реологию и фильтрационные свойства.	[25]
Хитиновые нанокристаллы		Нанокристаллы хитина плохо справлялись с фильтрацией бурового раствора, но добавление небольшого количества полианионной целлюлозы улучшало фильтрационные характеристики. Такая низкая эффективность была обусловлена отсутствием потенциала для формирования послойной укладки и высокой проницаемостью образовавшейся фильтрационной корки.	[26]
Ризофора Мукроната Танин	Лабораторные условия, 121, 148 и 176° C	При максимальной температуре выдержки 176° C объем фильтрата при высоком давлении и высокой температуре снизился на 69,2%, а толщина фильтрационной корки - на 27,3%.	[23]
Нанокремнезем-хитозан гибридные материалы	Лабораторные условия and 90° C 0.689 мПа дифференциальное давление	Потери жидкости по API сократились примерно на 60%, что в конечном итоге привело к безопасному процессу бурения скважин и снижению повреждения пласта.	[11]

Биополимер экстракта танина (ризофора мукроната)	107, 121, 135 и 148° С, 3.447 мПа	Дефлокулянт был признан экологически более безопасной альтернативой коммерческому продукту Desco при высокотемпературных условиях. Благодаря более низкой стоимости и экологической безопасности, особое внимание следует уделить использованию танинов, произведенных местными производителями, в составе растворов на водной основе, вместо коммерческих добавок.	[27]
П-кремнезем метилцеллюлозный нанокompозит (рисовая шелуха)	24-65 °С	Экспериментально изученные добавки для буровых растворов проявили значительное улучшение фильтрационных свойств и соответствуют требованиям АРІ для использования в буровых растворах.	[28]

#### 1.4. Крахмалы для регулирования фильтрационных свойств

Крахмал – это вторая по распространенности биомасса в природе, которая практически не оказывает негативного воздействия на окружающую среду [29–31]. Это углевод с общей формулой  $(C_6H_{10}O_5)_n$ , где  $n$  изменяется от нескольких сотен до более миллиона. Крахмал может быть получен из кукурузы, пшеницы, овса, риса, картофеля, маниоки, юкки и других овощей. Это сложная молекула, состоящая, как минимум, из двух первичных полимеров глюкозы: амилозы и амилопектина в соотношении 1:3 [32].

В целом, эти молекулы состоят примерно на 27% из линейного полимера (амилозы) и на 73% из разветвленного полимера (амилопектина), как показано на (Рисунок 7).

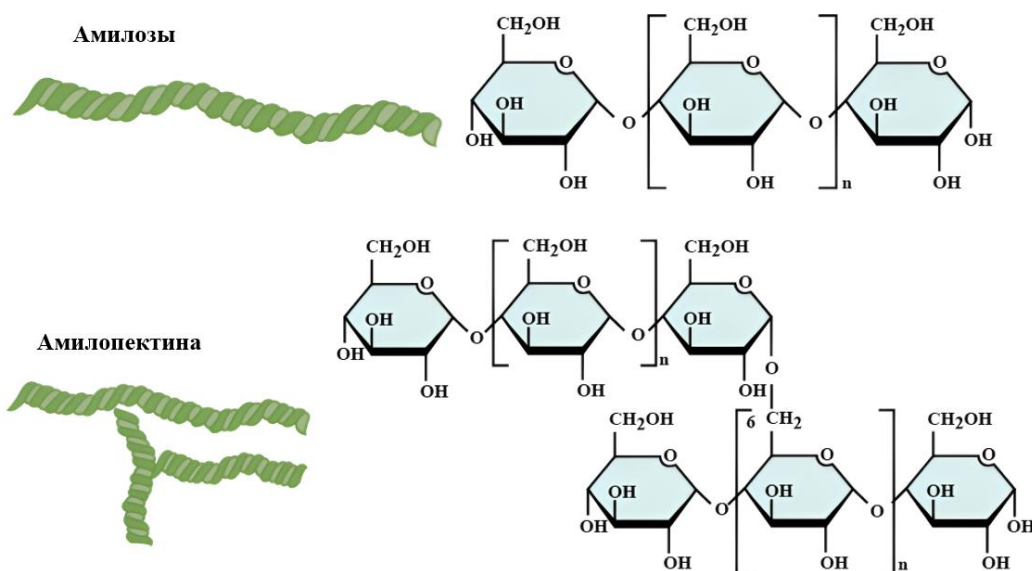


Рисунок .7. Схема химической структуры амилозы и амилопектина

Полимеры амилозы имеют линейную структуру. При растворении в воде молекулы полимера ориентируются и взаимодействуют друг с другом, в результате чего жидкость образует гель. Этот процесс известен как ретроградация. Полимеры амилопектина, с другой стороны, имеют разветвленную сетевую структуру, которая менее способна к гелеобразованию жидкости, поскольку они не ассоциируются линейно и образуют только слабые гели при охлаждении. Это сводит к минимуму подвижность и разветвленность полимеров в гидроксильных агрегатах внутри молекул крахмала, выражая гидрофильную природу полимеров и тем самым позволяя им растворяться в воде [33]. Крахмал состоит как из аморфных, так и из кристаллических центров.

Натуральный крахмал состоит из отдельных, мелких частиц, называемых "гранулами", размер которых варьирует от 1 до 100 мкм в диаметре. Поскольку гранулы крахмала получаются из различных природных источников, их морфологические особенности, химические характеристики, расположение и взаимодействие с не крахмальными компонентами различны [34]. Особенности крахмала связаны с его структурой, которая зависит от молекулярного веса и реактивных групп.



Крахмал и натуральные камеди были впервые использованы в биополимерах для контроля объема потери жидкости в бентонитовых растворах в 1937 году. Крахмал до сих пор широко применяется в буровых растворах благодаря своей доступности, биоразлагаемости, универсальности, возобновляемости и низкой стоимости по сравнению с другими полимерами [29,35,36]. Он используется в основном в качестве эффективного коллоида для минимизации потерь жидкости и улучшения вязкости раствора во всех типах водно-диспергированных буровых растворах. Эффективность крахмала зависит от его способности к набуханию, что приводит к увеличению его объема. Крахмал становится элементом фильтрационного осадка, образуя полимерно-глинистую смесь. Содержание амилозы позволяет крахмалу уменьшать потери жидкости [4].

Использование крахмала с целью уменьшения толщины фильтрационной корки было протестировано в ходе полевых испытаний. Наиболее заметным недостатком крахмала является его недостаточная стабильность и деградация при температуре свыше 115 °С [37]. Кроме того, крахмал не может повысить вязкость жидкости при температуре ниже 94 °С, поскольку это самая низкая температура, необходимая для растворения гранул крахмала и разделения полимеров. Аналогичным образом, гранулы крахмала могут выдерживать температуру до 121 °С без потери своей структуры [37].

Были проведены различные исследования как в лабораторных, так и в полевых масштабах, чтобы апробировать применение крахмала в системах буровых растворов на водной основе. Например, в одном из исследований Ньече и др. пришли к выводу, что смесь картофельного крахмала и полианионной целлюлозы в равных долях является подходящей добавкой для снижения объема потерь жидкости в буровом растворе [38]. Также было отмечено, что эта комбинация улучшает термическую стабильность бурового раствора при минимальном увеличении вязкости. Аналогично, картофельный крахмал был исследован в качестве вещества для контроля потери фильтрата в буровых растворах, что привело к улучшению фильтрационных характеристик

в присутствии NaOH. Потери жидкости составляли 5,8-12 мл при уменьшении толщины фильтрационной корки до 1,5 мм. Добавление NaOH повысило растворимость и, таким образом, создало сложную сетевую структуру, которая уменьшила объем потери жидкости [39]. Было проведено исследование муки из крахмала маниоки в бентонитовом растворе для контроля объема потери жидкости при температуре 80 °С. Крахмальная мука, благодаря своей способности набухать при повышенных температурах, увеличила вязкость и дисперсность раствора, что привело к уменьшению объема фильтрата. В исследуемом диапазоне крахмал маниоки показал самый низкий объем фильтрата при 2 г, что соответствует снижению фильтрацию на примерно 8%.

В другом исследовании Адемилуи Тайво и Казеем было изучено использование крахмала маниоки местного производства для замены коммерческих веществ для контроля потери жидкости на водной основе. Исследуемые образцы маниоки имели содержание амилозы от 18,8% до 27,7% и крахмала от 67,4% до 85,2%. Образец с наибольшим содержанием амилозы показал наилучший результат, обеспечив подготовку бурового раствора с наибольшей вязкостью и наименьшей потерей жидкости [40]. Крахмал маниоки сравнивался с полианионной целлюлозой в различных рецептурах буровых растворов для тестирования потери фильтрата. Были приготовлены различные смеси буровых растворов на водной основе с различными соотношениями крахмала маниоки и полианионной целлюлозы. Было установлено, что объем потери жидкости имеет косвенную зависимость от концентрации крахмала. Наименьший объем потери жидкости составил 6 мл, что является минимальным объемом фильтрата.

В исследовании Гарри и др. был проанализирован крахмал маниоки при низкой и высокой температуре, а также выполнено сравнение с коммерческими крахмалами [4]. Было обнаружено значительное уменьшение объема фильтрата при почти той же концентрации, что и у коммерческих крахмалов. Также был изучен потенциал крахмала маниоки в качестве добавки для контроля потери жидкости в буровом растворе на водной основе.

Исследование показало, что он является подходящим агентом для контроля фильтрата в диапазоне температур 121°C. Объем фильтрата был признан приемлемым в соответствии со стандартами API [41].

Ряд крахмалов на основе кукурузы был протестирован в качестве добавки к буровому раствору и показал положительные способности к контролю фильтрации в сравнении с коммерческим крахмалом [33]. Исследование, проведенное Газали и соавторами, заключалось в разработке рецептур буровых растворов на основе кукурузного крахмала [42]. Фильтрационные свойства бурового раствора анализировались в диапазоне температур 77-93 °C при концентрации биополимера 0-10 г. Результаты испытаний показали, что увеличение концентрации кукурузного крахмала приводит к снижению потерь жидкости. Аналогично, банановый и кукурузный крахмал показали экономически доступную альтернативу другим коммерческим крахмалам [43]. Альсабаг и др. исследовали три водорастворимых полимера, а именно КМЦ, картофельный крахмал и гуаровую камедь, в результате чего установили, что совокупный компаунд полимеров можно использовать в качестве добавок для контроля потерь фильтрата [44].

Исмаил и Чуа, в своей работе использовали крахмал саго и пришли к выводу, что объем потери жидкости уменьшился и образовалась непроницаемая фильтровальная корка благодаря наличию в саго амилозы, которая способна поглощать свободную воду и образовывать губчатые мешки. В таблице 4 приведены данные о крахмале, добавленном в буровой раствор при различных концентрациях и экспериментальных условиях [45].

Таблица.4. Краткая характеристика натуральных крахмалов, используемых для определения фильтрационных свойств буровых растворах на водной основе.

Тип натурального крахмала	Экспериментальные условия	Результаты	Ист.
Крахмал из Уби Каю	121, 135 и 149 °С	Крахмал оказался неэффективным средством контроля фильтрационных потерь при температуре 149 °С (объем фильтрата составил от 60 до 250 мл).	[41]
Крахмал кукурузный	77 до 93 °С	Анализ показал, что кукурузный крахмал проявляет более высокую эффективность при более высоких концентрациях	[42]
Крахмал кассавовый	Лабораторные условия	Объем потери жидкости уменьшился при добавлении маниоки к крахмалу и составил 5,6-6,8 мл. Кроме того, толщина фильтрационной корки снизилась с 0,155 до 0,135 см.	[46]
Крахмал картофельный		Наилучшие показатели достигались при использовании 0,1% карбоксиметилцеллюлозы, в то время как гуаровая камедь и картофельный крахмал демонстрировали наилучшие результаты при концентрациях 0,3% и 0,6% соответственно.	[44]
Крахмал картофельный		Реологические и фильтрационные свойства бурового раствора в значительной степени зависели от его рН. Оптимальная концентрация NaOH составляла от 5,71 до 6 г; более высокие концентрации оказывали отрицательное влияние на пластическую вязкость.	[39]
Картофельный крахмал с рисовой шелухой (смешанный)	25-80 °С	Смесь крахмала снизила потери жидкости на 8% благодаря своей водоудерживающей способности. При данной концентрации формировалась тонкая фильтрационная корка толщиной 2-3 мм.	[47]
Крахмал кукурузный	Лабораторные условия	При концентрации 5,71 г кукурузного крахмала уменьшалась потеря жидкости. Было обеспечено сокращение объема потерь жидкости до 19,8 мл при толщине фильтрационной корки в 0,14 дюйма и при рН 9,4.	[13]

На основании имеющихся литературных данных можно сделать вывод о недостаточной изученности взаимодействия фильтрата с образцами горных пород. Важно отметить, что такое взаимодействие может привести к существенным изменениям в поровой структуре глинисты породы и снижению добычи углеводородов за счет изменения физико-механических свойств породы.

### **1.5. Без глинистые составы на водной основе**

Требования к бурению продуктивной зоны нефтегазовых залежей заключаются в предотвращении глубоко проникновения бурового раствора в стенки ствола скважины, поскольку это может снизить проницаемость пластовых пород.

С увеличением количества проблем в стволе скважины, связанных с использованием бентонитовых или баритовых растворов, нефтяная промышленность ищет замену на растворимые добавки. Это особенно актуально при бурении через продуктивный пласт и горизонтальную часть скважины такие буровые растворы называются "неповреждающими буровыми растворами" и обычно они состоят из регулятора вязкости (полимеров), агентов контроля потерь жидкости (например, крахмала и целлюлозы) и других сопутствующих химических веществ. Как правило, эти жидкости должны обладать повышенной термостабильностью, лучшей реологией и сниженной фильтрационной способностью.

Многие исследователи подчеркивают важность создания неповреждающих буровых растворов путём добавления растворимых материалов в буровую систему. Недавнее исследование показало актуальность использования экологически безопасной модифицированной целлюлозы в качестве модификатора реологии вместо синтетических полимеров для улучшения экологических характеристик безглинистого бурового раствора на водной основе. Гидрофобно модифицированная гидроксиэтилцеллюлоза была синтезирована путём введения длинноцепочечных гидрофобных групп в молекулы гидроксиэтилцеллюлозы. Гидрофобно модифицированная

гидроксиэтилцеллюлоза показала лучшую термическую стабильность, более высокую солеустойчивость, реологические и фильтрационные характеристики по сравнению с полимерами ПАВ и ХС. В другом исследовании Мех и др. проанализировали влияние рисовой шелухи в не повреждающем буровом растворе, состоящем из полимеров вместо бентонита и барита. Для приготовленного раствора был проведён анализ устойчивости глины [48]. Было замечено, что рисовая шелуха в не повреждающие буровые растворы показала улучшенные реологические характеристики по сравнению с контрольным раствором. Более того, объём потерь жидкости был снижен при использовании рисовой шелухи, что обеспечило снижение повреждений пласта. Было замечено, что набухание сланца было сведено к минимуму, что повысило стабильность ствола скважины и снизило вероятность повреждения пласта.

Прежелатинизированный крахмал вместе с формальдегидом, который является бактерицидным веществом, был использован в качестве вещества контроля биоразложения в неповреждающем буровом растворе для уменьшения потери жидкости и был отмечен как значительный [43]. В другом исследовании Талукдар и др. экспериментально протестировали два естественно доступных крахмала, включая банановый и кукурузный крахмал с различными концентрациями. Было отмечено, что оба типа крахмала отлично работают как вещества контроля потери жидкости в неповреждающем буровом растворе [43]. Аналогично, Муртаза и др. провели исследование по использованию порошка окры в различных количествах: 0,25, 0,5 и 1 вес. % в составах буровых растворов на водной основе без бентонита. Согласно наблюдениям, добавление 1% порошка окры может снизить потери фильтрата на 20%. Кроме того, эксперименты с модулями сдвига и потерь показали, что образцы бурового раствора с более высокой концентрацией порошка окры имеют более стабильную микроструктуру [49].

Был приготовлен и испытан новый амфифильный гребнеобразный терполимер в качестве вязкотекучего агента для бурового раствора с низким

содержанием твердой фазы при высокой температуре и солености. Этот терполимер обладает превосходной термической стабильностью. В результате введения нового амфифильного гребнеобразного терполимера эксперименты до и после термического старения показали значительное улучшение реологических показателей, фильтрации и отрицательного дзета-потенциала как для пресного, так и для соле-насыщенного буровых растворов. Гребнеобразная конфигурация амфифильного терполимера, сильная прочность двойного электрического слоя бентонитовых частиц и прочная сетевая структура, образованная новым терполимером и бентонитовыми частицами, объясняют это улучшение [50].

В работе Чжан и др. был синтезирован сополимер называемый ADVA состоящей из акриламида, диаллилдиметиламмоний хлорида, бутилового акрилата, 2-акриламидо-2-метилпропансульфоновой кислоты, и была оценена его эффективность в безглинистом буровом растворе на водной основе. Результаты показали улучшение свойств раствора, таких как кажущаяся вязкость, вязкоупругость и тиксотропия. Также был сделан вывод, что добавка обладает лучшими свойствами по разжижению сдвига, чем полиакриламид калия в безглинистом буровом растворе на водной основе [51].

Для достижения оптимальных реологических свойств бурового раствора требуется сравнительно большая концентрация крахмала. Кроме того, в литературе не сообщалось о влиянии фильтрата, полученного из крахмалсодержащих растворов, на песчаник или карбонатные породы. Это исследование имеет важное значение в связи с наличием активных глинистых минералов, которые негативно влияют на породы вблизи ствола скважины и могут приводить к повреждению пласта [52].

Учитывая обсуждение низкой термической стабильности полисахаридов, их низкой растворимости и слабых дисперсионных характеристик, в литературе были описаны различные методы модификации крахмалов, которые направлены на улучшение этих свойств в системах буровых растворов на водной основе.

## 1.6. Химические модифицированные биополимеры в буровых растворах

Химически модифицированные крахмалы, такие как карбоксиметилкрахмал ("КМК"), гидроксиэтилкрахмал ("ГЭС"), гидроксипропилкрахмал ("ГПК") и окисленные крахмалы, широко используются в нефтяной промышленности в качестве компонента буровых растворов на водной основе для снижения потери жидкости и улучшения их вязкости в процессе бурения. Модифицированные крахмалы образуют защитные коллоиды в буровых пластах, которые способствуют улучшению вязкости бурового раствора, а также снижают потери жидкости в пластах [36,53].

Химически модифицированные крахмалы были введены в нефтяную промышленность благодаря своей улучшенной термической стабильности и бактериальной устойчивости. Для достижения определенных целей было использовано несколько методов модификации. Принятые модификации не влияют на полимерную основу, которая определяет термическую стабильность, но они могут придать крахмалу отличительные и желаемые характеристики. Химические реакции могут привести к модификации благодаря наличию спиртовых групп в крахмале [54]. Один из этилированных крахмалов, КМК (карбоксиметилкрахмал натрия), обладает лучшей растворимостью и большим количеством функциональных групп, чем крахмала, и широко используется в буровых растворах. Графт-сополимеризация также используется для улучшения физических и химических характеристик крахмала, включая бактериальную устойчивость, реологическое поведение и термическую стойкость. Различным крахмалам прививают различные виниловые мономеры, включая акриламид, 2-акриламидметилпропансульфоокислоту, 1-винил-2-пирролидон и метилметакрилат. Среди всех этих веществ акриламид был признан подходящим химическим веществом для повышения вязкости, термостабильности и снижения потери фильтрата бурового раствора. Однако



он чрезвычайно чувствителен к высоким концентрациям солей. Карбоксиметилкрахмал натрия устойчив к воздействию солей, но также имеет проблемы с биоразложением и термостабильностью.

В работе Чжун и др., было проведено несколько исследований для изучения влияния модифицированных крахмалов (с использованием различных методов) на проблемы, связанные с крахмалами. Например, Чжун и др. синтезировали крахмальные наносферы путем обратной эмульсионной полимеризации для связывания растворимого крахмала и метилен-бис-акриламида [55]. Синтезированные крахмальные наносферы проявили стабильные и улучшенные характеристики контроля потери жидкости после термического старения при 150 °С. Наночастицы легко закупоривали микропоры фильтрационной корки, а их способность впитывать воду, деформируемость и эластичность обеспечивали превосходный контроль фильтрации.

Аналогично, Сюй и др. синтезировали гидрофобный карбоксиметилкрахмал и оптимизировали концентрацию данного полимера в буровых растворах, что показало снижение объема потери жидкости на 6,4 мл при температуре 160 °С [56]. В другом исследовании был синтезирован новый кукурузный крахмал композит (SPL), путем химического сшивания крахмала, полифенолов и лигносульфоната. При воздействии заданного давления при температуре 150 °С в течение 30 минут объем фильтрата составил 7 мл, что соответствует производительности бурового раствора на основе бентонита, содержащего 2 весовых процента полимеров кукурузный крахмал композит. Кукурузный крахмал композит показали значительную солеустойчивость при более высоких температурах. Из хорошо диспергированного бентонита и кукурузный крахмал композит образовалась легкая и компактная фильтрационная корка, обеспечивающая мощный герметизирующий и защитный эффект в процессе фильтрации даже при высоких температурах [57].

Микронизированный крахмал тапиоки был приготовлен методом измельчения и использовался в концентрации 1,75-8,75 фунт на баррель в буровых растворах на основе бентонита. Микронизированный крахмал уменьшил толщину фильтрационной корки примерно на одну треть, когда его размер был уменьшен до 1 мкм. Объем фильтрата также уменьшился на 52% в условиях высокого давления и высокой температуры (93 °С и 2.068 мПа приложенного дифференциального давления). Был сделан вывод, что уменьшение размера крахмала до 1 мкм оказывает значительное влияние на объем фильтрата, а также на толщину фильтрационной корки [58]. Далее Елкататный, исследовал микронизированный крахмал тапиоки и сообщил, что пластическая вязкость и точка текучести улучшаются на 250% при уменьшении размера крахмала с 60 до 1 мкм, с оптимальным соотношением ДНС/ПВ 1,5, что может помочь в очистке отверстий [58]. Кроме того, по сравнению с крахмалом размером 60 мкм, буровой раствор на основе микронизированного крахмала (1 мкм) имеет улучшенное качество фильтровальной корки, при этом объем фильтрата уменьшается на 50%, а толщина фильтрационной корки уменьшается на 35% в условиях высокого давления и высокой температуры. Аналогичное исследование было проведено Зовейдавианпур и Самсури, по наноразмерному крахмалу тапиоки в качестве эффективного агента контроля фильтрата в условиях высокой температуры. Для уменьшения размера до наноразмеров использовалась техника микроизмельчения [30]. Наноразмерный крахмал показал снижение потери фильтрата и толщины фильтрационной корки на 64,2% и 80,9% соответственно.

Во всех перечисленных биополимерах крахмал оказался эффективным средством контроля фильтрата по сравнению с другими приемлемыми добавками, предназначенными для снижения потери жидкости. Последовательно было доказано, что он безопасен легко удаляется, либо обратным потоком, либо при помощи процедур ферментной/кислотной обработки. Для предотвращения бактериальной деградации при

использовании крахмала в буровом растворе обычно применяют биоцид. Он также помогает сохранять полимер и предотвращать рост биомассы, которая может усиливать процессы разрушения [59]. В таблице 5 приведены модифицированные крахмалы, используемые в буровых растворах.

Таблица.5. Краткое описание модифицированных крахмалов, применяемых в водных растворах.

Тип модифицированного крахмала	Экспериментальное Условие	Результаты	Ист.
кукурузный крахмал композит	25°C и 150°C	Буровые растворы, содержащие 2 массовых процента полимера кукурузный крахмал композит, имели объем фильтрата 7,0 мл при температуре 150 °С. Кроме того, при той же температуре, полимер кукурузный крахмал композит проявил устойчивость к воздействию 0,75 массовых процентов CaCl <sub>2</sub> и 7,5 массовых процентов NaCl. Полимер также содействовал сохранению стабильности дисперсии и вязкости бентонита при высоких температурах.	[57]
Крахмал, полученный из кожуры подорожника и облученный в микроволновой печи.	Лабораторные условия	Разрушение межмолекулярных связей гранул крахмала повлияло на физические и химические характеристики крахмала после микроволнового облучения. Это привело к уменьшению содержания влаги в крахмале и ухудшению его растворимости, однако улучшило водосвязывающий потенциал крахмала. Кроме того, при добавлении обработанного микроволнами крахмала в буровые растворы, крахмал из кожуры подорожника значительно снизил объем фильтрата.	[60]
Карбоксиметилловый кукурузный и картофельный крахмал	Лабораторные условия	Условия синтеза, такие как концентрация NaOH, температура реакции и концентрация реагентов во время карбоксиметилирования, влияли на реологические и	[36]

		фильтрационные свойства буровых растворов.	
Микронизированный тапиоковый крахмал	93°C and 2.068 мПа применяемое дифференциальное давление	Объем фильтрата резко снижался с 10,5 до 8 мл при увеличении концентрации микронизированного крахмала.	[58]
Модифицированный кукурузный крахмал	25°C и 147°C	Модифицированная добавка улучшила свойства уменьшения потери жидкости при высоком давлении и высокой температуре на 38%. Кроме того, она проявила хорошую устойчивость к солям и кальциевому загрязнению.	[61]
Модифицированная кассава и кукуруза	150°C и 3.447 мПа давление	Считается, что процентное содержание амилозы и амилопектина влияет как на потерю фильтрата, так и на реологические характеристики. Потеря жидкости при использовании крахмала кассавы была выше, чем рекомендованный диапазон API.	[62]
Наноразмерный тапиоковый крахмал	26°C и 93°C	С точки зрения реологии и свойств потери жидкости, наноразмерный крахмал показал лучшие результаты, чем микроразмерные частицы крахмала. Рекомендуется провести поверхностную модификацию натурального крахмала тапиоки для использования в условиях высоких температур. Также необходимо провести тестирование на свойства растворов для меньшего диапазона наноразмерных частиц крахмала в диапазоне от 100 до 900 нм. Кроме того, необходимо продолжить изучение влияния различных консервантов на бактериальную деградацию натурального крахмала тапиоки.	[30]
Модифицированный HCl (производное кассавы)	148°C	В составах бурового раствора с низким и средним весом было достигнуто значительное снижение потери жидкости. Однако ни один из образцов (модифицированный или немодифицированный) не соответствовал критериям	[33]

		NISOC для потери жидкости при испытанных температурах.	
Гидрофобный карбоксиметил кукурузный крахмал		<p>Разработанный материал является водорастворимым, соле- и термостойким.</p> <p>Полученные гидрофобные буровые растворы на основе карбоксиметилку кукурузного крахмала обладали высокой способностью восстановления проницаемости (&gt; 90%), что указывает на возможность их успешного применения для защиты пласта. Модель защиты пласта обосновала превосходные характеристики системы гидрофобного карбоксиметил-кукурузного крахмала для буровых растворов. Также было показано, что гидрофобный карбоксиметил кукурузный крахмал может быть полезной многоцелевой добавкой для буровых растворов.</p>	[56]
Катионное производное кукурузного крахмала	65°C	<p>Анализы подтвердили, что синтезированные производные обладают высокой способностью поглощения бентонита и эффективным ингибированием реакционной способности сланца. Объем зарегистрированных потерь жидкости составил 3-3,6 мл.</p>	[63]
Сополимеры натрий-карбоксиметилкрахмал-графт-акриламид/1-винил-2-пирролидон	Лабораторные условия	<p>Сополимеры способны снижать потери жидкости, не оказывая при этом заметного влияния на толщину глинистого корка или коэффициент трения.</p>	[64]

## **1.7. Факторы, влияющие на фильтрационные свойства бурового раствора**

На фильтрационные свойства влияют несколько факторов, такие как термическая стабильность бурового раствора, концентрация и тип веществ для контроля фильтрации, размер и тип твердых частиц и наличие загрязняющих веществ в буровом растворе. Контроль фильтрации связан с увеличением затрат. Оптимальные значения потери жидкости и фильтрационной корки для пласта и интервала скважины должны определяться на основе данных местной истории и частоты прихват труб [65]. В связи с растущими экологическими проблемами, связанными с буровой промышленностью, экологически чистые ресурсы считаются отличной заменой для использования в буровых растворах. Биополимеры набирают популярность как экологически устойчивые и экономически эффективные материалы. Природные полимеры, включая целлюлозу, крахмал и лигнин, широко используются при бурении нефтяных скважин для улучшения свойств буровых растворов [66,67]. На эффективность биополимеров при бурении нефтяных скважин влияют различные факторы, включая, но не ограничиваясь, колебания температуры, концентрацию соли, загрязнение кальцием и бактериальную агрессию.

### **1.7.1. Температура**

При низких температурах растворы полимеров имеют высокую вязкость, поскольку многие молекулы свободной воды задерживаются в полимерных структурах. Повышение давления приводит к увеличению плотности бурового раствора, что снижает скорость бурения. Однако давление, как правило, улучшает вязкость фильтрата бурового раствора и снижает потери на просачивание, но оказывает минимальное влияние на скорость фильтрации как показано на (Рисунок 8) [68].

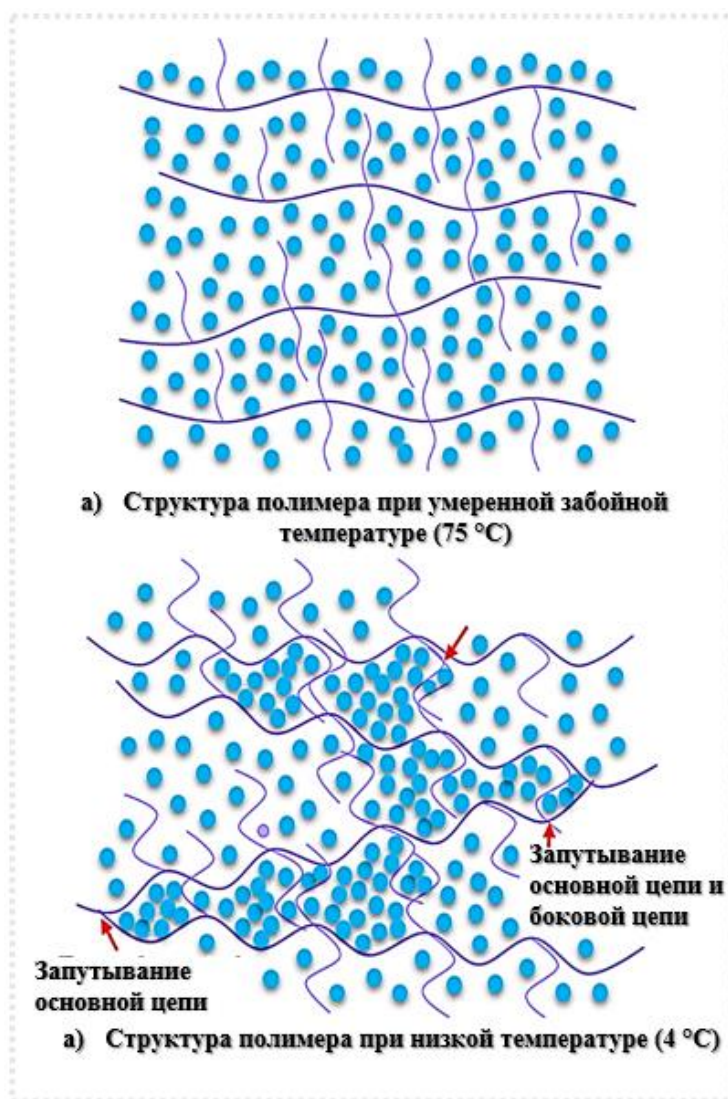


Рисунок 8. Температурное воздействие на структуру полимера

В последние годы было опубликовано множество исследований о буровых растворах с высокой температурой/высоким давлением и высокой температурой/низким поровым давлением. Однако буровая промышленность по-прежнему сталкивается со значительными проблемами при бурении глубоких скважин. Температура является одним из критических факторов, который напрямую влияет на вязкость бурового раствора. С увеличением глубины скважины температура также повышается, и, следовательно, из-за таких суровых условий может возникнуть все больше осложнений. Когда крахмал находится под воздействием высоких температур, полимерные цепи разрываются, а глюкопиранозные единицы преобразуются в другие соединения [54]. Примечательно, что потери фильтрата могут увеличиваться

при повышении температуры и давления. Такое поведение наблюдалось в зависимости от температуры, и для его описания были предложены три потенциальных механизма [29].

- Снижение вязкости фильтрата
- Изменение электрохимического равновесия, которое регулирует степень флокуляции взвешенных частиц и проницаемость фильтрационной корки
- Разрушение крахмала или других добавок в буровом растворе

Сообщается, что полисахариды могут деградировать в скважинных средах при высоких температурах. Высокая температура ускоряет термическую деградацию полисахаридов, особенно при низких скоростях сдвига, что влияет на реологические характеристики буровых растворов [69]. Прямая зависимость между вязкостью и объемом потерь фильтрата указывает на то, что температура напрямую влияет на фильтрацию буровых растворов. С повышением глубины скважины температура также повышается, что снижает эффективность использования имеющегося бурового раствора для дальнейшего бурения. Таким образом, для успешного бурения необходимо добавлять более сложные и функциональные добавки в систему бурового раствора. Термическая стабильность большинства биополимеров низкая, поэтому при бурении глубоких скважин обычно наблюдается снижение свойств раствора.

Из литературы известно, что крахмал может оставаться стабильным до максимум 120°C. Добавление некоторых других веществ может повысить его эффективность и использоваться при более высоких температурах. Для повышения термостабильности крахмала были испытаны различные химические вещества, включая металлические и неметаллические соединения. Некоторые из этих веществ также были добавлены в состав биополимеров для повышения их термостабильности. Например, Фатиха Маджид и др. создали раствор на водной основе, содержащий экстрагированный пектиновый полимер из необработанной кожуры дуриана.



Полученные образцы раствора продемонстрировали улучшенные реологические свойства. Кроме того, добавление в раствор щелочи (NaOH) также улучшило термическую стабильность раствора [67].

Моноэтаноламин был использован, и было замечено, что он повышает термическую стабильность крахмала до 160 °C [37]. Чтобы минимизировать негативное влияние температуры на полимеры, связующие на основе циркония чаще всего используются для связывания полимеров в буровых растворах и при гидроразрыве пласта [70]. Однако из-за их низкой способности к реформированию большинство из них не могут использоваться при высоких температурах.

Антиоксиданты, формиатные соли и полигликоли также были протестированы на повышение термической стабильности бентонитового раствора, содержащего биополимер [71,72, 73, 74].

Комбинации биополимеров иногда используются для обеспечения устойчивости в условиях высоких температур. Например, Акпан и др. продемонстрировали совместное действие ксантановой и диутановой камеди в системе бентонитового бурового раствора. Результаты эксперимента показали, что выдержка при 25°C и 120°C в течение 16 часов снизила потери жидкости API на 16, 19 и 34% соответственно. Эти лучшие характеристики потери фильтрата объясняются набуханием и устойчивостью диутановой камеди при более высоких температурах [71].

### **1.7.2. Концентрация соли**

Добавление солей к полимерам резко изменяет вязкость бурового раствора, при этом зависимость эффективной вязкости бурового раствора от скорости сдвига уменьшается. В этой ситуации эффективная вязкость бурового раствора приближается к наибольшей "ньютоновской" вязкости в условиях низкой скорости сдвига (т.е. при скорости сдвига, близкой к нулю). Когда скорость сдвига увеличивается, эффективная вязкость бурового раствора падает, приближаясь к наименьшему значению эффективной вязкости, также

известному как наименьшая ньютоновская вязкость как показано на (Рисунок 9) [68,75].

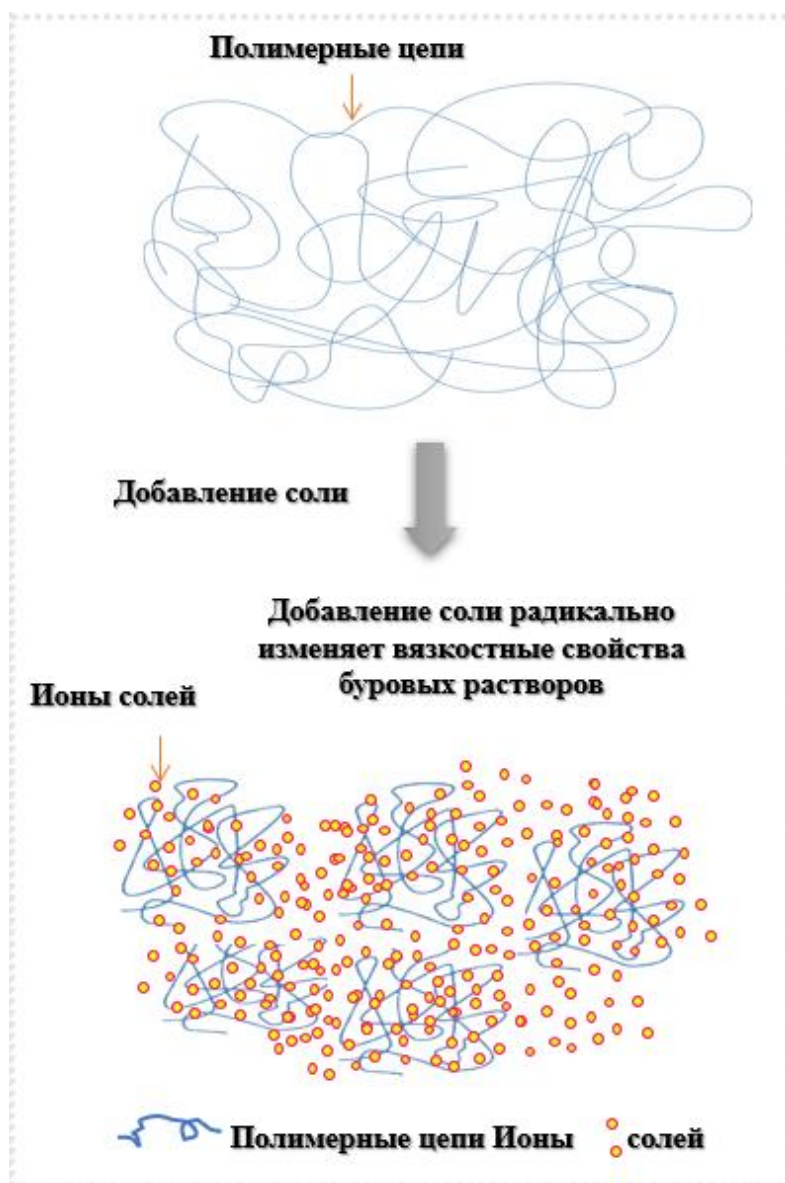


Рисунок 9. Структура молекулярной цепи изменяет поведение полимерных растворов в присутствии солей.

Кроме того, растворимые соли могут загрязнять водный раствор, влияя на время загустения, прочность геля, набухание и увеличение потери фильтрата - все эти факторы вызываются взаимодействием между добавками в растворе и растворенными солями. Более того, выдавливание солей является основной проблемой бурения во многих частях мира уже более полувека. Она

является причиной таких проблем, как разрушение обсадных труб и прихват труб во время бурения и добычи [76–78].

Во многих исследованиях изучалось негативное влияние солей на полимеры и другие добавки для буровых растворов. Например, Абдоллахи и др. разработали систему сополимеров, состоящую из лигносульфоната и акриламида, для буровых растворов на водной основе. Было установлено, что оптимальная концентрация синтезированной добавки в буровых растворах на водной основе составляет 0,7 масс. %. Привитые сополимеры повысили солестойкость и термическую стабильность бурового раствора [37].

В исследовании Акпан и др. была изучена устойчивость к соли камедей ксантана и диутана в системе бентонитовых растворов. Было обнаружено, что растворы были более устойчивы к загрязнению солью (NaCl) благодаря более высокой вязкости, чем контрольный образец, после горячей прокатки при 100 и 120 °C в течение 16 часов [71]. В другом исследовании было исследовано улучшение термостабильности и солеустойчивости полимера ХС путем сшивания его с оксалатом хрома и бурой, а также добавления сульфита натрия. Результаты показали, что после температуры старения 120°C жидкость продемонстрировала лучшие реологические и фильтрационные характеристики. Кроме того, полевые испытания на китайском месторождении Даганг также показали лучшую реологию и солеустойчивое поведение [79].

### **1.7.3. Кальциевое загрязнение**

Чувствительность к кальцию и нерастворимость (в некоторых случаях) являются двумя критическими недостатками использования синтетических полимеров в буровых системах, так как они приводят к сильной вязкости и загустеванию бурового раствора. Природные полимеры могут поглощать воду и повышать ее вязкость благодаря своим размеру и структуре молекул. Они не заряжены и менее реактивны, чем синтетические полимеры. Длинные и сложные молекулярные цепи полимеров на водной основе связывают молекулы воды и повышают ее вязкость без использования твердых частиц в буровом растворе [30].

#### **1.7.4. Бактериальное воздействие**

Биополимеры очень подвержены воздействию бактерий, поэтому в растворы добавляют различные химические вещества для защиты крахмала и других полимеров от паразитов. Микроорганизмы хорошо известны тем, что они вездесущи и приспосабливаются к окружающей среде для эффективной конкуренции за доступные питательные вещества [80].

Несмотря на это, эффективную фильтрацию обеспечивают несколько факторов, включая образование мостиков, связывание, дефлокуляцию и вязкость растворов, используемых при бурении скважин. Все эти факторы зависят от правильного выбора добавок к буровому раствору.

#### **Рекомендации к будущей работе**

В данной работе представлены результаты последних исследований по использованию биополимеров в буровых растворах. Использование биополимеров в буровых растворах привело к отличным результатам, поскольку они способны минимизировать и предотвращать проблемы, которые могут возникнуть в процессе бурения.

Далее приводятся некоторые выводы о значении биополимеров в изменении характеристик буровых растворов:

Согласно результатам последнего литературного обзора, полисахариды являются лучшими добавками для контроля фильтрации в системах буровых растворов на водной основе благодаря их экологичности, низкой стоимости и доступности.

Характеристики фильтрации, с точки зрения объема фильтрата и толщины фильтрационной корки, в целом улучшились при использовании биополимеров. Было замечено, что снижение объема потери жидкости составило более 40%.

Крахмал является одним из наиболее широко используемых материалов для контроля фильтрата, но из-за его низкой термической стабильности, биоразлагаемости и плохой солеустойчивости, поверхностная модификация была выполнена с помощью различных методов модификации.

Карбоксиметилирование крахмала является одним из подходящих методов для улучшения указанных характеристик. Однако он все еще подвержен влиянию более длительного воздействия высоких температур и концентраций соли.

Было установлено, что фильтрационная корка, полученная из крахмал содержащих буровых растворов, является более тонкой и компактной, что приводит к уменьшению повреждения пласта из-за меньшего проникновения частиц бурового раствора.

В условиях высокого давления и температуры крахмала оказался неэффективным из-за низкой термической стабильности. Однако модифицированные крахмалы в некоторых случаях показали повышенную термическую стабильность, но уменьшенную солеустойчивость, что ограничивает их применение в зонах с высоким содержанием солей. Кроме того, плохая биоразлагаемость является одним из основных недостатков таких буровых растворов, для которых требуется добавление биоцидов.

Было установлено, что крахмал является подходящей заменой бентониту с приемлемыми реологическими и фильтрационными характеристиками. Кроме того, буровые растворы без бентонита могут привести к более высокой скорости проникновения благодаря наименьшему трению.

Крахмалы также проявили улучшенную стабильность скважины, особенно при бурении через глины пласты.

### **Выводы:**

В данной научной работе будет рассмотрено приготовление и анализ буровых растворов из ксантановой камеди и различных видов крахмала, включая синтезированные крахмалы. Будут измерены реологические параметры, включая вязкость при низких скоростях сдвига, которая является ключевым параметром для бурения скважин с горизонтальным участком ствола. Кроме того, будут изучены фильтрационные и ингибирующие свойства приготовленных буровых растворов. В работе представлен сравнительный анализ и рекомендации по использованию этих растворов в промышленных целях. Буровые растворы используются в процессе бурения скважин для

смазки и охлаждения бурового долота, а также для контроля давления в стволе скважины. Эффективность бурового раствора зависит от его реологических свойств, таких как вязкость и плотность, а также от его фильтрационных и ингибирующих свойств. Цель данного исследования - определить, какие виды крахмала и какие соотношения компонентов обеспечивают наилучшие реологические свойства и ингибирующую активность в буровых растворах. Результаты данного исследования могут быть полезны при разработке более эффективных буровых растворов и повышении эффективности процесса бурения скважин с горизонтальным участком ствола.

## **2. МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЙ ПРИ АНАЛИЗЕ СВОЙСТВ БИОПОЛИМЕРНЫХ РАСТВОРОВ**

### **2.1. Используемое в исследовательской работе оборудование**

В данной исследовательской работе используется следующее оборудование: лабораторные весы марки AND EK-300i, перемешивающееся устройство ES-8300 D, ротационный вискозиметр Brookfield DV-II+PRO (фирма "Brookfield Engineering Laboratories, Inc.", США), фильтр-пресс настольный с модулем давления CO<sub>2</sub> (компания OFITE).

### **2.2. Методика приготовления модельного бурового раствора**

В данной рецептуре меняются только крахмалы, все остальные вещества остаются постоянными и в тех же концентрациях. Используются следующие виды крахмалов: гидроксипропил-крахмал Flo-Trol (компания изготовитель M-I SWACO), модифицированный крахмал Reatrol (компания изготовитель M-I SWACO), карбоксиметилкрахмал марка В (АО НПО 59 «Промсервис»), карбоксиметилкрахмал марка Бур М (ЗАО «Полицелл»), карбоксиметилкрахмал 88 ДЭГ-1, карбоксиметилкрахмал 102 ДЭГ-1.

Необходимая масса веществ измеряется на лабораторных весах марки AND EK-300i (Рисунок 10) со следующими техническими характеристиками:

- класс точности – Высокий – II (ГОСТ 53228-08);
- предел взвешивания 300 гр;
- 9 единиц измерения (грамм, карат, фунт, унция и т.д.);
- дискретность 0,01 гр;



Рисунок 10 – Весы лабораторные AND EK-300i.

В начале приготовления растворов дистиллированная вода, в объеме 500 мл, ставится на постоянное перемешивание под перемешивающееся устройство ES-8300 D (Рисунок 11 ) со скоростью перемешивания 600 об/мин. Основой для проведения эксперимента является биополимерный буровой раствор, в состав которого входит: 0,5 г/л гидроксид натрия (NaOH), 80 г/л Хлорид калия (KCl), 4 г/л ксантановой смолы («ОНК», Китай), и 50 г/л карбоната кальция (CaCO<sub>3</sub>) размером 10 микрон. Помимо перечисленных реагентов в буровой раствор поочередно вводились исследуемые понизители фильтрации в концентрации 10, 15, и 20 г/л. После добавления каждого из компонентов смесь перемешивается не менее 5 минут при скорости оборота 700 об/мин, а после добавления ксантановой смолы раствор перемешивается не менее 10 минут при скорости оборота 1000 об/мин. После добавления крахмала раствор тоже перемешивается не менее 10 минут при скорости оборота 1000 об/мин. Далее, как все реагенты добавлены в раствор, он выдерживается при комнатной температуре в герметически закрытом контейнере не менее 16 часов.





Рисунок 11 – Перемешивающее устройство ES-8300 D (цифровой дисплей).

### **2.3. Методика измерения реологических параметров буровых растворов**

Реологические параметры растворов измеряются на вискозиметр Brookfield DV-II+PRO (Рисунок 12), который имеет следующие технические характеристики:

- вязкость –  $100'40 \cdot 10^6$  мПа·сек;
- погрешность –  $\pm 1,0$  % п.ш.;
- воспроизводимость –  $\pm 0,2$  %;
- скорость вращения –  $0,01'200$  об. /мин;
- число ступеней – 54;

Для того чтобы приступить к снятию вязкости раствора его необходимо перемешать на мешалке в течение 5 минут при скорости 1000 об/мин. Далее раствор переливается в стакан Брукфильда и ставится под вискозиметр. Включается вискозиметр с помощью кнопки на задней панели, затем снимается защитный колпачек с места под шпindel, нажимается любая кнопка и происходит автозачуление показаний вискозиметра. После зачуления подбирается необходимый шпindel, исходя из вязкости б1 исследуемого раствора. Затем необходимо указать выбранный шпindel в дисплее вискозиметра. Когда все операции выполнены можно приступить к измерению вязкости при следующих скоростях сдвига: 0,2; 0,3; 3; 30; 60; 100 об/мин.

Записываются три показания: на 1-ой минуте, на 2-ой и на 3-ей для каждой из скоростей.



Рисунок 12 – Ротационный вискозиметр Brookfield DV-II+PRO.

#### **2.4. Методика измерения фильтрации бурового раствора**

Ячейку фильтр-пресса берут вверх дном (широким открытым концом вверх) и заполняют ее перемешанным буровым раствором, не доходя до верхнего края 0,25 дюйма (0,6 см). Затем накрывают сухим бумажным фильтром и закрывают крышкой; переворачивают собранный прибор вертикально и укрепляют в держателе (Рисунок 13). Помещают чистый сухой градуированный цилиндр под выходное отверстие и открывают впускной клапан. Создают в фильтрационной камере давление 100 фунтов/дюйм<sup>2</sup> (0,7 МПа) и фильтруют в течение 30 минут. Через 30 минут сбрасывают давление, закрывают впускной клапан и измеряют объем собранного фильтрата в мл.



Рисунок 13 – Фильтр-пресс настольный.

### 3. РЕЗУЛЬТАТЫ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

#### 3.1. Материалы

Основой для проведения эксперимента является биополимерный буровой раствор, в состав которого входит: 0,5 г/л гидроксид натрия (NaOH), 80 г/л Хлорид калия (KCl), 4 г/л ксантановой смолы («ОНК», Китай), и 50 г/л карбоната кальция (CaCO<sub>3</sub>) размером 10 микрон. Помимо перечисленных реагентов в буровой раствор поочередно вводились исследуемые понизители фильтрации в концентрации 10, 15, и 20 г/л, они представлены следующими реагентами:

- модифицированный крахмал Реатрол (ООО «Технологическая компания Шлюмберже»);
- модифицированный крахмал Флотрол (Компания «M-I SWACO»);
- модифицированный карбоксиметилированный крахмал КМК (синтезирован в НИ ТПУ);
- модифицированный крахмал Термпак (ООО «Технологическая компания Шлюмберже»);
- полианионная целлюлоза ПАЦ НВ (ООО «Геотехновации»).

Основные составы исследуемых биополимерных буровых растворов и их концентрации переведены в таблицы 6.

Таблица 6. Состав исследуемых биополимерных буровых растворов

Компоненты	Ед.	Состав буровых растворов (БР)				
		БР <sub>1</sub>	БР <sub>2</sub>	БР <sub>3</sub>	БР <sub>4</sub>	БР <sub>5</sub>
Вода	л	1	1	1	1	1
Гидроксид натрия	г/л	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
Хлорид калия	г/л	80	80	80	80	80
Ксантановая камедь	г/л	4	4	4	4	4
ПАЦ НВ	г/л	10/15/20	-	-	-	-
Флотрол	г/л	-	10/15/20	-	-	-
КМК	г/л	-	-	10/15/20	-	-
Термпак	г/л	-	-	-	10/15/20	-
Реатрол	г/л	-	-	-	-	10/15/20
Карбонат кальция	г/л	50	50	50	50	50

Для подготовки и испытания образцов бурового раствора использовалось следующее оборудование: миксер Hamilton, ротационный вискозиметр OFITE 900, фильтр-пресс высокого давления OFITE HP-NT, роликовая печь OFITE 172-00 с ячейками для термического старения, рН-метр и секундомер. Реологические параметры проверяли с помощью модели OFITE-900, производства компании Inc. (штат Техас, США). Кажущуюся вязкость (КВ), пластическую вязкость (ПВ) и предел текучести (ДНС) бурового раствора определяли по следующим формулам на основе данных при скоростях вращения 300 и 600 об/мин:

$$KB = \Phi 600 / 2, \text{ (мПа}\cdot\text{с)} \quad (1)$$

$$PB = \Phi 600 - \Phi 300, \text{ (мПа}\cdot\text{с)} \quad (2)$$

$$DNC = \Phi 300 - PV, \text{ (фунт/100фут}^2\text{)} \quad (3)$$

Для демонстрации влияния тепла на вязкость буровых растворов и поведение различных понижающих фильтрацию веществ при повышенных температурах проводилось выдерживание жидкостей под давлением в контейнерах. Использовалась ячейка старения (модель 175-30, OFITE, Inc., Техас, США) для воздействия на образцы, подготовленные жидкости поддерживались в жидком состоянии при температурах выше точки кипения воды в статических или динамических условиях во вращающейся печи с минимальным временем старения 16 часов. Эти испытания проводились при температуре 85 °С [53]. Кроме того, вязкость при низких скоростях сдвига (ВНСС) измеряли при 0,3 об/мин (0,06 сек-1) и 120 с помощью вискозиметра Брукфильда LVTD, оснащенного цилиндрическим шпинделем № 2. Показания снимались через интервалы в 1, 2 и 3 минуты.

### **3.2. Реологическая характеристика буровых растворов**

Реологические свойства являются одним из ключевых свойств буровых растворов, которые напрямую влияют на эффективность бурения. Буровые растворы обычно обладают неньютоновским поведением потока, то есть вязкость раствора уменьшается при увеличении скорости сдвига. Две

основные характеристики, используемые для оценки реологических свойств буровых растворов, это точка текучести (ДНС) и пластическая вязкость (ПВ). ПВ можно определить как суммарное трение между твердыми частицами и слоями жидкости, а также между слоями жидкости. Мера тиксотропных свойств бурового раствора определяется как предел текучести, величина которого напрямую зависит от электрохимических зарядов, присутствующих в системе бурового раствора. Притяжение зарядов, существующих в системе бурового раствора, приводит к увеличению значения предела текучести, в то время как отталкивание зарядов друг от друга приводит к уменьшению значения предела текучести.

Как видно на (Рисунок 1а), добавление восстановителей фильтрации в базовый буровой раствор показало различные значения ПВ. Например, для жидкости ПАЦ НВ при концентрации 10 г значения ПВ составили 22,3 мПа·с, тогда как жидкости с Флотрол, КМК, Термопак и Реатрол показали значения вязкости 12,3, 14,4, 12,7 и 10 мПа·с соответственно. Более того, при концентрации 15 г и 20 г самые высокие значения ПВ были получены от ПАЦ НВ и КМК. Для 15 г значения составили 31,3 мПа·с и 20,1 мПа·с, соответственно, а для 20 г - 44,7 мПа·с и 25,9 мПа·с, соответственно. Кроме того, значения ПВ после старения при 85°C показали, что самые высокие значения были получены для ПАЦ НВ и КМК. Для 10 г значения составили 20,5 мПа·с и 11,2 мПа·с, для 15 г - 30 мПа·с и 17,7 мПа·с, соответственно, а для 20 г - 44,1 мПа·с и 23,4 мПа·с, соответственно (Рисунок 14 б). Из полученных результатов следует, что КМК доказал свою высокую производительность, так как жидкость была испытана для бурения продуктивной зоны. Это также указывает на то, что жидкость будет бурить быстро из-за низкой вязкости бурового раствора, выходящего из долота.

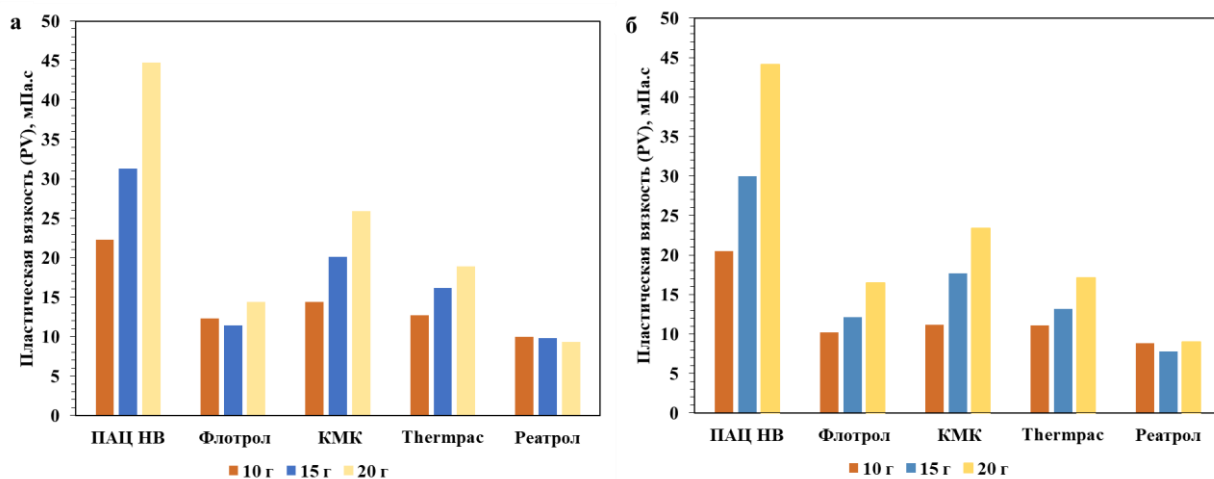


Рисунок .14. Исследовано влияние пластической вязкости добавленных восстановителей фильтрации на реологические характеристики бурового раствора при разных концентрациях до и после термического старения при 85 °С. На рисунке (а) представлены значения пластической вязкости до термического старения, а на рисунке. (б) - после термического старения.

Значение эффекта предела ДНС выше, чем значение пластической вязкости до и после термического старения. Например, до термического старения при концентрации 10 г ПАЦ НВ, Флотрол, КМК, Термопак и Реатрол ДНС составлял 29,1, 17,4, 23,1, 21,6 и 15,2 фунт/100 фут<sup>2</sup> соответственно (Рисунок 15а), а после термического старения немного снизился для ПАЦ НВ, КМК и Термопак и составил 28,6, 20,3 и 19,9 фунтов/100 фут<sup>2</sup> (Рисунок 15б). Высокий показатель ДНС указывает на неньютоновскую жидкость, которая переносит шлам лучше, чем жидкость с аналогичной плотностью, но более низким пределом текучести, что подтверждает, что ПАЦ НВ и КМК показали высокие показатели предела текучести при концентрации 15 г и 20 г (Рисунок 16). Что касается КВ, который показал, что самые высокие значения были получены из ПАЦ НВ и КМК, например, при концентрации 10 г результаты составили 36,85 и 25,95 мПа·с, соответственно, а при более высоких концентрациях (20 г) результаты составили 77,1 и 36,7 мПа·с, соответственно. Более того, после термического старения результаты показали небольшое снижение КВ для концентраций 10 г и 15 г, но при концентрации 20 г КВ для

КМК показал более высокий результат, который составил 45,7 мПа·с, что можно объяснить увеличением скорости сдвига в буровых растворах высокой вязкости, что улучшает удержание твердых частиц в буровом растворе и снижает производительность инструментов для удаления твердых частиц при высоком сдвиге. Однако для другого понизителя фильтрации уменьшение скорости сдвига в буровых растворах высокой вязкости снижает производительность инструментов удаления твердых частиц с низким сдвигом (например, центрифуги), поскольку вязкость обратно пропорциональна скорости оседания твердых частиц и эффективности разделения.

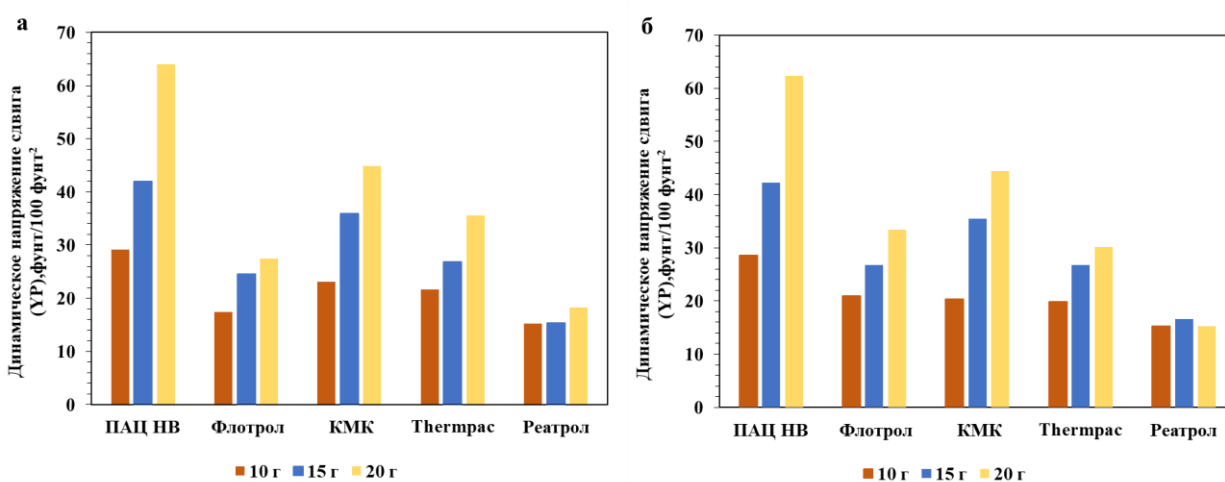


Рисунок. 15. Влияние предела текучести (ДНС) используемого восстановителя фильтрации в различных концентрациях на реологические параметры системы бурового раствора до и после термического старения при 85 °С: (а) ДНС до термического старения, (б) ДНС после термического старения.

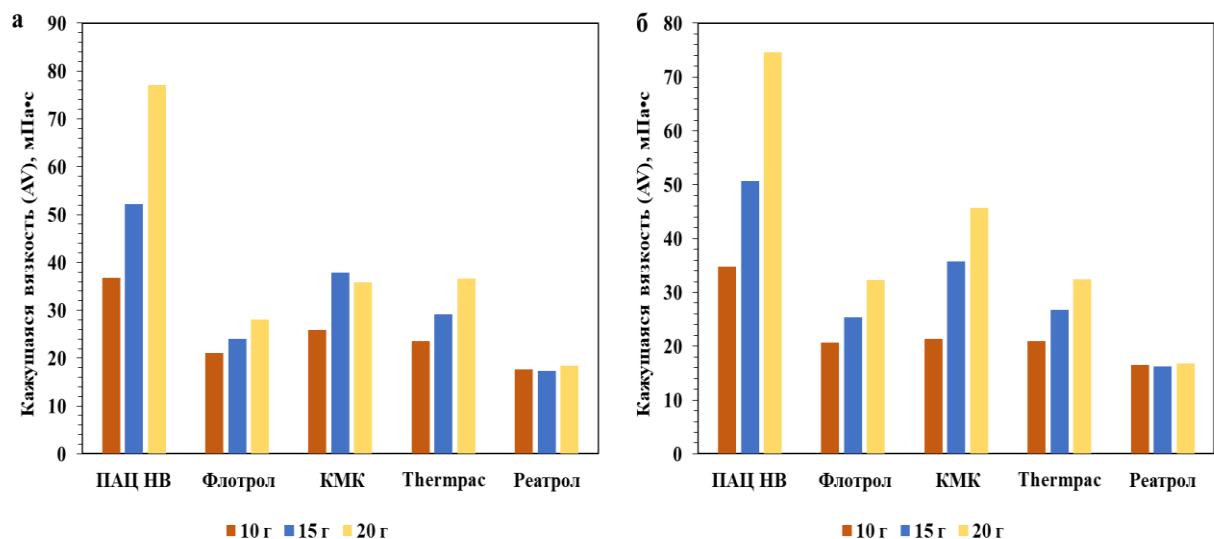


Рисунок. 16. Влияние кажущейся вязкости (КВ) используемого восстановителя фильтрации в различных концентрациях на реологические параметры системы бурового раствора до и после термического старения при 85 °С: (а) КВ до термического старения, (б) КВ после термического старения.

Еще одним важным параметром бурового раствора является прочность геля. Результаты показали различные значения до и после термического старения. Например, гель 10с КМК до термического старения был самым высоким при всех концентрациях (10 г, 15 г и 20 г) среди других восстановителей, которые составили 7,6, 12,3 и 13,6 мПа·с, соответственно (Рисунок 17а). Что касается Gel10 min, результаты составили 9,9, 15,1 и 17 мПа·с, соответственно. Флотрол также доказал свою хорошую производительность при концентрации 10 г, которая составила 10,9 мПа·с (Рисунок 17б). Более того, как видно на рисунок. 15в и рисунок. 15с, результаты всех фильтраций показали незначительное увеличение. Высокие результаты геля в буровом растворе можно объяснить присутствием соли КСl. Однако все результаты находятся в пределах допустимых значений для бурения скважины и доказывают способность бурового раствора взвешивать буровой твердый и утяжеляющий материал при прекращении циркуляции.



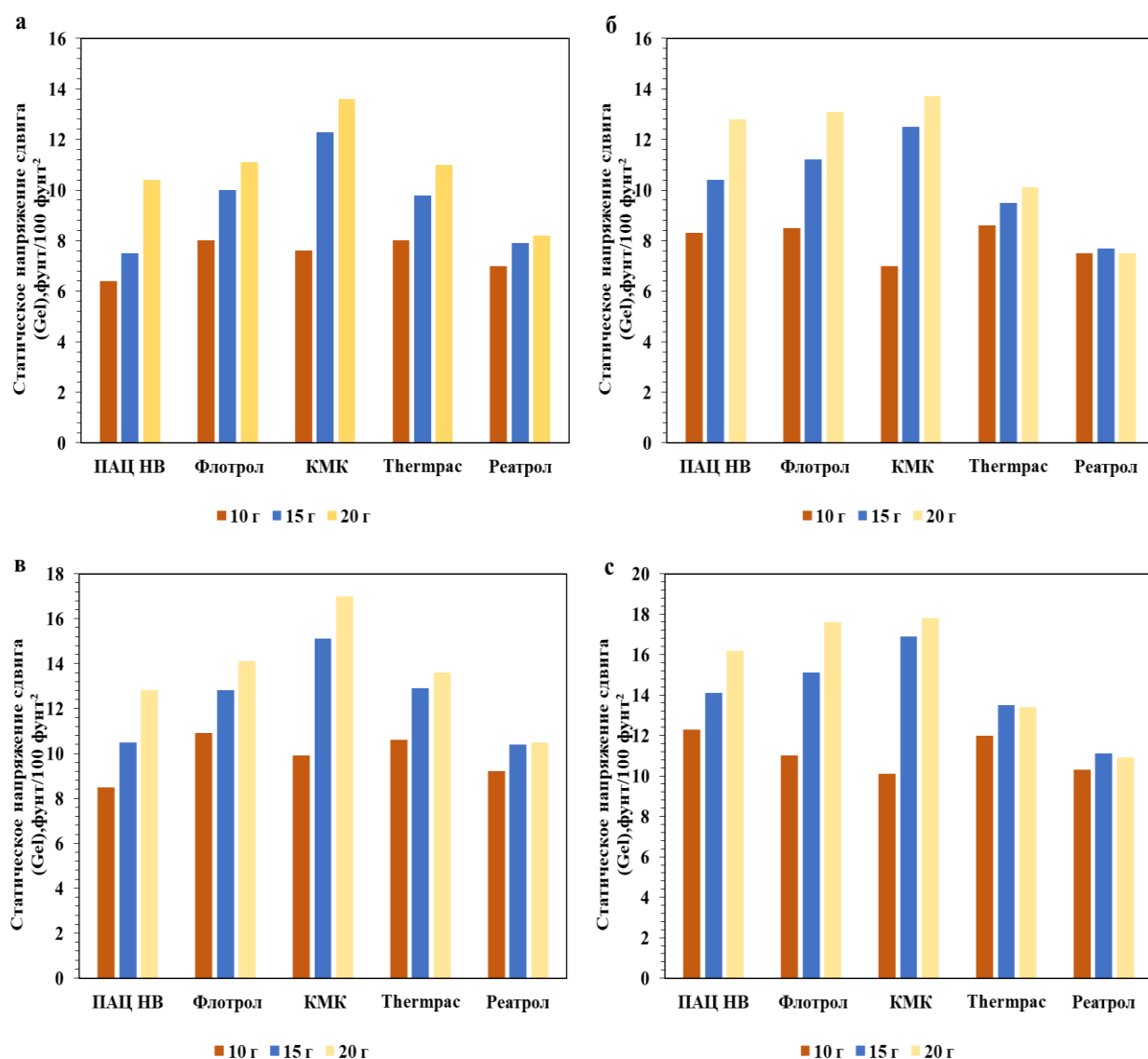


Рисунок. 17. Влияние гелеобразной прочности используемого восстановителя фильтрации в различных концентрациях на реологические параметры системы бурового раствора до и после термического старения при 85 °С: (а) Гель 10с до термического старения, (б) Гель 10мин до термического старения, (в) Гель 10с после термического старения, (г) Гель 10мин после термического старения.

Согласно полученным результатам, наиболее высокие значения реологических параметров, в том числе кажущейся вязкости (КВ), пластической вязкости (ПВ), динамического напряжения сдвига (ДНС) были получены при добавлении в биополимерный буровой раствор реагента ПАЦ НВ. Меньшее влияние на вязкость раствора оказали: Термпак, КМК, Флотрол,

наименьший эффект – Реатрол. Данные результаты могут быть обоснованы наличием отрицательно заряженных карбоксиметильных функциональных групп у реагентов ПАЦ НВ, КМК, Термпак и Флотрол. Это может способствовать их лучшему растворению в буровом растворе. Значительное влияние на реологические параметры бурового раствора реагентами ПАЦ НВ и КМК также связано с молекулярной массой исследуемых полимеров. В соответствии с исследованием [5,40,46,49], чем выше молекулярная масса полимера, тем больший эффект он оказывает на реологический профиль бурового раствора. В связи с этим можно предположить, что из всех исследуемых понизителей фильтрации наименьшей молекулярной массой обладают Реатрол и Флотрол. Флотрол и Реатрол – неионогенные реагенты, полученные путем влаготермической обработки кукурузного крахмала. Благодаря данной модификации происходит рассеивание амилозы – основа крахмала, что, в свою очередь, позволяет крахмалу гидратироваться несмотря на неионогенный характер, пусть и в меньшей степени, чем реагентам, обладающим ионогенными функциональными группами (ПАЦ НВ, КМК, Термпак).

### **3.3. Фильтрационное свойство буровых растворов**

Фильтр-пресс АРІ используется для анализа поведения фильтрации и характеристик образования фильтрационной корки буровых растворов. Их стабильность основана на потере жидкости и может быть определена путем измерения и описания фильтрационной корки. (Рисунок 18) показан объем фильтрации АРІ до и после термического старения. Как показано на (Рисунок 18), результаты фильтрации показали незначительное увеличение объема фильтрации после термического старения при 85 °С, наилучшие результаты по фильтрации бурового раствора были отмечены при добавлении в исходную систему реагентов Реатрол, Флотрол и Термпак (Рисунок 18). Как при стандартных условиях, так и после проведения теста термического старения, значения фильтрации для данных систем оказались практически идентичны. При добавлении в биополимерный буровой раствор реагента ПАЦ НВ и КМК

отмечены более высокие потери фильтрата. При концентрациях 10 г, результаты показали, что Реатрол показал самый низкий объем фильтрата по сравнению с другими восстановителями фильтрации. После термического старения при концентрациях 15 г и 20 г Реатрол показал самый высокий объем фильтрата, а Флотрол при концентрации 10 г показал более низкий объем фильтрата, который составил 5,8 мл для 15 г и 5,34 мл для 20 г (Рисунок 18).

Таким образом можно прийти к выводу, что в биополимерных системах первичного вскрытия наиболее эффективно применять именно крахмалы и их модификации, нежели полианионную целлюлозу. Однако, у КМК, хоть он и имеет крахмальную структуру, замечено снижение фильтрационных характеристик. Предположительно это связано с тем, что КМК и ПАЦ НВ обладают карбоксиметильными функциональными группами и более высокой молекулярной массой по сравнению с другими модификациями кукурузного крахмала. Таким образом можно прийти к выводу, что в биополимерных системах первичного вскрытия наиболее эффективно применять именно крахмалы и их модификации, нежели полианионную целлюлозу. Поэтому в промышленном бурении нефтяных и газовых скважин в безглинистых РПВ чаще используются крахмальные реагенты. Наиболее распространенная биополимерная система первичного вскрытия «Flo – Pro», представленная компанией M-I, включает в свой состав именно модифицированный крахмал. Как утверждается в исследовании, наилучшие результаты по реологическим и фильтрационным свойствам биополимерного бурового раствора первичного вскрытия достигаются при совместном использовании реагентов Flo-Vis (ксантановая смола) и Фло-Трол (гидроксипропил крахмал). В текущем исследовании в совокупности с ксантановой смолой применялись различные модификации крахмалов, в том числе и Фло-Трол. При этом потери фильтрата оказались достаточно низкими, что свидетельствует о высокой эффективности данных модификаций крахмалов в растворах первичного вскрытия пласта.

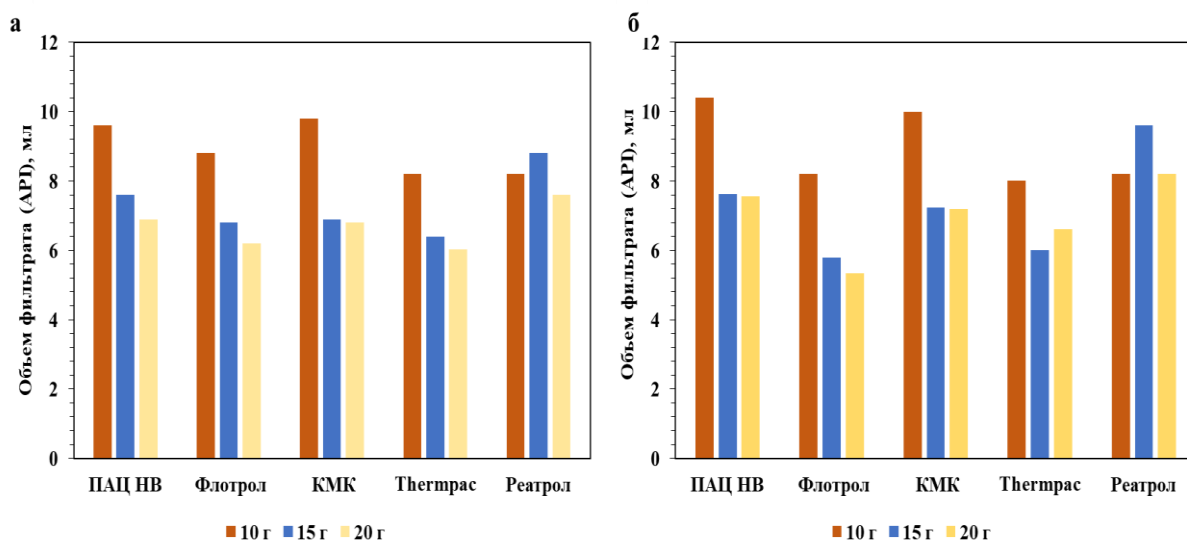


Рисунок. 18. Объем фильтрации (API), использованный при восстановлении фильтрации, был измерен при различных концентрациях до и после термического старения при 85 °С: (а) API ФЛ до термического старения; (б) API ФЛ после термического старения.

### 3.4. Вязкости при низких скоростях сдвига

Значительного эффекта на реологические параметры ВНСС от воздействия высокой температуры при проведении теста термического старения отмечено не было. Однако, если рассматривать ВНСС, можно заметить некоторые особенности.

Основываясь на мировом опыте, для адекватной очистки ствола скважины был установлен ориентировочный уровень в 40 000 сП (при скорости сдвига 0,06 сек-1) [5]. Таким образом, перед термическим старением при концентрации 10 г, Флотрол и КМК показали самые высокие значения при низкой скорости сдвига, которые составили 27911 и 22318 сП соответственно. Кроме того, при увеличении концентрации до 15 г и 20 г, результаты до термического старения показали, что КМК показал самую высокую низкую скорость сдвига. Однако, после термического старения результаты показали, что КМК значительно потерял свою низкую скорость сдвига из-за деградации молекулярной структуры. Более того, у Реатрола и Флотрола низкая скорость сдвига значительно уменьшилась (на 20%) после термостарения (Рисунок 19). Это может быть следствием деструкции понизителей фильтрации. Низкая

скорость сдвига в буровом растворе, содержащем ПАЦ НВ, наоборот, после термообработки увеличивается.

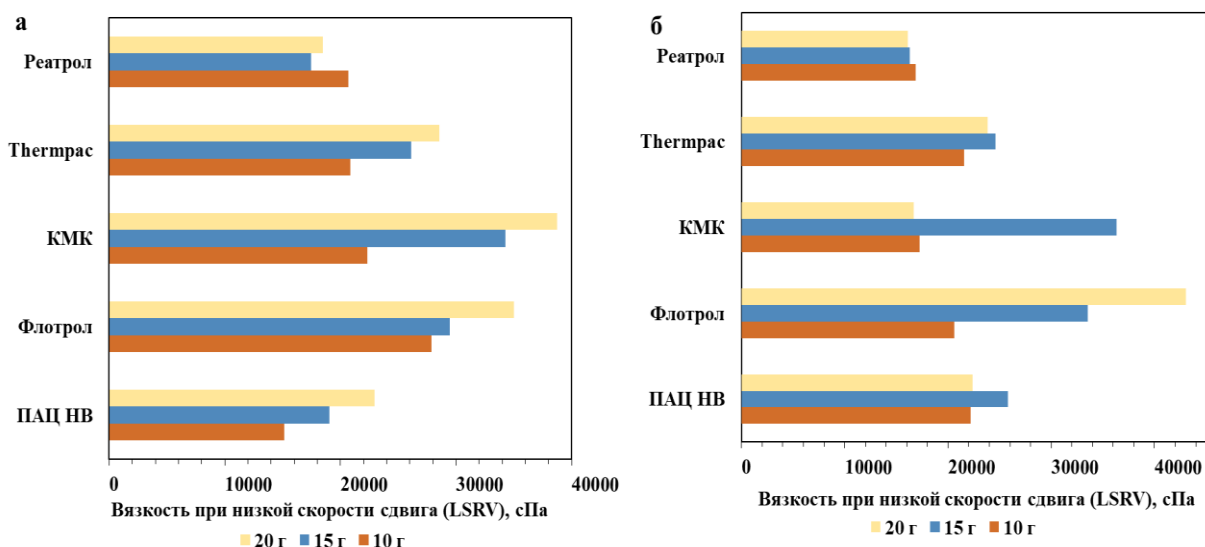


Рисунок. 19. Вязкость при низкой скорости сдвига (ВНСС) использованного восстановителя фильтрации при различных концентрациях до и после термического старения при 85 °С: (а) ВНСС до термического старения, (б) ВНСС после термического старения.

### 3.5. Анализ стоимости применяемых понизителей фильтрации

В данном исследовании проведена экономическая оценка влияния различных восстановителей фильтрации на фактическую стоимость бурового раствора на основе биополимеров. В таблице 7 представлена стоимость компонентов бурового раствора и используемых понижающих фильтрацию добавок. Из полученных результатов можно сделать заключение, что КМК, ПАЦ НВ и Флотрол являются наиболее оптимальными значениями для фильтрационных и реологических свойств, особенно для бурения в продуктивных пластах. Как видно из таблицы, самая низкая стоимость понижающего фильтрацию добавка у КМК - 130 рублей за килограмм, а самая высокая - 250 рублей за килограмм у Флотрола. Несмотря на то, что Флотрол показал более предпочтительные результаты по сравнению с другими понижающими фильтрацию добавками, его высокая стоимость ограничивает

его использование по сравнению с КМК, который также показал приемлемые результаты и может заменить Флотрол и ПАЦ НВ.

Таблица .7. Общая стоимость бурового раствора, опробованного в работе.

Компоненты	Стоимость, руб/кг
Гидроксид натрия	63
Хлорид калия	70
Ксантановая камедь	105
ПАЦ НВ	230
Флотрол	250
КМК	130
Термпак	190
Реатрол	150
Карбонат кальция	28

#### **4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ**

Цель данного раздела заключается в аналитической оценке и составлении сметной стоимости строительства скважины на одном из месторождений Западной Сибири для дальнейшего применения на ней биополимерного бурового раствора (номер района работ 196). В рамках данной работы производится оценка экономической составляющей при строительстве наклонно-направленной скважины глубиной 2935 метров.

##### **4.1. Расчет сметной стоимости подготовительных работ**

Первостепенной задачей при строительстве скважины является подготовка площадки, а именно ряд подготовительных работ, таких как валка лесного покрова на участке и трелевка. Данные о размерах выбранного участка определяются согласно СН-462-74 «Нормы отвода земель для сооружения геологоразведочных скважин».

**Валка.** Операция – валка деревьев мягких пород с корня, диаметр стволов: до 16 см. Согласно ФЕР 01-02-099-01 устанавливается оплата труда рабочих, эксплуатации машин (пила с карбюраторным двигателем) и общие трудозатраты.

**Трелевка.** Операция - трелевка древесины на расстояние до 300 м тракторами мощностью: 59 кВт (80 л.с.), диаметр стволов до 20 см. Согласно ФЕР 01-02-100-01 определяется оплата труда рабочих, эксплуатации машин и общие трудозатраты.

Сводная сметная стоимость подготовительных работ представлена в таблице П.А.5.

##### **4.2. Расчет сметной стоимости монтажных-демонтажных работ**

Комплекс монтажных и демонтажных работ при строительстве скважины состоит из ряда соответствующих работ:

1. сооружение и подготовка фундамента под основание и дополнительное оборудование;

2. сооружение конструктивных узлов вышки и привышечных сооружений;
3. сооружение буровой установки;
4. установка дополнительного оборудования;
5. установка блока циркуляционной и пневмосистем;
6. обвязка емкостей трубопроводами.

Каждый перечень операций на данном этапе строительства скважины формирует сметную стоимость монтажных и демонтажных работ. Перечень операций включает монтаж и демонтаж технологических элементов.

Номера района работ определяется в соответствии со СНиП IV-5-82 Сборник 49 и соответствует 19б. В соответствии с данным документом также определяем коэффициенты для расчета расценок на монтажные работы: 0,97 (прямые затраты) и 0,94 (основная заработная плата рабочих), также определяем коэффициенты к расценкам на строительство (монтаж) для расчета стоимости разборки (демонтажа) в соответствии с расценками, т.е (к.р. и к.р.з.). Стоимость строительства и основную заработную плату рабочих определяем согласно СНиП IV-5-82 Сборник 49 в соответствии с выбранным районом.

Сводная сметная стоимость монтажных-демонтажных работ представлена в таблице П.А.5.

#### **4.3. Расчет времени бурения и крепления скважин**

Расчет сметной стоимости бурения и крепления скважины является следующим этапом формирования общей сметной стоимости строительства скважины. При этом выделяются интервалы бурения, осуществляется подбор оборудования для бурения и его типоразмеров, подсчитывается общее время работ и операций, на основании которых формируется сметная стоимость бурения и крепления скважины.

Конструкция скважины определяется геологическими особенностями и пластовыми характеристиками, в соответствии с которыми подбираются типоразмеры инструмента и глубины спуска и цементирования колонн.



Направление спускается в скважину для предупреждения размыва и обрушения горных пород вокруг устья при бурении интервала под кондуктором. Рекомендуется спускать направление с учетом перекрытия интервала четвертичных отложений на 10 м. Глубину спуска направления принимаем равной 75 метров. Глубину спуска кондуктора принимаем равной 780 метров. Эксплуатационная колонна в вертикальной и наклонно-направленной скважине должна перекрывать подошву самого нижнего продуктивного пласта на высоту, рассчитываемую из условия, что на каждые 1000 м скважины величина перекрытия составляет 10 м. Глубина спуска эксплуатационной колонны будет составлять 2935 метров.

В таблице 8 представлены интервалы спуска и цементирования обсадных колонн.

Таблица 8 – Глубины спуска и интервалы цементирования обсадных колонн

<b>Обсадная колонна</b>	<b>Глубина спуска, м</b>	<b>Интервал цементирования, м</b>
Направление	75	0-75
Кондуктор	780	0-780
Эксплуатационная колонна	2935	530-2935

Для бурения интервалов под обсадные колонны используются следующие долота:

1. направление – шарошечное долото диаметром 393,7 мм;
2. кондуктор – PDC долото диаметром 295,3 мм;
3. эксплуатационная колонна – PDC долото диаметром 215,9 мм.

В таблице П.А.1 представлены расчетные данные по времени бурения и креплению скважины (Приложение А).

Результаты подсчета продолжительности бурения и крепления скважины представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Продолжительность бурения и крепления скважины

Номер обсадной колонны	Название колонны	Продолжитель -ность крепления, сут.	Интервал бурения, м		Продолжитель -ность бурения, сут.
			от (верх)	до (низ)	
1	Направление	0,761	0	75	0,862
2	Кондуктор	1,692	75	780	10,385
3	Эксплуатацион -ная	2,924	780	2935	31,420
<b>Всего, сут</b>	48,046	5,378			42,668

#### 4.4. Расчет сметной стоимости бурения и крепления скважин

В расценках на бурение скважин предусмотрены следующие работы: бурение, крепление, свободный спуск или подъем труб, цементирование, тампонаж глиной или цементом, откачки и другие, сопутствующие устройству скважин работы. В данном пункте производится расчет сметной стоимости бурения и крепления скважины на основании государственных элементных сметных норм на строительные работы. Таблицы П.А.2 и П.А.3 содержат перечень расчетных данных сметной стоимости бурения и крепления скважины.

#### 4.5. Расчет сметной стоимости освоения скважины

Освоение скважины (вызов притока) является важнейшей процедурой, поскольку успешное освоение скважины формирует стабильную проектную эксплуатацию скважины в процессе добычи. Сметная стоимость освоения скважины составляется на основе операций по вторичному вскрытию пласта и вызову притока. Сметная стоимость освоения скважины представлена в таблице П.А.4.

На основании работ по строительству скважины, в конечном итоге формируется сводный сметный расчет по всему перечню проделанных работ на каждом отдельном этапе (таблица П.А.5). Общая стоимость строительства скважины глубиной 2935 метров на территории месторождения Западной Сибири для дальнейшего применения на ней биополимерного бурового раствора в районе работ 19б составляет **80,71** млн. рублей с учетом заработной платы рабочих.

## 5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Бурение нефтяных и газовых скважин – сложный технологический комплекс операций по строительству скважины. В процессе бурения используются различные технические и технологические средства. Одним из таких средств является использование специальных промывочных жидкостей, которые предназначены не только для очистки ствола скважины от выбуренной породы, но и для сохранения физико-механических и гидродинамических параметров пласта, в частности, исходной проницаемости. Такие жидкости называются буровыми растворами, а непосредственным объектом исследования в данной работе является определенный вид таких жидкостей – биополимерный буровой раствор. Характерными особенностями этого раствора являются высокие технологические показатели эффективности и применение органических полимерных соединений (биополимеров).

Данные системы, непосредственно, применяются на промышленных объектах нефтегазовой отрасли. Тем не менее, данная исследовательская работа направлена на разработку и усовершенствование существующих биополимерных систем и осуществляется в рамках лабораторных исследований на базе Национального Томского политехнического университета в Научно-образовательном центре нефтегазовой химии и технологии. Оценка факторов, воздействующих на исполнительное лицо, будет проводится на основании деятельности исследователя – лаборанта. Химическими веществами, с которыми осуществляется непосредственная работа, являются: вода, каустическая сода, хлорид калия, ксантановый биополимер, крахмал, карбонат кальция, ПАВ. Основное применяемое оборудование: низкооборотные смесительные агрегаты, блендеры и миксеры, фильтр-прессы, нагревающие установки и печи.

Данный раздел посвящен оценке и анализу основных влияющих факторов на работоспособность и благосостояние исследовательского персонала.

## **5.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

### **5.1.1. Правовые нормы трудового законодательства**

Рабочий и исследовательский состав, в лице лаборантов, допускается к работе с химическими веществами и всему соответствующему оборудованию после вводного и первичного инструктирования и проверке необходимых знаний, при этом исполнительные лица должны иметь среднее профессиональное образование без стажа работы или начальное профессиональное образование со стажем работы по специальности не менее 2 лет.

Допуск к работе осуществляется в том случае, если исполнительное лицо ознакомлено и прошло проверку знаний следующего перечня инструктажей и контролирующих документов [55]:

- 1) действующую инструкцию по оказанию первой помощи пострадавшим в связи с несчастными случаями;
- 2) проверку знаний инструкции по охране труда;
- 3) первичный инструктаж на рабочем месте;
- 4) инструктаж по применению средств защиты, необходимых для безопасного выполнения работ.

Режим рабочего времени регламентирован и установлен в рамках трудового кодекса Российской Федерации [56], в соответствии с которым, лабораторно-исследовательский персонал осуществляет трудовую деятельность согласно следующему графику: будние дни (с понедельника по пятницу) с 9:00 до 18:00 по местному времени с учетом обеденного перерыва в интервале времени 13:00-14:00. Таким образом, регламентированный объем рабочего времени в неделю составляет 40 часов. Дополнительное время работы обозначается необходимостью проведения плановых исследований и соответствующим контролем.

При работе в лаборатории проведении исследовательской деятельности, обеспечивается как защита персональных данных работника, так и устанавливаемая конфиденциальность.

Деятельность студента-магистра, как лаборанта, в рамках лабораторной и исследовательской работы, ввиду отсутствия трудового договора, заработной платой не облагается.

Лаборанту химического анализа бесплатно должны выдаваться, согласно отраслевым нормам, следующие средства индивидуальной защиты [57, 58]:

- 1) халат хлопчатобумажный для защиты от общих производственных загрязнений и механических воздействий (1 шт на 12 мес);
- 2) сапоги резиновые (на 12 мес);
- 3) фартук прорезиненный из полимерных материалов с нагрудником (на 6 мес);
- 4) перчатки резиновые и трикотажные (на 1 мес, по 12 пар; до износа);
- 5) средство индивидуальной защиты органов дыхания: фильтрующее или изолирующее (до износа);
- 6) портянки (на 3 мес);
- 7) очки защитные (до износа).

При выдаче двойного сменного комплекта спецодежды срок носки должен удваиваться.

В зависимости от характера работ и условий их производства лаборанту бесплатно временно должна выдаваться дополнительная спецодежда и защитные средства для этих условий.

Условия труда в лаборатории являются допустимыми (2 класс), при которых на работника воздействуют вредные и (или) опасные производственные факторы, при этом уровни воздействия не превышают уровни, установленные гигиеническими нормативами условий труда, а измененное функциональное состояние организма восстанавливается во время

регламентированного отдыха или к началу следующего рабочего дня (смены). Согласно ст. 92, ст. 117, ст. 147 и ст. 219 ТК РФ при допустимых условиях труда (2 класс) повышения оплаты труда по сравнению с нормальными условиями труда не предоставляется [56]:

- 1) дополнительный отпуск «за вредность»;
- 2) сокращение рабочего времени;
- 3) льготное пенсионное обеспечение.

### **5.1.2. Эргономические требования к правильному расположению и компоновке рабочей зоны**

В целях оценки и контроля оптимальных условий работ, уровни физических и химических опасных и вредных производственных факторов, генерируемых производственным оборудованием в рабочую зону, а также воздействующих на работающего при непосредственном контакте с элементами конструкции, должны соответствовать требованиям безопасности, установленным нормативно-технической документацией, утвержденной в установленном порядке.

Рабочим местом лаборанта является помещение лаборатории со всем комплексом соответствующего исследовательского стендового оборудования. Лаборатория должно быть оснащена всеми необходимыми ресурсными линиями, а также удовлетворять ряду определенных требований и условий [55]:

- 1) энергоснабжение;
- 2) подводка холодной и горячей воды;
- 3) электрооборудование должно быть заземлено;
- 4) разводка коммуникаций к переносным приборам и нестационарному оборудованию должна проводиться открыто при помощи гибких проводов и шлангов, укрепленных на металлических трубопроводах зажимами;
- 5) электроосвещение помещения и вытяжных шкафов должно быть выполнено во взрывобезопасном исполнении;

6) выключатели должны быть установлены вне вытяжных шкафов;

7) помещение лаборатории должно быть оборудовано системами локального удаления воздуха из вытяжных шкафов или отдельных приборов и оборудования помимо общей приточно-вытяжной вентиляции;

8) рабочие столы и вытяжные шкафы для работы с химически активными веществами (кислотами, щелочами и др.) должны быть покрыты материалами, стойкими к агрессивной химической среде (как правило, металлические), и иметь бортики, предотвращающие стекание жидкости на пол;

9) вытяжные шкафы, в которых происходит выделением вредных и горючих паров и газов при проведении работ, должны быть оборудованы верхними и нижними отсосами воздуха, а для обеспечения тяги дверцы вытяжных шкафов следует держать закрытыми с небольшим зазором внизу во время работ;

10) металлические шкафы для хранения химических веществ должны быть зарыты на ключ и опечатаны;

11) входящие в конструкцию производственного оборудования специальные технические и санитарно-технические средства (ограждения, экраны, вентиляторы и др.), обеспечивающие устранение или снижение уровней опасных и вредных производственных факторов до допустимых значений, не должны затруднять выполнение трудовых действий;

12) размещение в пределах лаборатории средств первой помощи (аптечка), пожаротушения, индивидуальной и коллективной защиты.

## **5.2. Производственная безопасность**

### **5.2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов**

Вредным производственным фактором (ВПФ) называется такой фактор, воздействие которого на работающего в определенных условиях может вызвать нарушение состояния здоровья, временное или стойкое снижение работоспособности, а также соответствующее профессиональное заболевание.

Опасным производственным фактором (ОПФ) называется такой производственный фактор, воздействие которого на работающего в определенных условиях приводит к травме или к другому внезапному резкому ухудшению здоровья.

Вредное воздействие, которому подвержены исполнительные лица, классифицируется согласно ГОСТ 12.0.003-2015 [59] (таблица 10). В таблице приведены возможные вредные и опасные производственные факторы, которые могут оказать непосредственное влияние на работников, а также их основные источники.

Таблица 10 – Вредные и опасные факторы при приготовлении буровых растворов

Факторы	Этап работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
1. Отсутствие или недостаток естественного света	+	+	–	ГОСТ 12.1.007-76 [60] ГОСТ 12.1.038-82 [61] ГОСТ 12.1.019-2017 [62] СП 52.13330.2016 [63] СанПиН 1.2.3685-21 [64] ПНД Ф 12.13.1-03 [65] ГОСТ 12.4.124-83 [66] СП 9.13130.2009 [67] СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 [68]
2. Недостаточная освещенность рабочей зоны	–	+	+	
3. Отклонение показателей микроклимата	+	+	+	
4. Повышенная температура поверхности оборудования	–	+	+	
5. Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека	+	+	+	
6. Раздражающие и токсические факторы	–	+	+	

Нерациональная расстановка рабочих столов в лаборатории может привести к тому, что в рабочей зоне будет пониженная естественная освещенность. Также возможен вариант, когда лаборатория находится в помещении без окон. Негативно скажется и недостаточное количество источников искусственного освещения рабочего места лаборанта.

Несовершенное освещение оказывает воздействие на функционирование зрительного аппарата, то есть определяет зрительную



работоспособность. Также оказывается влияние на психику человека, его эмоциональное состояние. В результате прилагаемых усилий для опознания четких или сомнительных световых сигналов происходит усталость центральной нервной системы. Люди могут ощущать усталость глаз и переутомление, работая при освещении низкого уровня, что приводит к снижению работоспособности. В некоторых случаях это приводит к головным болям.

Нормы освещенности для аналитической лаборатории, согласно СП 52.13330 [63], представлены в таблице 11.

$\Gamma^*$  – горизонтальная плоскость. Коэффициент естественной освещенности (КЕО) представляет собой выраженное в процентах отношение освещенности в данной точке помещения к одновременной освещенности точки, находящейся на горизонтальной плоскости вне помещения и освещенной рассеянным светом всего небосвода.

В лаборатории окна находятся только на одной стороне, поэтому в помещении необходимо произвести планировку мебели таким образом, чтобы ни один из элементов лабораторной мебели не создавал тень для любой из рабочих зон. Лаборатория буровых растворов оборудована светильниками «Армстронг», каждый из которых содержит по 4 электролюминесцентные лампы. Каждый светильник имеет световой поток равные 5200 Лм. Все 6 светильников создают благоприятную для работы освещенность рабочей зоны.

Показатели микроклимата должны обеспечивать сохранение теплового баланса человека с окружающей средой и поддержание оптимального или допустимого теплового состояния организма.

Оптимальные микроклиматические условия установлены по критериям оптимального теплового и функционального состояния человека. Они обеспечивают общее и локальное ощущение теплового комфорта в течение рабочей смены при минимальном напряжении механизмов терморегуляции, не вызывают отклонений в состоянии здоровья, создают предпосылки для

высокого уровня работоспособности и являются предпочтительными на рабочих местах.

Допустимые микроклиматические условия установлены по критериям допустимого теплового и функционального состояния человека на период 8-часовой рабочей смены. Они не вызывают повреждений или нарушений состояния здоровья, но могут приводить к возникновению общих и локальных ощущений теплового дискомфорта, напряжению механизмов терморегуляции, ухудшению самочувствия и понижению работоспособности.

Показателями, характеризующими микроклимат в производственных помещениях, являются:

- 1) температура воздуха;
- 2) температура поверхностей;
- 3) относительная влажность воздуха;
- 4) скорость движения воздуха;
- 5) интенсивность теплового облучения.

В качестве категории работ выбрана категория Ib, к которой относятся работы с интенсивностью энергозатрат 121-150 ккал/ч (140-174 Вт), которые сопровождаются некоторыми физическими напряжениями и производятся сидя, стоя или связанные с ходьбой. Помещение аудитории не оборудовано системами кондиционирования или вентиляции, воздухообмен в нем обеспечивается путем естественного проветривания помещения (открытие окон) на основании субъективных ощущений персонала. Вследствие этого температура в помещении неравномерно колеблется в пределах от 20 до 25°C, влажность от 30 до 60 %. В лаборатории имеется различное оборудование, в том числе и нагревательного действия (печь), и, при ее применении, возможен нагрев воздуха в лаборатории и снижение влажности. Из таблиц 12 и 13 можем сделать вывод, что рабочее место находится в диапазоне допустимых величин показателей микроклимата для работы. Для соблюдения и поддержания оптимальных показателей микроклимата необходимо использовать систему кондиционирования, увлажнитель воздуха.

Таблица 11 – Нормы освещения для аналитической лаборатории

Помещение (рабочее место)	Плоскость нормирования освещенности и КЕО, высота плоскости над полом, м	Естественное освещение		Совмещенное освещение		Искусственное освещение				
		КЕО $e_n$ , %		КЕО $e_n$ , %		Освещенность, лк			Показатель дискомфорта (не более)	Коэффициент пульсации освещенности (не более), %
		при верхнем или комбинированном освещении	при боковом освещении	при верхнем или комбинированном освещении	при боковом освещении	При комбинированном освещении		При общем освещении		
						Всего	От общего			
Аналитическая лаборатория	Г-0,8 (горизонтальная)	4,0	1,5	2,4	0,9	600	400	500	40	10

Таблица 12 – Оптимальные величины показателей микроклимата в лаборатории

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	Iб (140-174)	21-23	20-24	60-40	0,1
Теплый		22-24	21-25		

Таблица 13 – Допустимые величины показателей микроклимата в лаборатории

Период года	Категория работ	Температура воздуха, °С	Температура	Относительная влажность	Скорость движения воздуха, м/с
			ату-ра	-	

	по уровню энергозатрат, Вт	Диапазон ниже оптимальных величин	Диапазон выше оптимальных величин	поверхностей, °С	температура влажност воздуха, %	Для диапазона температур воздуха ниже оптимальных величин, не более	Для диапазона температур воздуха выше оптимальных величин, не более
Холодный	Iб (140-174)	19,0-20,9	23,1-24,0	18,0-25,0	15-75	0,1	0,2
Теплый		20,0-21,9	24,1-28,0	19,0-29,0			

Опасность поражения электрическим током несут все электрические приборы, подключенные к сети (вискозиметры, мешалки, печь). Это может произойти либо при повреждении изоляции токоведущих проводов или частей оборудования, либо при отсутствующем заземлении оборудования. Ток в теле человека оказывает термическое, электролитическое и биологическое действие. Термическое воздействие выражается в ожогах, нагреве и повреждении капилляров, сосудов и вен. Электролитическое воздействие выражается в разложении крови и нарушении её состава. Биологическое воздействие выражается в нервных судорогах и раздражении тканей [69].

Значения напряжений прикосновения и токов при нормальном (неаварийном) режиме электроустановки согласно ГОСТ 12.1.038-82 [61] имеют следующие значения (не более):

- 1) переменный ток 50 Гц: напряжение – 2 В, сила тока – 0,3 мА;
- 2) постоянный ток: напряжение – 8 В, сила тока – 1 мА.

Согласно ПУЭ [70], по классификации помещений и по опасности поражения людей электрическим током лаборатория относится к помещениям без повышенной опасности, поскольку отсутствуют условия, которые бы создавали повышенную или особую опасность:

- 1) влажность воздуха не превышает 75%;

- 2) полы керамические нетокопроводящие;
- 3) отсутствие возможности одновременного прикосновения человека к имеющим соединение с землей металлоконструкциям зданий, технологическим аппаратам, механизмам и т.п., с одной стороны, и к металлическим корпусам электрооборудования – с другой;
- 4) напряжение менее 380В переменного и 440В постоянного тока.

Для исключения поражения электрическим током согласно ГОСТ Р 12.1.019-2009 [62] в качестве коллективных средств защиты необходимо применить усиленную изоляцию токоведущих частей электрооборудования. Также по всей лаборатории обязательно к применению защитное заземление всех электроустановок. Для обеспечения защиты от поражения электрическим током при прикосновении к металлическим нетоковедущим частям, которые могут оказаться под напряжением в результате повреждения изоляции, необходимо применять диэлектрические перчатки (поскольку все электрооборудование в лаборатории является настольным и касание электроустановок возможно только руками, проводов на полу в зоне перемещения лаборанта нет).

Раздражающее и токсическое воздействие на организм человека оказывают химические вещества, с которыми ведется непосредственная работа в лаборатории при приготовлении систем буровых растворов из различных компонентов. По степени воздействия на организм человека все вредные вещества подразделяются согласно ГОСТ 12.1.007-76 [60] на четыре класса:

- 1) чрезвычайно опасные (1 класс);
- 2) высокоопасные (2 класс);
- 3) умеренно опасные (3 класс);
- 4) малоопасные (4 класс).

Часть используемых при исследовании веществ относится к 4 классу опасности (хлорид калия, ксантановая камедь, крахмал, карбонат кальция), ко второму классу – гидроксид натрия (каустическая сода). По характеру физиологического воздействия они проявляют раздражающее действие, т.е.

действуют на поверхность тканей дыхательного тракта, слизистых оболочек, кожу, глаза, что определяет средства индивидуальной защиты (СИЗ).

### **5.2.2. Расчет системы искусственного освещения**

В Приложении Б приведен расчет системы искусственного освещения для рабочей зоны (химической лаборатории), в рамках которой проводится исследовательская работа. Согласно размерам (10,0x8,5x4,0 м) и особенностям помещения, был произведен выбор светильника (в данном случае – ПВЛ), произведен расчет всех требуемых параметров, а также представлена планировка размещения светильников искусственного света (см. приложение рис Б).

### **5.3. Экологическая безопасность**

#### **5.3.1. Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду**

Как и любые отходы промышленности, отходы лабораторных исследований могут оказывать значительное отрицательное влияние на все компоненты природной среды – биосферу, атмосферу, гидросферу и литосферу. Под воздействием отходов разрушаются и гибнут флора и фауна, происходит загрязнение воздуха, почвы и воды. При этом в природе возникают не свойственные ей негативные явления. Примерами могут служить кислотные осадки в атмосфере, возникающий парниковый эффект, разрушение озонового слоя, нарушение кислотности почв и другие явления. Все это значительно снижает качество окружающей среды и негативно влияет на здоровье населения. Воздействие на атмосферу происходит при вытягивании химических испарений через вытяжную вентиляцию. Однако стоит отметить, что объемы реагентов, применяемых при одном эксперименте, генерируют незначительное количество вредных газов/аэрозолей.

Модели буровых растворов утилизируются через систему водоотведения и канализации, воздействие на гидросферу характеризуется качеством обработки стоков городскими очистными сооружениями. Воздействие на литосферу может быть также оценено качеством обработки стоков, после очистки вода попадает в окружающую среду.

### 5.3.3. Обоснование мероприятий по защите окружающей среды

При выполнении опытов следует соблюдать инструкции и правила техники безопасности, производственной санитарии и пожарной безопасности, разработанные для данной лаборатории. Поскольку концентрации генерируемых газов небольшие, то достаточным методом защиты атмосферного воздуха будет рассеивание очищенных газов в атмосферном воздухе благодаря вытяжной вентиляции. Для очистки от возможных примесей можно применить фильтр воздушный абсолютной очистки ФВА (для фильтрующего модуля медицинских, лабораторных и общественных помещений) (Рисунок 20).



Рисунок 20 – Фильтр воздушный абсолютной очистки (ФВА)

Для защиты гидросферы в условиях лаборатории необходимо применение устройств с физико-химическими методами очистки. Широко распространена адсорбционная технология с применением активированных углей, которая позволяет получать остаточные концентрации основных загрязняющих веществ ниже нормативных значений. Также необходимы процессы флотации и ионного обмена. Поскольку площади помещения лаборатории недостаточно для установки полноценных очистных сооружений, то достаточным будет заключение договора с предприятием,

занимающимся очисткой сточных вод. Предполагается установка емкости объемом суточного потребления воды в подвальном помещении, куда будут поступать стоки из лаборатории. Оттуда стоки будут забираться специальной машиной для проведения очистки сточных вод от химикатов и загрязнений.

#### **5.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

К возможным ЧС в лаборатории можно отнести пожар. Данная ситуация может возникнуть в случае короткого замыкания электропроводки либо при неисправности электроприборов. Также возникновение пожара возможно при неправильной эксплуатации печи. Стандарты и требования по пожарной безопасности установлены ГОСТ 12.1.004-91 [71]. Согласно НПБ 105-03 [72] исследовательскую лабораторию можно отнести к категории помещения В-4 «пожароопасные», так как в ней находятся твердые горючие и трудногорючие вещества и материалы (деревянная мебель, бумага и прочее).

Для предупреждения проявления вышеописанной чрезвычайной ситуации необходимо проведение организационных, технических, эксплуатационных и режимных мероприятий по пожарной профилактике. К организационным мероприятиям относится проведение противопожарного инструктажа раз в год.

Сотрудники лаборатории должны знать места расположения средств пожаротушения и уметь их применить при возникновении пожара. В лаборатории запрещается: – загромождать проход, а также проход к средствам пожаротушения; – мыть полы с использованием горючих жидкостей; – оставлять в рабочей зоне бумагу и ветошь; – хранить в помещении лаборатории любые вещества с неизвестными пожароопасными свойствами; – пользоваться электронагревательными приборами с открытой спиралью; – при включенных электронагревательных приборах убирать случайно пролитые горючие жидкости.

Технические мероприятия предполагают монтаж и эксплуатацию электроустановок в соответствии с правилами устройства электроустановок [70]. Обязательным является наличие противопожарной сигнализации,



которая при срабатывании осуществит оперативное оповещение людей о необходимости эвакуации. Лаборатория должна быть оборудована такими противопожарными средствами, как огнетушители. Углекислотные огнетушители ОУ-2 предназначены для тушения загораний различных веществ, за исключением тех, горение которых происходит без доступа воздуха, а также электроустановок, находящихся под напряжением до 1000В. Порошковые огнетушители ОП-10 предназначены для тушения нефтепродуктов, электроустановок, находящихся под напряжением до 1000В.

К режимным мероприятиям относится запрет курения в лаборатории.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Из полученных выше результатов можно сделать следующие выводы:

- Влияние термического старения на фильтрационные свойства исследуемых растворов первичного вскрытия не оказалось достаточно существенным. После проведения термообработки под действием 85 °С на протяжении 16 часов не наблюдается роста фильтрата ни в одном из представленных растворов. Что может свидетельствовать о том, что данная температура не влияет на частичное разложение полимеров и, вследствие, на коллекторские свойства пласта.

- Из полученных результатов следует, что КМК доказал свою высокую эффективность, так как жидкость была протестирована для бурения продуктивного пласта. Это также указывает на то, что буровая жидкость будет быстро бурить благодаря ее низкой вязкости, что проявляется в уменьшении времени на вынос бурового раствора из скважины.

- Высокая ДНС означает неньютоновскую жидкость, которая переносит шлам лучше, чем жидкость с аналогичной плотностью, но более низкой ДНС. В данном исследовании было показано, что при концентрации 15 г и 20 г, ПАЦ НВ и КМК демонстрировали высокую производительность ДНС.

- ВНСС у Реотрола и Флотрола снижаются на 20% после термостарения. Это может быть следствием состава данных понизителей фильтрации, поскольку они обладают меньшей молекулярной массой. У ПАЦ НВ, наоборот, после термообработки увеличивается ВНСС. Скорее всего, это вызвано различием структуры данного понизителя фильтрации в сравнении с остальными. Более того, при концентрации 10 г, Флотрол и КМК показали самые высокие значения ВНСС. Однако с увеличением концентрации и до термического старения результаты показали, что КМК демонстрировал наивысший показатель ВНСС. Однако после термического старения КМК значительно потерял свой показатель ВНСС из-за деградации молекулярной структуры.

- Видно, что самая низкая стоимость понизителя фильтрации наблюдается у КМК - 130 руб/кг, а самая высокая стоимость - 250 руб/кг у Флотрола. Несмотря на то, что Флотрол показал более предпочтительные результаты по сравнению с другими понизителями фильтрации, высокая стоимость ограничивает его использование в сравнении с КМК, который также продемонстрировал приемлемые результаты и может быть использован вместо Флотрола и ПАЦ НВ.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ЛИТЕРАТУР

1. Al-Shargabi M. et al. Nanoparticle Applications as Beneficial Oil and Gas Drilling Fluid Additives: A Review // *J. Mol. Liq. Elsevier*, 2022. P. 118725.
2. Federer-Kovács G., Mátrai A. Examination of Static and Dynamic Filtration on Core Plug Samples on High Temperature // *SPE - Eur. Form. Damage Conf. Proceedings, EFDC. OnePetro*, 2013. Vol. 1. P. 28–41.
3. Minaev K.M. et al. Comparative research of filtration reducers based on carboximethyl esters of starch and cellulose in modern drilling mud systems // *Bull. Tomsk Polytech. Univ. Geo Assets Eng. Tomsk Polytechnic University, Publishing House*, 2018. Vol. 329, № 5. P. 57–66.
4. Harry, T., Joel, O., Ademiluyi, F., Oduola K. Application of Starches from Selected Local Cassava (*Manihot Exculenta* Crantz) as Drilling Mud Additives [Electronic resource] // 2017.
5. Vryzas Z., Kelessidis V.C. Nano-Based Drilling Fluids: A Review // *Energies* 2017, Vol. 10, Page 540. Multidisciplinary Digital Publishing Institute, 2017. Vol. 10, № 4. P. 540.
6. Borges R.F.O. et al. Reparameterization of static filtration model of aqueous-based drilling fluids for simultaneous estimation of compressible mudcake parameters // *Powder Technol. Elsevier*, 2021. Vol. 386. P. 120–135.
7. Kök M.V., Bal B. Effects of silica nanoparticles on the performance of water-based drilling fluids // *J. Pet. Sci. Eng. Elsevier*, 2019. Vol. 180. P. 605–614.
8. Kania D. et al. A review of biolubricants in drilling fluids: Recent research, performance, and applications // *J. Pet. Sci. Eng. Elsevier*, 2015. Vol. 135. P. 177–184.
9. Dewan J.T., Chenvert M.E. Mudcake Buildup And Invasion In Low Permeability Formations; Application To Permeability Determination By Measurement While Drilling. *OnePetro*, 1993.
10. Kiprop A. et al. Terminalia mantaly leaves as a novel additive in water-based drilling MUD // *researchgate.net*. 2019. Vol. 7, № 6. P. 2173–2181.
11. Collier H. Borehole geophysical techniques for determining the water

quality and reservoir parameters of fresh and saline water aquifers in Texas. 1993.

12. Wajheuddin M., Hossain M.E. Development of an Environmentally-Friendly Water-Based Mud System Using Natural Materials // Arab. J. Sci. Eng. Springer Verlag, 2018. Vol. 43, № 5. P. 2501–2513.

13. Al-saba M.T. et al. Experimental Investigation of Bio-Degradable Environmental Friendly Drilling Fluid Additives Generated from Waste // Soc. Pet. Eng. - SPE Int. Conf. Exhib. Heal. Safety, Secur. Environ. Soc. Responsib. 2018. OnePetro, 2018.

14. Ghaderi S. et al. Application of sustainable saffron purple petals as an eco-friendly green additive for drilling fluids: A rheological, filtration, morphological, and corrosion inhibition study // J. Mol. Liq. Elsevier, 2020. Vol. 315. P. 113707.

15. Oseh J.O. et al. A novel approach to enhance rheological and filtration properties of water-based mud using polypropylene-silica nanocomposite // J. Pet. Sci. Eng. Elsevier, 2019. Vol. 181. P. 106264.

16. Soares A.S.F. et al. Effect of solid particle size on the filtration properties of suspension viscosified with carboxymethylcellulose and xantham gum // J. Pet. Sci. Eng. Elsevier, 2020. Vol. 185. P. 106615.

17. Karakosta K., Mitropoulos A.C., Kyzas G.Z. A review in nanopolymers for drilling fluids applications // J. Mol. Struct. Elsevier, 2021. Vol. 1227. P. 129702.

18. Al-Shargabi M. The Impact of Nanotechnology in the petroleum industry // Soc. Pet. Eng. . 2019. P. 196–198.

19. Davoodi S. et al. Experimental and field applications of nanotechnology for enhanced oil recovery purposes: A review // Fuel. Elsevier, 2022. Vol. 324. P. 124669.

20. Lopes G. et al. Cationic and hydrophobically modified chitosans as additives for water-based drilling fluids // J. Appl. Polym. Sci. John Wiley & Sons, Ltd, 2014. Vol. 131, № 11. P. 40300.

21. Li M.C. et al. Cellulose nanoparticles as modifiers for rheology and fluid loss in bentonite water-based fluids // ACS Appl. Mater. Interfaces. American

Chemical Society, 2015. Vol. 7, № 8. P. 5009–5016.

22. Song K. et al. Water-based bentonite drilling fluids modified by novel biopolymer for minimizing fluid loss and formation damage // *Colloids Surfaces A Physicochem. Eng. Asp.* Elsevier, 2016. Vol. 507. P. 58–66.

23. Movahedi H., Vasheghani Farahani M., Jamshidi S. Application of Hydrated Basil Seeds (HBS) as the herbal fiber on hole cleaning and filtration control // *J. Pet. Sci. Eng.* Elsevier, 2017. Vol. 152. P. 212–228.

24. Saboori R., Sabbaghi S., Kalantariasl A. Improvement of rheological, filtration and thermal conductivity of bentonite drilling fluid using copper oxide/polyacrylamide nanocomposite // *Powder Technol.* Elsevier, 2019. Vol. 353. P. 257–266.

25. Ahmad H.M., Kamal M.S., Al-Harathi M.A. High molecular weight copolymers as rheology modifier and fluid loss additive for water-based drilling fluids // *J. Mol. Liq.* Elsevier, 2018. Vol. 252. P. 133–143.

26. Li M.C. et al. PH-Responsive Water-Based Drilling Fluids Containing Bentonite and Chitin Nanocrystals // *ACS Sustain. Chem. Eng.* American Chemical Society, 2018. Vol. 6, № 3. P. 3783–3795.

27. Ismail A.R. et al. Evaluation of a naturally derived tannin extracts biopolymer additive in drilling muds for high-temperature well applications // *J. Pet. Explor. Prod. Technol.* Springer, 2020. Vol. 10, № 2. P. 623–639.

28. Betiha M.A. et al. Fabrication of ionic liquid-cellulose-silica hydrogels with appropriate thermal stability and good salt tolerance as potential drilling fluid // *Arab. J. Chem.* Elsevier, 2020. Vol. 13, № 7. P. 6201–6220.

29. 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.* Elsevier, 2015. Vol. 140. P. 711–716.

30. Zoveidavianpoor M., Samsuri A. The use of nano-sized Tapioca starch as a natural water-soluble polymer for filtration control in water-based drilling muds // *J. Nat. Gas Sci. Eng.* Elsevier, 2016. Vol. 34. P. 832–840.

31. Tavares K.M. et al. Corn and cassava starch with carboxymethyl

cellulose films and its mechanical and hydrophobic properties // Carbohydr. Polym. Elsevier, 2019. Vol. 223. P. 115055.

32. Majzoobi M., Farahnaky A. Granular cold-water swelling starch; properties, preparation and applications, a review // Food Hydrocoll. Elsevier, 2021. Vol. 111. P. 106393.

33. R S. et al. Rheological and Fluid Loss Properties of Water Based Drilling Mud Containing HCl-Modified Fufu as a Fluid Loss Control Agent // Int. J. Chem. Eng. Appl. EJournal Publishing, 2014. Vol. 5, № 6. P. 446–450.

34. Pérez S., Bertoft E. The molecular structures of starch components and their contribution to the architecture of starch granules: A comprehensive review // Starch - Stärke. John Wiley & Sons, Ltd, 2010. Vol. 62, № 8. P. 389–420.

35. Caenn R., Chillingar G. V. Drilling fluids: State of the art // J. Pet. Sci. Eng. Elsevier, 1996. Vol. 14, № 3–4. P. 221–230.

36. Minaev K.M. et al. Synthesis of Carboxymethyl Starch for increasing drilling mud quality in drilling oil and gas wells // IOP Conf. Ser. Earth Environ. Sci. IOP Publishing, 2016. Vol. 43, № 1. P. 012071.

37. Sepehri S. et al. Effect of synthetic water-soluble polymers on the properties of the heavy water-based drilling fluid at high pressure-high temperature (HPHT) conditions // J. Pet. Sci. Eng. Elsevier, 2018. Vol. 166. P. 850–856.

38. Nyeche, W., Nmegbu, J., Ifeoma P. (PDF) Drilling Mud Formulation Using Potato Starch(Ipomoea Batatas) [Electronic resource].

39. Assi A.H. Potato Starch for Enhancing the Properties of the Drilling Fluids // Iraqi J. Chem. Pet. Eng. Iraqi Journal of Chemical and Petroleum Engineering, 2018. Vol. 19, № 3. P. 33–40.

40. Joel O. et al. Investigation of Local Polymer (Cassava Starch) as a Substitute for Imported Sample in Viscosity and Fluid Loss Control of Water Based Drilling Mud, PAKISTAN. INVESTIGATION OF LOCAL POLYMER (CASSAVA STARCHES) AS A SUBSTITUTE FOR IMPORTED SAMPLE IN VISCOSI. 2011. Vol. 6, № 12.

41. Samavati T., Adullah N. The Experimental Assessment and Study of

Ubi Kayu Starch as Fluid Loss Control Agent in Water Based Drilling Fluids. 2016. Vol. 3, № 4. P. 1–6.

42. Ghazali N.A. et al. Potential of Corn Starch as Fluid Loss Control Agent in Drilling Mud // *Appl. Mech. Mater.* Trans Tech Publications, Ltd., 2015. Vol. 754–755. P. 682–687.

43. Talukdar P. et al. Effectiveness of different Starches as Drilling Fluid Additives in Non Damaging Drilling Fluid. 2018.

44. Alsabagh A.M. et al. Investigation of some locally water-soluble natural polymers as circulation loss control agents during oil fields drilling // *Egypt. J. Pet.* Elsevier, 2014. Vol. 23, № 1. P. 27–34.

45. Ismail, Issham, and Cheun Seong Chuah. The Performance of Sago Starch and Modified Starch (FL-7 Plus) in the KCl-Starch Mud System. *Universiti Teknologi Malaysia* 2001. SKMBT\_60007072410400.pdf. 2001. P. 6.

46. Novrianti et al. Experimental analysis of cassava starch as a fluid loss control agent on drilling mud // *Mater. Today Proc.* Elsevier, 2021. Vol. 39. P. 1094–1098.

47. Nwabueze Q., Ighalo J.O., Nwabueze Q.A. Utilisation of Sweet Potato (*Ipomoea batatas*) and Rice Husk (*Oryza sativa*) Starch Blend as a Secondary Viscosifier and Fluid Loss Control Agent in Water-based Drilling Mud Environmental Pollution Control View project Process Modeling and Biofuels Productio // *Pet. Coal.* 2020.

48. Mech D. et al. Formulation of a rice husk based non-damaging drilling fluid and its effect in shale formations // *Energy Clim. Chang.* Elsevier, 2020. Vol. 1. P. 100007.

49. Murtaza M. et al. Okra as an environment-friendly fluid loss control additive for drilling fluids: Experimental & modeling studies // *J. Pet. Sci. Eng.* Elsevier, 2021. Vol. 204. P. 108743.

50. Yan L. et al. Preparation of a novel amphiphilic comb-like terpolymer as viscosifying additive in low-solid drilling fluid // *Mater. Lett.* North-Holland, 2013. Vol. 105. P. 232–235.



51. Luo Z. et al. Influence of an ionic liquid on rheological and filtration properties of water-based drilling fluids at high temperatures // *Appl. Clay Sci.* Elsevier, 2017. Vol. 136. P. 96–102.
52. Talukdar P., Gogoi S.B. A Study on the Role of Pre-Gelatinized Starch (PGS) in the Non Damaging Drilling Fluid (NDDF) for the Tipam Sand of Geleki Oilfield of Upper Assam Basin // *Int. J. Appl. Sci. Biotechnol. Nepal Journals Online (JOL)*, 2015. Vol. 3, № 2. P. 291–300.
53. Adewunmi A.A., Ismail S., Sultan A.S. Study on strength and gelation time of polyacrylamide/polyethyleneimine composite gels reinforced with coal fly ash for water shut-off treatment // *undefined*. John Wiley and Sons Inc., 2015. Vol. 132, № 5.
54. Thomas D.C. Thermal Stability of Starch- and Carboxymethyl Cellulose-Based Polymers Used in Drilling Fluids // *Soc. Pet. Eng. J. OnePetro*, 1982. Vol. 22, № 02. P. 171–180.
55. Zhong H. et al. Preparation, characterization and filtration control properties of crosslinked starch nanospheres in water-based drilling fluids // *J. Mol. Liq.* Elsevier, 2021. Vol. 325. P. 115221.
56. Xu J. et al. Preparation of hydrophobic carboxymethyl starches and analysis of their properties as fluid loss additives in drilling fluids // *Starch - Stärke*. John Wiley & Sons, Ltd, 2017. Vol. 69, № 9–10. P. 1600153.
57. Li X. et al. Novel Starch Composite Fluid Loss Additives and Their Applications in Environmentally Friendly Water-Based Drilling Fluids // *Energy and Fuels*. American Chemical Society, 2021. Vol. 35, № 3. P. 2506–2513.
58. Elkatatny S. Enhancing the Rheological Properties of Water-Based Drilling Fluid Using Micronized Starch // *Arab. J. Sci. Eng.* Springer Verlag, 2019. Vol. 44, № 6. P. 5433–5442.
59. Okoro E.E. et al. Impact Of Reversible Invert Emulsion Drilling Fluid Rheology On Productivity // *Soc. Pet. Eng. - SPE Niger. Annu. Int. Conf. Exhib. NAICE 2015*. OnePetro, 2015.
60. Awel F.A. et al. Influence of Microwave Irradiated Plantain Peel Starch

on its Performance as Water-Based Mud Fluid Loss Control // Offshore Technol. Conf. Asia 2020, OTCA 2020. OnePetro, 2020.

61. Soto D. et al. Modified Starch as a Filter Controller in Water-Based Drilling Fluids // Mater. 2020, Vol. 13, Page 2794. Multidisciplinary Digital Publishing Institute, 2020. Vol. 13, № 12. P. 2794.

62. Sulaimon A.A. et al. Evaluation of drilling muds enhanced with modified starch for HPHT well applications // J. Pet. Explor. Prod. Technol. Springer Science and Business Media Deutschland GmbH, 2020. Vol. 11, № 1. P. 203–218.

63. Cescon L. dos S. et al. Cationic starch derivatives as reactive shale inhibitors for water-based drilling fluids // J. Appl. Polym. Sci. John Wiley & Sons, Ltd, 2018. Vol. 135, № 33. P. 46621.

64. Bai X. et al. Synthesis and Characterization of Sodium Carboxymethyl Starch-Graft Acrylamide/1-Vinyl-2-Pyrrolidone Copolymers via Central Composite Design and Using as Filtration Loss Agent in Drilling Mud // Starch - Stärke. John Wiley & Sons, Ltd, 2021. Vol. 73, № 3–4. P. 2000151.

65. Manual. International association of drilling contractor... - Google Scholar [Electronic resource]. 2011.

66. Freire Soares A.S. et al. Interaction of blockers on drilling fluids rheology and its effects on sealing of fractures and prevention of filtrate invasion // J. Pet. Sci. Eng. Elsevier, 2018. Vol. 171. P. 260–270.

67. Fatihah Majid N.F. et al. A comprehensive investigation on the performance of durian rind as a lost circulation material in water based drilling mud // Petroleum. Elsevier, 2019. Vol. 5, № 3. P. 285–294.

68. Davoodi S. et al. Thermally stable and salt-resistant synthetic polymers as drilling fluid additives for deployment in harsh sub-surface conditions: A review // J. Mol. Liq. Elsevier, 2022. P. 121117.

69. Khan I., Saeed K., Khan I. Nanoparticles: Properties, applications and toxicities // Arab. J. Chem. Elsevier, 2019. Vol. 12, № 7. P. 908–931.

70. Almubarak T. et al. Dual-Polymer Hydraulic-Fracturing Fluids: A Synergy Between Polysaccharides and Polyacrylamides // SPE J. OnePetro, 2019.

Vol. 24, № 06. P. 2635–2652.

71. Akpan B., Udofia E., Emmanuel Udofia AKPAN B. Water-Based Drilling Fluids for High Temperature and Dispersible Shale Formation Applications. 2019.

72. Alharbi A. et al. Nanomaterials-Enhanced High-Pressure Tolerance of Borate-Crosslinked Guar Gels // Soc. Pet. Eng. - SPE Abu Dhabi Int. Pet. Exhib. Conf. 2017. OnePetro, 2017. Vol. 2017-Janua.

73. Barati R., Liang J.T. A review of fracturing fluid systems used for hydraulic fracturing of oil and gas wells // J. Appl. Polym. Sci. John Wiley & Sons, Ltd, 2014. Vol. 131, № 16. P. 40735.

74. Harris P.C. Chemistry and Rheology of Borate-Crosslinked Fluids at Temperatures to 300F // J. Pet. Technol. OnePetro, 1993. Vol. 45, № 03. P. 264–269.

75. Oncsik T. et al. Specific ion effects on particle aggregation induced by monovalent salts within the Hofmeister series // Langmuir. American Chemical Society, 2015. Vol. 31, № 13. P. 3799–3807.

76. Raheem A.M., Vipulanandan C. Salt contamination and temperature impacts on the rheological and electrical resistivity behaviors of water based drilling mud // <https://doi.org/10.1080/15567036.2019.1587080>. Taylor & Francis, 2019. Vol. 42, № 3. P. 344–364.

77. Аль-Шаргаби М, Альмусаи А, Вазеа А. Стадии и механизм набухания глин при бурении скважин [Electronic resource]. 2018. P. 47–52. URL: <https://sibac.info/studconf/natur/lxx/121757> (accessed: 03.01.2022).

78. Al-Shargabi M.A.T.S., Al-Musai A.H.A. Comparative analysis of programs for assessing the risk of stuck drill pipes in an oil and gas well // Проблемы геологии и освоения недр труды XXV Международного симпозиума имени академика МА Усова студентов и молодых учёных, посвященного 120-летию горногеологического образования в Сибири. 2021. Vol. 2. P. 502–504.

79. Zou Z. et al. Thermal stability of xanthan gum biopolymer and its

application in salt-tolerant bentonite water-based mud // J. Polym. Eng. De Gruyter, 2019. Vol. 39, № 6. P. 501–507.

80. Renner Nrior R., Ogbonna D.N., Edward Alabo A. Biodegradation of Drilling Fluid used in Upstream Sector of the Nigeria Petroleum Industry in Marine Water Environment // Int. J. Waste Resour. OMICS Publishing Group, 2017. Vol. 07, № 04.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

Таблица П.А.1 – Расчетное время бурения скважины

Наименование работ	Интервалы нормирования				Долото		Время бурения мех Тмех.бур. час		Кол-во дол-блений	Наращивание				СПО				Итого времени, час	Время бурения 1 метра, час	
	№ пп	О т, м	Д о, м	Пр о-х о д-к а в и н - т е р - в а л е, м	Пр о-х о д-к а, м	Ра з-м е р	Ме т-ра	всег о		К о л - в о с в е - ч е й н а - р а - щ и - в а н и е	Ко л-во свечей в скважине всего	Вр емя на ра-щ и в а н и я 1 св еч и, ч а с	Вре мя на ра-щ и в а н и я св еч ей, ч а с	Вр емя по дъ-е м а и с п у с к а 1 св еч и, м и н	Вр емя С П 1 св еч и, ч а с	Вр емя С П св еч ей, ч а с	Вр емя ра з-б о р к и (сб о р-к и ) 1 УБ Т, м и н			Вр емя ра з-б о р к и (сб о р-к и ) к о л о н н ы , ч а с
Бурение под направление	1	0	75	75	40	393,7	0,250	18,750	1	2	0,967	1,933						20,683	0,276	
Подъем колонны бурильных труб с разборкой													1,10	0,018	0,037	17	1,133	1,170		
Смена долота																		0,233		
Спуск колонны бурильных труб со сборкой													1,10	0,018	0,037	20	1,333	1,370		
Разборка ЦКОД																		0,433		
Бурение под кондуктор	2	75	780	780	800	295,3	0,323	227,419	1	2	30,267	0,967	27,260					254,679	0,361	
Подъем колонны бурильных труб с разборкой													1,10	0,018	0,554	17	17,113	17,667		
Смена долота																		0,233		
Проверка турбобура																		0,367		
Спуск колонны бурильных труб со сборкой													1,10	0,018	0,554	20	20,133	20,687		
Разборка ЦКОД																		0,433		
Бурение под эксплуатата	3	780	1240	400	800	215,9	0,172	75,472	1	6	47,868	0,967	17,013	1,10	0,018	0,876		76,348	0,174	

Наименование работ	Интервалы нормирования				Долото		Время бурения мех Тмех.бур, час		Кол-во дол-блений	Наращивание				СПО				Итого времени, час	Время бурения 1 метра, час		
	№ пп	О, м	Д, м	Прод-ка в интер-вале, м	Прод-ка, м	Размер	Метра	всего		Кол-во свечей в ар-ши-ване	Время наращивания 1 свечи, час	Время наращивания свечей, час	Время под-ема и спуска 1 свеч, мин	Время СП 1 свеч, час	Время СП свечей, час	Время раз-борки (сборки) 1 УБТ, мин					
																	1			1	12
ционную колонну																					
Бурение под эксплуата-ционную колонну	4	120	130	160	80	215,9	0,339	54,237	1	6,4	54,2		6,187		0,018	0,994				55,231	0,345
Бурение под эксплуата-ционную колонну	5	1380	1790	2100	800	215,9	0,488	200,000	1	6,4	70,6		15,853		0,018	1,294				201,294	0,491
Бурение под эксплуата-ционную колонну	6	1790	2400	2600	800	215,9	0,333	203,333	1	2,4	95		23,587		0,018	1,742				205,075	0,336
Бурение под эксплуата-ционную колонну	7	2400	2950	3300	800	215,9	0,400	214,000	1	2,4	116,4		20,687		0,018	2,134				216,134	0,404
<b>Итого</b>	<b>7</b>	<b>0</b>	<b>5</b>	<b>5</b>				<b>993,212</b>	<b>7</b>	<b>11,6,4</b>	<b>11</b>		<b>112,520</b>		<b>8,221</b>			<b>39,713</b>	<b>107,2039</b>	<b>0,341</b>	
Промывка скважины, час																				0,783	
Смена обтирато-ров, час																				19,400	
Проверка превентор-а, час																				1,350	
Дефектоско-пия, час																				9,871	
Переосна-тка тале-вой системы, час																				0,000	
Опрессовк-а УБТ, час																				13,580	

Наименование работ	Интервалы нормирования				Долото		Время бурения мех Тмех.бур, час		Кол-во дол-блений	Наращивание				СПО					Итого времени, час	Время бурения 1 метра, час
	№ пп	ОТ, м	До, м	Продо-дка в ин-тер-вале, м	Продо-дка, м	Размер	Метра	всего		Кол-во свече-й нара-щивания	Время нара-щивания 1 свечи, час	Время нара-щивания свечей, час	Время под-ема и спуска 1 свеч, мин	Время СП 1 свеч, час	Время СП свечей, час	Время ра-зборки (сборки) 1 УБТ, мин	Время ра-зборки (сборки) ко-лонны, час			
																		1		
Установка УБТ за палец, час																			15,5 20	
Прочие работы (ЕНВ), час																			56,2 59	
Ремонтные работы (ЕНВ), час																			75,0 43	
Крепление, час																			118, 874	
<b>Итого по скважине, час</b>																			<b>138 2,71 8</b>	
Прием и сдача вахты, час																			10,1 00	
Нормативное время, час																			139 2,81 8	

Таблица П.А.2 – Сметная стоимость бурения скважины

№	Шифр	Наименование	Единицы измерения	Расход	Стоимость единиц	Всего
					Руб.	Руб.
1	2	3	4	5	6	7
<b>Эксплуатация машин и механизмов</b>						
1	02114 1	Краны на автомобильном ходу при работе на других видах строительства 10 т	маш.-ч	5,17	1303,9	6741,16
2	06033 7	Экскаваторы одноковшовые дизельные на пневмоколесном ходу при работе на других видах строительства 0,25 м3	маш.-ч	3,23	815,13	2632,87

№	Шифр	Наименование	Единицы измерения	Расход	Стоимость	Всего
					единицы	
1	2	3	4	5	Руб.	Руб.
3	070149	Бульдозеры при работе на других видах строительства 79 кВт (108 л.с.)	маш.-ч	1,62	920,61	1491,39
4	100204	Установки и агрегаты буровые для роторного бурения скважин	маш.-ч	81,37	7599,15	618342,84
5	110501	Глиномешалки, 4 м3	маш.-ч	59,58	308,54	18382,81
6	400001	Автомобили бортовые, грузоподъемность до 5 т	маш.-ч	7,75	1014,92	7865,63
Итого						<b>19237654,14</b>
<b>Расход материалов</b>						
7	103-0592	Трубы бурильные из стали группы Д с высаженными внутрь концами и муфты к ним наружный диаметр 127 мм	м	3,78	1374,84	5196,90
8	103-1023	Трубы бурильные утяжеленные с резьбой на концах, наружный диаметр 229 мм	м	0,09	2142,58	192,83
9	109-9031	Долота трехшарошечные	шт.	2,24	0	0,00
10	109-9032	Долота PDC	шт.	1,6	0	0,00
Итого						<b>158188,50</b>
<b>Трудозатраты</b>						
11		Затраты труда рабочих-строителей Разряд 4	чел.-ч	286,67	174,34	49978,05
12		Затраты труда машинистов	чел.-ч	232,34	151,11	35108,90
Итого						<b>2497301,84</b>
<b>Итого (Всего, при бурении 2935 метров)</b>						<b>21893144,48</b>



Таблица П.А.3 – Сметная стоимость крепления скважины

№	Шифр	Наименование	Единицы измерения	Расход	Стоимость	Всего
					единицы	
1	2	3	4	5	6	7
<b>Эксплуатация машин и механизмов</b>						
1	021141	Краны на автомобильном ходу при работе на других видах строительства 10 т	маш.-ч	0,09	111,99	10,08
2	040202	Агрегаты сварочные передвижные с номинальным сварочным током 250-400 А с дизельным двигателем	маш.-ч	0,35	14	4,90
3	100204	Установки и агрегаты буровые для роторного бурения скважин	маш.-ч	2,2	652,68	1435,90
4	400001	Автомобили бортовые, грузоподъемность до 5 т	маш.-ч	0,14	87,17	12,20
<b>Итого</b>						<b>429413,66</b>
<b>Расход материалов</b>						
5	101-0782	Поковки из квадратных заготовок, масса 1,8 кг	т	0,0003	5989	1,80
6	101-1518	Электроды диаметром 4 мм Э50А	т	0,0004	11524	4,61
7	103-9001	Трубы	м	0	0	0,00
8	109-9058	Башмаки колонные для обсадных труб	шт.	0	0	0,00
9	109-9180	Центраторы пружинные для обсадных труб	шт.	0	0	0,00
<b>Итого</b>						<b>1880,25</b>
<b>Трудозатраты</b>						
10		Затраты труда рабочих-строителей Разряд 4	чел.-ч	9,09	9,62	87,45
11		Затраты труда машинистов	чел.-ч	4,49	13,86	62,23
<b>Итого</b>						<b>43930,26</b>
<b>Итого (Всего, при креплении 2935 метров)</b>						<b>475224,16</b>

Таблица П.А.4 – Сметная стоимость освоения скважины

N	Номер расценки ЕРЕР и коэффициенты, др обосновывающие источники	Затраты	Освоение			
			измерения	единицы	кол-во	Всего
	основная зарплата			основная зарплата		
		<u>Затраты, зависящие от времени</u>				
1	49-2008	Оплата труда буровой бригады	сут.	27,10	8,7	235,77
				27,10		235,77
2	49-2046, к=0,89 п 1.14	Оплата труда слесаря по обслуживанию буровой и электромонтера	сут.	8,86	8,7	77,04
				8,86		77,08
3	49-4369	Спецтранспорт автомобильный на 40 км	сут.	28,45	8,7	247,52
4	См. расчет №2.1.2	Амортизация	сут.	436,51	8,7	3797,67
5	49-2457 Приложение №1 к см.р.3.1 и 3.2 с к=0,189	Стоимость материалов и запасных частей	сут.	13,70	8,7	119,19
6	49-2424	Содержание бурового оборудования и инструмента (3 станка)	сут.	292,80	8,7	2547,36
				94,37		821,02
7	49-2676 т.7стр.10, к=0,62	Эксплуатация ДВС ((313,69-32,42)/1,3*1,396+32,42)*0,5*0,62	сут.	50,62	8,7	440,43
				32,42		282,05
8	49-2706	Эксплуатация ПЭС ТМЗ-ДЭ-104-СЗ	сут.	48,70	8,7	423,69
				0,00		
9	49-2443	Содержание средств контроля и диспетчеризации	сут.	30,40	8,7	264,48

N	Номер расценки ЕРЕР и коэффициенты, др обосновывающие источники	Затраты	Освоение			
			измерения	единицы	кол-во	Всего
				основная зарплата		основная зарплата
				12,60		109,62
10	49-4432	Дежурный бульдозер	час	7,66	69,6	533,14
11	49-2417 с к=0,63	Износ инструмента	сут.	2,15	8,7	18,69
12	49-2420 с к=0,63	Износ ловильного инструмента	сут.	2,15	8,7	18,69
13	См. Р. №4.4.1	Транспортировка грузов	руб			76,00
		Итого по затратам, зависящим от времени, без транспортировки вахт:	руб			8799,66
		8799,66				1525,55
		1525,55				
		<b>Корректировка зарплаты</b>				
		основная зарплата рабочих				1525,55
		дополнительная зарплата рабочих 7,9%				120,52
		отчисления от ФОТ 30,4%				500,40
		Итого зарплата с учетом корректировки				2146,47
		<b>ИТОГО по затратам, зависящим от времени с учетом корректировки зарплаты</b>				9420,58
		9420,58				2146,47
		2146,47				
		Стоимость одних суток испытания	руб			1011,46
						175,35
		Стоимость одних суток испытания с учетом корректировки зарплаты				1082,83
						346,20
		<u>Затраты, зависящие от объема работ</u>				

N	Номер расценки ЕРЕР и коэффициенты, др обосновывающие источники	Затраты	Освоение			
			измерения	единицы	кол-во	Всего
				основная зарплата		основная зарплата
25	49-2740, к=0,6	Дежурство ЦА-320	сут.	16,70	104,4	1743,27
		(27,83*0,6*12)		14,67		20,00
		Итого по затратам, зависящим от объема работ				1743,27
						20,00
		Всего по затратам, зависящим от объема работ				
		1743,27				
		20,00				
		<b>Корректировка зарплаты</b>				
		основная зарплата рабочих				20,00
		дополнительная зарплата рабочих 7,9%				1,58
		отчисления от ФОТ 30,4%				6,56
		Итого зарплата с учетом корректировки				28,14
		<b>ИТОГО по затратам, зависящим от объема работ с учетом корректировки зарплаты</b>				1751,41
		1751,41				28,14
		28,14				
		ИТОГО по сметному расчету без транспортировки вахт				10542,93
		10542,93				3
		1545,55				1545,55
		ИТОГО по сметному расчету без транспортировки вахт с учетом корректировки зарплаты				11172,00
		11172,00				0
		2174,61				2174,61

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

**1. Выбор типа светильника и мощности ламп.** Помещение лаборатории относится к категории пожароопасных с невысоким уровнем пыле- и влагоотделения. В соответствии с данными условиями выбирается светильник ПВЛ.

**2. Расчет высоты подвеса.** Высота подвеса светильника определяется по формуле (3):

$$h_n = H - h_c \quad (3)$$

где  $H$  – высота помещения (принимается равным 5 м), м;

$h_c$  – расстояние светильников от перекрытия (свес), м.

Свес светильников  $h_c$  принимается обычно 0,5–0,7 м; в высоких помещениях свес можно увеличивать с тем, чтобы высота подвеса над полом не была больше 5–5,5 м, так как при большей высоте обслуживать светильники с приставных лестниц и стремянок становится затруднительным и опасным. Однако увеличивать свес более чем до 1,5–2 м не следует, т. к. при большом свесе светильники будут сильно раскачиваться даже от незначительного движения воздуха. Тогда:

$$h_n = 4,0 - 0,7 = 3,3 \text{ (м)}$$

**3. Определение расчетной высоты.** Расчётная высота или же высота светильника над рабочей поверхностью определяется по формуле (4):

$$h = h_n - h_{рп} \quad (4)$$

где  $h_{рп}$  – высота рабочей поверхности над полом, м.

Согласно формуле 2, расчетная высота составляет:

$$h = 3,3 - 0,8 = 2,5 \text{ (м)}$$

**4. Расчет расстояния между рядами светильников.** Расстояние между светильниками определяется по формуле (5):

$$L = \lambda \cdot h \quad (5)$$

где  $\lambda$  – интегральный критерий оптимального расположения светильников.

Для светильника ПВЛ  $\lambda$  составляет 1,5, тогда:

$$L = 1,5 \cdot 2,5 = 3,75 \text{ (м)}$$

Определяем расстояние от крайних светильников или рядов до стены (1), учитывая, что оптимальное расстояние рекомендуется принимать равным  $L/3$ , таким образом:

$$l = \frac{3,75}{3} = 1,25 \text{ (м)}$$

**5. Расчет общего числа ламп в осветительной системе.** Определяем количество рядов светильников, а также количество светильников по формулам:

$$n_{\text{ряд}} = \frac{\left(B - \frac{2}{3}L\right)}{L} + 1, \quad (6)$$

$$n_{\text{св}} = \frac{\left(A - \frac{2}{3}L\right)}{l_{\text{св}} + 0,5}, \quad (7)$$

где  $n_{\text{ряд}}$  – количество рядов;

$B$  – ширина помещения, м;

$L$  – расстояние между рядами светильников, м;

$n_{\text{св}}$  – количество светильников в ряду;

$A$  – длина помещения, м;

$l_{\text{св}}$  – длина светильника, м.

Принимая для расчета размеры лаборатории 10x8,5 ( $B=10$  м,  $A=8,5$  м), производится расчет числа рядов и светильников:

$$n_{\text{ряд}} = \frac{\left(10 - \frac{2}{3} \cdot 3,75\right)}{3,75} + 1 = 3$$

$$n_{\text{св}} = \frac{\left(8,5 - \frac{2}{3} \cdot 3,75\right)}{1,23 + 0,27} = 4$$

В соответствии с расчетами, планировка размещения светильников представлена на рисунке А. Общее число ламп составляет 24 единицы.

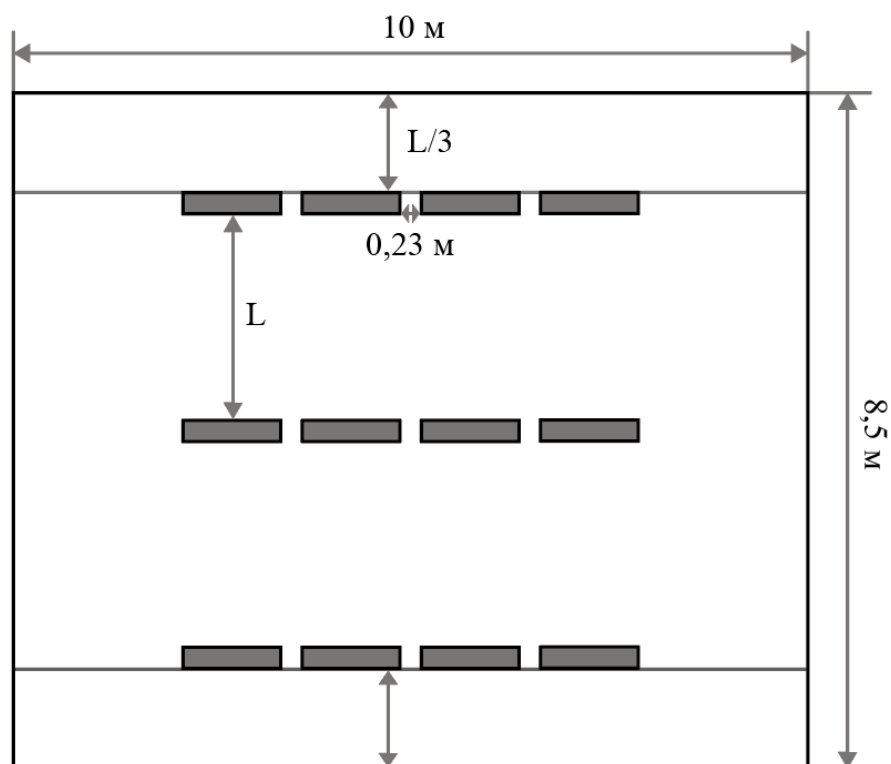


Рисунок Б – Схема размещения светильников

**6. Расчёт коэффициента использования светового потока и потребляемого светового потока.** Расчёт общего равномерного искусственного освещения горизонтальной рабочей поверхности выполняется методом коэффициента светового потока, учитывающим световой поток, отражённый от потолка и стен. Световой поток лампы определяется по формуле:

$$\Phi = \frac{E_n \cdot S \cdot K_3 \cdot Z}{N_l \cdot \eta}, \quad (8)$$

где  $\Phi$  – световой поток лампы;

$E_n$  – нормативная освещенность по СП 52.13330.2016 ( $E_n=300$  лк);

$S$  – площадь освещаемого помещения, м<sup>2</sup>.

$K_3$  – коэффициент запаса, учитывающий загрязнение светильников ( $K_3=1,5$ );

$Z$  – коэффициент неравномерности освещения (люминесцентные лампы  $Z=1,1$ );

$N_l$  – число ламп в помещении ( $N_l=24$ );

$\eta$  – коэффициент использования светового потока.

Чтобы найти коэффициент использования светового потока требуется найти индекс помещения ( $i$ ) по формуле:

$$i = S/h(A+B) \quad (9)$$

В результате расчетов, приводятся следующие значения параметров:  $i=1,84$ ,  $\eta=52\%$ ,  $\Phi=3371$  лм. Подбираем ближайшую стандартную лампу – ЛД мощностью 65 Вт, световой поток 3750 лм. Выполняем проверку:

$$-10\% \leq \frac{\Phi_{\text{станд}} - \Phi_{\text{расч}}}{\Phi_{\text{станд}}} \cdot 100\% \leq +20\% \quad (10)$$

$$-10\% \leq +10,11\% \leq +20\%$$

Таким образом, необходимый поток лампы находится в пределах допустимого диапазона. Далее определяем электрическую мощность осветительной системы по формуле:

$$P = N_{\text{л}} \cdot p_{\text{л}} \quad (11)$$

$$P = 24 \cdot 65 = 1560 \text{ Вт}$$

В конечном итоге, для помещения лаборатории с размерами 10x8,5x4 м был выбран светильник ПВЛ в количестве 12 единиц с общим количеством ламп 24. Общая мощность осветительной системы составляет 1560 Вт.



ПРИЛОЖЕНИЕ С (справочное)

**Development of biopolymer solutions with increased viscosity at low shear rates**

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ13	Даси Эван Шван Сало		

Руководитель ВКР Минаев Константин Мадестович

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Минаев Константин Мадестович	канд. хим. наук		

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Айкина Татьяна Юрьевна	канд. филол. наук		

## **1. Modern classifications of drilling fluids**

Drilling fluids are fluids that are used during the drilling of subterranean wells. They provide primary well control of subsurface pressures by a combination of density and any additional pressure acting on the fluid column (annular or surface imposed). They are most often circulated down the drill string, out the bit and back up the annulus to the surface so that drill cuttings are removed from the wellbore.

Drilling fluids have a number of alternative names, acronyms and slang terms used within the industry. The most widely used name is “mud” or “drilling mud” and both these terms are used interchangeably. Other drilling fluid names and acronyms are: water-based mud (WBM), oil-based mud (OBM), synthetic-based mud (SBM), non-aqueous fluid (NAF), invert emulsion fluid (IEF), high performance water-based mud (HPWBM), drill-in fluid (DIF) and reservoir drilling fluid (RDF). Similar to drilling fluids are so-called completion fluids that are used to finish the well after drilling is completed. The fluids used during completions are often referred to as workover and completion (WOC) fluids, clear brines and/or packer fluids.

### **Drilling fluid function and performance**

Drilling fluids range from simply water or oil to compressed air and pneumatic fluids to more complex water-based or oil-based systems. Drilling fluid additives include weighting materials; viscosifiers; filtration control additives; pH/ alkalinity control chemicals; dispersants/deflocculants/ thinners; surfactants and emulsifiers; shale inhibitors; corrosion inhibitors/oxygen scavengers/hydrogen sulfide (H<sub>2</sub>S) scavengers; lubricants; and bridging agents/lost circulation materials (LCMs). A brief description of these categories is included later in this section.

The principal functions of drilling fluid are to:

- control subsurface pressures, maintaining well control;
- remove drill cuttings from beneath the bit and circulate them to the surface;
- maintain wellbore stability, mechanically and chemically;
- transmit hydraulic energy to the drill bit and downhole tools;
- cool and lubricate the drill string and bit;
- allow adequate formation evaluation;

- provide a completed wellbore that will produce hydrocarbons;
- suspend or minimize the settling of drill cuttings or weight material when circulation is stopped, yet allow the removal of drill cuttings in the surface fluids processing system; and
- form a low permeability, thin and tough filter cake across permeable formations.

The performance of these functions depends upon the type of formation being drilled and the various properties of the drilling fluid. Often, compromises are necessary due to a variety of factors. The selection and design of a particular drilling fluid and its properties depends on the complexity of the well being drilled, subsurface pressures and temperatures, logistics, cost and local experience. Drilling fluid performance is also affected by the drilling equipment being used.

The properties of the drilling fluid should be adjusted to the hydraulics available for the drilling operation and the well design. Rate of penetration (ROP) and bit life can be improved by optimizing the hydraulic horsepower at the bit, especially for roller cone bits. The ROP and bit life for polycrystalline diamond compact (PDC) cutter bits is improved when an adequate flowrate is used with minimal overbalance. Drilling fluid properties and circulation rates determine the parasitic pressure losses in the drill string and the available pressure at the bit for optimized drilling performance. The ROP is also affected by the density of the mud and nature of the suspended solids. Regular and complete tests are essential to the control of mud properties. The interpretation of the results of these tests and treatments to maintain appropriate fluid properties is vital to the success of the drilling program.

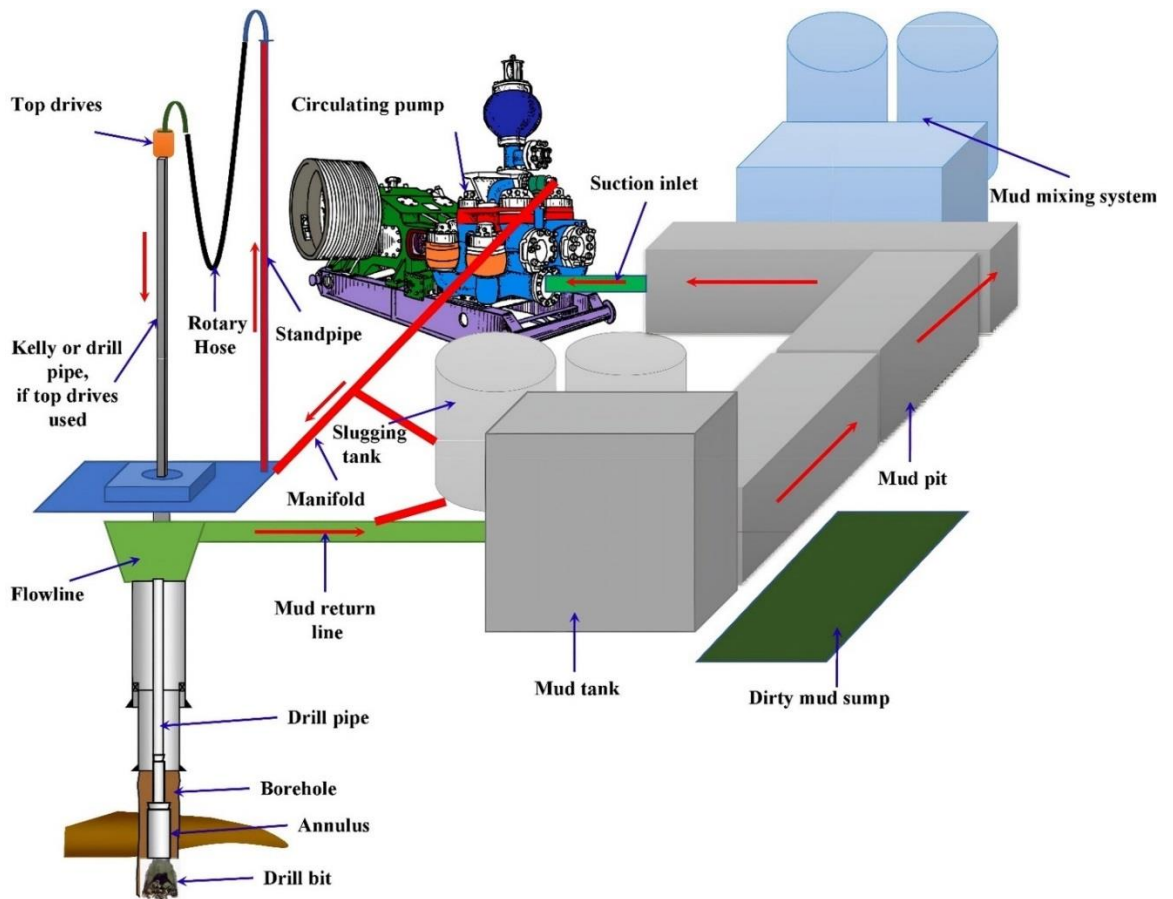


Figure 1. Basic land rig circulating system.

### 1.1 Filtration control properties modification

Filtration is the process of separating a fluid-solid system by passing the volume of the suspension through a porous medium while retaining a fraction of the solid particles in the mixture. The liquid that filters through the filter media is termed "filtrate". The difference between the hydrostatic pressure of the mud column and the formation pressure drives the liquid component of the mud system across a filter cake into the formation (Fig. 2). The solids remain behind the filter are called retentate (cake). Fig. 3 shows a typical mud filtration process which demonstrates the effect of small and large particles on the formation of filter cake. Smaller particles will form a thin and lower permeability filter cake compared to the larger particles. Thus, the lower the permeability, the lower will be the fluid loss (Darcy law). A filter cake is a helpful indicator of porous and permeable formations. A thicker filter cake can cause the drill-bit, drill-pipe, and other tools to stuck in the

borehole, and the associated deep invasion results in adverse effects on the exposed formation.

During the drilling process, fluids enter into the formation in the following different ways [1].

1. Filtration below the bit where the fluid is pushed into the formation
2. Dynamic filtration in the well bore in the annulus from circulation
3. Static filtration under the trips or any operation where circulation is stopped

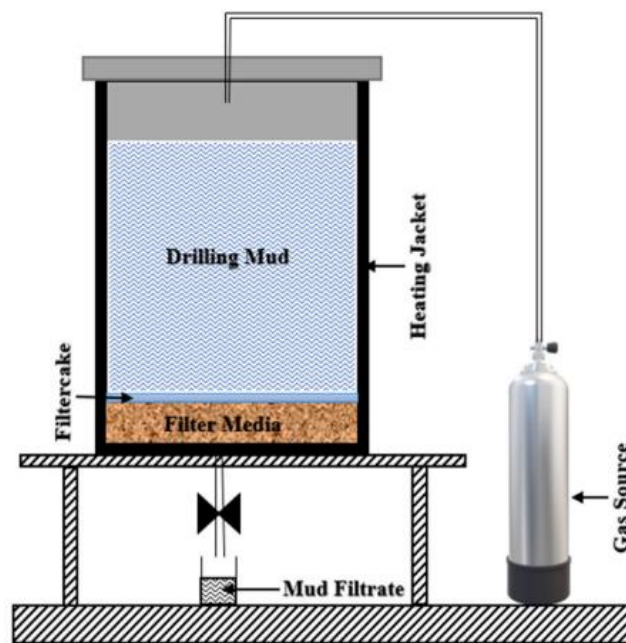


Fig. 2. Schematic diagram of filtration process.

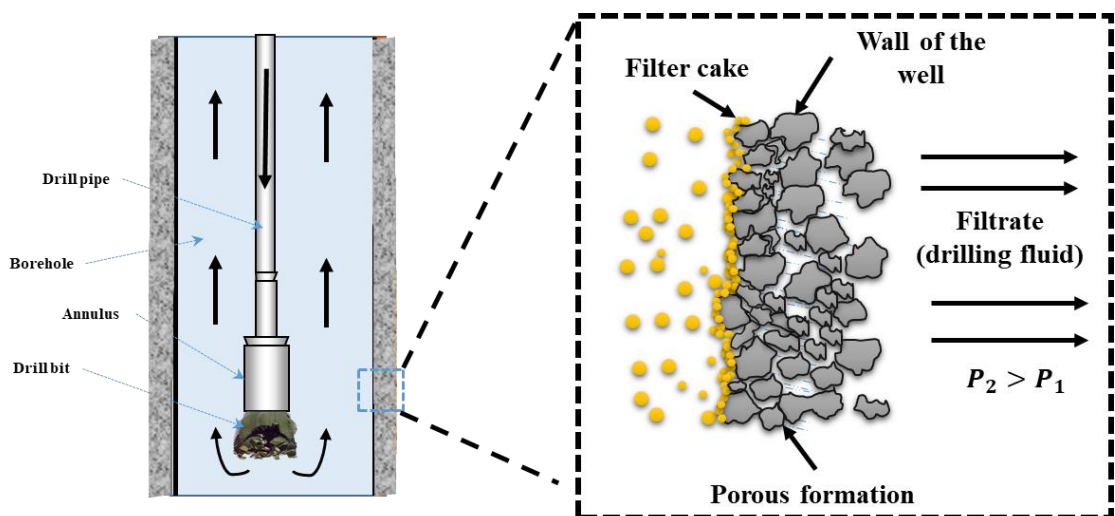


Fig. 3. Typical mud filtration process [2].

Fluid loss results during the drilling process as fluid penetrates the formation around the wellbore. It is an undesirable phenomenon because it raises the processes expenses and puts the formation at risk of damage. The severity of these issues increases with the increase in the temperature of the well [3]. A properly designed drilling fluid should have an optimum viscosity and the potential to create a compact filter cake of low permeability to reduce fluid losses. Biopolymers, such as starches and cellulose-based additives, may help solve this problem by bridging, bonding, deflocculation, and viscosity, which are four important factors that influence filtration.

Filtration-control additives decrease the amount of filtrate that flows into the exposed formation from the drilling mud. Numerous additives including bentonite, polymers, starches, and thinners are all used as filtration-control agents. Polymer compounds were among the first and most widely applied drilling mud additives. Polymers are still employed as viscosifiers, flocculants, surfactants, and fluid loss control materials because of their structure and reactive groups [4].

Another important requirement for efficient well completion is the mud potential to seal permeable formations revealed by the bit with a thin and low permeability filter cake [5]. In overbalanced drilling, the mud column pressure is maintained higher than the formation pore pressure to avoid formation fluid infiltration. If an impermeable filter cake has not developed, the mud will continue to infiltrate permeable strata. In order for a filter cake to develop, the mud should include certain particles that are just slightly smaller than the formation pore throats. Such particles are called bridging particles, because they are retained in the surface pores, whereas finer particles get conveyed deeper into the formation. This bridged region in the surface pores continues to capture smaller particles until only liquid passes into the formation after a few seconds. Through this mechanism, the filter cake develops. Literature review has shown that the thickness of the desirable filter cake should be 1 to 2/32" and 3/32" for OBM and WBM respectively [6]. The thickness of thin filter cake is less than 2 mm API, while a thicker filter cake is around 4–6 mm API [7].

If the cake surface is exposed to fluid or mechanical erosion during the filtration, it determines the rate of filtration and the rise in cake thickness. For instance, in static conditions, the filtrate quantity and cake thickness develop in accordance with the square root of time (at a decreasing rate). The rate of fluid invasion is reduced by the growth of the mud cake due to cake compaction and thickness. However, in dynamic conditions, the cake surface is exposed to continuous erosion, so when the filter cake rate of growth equals the rate of erosion, the cake thickness and filtration rate become constant. Filtration is regarded as dynamic during well drilling owing to cake erosion by the mud and mechanical wear by the drill string; however, it is considered static (dead end filtration) during round trips. All filtration characteristic testing is done at the wellsite under static conditions. As a result, filtration rates and cake thicknesses reported in surface experiments only roughly correspond to those found downhole.

Filter cake permeability is another fundamental filtration characteristic that can be calculated using Darcy's law utilizing static filtration test data. The cake permeability decreases as the number of colloidal particles increases. The presence of soluble salts in conventional muds dramatically increases the filter cake permeability, whereas some organic particles allow for low cake permeabilities even in saturated salt solutions. For instance, thinners reduce the permeability of cakes by dispersing clay lumps into smaller particles. The permeability of the material has an impact on the fluid invasion depth. The filtration characteristics demanded for a well to be completed successfully are mostly controlled by the type of the formations to be drilled. The rate at which the water-based mud filtrate diffuses into formation water in the rock is determined by the pore size distribution and therefore the rock permeability. In relatively high permeable formations, this diffusion rate may be higher than filtration at the borehole wall. As a result, the rate of filtration limits the invasion, and the formation of filter cake slows the process, lowering the invasion extent [8]. On the other hand, the diffusion is slower in lower permeability formations, but it reaches a deeper depth as depicted in Fig. 4. The typical rheological and filtration parameters recommended by API are given in Table 2 [9].

Table.2. API Recommended values for WBM rheological and filtration properties.

Parameter	Recommended range
pH	8-12
Plastic Viscosity, cP	8-35
Yield point, lb/100 ft <sup>2</sup>	Minimum = 5, Maximum = YP ≤3xPV
10sec gel strength, lb/100ft <sup>2</sup>	2-5
10 Minute gel strength, lb/ 100ft <sup>2</sup>	2-35
Fluid loss volume, mL	API filtration ≤10 mL and HPHT filtration ≤2
Filtercake thickness, mm (1/ 32")	≤3/32"

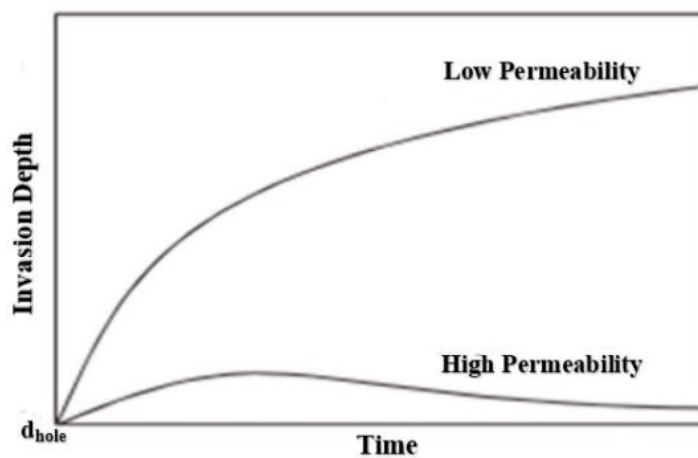


Fig. 4. Permeability response in mud invasion

### 1.2. Determination of filtration properties

Filtration characteristics should be controlled in permeable formations to avoid the development of thick filter cake which greatly reduces the diameter of a borehole and poses other related problems. Filtration control is vital to the success of any drilling fluid system performance. The primary challenge due to excessive filtration is the formation damage of the exposed formation especially in open hole completions. It refers to the reduction in the natural ability of a reservoir to produce fluids due to decrease in porosity, permeability, or both. This reduction is caused by the rock fluid interaction which alter the entire pore system. Because the relationship between fluid loss and formation damage is mainly linear. The higher the act of filtrate entering into the formation, the greater will be the damage. The blockage of formation pores is caused by drilling fluids with an inappropriate particle size distribution. This is due to the infiltration of particles and/ or filtrate into the pores



(known as internal damage). Internal damage causes the formation porosity or permeability to deteriorate, affecting its productivity. Hence, fluid loss should be closely monitored, with an emphasis on reducing spurt/sudden loss. It is worth mentioning that the depth of fluid invasion varies from less than 1 ft in high porosity formations to as much as 10–15 ft in low porosity formations [10]. Therefore, the instant formation of an impermeable filter cake aids in reducing mud invasion which results in enhanced wellbore stability and reduced formation damage.

Several parameters can affect the fluid loss intensity, profile, and rate in a real-time drilling fluid loss process. These parameters include but are not limited to: fluid flow condition (static or dynamic), thermal gradients, mud composition and type, formation type, permeability/ porosity of formation, rotary speed/eccentricity, pressure, type, and concentration of lost circulation materials.

A simple method to check the filtrate volume and filter cake thickness is to use an API filter press and is frequently used at the wellsite for monitoring drilling muds. The mud is filtered through filter paper for 30 min at a pressure of 100 psi, with the volume of the mud filtrate and cake thickness being measured. High pressure and high temperature filter press is used if the mud is required to be tested at high pressure and high temperature conditions. Moreover, when the temperature and pressure are very high, the permeability plugging apparatus is used to simulate the actual condition of the wellbore.

### **1.3. Biopolymers in filtration modification**

Environmentalists, both government and non-government bodies, are still concerned with the typical drilling mud system because the drilling industry is continuously using massive quantities of chemicals as mud additives. Such materials are very hazardous and endanger both humans and the environment. Prior to any drilling project, the use of environmentally friendly drilling muds should be considered in order to protect the ecosystem to the greatest possible extent [11].

Polymers are primarily used in drilling muds for numerous functions such as: controlling fluid loss, creating a non-erodible, low permeable filter cake on the borehole wall, modifying viscosity, and stabilizing shale [12]. Polymers are grouped

according to their base, structural, molecular forces, polymerization type, and monomer variation. Both biopolymers and synthetic polymers can be used in drilling fluids for numerous functions based on their suitability of application. Starch, hydroxyethyl cellulose (HEC), polysaccharides, quebracho, tannins, guar gum (XG), carboxymethyl cellulose (CMC), proteins, chitosan, and lignins are some examples of biopolymers. Synthetic polymers being used in drilling mud systems include polyacrylamide, polyacrylate, poly-hydrolyzate, polyanionic cellulose (PAC), and partially hydrolyzed polyacrylamide (PHPA) [6].

In many domains of the oil and gas sector, polymers are used because of their comparatively low prices in contrast with other chemicals. In addition, their physical and chemical characteristics make them especially suitable for operational purposes. Polymers exhibit an acceptable viscosity, which allows them to penetrate the formation extensively without losing their characteristics. Typically, polymers have higher molecular weight which may reach millions of Daltons. It could easily be dispersed in liquids, which increase the viscosity of the solution.

Water-soluble chitosan derivatives were synthesized by [13] for rheological and filtration evaluation of water-based mud. According to the results, the addition of this additive resulted in a substantial decrease in fluid loss. Cellulose nanoparticles with 0.5 wt% in water-based mud reduced fluid loss under higher temperature conditions [14]. A similar study was conducted by [15] on cellulose nanoparticles which showed significant filtrate reduction at high pressure and high temperature conditions resulting in the lowest formation damage. The rheology of the mud was improved and showed a direct relationship with the concentration of cellulose nanoparticles.

In another study, the applications of hydrated basil seeds as an ecofriendly mud agent at different dosages on filtration control have been examined under ambient and high pressure and high temperature conditions. The experimental findings showed the applicability of hydrated basil seeds at lower concentrations with appropriate filtration control [16].

A comparative study has been conducted to compare the rheological and filtration characteristics of CMC (a popular additive in typical drilling fluid), nano CMC, and core-shell nanocomposite. Even at lower loadings, a thin filter cake was developed by incorporating core-shell nanocomposite into water-based mud. Nano-CMC performed well but was less effective than core-shell nanocomposite. Despite that, the density and pH of water-based drilling muds were unaffected by any of the materials investigated [2].

Similarly, the influence of calcium carbonate, glass ball lost circulation materials, CMC and guar gum viscosifiers on water-based and glycerine-based fluids to control filtrate loss was examined [17]. The findings revealed that the mud composed of CMC and lost circulation materials formed a thicker, more porous and permeable filter cake, whereas the blends containing guar gum and lost circulation materials formed more compressible, less permeable filter cake which yielded minimum filtrate.

From the mentioned studies, it could be observed that the main behavior of biopolymers in water-based mud is their gelling capabilities that develop a 3D network structure and increase the viscosity of the mud system. It is important to mention that the increase in viscosity also restricts the flow of fluid through the filter. Additionally, very limited research has highlighted their effects as a clay free WBM which could enhance the drilling rate and reduce the overall economics. The impact of such additives is also required to be tested for pay zone section. Furthermore, the salt concentration can adversely affect the viscosity of the entire mud system, thus reducing the efficiency of filtration by weakening the network structure formed by the biopolymers. Additionally, very limited studies have been found that highlight the bacterial activity on the mud blends in the presence of high temperatures, although the biopolymers are very sensitive to bacterial attack. Literature review has shown that the most adverse effects on rheology and filtration were caused by the high temperature and exposure time. Therefore, the hot rolling samples showed high filtrate volume and filter cake thickness. Table 3 enlists the applications of biopolymers in filtration properties enhancement.

Table.3. Review of biopolymers used for filtration characteristics of WBM.

Type of biopolymer	Experimental Conditions	Summary of Results	Ref.
Cationic and hydrophobically modified chitosan	Ambient	The modified polysaccharide was found a suitable candidate for replacing conventional additives for improving rheology and reducing filtration of WBMs.	[13]
Cellulose NPs (CNPs); Micro fibrillated cellulose (MFC) and cellulose nanocrystals (CNCs)	Ambient	The enhanced viscosity, core-shell structure, and development of CNC polymer films significantly decreased the filtrate volume and filter cake thickness for CNC/BT-WDFs.	[14]
High molecular weight acrylamide-based copolymers	77 and 194° F	The addition of high molecular weight polymer in the studied mud provided better thermal stability, enhanced rheology and better filtration properties. A major concern in this research is the presence of high percentage of electrolyte, which has a negative impact on rheology and filtration properties.	[18]
Chitin Nanocrystals		The chitin nanocrystals poorly performed for filtration of muds but the addition of small amounts of PAC enhanced the filtration characteristics. This poor performance was due to the lack of layer-by-layer stacking potential and the high permeability of the deposited filter cake.	[19]
Rhizophora Mucronata Tannin	Ambient, 250, 300 and 350° F	At the maximum post-aging temperature of 350° F, HPHT filtration volume and mud cake thickness dropped by 69.2% and 27.3%, respectively.	[16]
Nano silica-chitosan hybrid materials	Ambient and 194° F with 100 psi differential pressure	API fluid loss was reduced by about 60%, ultimately resulting in safe well-drilling processes and less formation damage.	[20]
Tannin Extracts (Rhizophora Mucronata) Biopolymer	225, 250, 275 and 300° F 500 psi	The RMTE deflocculant was found a green alternative of a commercial product Desco at high temperature conditions. As a result, owing to the lower cost and environmental friendliness, special emphasis should be paid to the use of locally produced tannins in the formulation of WBMs rather than commercial additives.	[21]
IL-silica methylcellulose nanocomposite (Rice husk)	75-150° F	The studied mud additives showed significant improvements in filtration properties and meet the API requirements to be used in drilling muds	[22]
Carboxymethyl chitosan	77, 275 and 302° F	With 2.0 wt% of the additive, the filtration volumes were significantly reduced from 24.5 mL to 5 mL for CMHMWCS, and 8 mL, 7.6 mL, 8.4 mL for CM-MMWCS1, CMMMWS2 and CMLMWCS, respectively. Filtrate volumes were increased after aging at 135 °C, but were still within the API recommended range. The FLV dropped from 25 mL to 9 mL, 13.6 mL, 11 mL and 14 mL for CM-HMWCS, CMMMWS1, CMMMWS2 and CMLMWCS, respectively. The FLV decreased from 30 mL to 16 mL, 22 mL, 20 mL, and 22 mL at 300° F, suggesting that the CM-ability CS's to control filtration deteriorated.	[23]
Zwitterionic polymer (EHL-ASN)	Ambient and 302° F	The filtrate loss of EHL-ASN/SSBM was reduced from 194 and 212 mL to 4 and 13.8 mL respectively.	[24]

#### 1.4. Native starches in filtration properties

Starch is the second most abundant biomass in nature which leaves almost zero negative impacts on the environment [25–27]. It is a carbohydrate of general formula  $(C_6H_{10}O_5)_n$  with  $n$  varying from a few hundred to over a million, and could be derived from corn, wheat, oats, rice, potatoes, cassava, yucca plants and other vegetables. It is a complex molecule comprised of at least two primary glucose polymers, amylose and amylopectin, in a 1:3 ratio [28]. In general, these molecules are made up of about 27% linear polymer (amylose) and 73% branched polymer (amylopectin) as shown in Fig. 5. Amylose polymers have a linear structure, and when dissolved in water, the polymer molecules orient and interact with one another, causing the fluid to form a gel. This association process is known as retrogradation. Amylopectin polymers, on the other hand, have a branched network structure that has a lower tendency to fluid gelation since they do not associate linearly and form only weak gels when cooled. It minimizes polymer mobility and profusion in hydroxyl assemblies inside starch molecules, expressing the polymer hydrophilic nature, and thus enabling it to dissolve in water [29]. Starch is made up of both amorphous and crystalline regions.

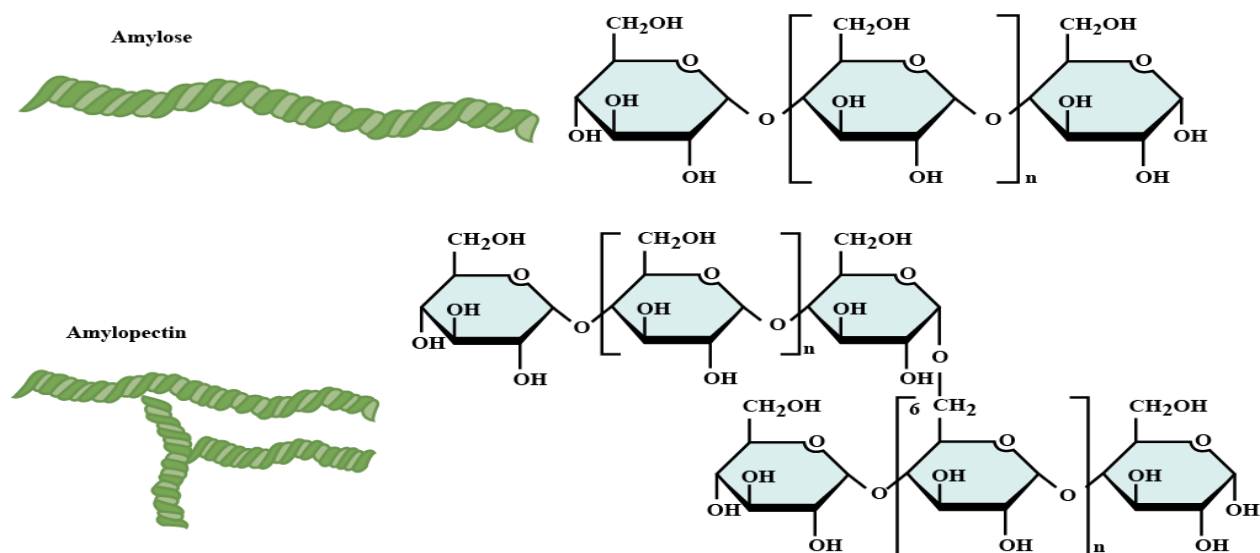


Fig. 5. Chemical structure of (a) Amylose and (b) Amylopectin

Depending on the plant source, native starch is made up of distinct, fine particles termed “granules” that range in size from 1 to 100  $\mu m$  in diameter. As starch granules are derived from numerous sources, their morphological features, chemical

characteristics, location, and interactions with non-starch constituents are all different [30]. Starch features are attributed to the polymer structure, that is dependent on molecular weight and reactive group.

Starch and natural gums were first used in 1937 biopolymers for controlling fluid loss volume in bentonite muds. Starches are still commonly employed in drilling fluids applications today due to their availability, biodegradability, versatility, renewability, and low cost among different polymers [3]. Starch is primarily used as an efficient colloidal to minimize fluid loss and improve the mud viscosity in all types of water dispersing drilling muds. The activity of starch is affected by its swelling potential and free adsorption of water which yields an increase in its volume. The starch becomes an element of filtrating deposit to generate a polymer-clayey mixture. The amylose content enables starch to exhibit fluid loss control properties [31].

This naturally occurring substance has been used in drilling fluid as a viscosity modifier, collapse inhibitor, bentonite replacement, and supplementary substance to improve drilling mud performances [32]. The use of starch to significantly decrease the filter cake thickness was proven in the field tests. But the most notable disadvantage of starch is its lack of stability and degradation at temperatures over 115 °C [33]. Furthermore, starch cannot enhance fluid viscosity below 94 °C since it is the lowest temperature needed to dissolve starch granules and segregate polymers. Likewise, starch granules can withstand temperatures of up to 121 °C without losing their structure [34].

Table.4. Summary of native starches used for filtration properties of WBMs.

Type of native starch	Experimental Conditions	Summary of Results	Ref.
Potato starch	Ambient	To determine acceptable pressure and temperature levels, it was suggested that reservoir conditions and formation characteristics should be considered.	[35]
Ubi Kayu starch	250, 275 and 300° F	The starch was an ineffective filtration loss control agent at 300° F (Filtrate volume from 60 to 250 mL)	[36]
Corn starch	170 to 200° F	The analysis showed better performance of corn starch in higher concentrations.	[37]
Cassava starch	Ambient	TMS 98/0581 and TMS 96/ 1632 starch reduced filtrate loss by 20% and 14.44% respectively.	[38]
Cassava Starch	Ambient	The fluid loss volume was reduced with the addition of cassava starch and was found as 6.8–5.6 mL. In addition, the filter cake thickness dropped from 0.155-0.135 cm	[39]
Potato Starch		From the PPA, it was concluded that at 0.1% concentration, CMC had the best performance, while guar gum and potato starch exhibited the best performance at 0.3% and 0.6%, respectively.	[40]
Potato Starch		The rheological and filtration properties of mud were greatly affected with its pH. The optimum NaOH concentration was between 2 and 6 ppb and higher concentrations showed negative effect on PV.	[41]
Potato Starch with rice husk (blended)	77-176° F	The starch blend reduced the fluid loss by 8% due to its water retention capacity. A thin filter cake with a thickness range of 2–3 mm was developed at this concentration.	[42]
Corn Starch	Ambient	With the dosage of 2 ppb, this ecofriendly fluid loss reducing agent yielded a fluid loss volume of 19.8 mL with a cake thickness of 0.14 in at pH 9.4.	[43]

## Conclusion

This work presents insights from the most recent research on the use of biopolymers in drilling fluids. The use of biopolymers in drilling fluids resulted in

excellent performance since they have the ability to minimize and prevent issues that may occur during the drilling process.

The following are some conclusions on the significance of biopolymers in changing the characteristics of drilling fluids:

- According to the latest findings from the literature review, polysaccharides are the superior additives for filtration control in water-based mud systems owing to their green nature, lower cost, and availability.

- The filtration characteristics in terms of filtrate volume and filter cake thickness generally showed improvements by using biopolymers. It has been observed that the reduction in fluid loss volume was over 40%.

- Starch is one of the most widely used materials for filtrate control, but due to its lower thermal stability, biodegradability and poor salt resistance, surface modification has been done with various modification techniques. The carboxymethylation of starch is one of the suitable methods to enhance the mentioned characteristics. However, it is still affected by longer exposure to the higher temperatures and salt concentrations.

- Filter cakes generated from starch-containing muds have been found to be thinner and more compact, resulting in reduced formation damage because of lower mud particle penetration.

- In HPHT conditions, the native starches showed insignificant performance due to their lower thermal stability. However, the modified starches showed enhanced thermal stability in some cases but reduced salt tolerance, which limits their applications in salt containing zones. Moreover, the poor biodegradability was also considered a crucial pitfall of such muds, which require the addition of biocides.

- Starches were found to be a suitable replacement for bentonite with acceptable rheology and filtration characteristics. In addition, such bentonite-free muds can lead to a higher penetration rate owing to the least friction.

- Starches have also revealed improved borehole stability particularly when drilling through shale formations.



## References

1. Federer-Kovács G., Mátrai A. Examination of Static and Dynamic Filtration on Core Plug Samples on High Temperature // SPE - Eur. Form. Damage Conf. Proceedings, EFDC. OnePetro, 2013. Vol. 1. P. 28–41.
2. Saboori R., Sabbaghi S., Kalantariasl A. Improvement of rheological, filtration and thermal conductivity of bentonite drilling fluid using copper oxide/polyacrylamide nanocomposite // Powder Technol. Elsevier, 2019. Vol. 353. P. 257–266.
3. Minaev K.M. et al. Synthesis of Carboxymethyl Starch for increasing drilling mud quality in drilling oil and gas wells // IOP Conf. Ser. Earth Environ. Sci. IOP Publishing, 2016. Vol. 43, № 1. P. 012071.
4. Vryzas Z., Kelessidis V.C. Nano-Based Drilling Fluids: A Review // Energies 2017, Vol. 10, Page 540. Multidisciplinary Digital Publishing Institute, 2017. Vol. 10, № 4. P. 540.
5. Borges R.F.O. et al. Reparameterization of static filtration model of aqueous-based drilling fluids for simultaneous estimation of compressible mudcake parameters // Powder Technol. Elsevier, 2021. Vol. 386. P. 120–135.
6. Karakosta K., Mitropoulos A.C., Kyzas G.Z. A review in nanopolymers for drilling fluids applications // J. Mol. Struct. Elsevier, 2021. Vol. 1227. P. 129702.
7. Kania D. et al. A review of biolubricants in drilling fluids: Recent research, performance, and applications // J. Pet. Sci. Eng. Elsevier, 2015. Vol. 135. P. 177–184.
8. Dewan J.T., Chenvert M.E. Mudcake Buildup And Invasion In Low Permeability Formations; Application To Permeability Determination By Measurement While Drilling. OnePetro, 1993.
9. Soto D. et al. Modified Starch as a Filter Controller in Water-Based Drilling Fluids // Mater. 2020, Vol. 13, Page 2794. Multidisciplinary Digital Publishing Institute, 2020. Vol. 13, No. 12. P. 2794.
10. Cai et al. Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids - Ryen Caenn, HCH Darley, George R. Gray - Google Books [Electronic resource].

2012. URL: [https://books.google.ru/books?hl=en&lr=&id=ohZanicqpmYC&oi=fnd&pg=PP1&ots=EcAtYtkfGW&sig=GL00yVWbvvhODCJh9ogE-GBI0nzY&redir\\_esc=y#v=onepage&q&f=false](https://books.google.ru/books?hl=en&lr=&id=ohZanicqpmYC&oi=fnd&pg=PP1&ots=EcAtYtkfGW&sig=GL00yVWbvvhODCJh9ogE-GBI0nzY&redir_esc=y#v=onepage&q&f=false) (accessed: 04.05.2023).

11. Wajheuddin M., Hossain M.E. Development of an Environmentally-Friendly Water-Based Mud System Using Natural Materials // Arab. J. Sci. Eng. Springer Verlag, 2018. Vol. 43, No. 5. P. 2501–2513.

12. Pfeiffer T. V. et al. Plasmonic Nanoparticle Films for Solar Cell Applications Fabricated by Size-selective Aerosol Deposition // Energy Procedia. Elsevier, 2014. Vol. 60. P. 3–12.

13. Lopes G. et al. Cationic and hydrophobically modified chitosans as additives for water-based drilling fluids // J. Appl. Polym. Sci. John Wiley & Sons, Ltd, 2014. Vol. 131, No. 11. P. 40300.

14. Li M.C. et al. Cellulose nanoparticles as modifiers for rheology and fluid loss in bentonite water-based fluids // ACS Appl. Mater. Interfaces. American Chemical Society, 2015. Vol. 7, No. 8. P. 5009–5016.

15. Song K. et al. Water-based bentonite drilling fluids modified by novel biopolymer for minimizing fluid loss and formation damage // Colloids Surfaces A Physicochem. Eng. Asp. Elsevier, 2016. Vol. 507. P. 58–66.

16. Movahedi H., Vasheghani Farahani M., Jamshidi S. Application of Hydrated Basil Seeds (HBS) as the herbal fiber on hole cleaning and filtration control // J. Pet. Sci. Eng. Elsevier, 2017. Vol. 152. P. 212–228.

17. Soares A.S.F. et al. Effect of solid particle size on the filtration properties of suspension viscosified with carboxymethylcellulose and xanthan gum // J. Pet. Sci. Eng. Elsevier, 2020. Vol. 185. P. 106615.

18. Ahmad H.M., Kamal M.S., Al-Harathi M.A. High molecular weight copolymers as rheology modifier and fluid loss additive for water-based drilling fluids // J. Mol. Liq. Elsevier, 2018. Vol. 252. P. 133–143.

19. Li M.C. et al. PH-Responsive Water-Based Drilling Fluids Containing Bentonite and Chitin Nanocrystals // ACS Sustain. Chem. Eng. American Chemical Society, 2018. Vol. 6, No. 3. P. 3783–3795.

20. Collier H. Borehole geophysical techniques for determining the water quality and reservoir parameters of fresh and saline water aquifers in Texas. 1993.
21. Ismail A.R. et al. Evaluation of a naturally derived tannin extracts biopolymer additive in drilling muds for high-temperature well applications // *J. Pet. Explor. Prod. Technol.* Springer, 2020. Vol. 10, No. 2. P. 623–639.
22. Betiha M.A. et al. Fabrication of ionic liquid-cellulose-silica hydrogels with appropriate thermal stability and good salt tolerance as potential drilling fluid // *Arab. J. Chem.* Elsevier, 2020. Vol. 13, No. 7. P. 6201–6220.
23. Lei M. et al. Synthesis, characterization, and performance of carboxymethyl chitosan with different molecular weight as additive in water-based drilling fluid // *J. Mol. Liq.* Elsevier, 2020. Vol. 310. P. 113135.
24. Sun J. et al. Environmentally friendly and salt-responsive polymer brush based on lignin nanoparticle as fluid-loss additive in water-based drilling fluids // *Colloids Surfaces A Physicochem. Eng. Asp.* Elsevier, 2021. Vol. 621. P. 126482.
25. Tavares K.M. et al. Corn and cassava starch with carboxymethyl cellulose films and its mechanical and hydrophobic properties // *Carbohydr. Polym.* Elsevier, 2019. Vol. 223. P. 115055.
26. Zoveidavianpoor M., Samsuri A. The use of nano-sized Tapioca starch as a natural water-soluble polymer for filtration control in water-based drilling muds // *J. Nat. Gas Sci. Eng.* Elsevier, 2016. Vol. 34. P. 832–840.
27. 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.* Elsevier, 2015. Vol. 140. P. 711–716.
28. Majzoobi M., Farahnaky A. Granular cold-water swelling starch; properties, preparation and applications, a review // *Food Hydrocoll.* Elsevier, 2021. Vol. 111. P. 106393.
29. R S. et al. Rheological and Fluid Loss Properties of Water Based Drilling Mud Containing HCl-Modified Fufu as a Fluid Loss Control Agent // *Int. J. Chem. Eng. Appl.* EJournal Publishing, 2014. Vol. 5, No.6. P. 446–450.

30. Pérez S., Bertoft E. The molecular structures of starch components and their contribution to the architecture of starch granules: A comprehensive review // *Starch - Stärke*. John Wiley & Sons, Ltd, 2010. Vol. 62, No. 8. P. 389–420.
31. Harry, T., Joel, O., Ademiluyi, F., Oduola K. Application of Starches from Selected Local Cassava (*Manihot Exculenta* Crantz) as Drilling Mud Additives [Electronic resource] // 2017. URL: [https://www.researchgate.net/publication/316279507\\_Application\\_of\\_Starches\\_from\\_Selected\\_Local\\_Cassava\\_Manihot\\_Exculenta\\_Crantz\\_as\\_Drilling\\_Mud\\_Additives](https://www.researchgate.net/publication/316279507_Application_of_Starches_from_Selected_Local_Cassava_Manihot_Exculenta_Crantz_as_Drilling_Mud_Additives) (accessed: 04.05.2023).
32. Lu D.R., Xiao C.M., Xu S.J. Starch-based completely biodegradable polymer materials // *Express Polym. Lett.* 2009. Vol. 3, No. 6. P. 366–375.
33. Sepehri S. et al. Effect of synthetic water-soluble polymers on the properties of the heavy water-based drilling fluid at high pressure-high temperature (HPHT) conditions // *J. Pet. Sci. Eng.* Elsevier, 2018. Vol. 166. P. 850–856.
34. NASIRI A. et al. Influence of monoethanolamine on thermal stability of starch in water based drilling fluid system // *Pet. Explor. Dev.* Elsevier, 2018. Vol. 45, No. 1. P. 167–171.
35. Nyeche, W., Nmegbu, J., Ifeoma P. (PDF) Drilling Mud Formulation Using Potato Starch(*Ipomoea Batatas*) [Electronic resource]. URL: [https://www.researchgate.net/publication/282075683\\_Drilling\\_Mud\\_Formulation\\_Using\\_Potato\\_StarchIpomoea\\_Batatas](https://www.researchgate.net/publication/282075683_Drilling_Mud_Formulation_Using_Potato_StarchIpomoea_Batatas) (accessed: 04.05.2023).
36. Samavati T., Adullah N. The Experimental Assessment and Study of Ubi Kayu Starch as Fluid Loss Control Agent in Water Based Drilling Fluids. 2016. Vol. 3, No. 4. P. 1–6.
37. Ghazali N.A. et al. Potential of Corn Starch as Fluid Loss Control Agent in Drilling Mud // *Appl. Mech. Mater.* Trans Tech Publications, Ltd., 2015. Vol. 754–755. P. 682–687.
38. Harry T.F. et al. Performance evaluation of local cassava starches with imported starch for drilling fluid. 2016. Vol. 5, No. 10. P. 111–120.

39. Novrianti et al. Experimental analysis of cassava starch as a fluid loss control agent on drilling mud // Mater. Today Proc. Elsevier, 2021. Vol. 39. P. 1094–1098.
40. Alsabagh A.M. et al. Investigation of some locally water-soluble natural polymers as circulation loss control agents during oil fields drilling // Egypt. J. Pet. Elsevier, 2014. Vol. 23, No. 1. P. 27–34.
41. Assi A.H. Potato Starch for Enhancing the Properties of the Drilling Fluids // Iraqi J. Chem. Pet. Eng. Iraqi Journal of Chemical and Petroleum Engineering, 2018. Vol. 19, No. 3. P. 33–40.
42. Nwabueze Q., Ighalo J.O., Nwabueze Q.A. Utilisation of Sweet Potato (*Ipomoea batatas*) and Rice Husk (*Oryza sativa*) Starch Blend as a Secondary Viscosifier and Fluid Loss Control Agent in Water-based Drilling Mud Environmental Pollution Control View project Process Modeling and Biofuels Productio // Pet. Coal. 2020.
43. Al-saba M.T. et al. Experimental Investigation of Bio-Degradable Environmental Friendly Drilling Fluid Additives Generated from Waste // Soc. Pet. Eng. - SPE Int. Conf. Exhib. Heal. Safety, Secur. Environ. Soc. Responsib. 2018. OnePetro, 2018.