

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

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Повышение эффективности первичного вскрытия продуктивных пластов биополимерными растворами на примере месторождений Западной Сибири

УДК 622.244.5:622.323:678.7

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ02	Аверкиев Владислав Алексеевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Ковалев А.В.	К.Т.Н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Аспирант отделения нефтегазового дела	Захаров А.С.			

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		

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

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Коммуникация	УК(У)-4. Способность применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия	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
		И.УК(У)-4.2. Составляет, переводит и редактирует различные академические тексты (рефераты, эссе, обзоры, статьи и т.д.)
		И.УК(У)-4.3. Представляет результаты академической и профессиональной деятельности на различных научных мероприятиях, включая международные
		И.УК(У)-4.4. Планирует и организывает совещания, деловые беседы, дискуссии по заданной теме; аргументированно и конструктивно отстаивает свою точку зрения, позицию, идею в академических и профессиональных дискуссиях на государственном и иностранном языках
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	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
		И.УК(У)-6.2. Сочетает выполнение текущих производственных задач с повышением квалификации; корректирует планы в соответствии с имеющимися ресурсами
		И.УК(У)-6.3. Планирует профессиональную траекторию с учетом особенностей как профессиональной, так и других видов деятельности и требований рынка труда

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. Обрабатывает 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, систематизируя и обобщая 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
Тип задач профессиональной деятельности: технологический				
19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа	1. Технологический контроль и управление процессами строительства скважин.	19.005 Профессиональный стандарт "Буровой супервайзер в нефтегазовой отрасли" (Утвержден приказом Минтруда России от 27.11.2014 № 942н) ОТФ В «Технологический контроль и управление процессом бурения скважин на месторождениях»	ПК(У) -1. Способность осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами строительства скважин ТФ В «Обеспечение выполнения подрядными организациями проектных решений при бурении скважин на месторождениях»	И.ПК(У) -1.1. Осуществляет контроль и управление безопасного ведения технологических операций в соответствии с нормативными документами и отраслевыми регламентами.
				И.ПК(У) -1.2. Осуществляет контроль выполнения подрядными организациями проектных решений при строительстве скважины.
				И.ПК(У) -1.3. Определяет возможные риски при проведении технологических операций и применяет эффективные способы их предупреждения.
	2. Контроль, управление и выполнение работ по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации бурового оборудования.	19.005 Профессиональный стандарт "Буровой супервайзер в нефтегазовой отрасли" Утвержден приказом Минтруда России от 27.11.2014 № 942н) ОТФ А «Технологический контроль и управление процессом бурения скважин»	ПК(У) -2. Способность обеспечивать безопасную и эффективную эксплуатацию бурового оборудования ТФ А «Технический контроль состояния, работоспособности бурового оборудования и условий хранения материалов на буровой площадке.	И.ПК(У) -2.1. Оценивает преимущества и недостатки применяемого бурового оборудования, определяет благоприятную область применения И.ПК(У) -2.2. Соблюдает требования инструктивно-нормативной документации по эксплуатации и обслуживанию бурового оборудования.
Тип задач профессиональной деятельности: научно-исследовательский				
19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа		Мнение экспертов, пожелания работодателей.	ПК(У)-3. Способность планировать и проводить аналитические,	И.ПК(У)-3.1. 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.

	1.Инициирование создания, разработка и проведение экспериментальной проверки инновационных технологий в области строительства скважин.		имитационные и экспериментальные исследования, критически оценивать данные и делать выводы.	И.ПК(У)-3.2. 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.	ПК(У)-4. Способность проводить анализ и обобщение научно-технической информации в области строительства скважин.	И.ПК(У)-4.1. Владеет навыками проведения анализа и систематизации информации по теме исследований, а также патентных исследований. И.ПК(У)-4.2. Оценивает возможность применения наиболее совершенных на данный момент технологий строительства скважин.
Тип задач профессиональной деятельности: педагогический				
1 «Образование и наука» (в сфере научных исследований)	1. Разработка методических материалов для обеспечения подготовки и аттестации специалистов	01.004 Профессиональный стандарт «Педагог профессионального обучения, профессионального образования и дополнительного профессионального образования» (утвержден приказом Минтруда России от 08.09.2015 № 608н). ОТФ G Научно-методическое и учебно-методическое обеспечение реализации программ профессионального обучения	ПК(У)-5. Способность разрабатывать методическое обеспечение для первичной периодической подготовки и аттестации специалистов в области строительства скважин. (ТФ Н/04.7 «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»).	И.ПК(У)-5.1. Участвует в разработке методических документов, необходимых для подготовки и аттестации в области промышленной безопасности на опасных производственных объектах в процессе строительства скважин

Школа – Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) – Нефтегазовое дело
 Уровень образования – магистратура
 Отделение школы (НОЦ) – Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения – осенний / весенний семестр 2021/2022 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 2022	1. Проведение литературного обзора по теме.	20
02 апреля 2022	2. Разработка методики проведения литературного обзора и обобщения отечественного и зарубежного опыта по тематике диссертации.	5
05 апреля 2022	3. Промежуточная аттестация выполнения диссертации в виде доклада на XXIV Международном научном симпозиуме студентов и молодых ученых им. академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр».	10
13 мая 2022	4. Проведение литературного обзора по тематике диссертации и анализ полученных результатов.	40
20 мая 2022	5. Формулирование выводов и рекомендаций.	20
25 мая 2022	6. Предварительная защита диссертации.	5

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Ковалев А.В.	к.т.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» (ТПУ)

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
2БМ02	Аверкиеву Владиславу Алексеевичу

Тема работы:

Повышение эффективности первичного вскрытия продуктивных пластов биополимерными растворами на примере месторождений Западной Сибири	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	08.02.2022, №39-41/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Объект исследования: биополимерный буровой раствор для первичного вскрытия. Область применения: растворы первичного вскрытия.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <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 Аналитический обзор 1.1 Системы технологических жидкостей для вскрытия продуктивных пластов 1.2 Основные механизмы повреждения продуктивных пластов при первичном вскрытии 1.3 Влияние компонентного состава бурового раствора на процесс вскрытия коллекторов 1.4 Постановка выводов аналитического обзора и целей исследования

	2 Методика исследований при анализе свойств биополимерных растворов первичного вскрытия 2.1 Методика проведения исследований 2.2 Методика приготовления буровых растворов 2.3 Определение технологических параметров буровых растворов 3 Результаты лабораторных исследований
Перечень графического материала (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	Профессор отделения иностранных языков, д.ф.н. Матвеев И.А.
Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:	
The main mechanisms of formation damage and drilling fluid composition during drilling-in process	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
---	--

Задание выдал руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Ковалев А.В.	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ02	Аверкиев Владислав Алексеевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ02	Аверкиеву Владиславу Алексеевичу

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Технология строительства нефтяных и газовых скважин

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	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. Нормы и нормативы расходования ресурсов	РД 153-39-007-96 ВСН 39-86 СНиП IV-5-82
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Налоговый кодекс Российской Федерации ФЗ №212 от 24.07.2009 в ред. от 26.03.2022
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке	
1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Обоснование перспективности строительства эксплуатационной скважины на месторождении Западной Сибири для дальнейшего применения на ней биополимерного бурового раствора
2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Расчеты локальных смет строительства эксплуатационной скважины на месторождении Западной Сибири
3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Расчет итоговой стоимости строительства скважины с потенциальным применением в дальнейшем системы биополимерного бурового раствора
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):	
Сметная документация по обоснованию и общей оценке стоимости перечня операций по строительству скважины в табличной форме	

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.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ02	Аверкиев Владислав Алексеевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа		ФИО	
2БМ02		Аверкиеву Владиславу Алексеевичу	
Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Повышение эффективности первичного вскрытия продуктивных пластов биополимерными растворами на примере месторождений Западной Сибири	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
Введение – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации	<i>Объект исследования:</i> биополимерные буровые растворы и их свойства <i>Область применения:</i> буровые растворы для первичного вскрытия коллекторов <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
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при разработке проектного решения: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	Инструкция №13-107 по охране труда для работающих с химическими веществами. Научно-инновационная лаборатория «Буровые промывочные 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 производственное. Общие эргономические требования.
2. Производственная безопасность при разработке проектного решения: – Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов – Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора	Вредные факторы: 1. отклонение параметров микроклимата; 2. отсутствие (недостаток) естественного света; 3. статические перегрузки; 4. недостаточная освещенность рабочей зоны; 5. повышенная температура поверхности оборудования. Опасные факторы: 1. химические (раздражающие и токсические); 2. электрический ток. Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов: 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.

	Расчет: расчет системы искусственного освещения
3. Экологическая безопасность при разработке проектного решения	Воздействие на литосферу: загрязнение почвы химическими отходами и продуктами исследовательской деятельности Воздействие на гидросферу: загрязнение сточных вод и водоемов химическими отходами и продуктами исследования Воздействие на атмосферу: попадание в атмосферу испарений и пыли от реагентов
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при разработке проектного решения:	Возможные ЧС: пожар, землетрясения, лесные пожары Наиболее типичная ЧС: возникновение пожара
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
2БМ02	Аверкиев Владислав Алексеевич		

Реферат

Магистерская диссертация включает 105 страниц текстового материала, 18 рисунков, 20 таблиц, 72 источника, 3 приложения.

Ключевые слова: буровой раствор, первичное вскрытие, биополимеры, ксантан, призабойная зона пласта, коллекторские свойства, загрязнение пласта.

Объект исследования: биополимерный буровой раствор для первичного вскрытия.

Цель работы: совершенствование системы биополимерных буровых растворов первичного вскрытия продуктивных пластов, обеспечивающей сохранение естественных фильтрационно-емкостных свойств пласта-коллектора.

Результаты исследования: оценено влияние изменения компонентного состава на общетехнологические свойства биополимерных растворов первичного вскрытия, а также на результат освоения, характеризующийся повышенным коэффициентом первичного вскрытия.

Методы проведения исследования: исследование общетехнологических параметров растворов. Экспериментальная оценка основных осложнений при применении водных буровых растворов вскрытия на примере образцов кернового материала с месторождения Западной Сибири.

Область применения: растворы первичного вскрытия.

Abstract

Master's thesis includes 105 pages of text material, 18 figures, 20 tables, 72 sources, 3 appendices.

Keywords: drilling fluid, drilling-in, biopolymers, xanthan, bottom-hole formation zone, reservoir properties, formation damage.

Object of study: biopolymer drilling fluid for drilling-in process.

Objective: improvement of system of biopolymer drilling-in fluids, which ensures preservation of natural reservoir properties of reservoir.

Research results: influence of changing component composition on general technological properties of biopolymer drilling-in fluids, as well as on result of development, characterized by an increased coefficient of drilling-in, was evaluated.

Research methods: research of general technological parameters of drilling fluids. Experimental assessment of main complications in using of water-based drilling fluids for drilling-in on an example of core material samples from a field in Western Siberia.

Application area: drilling-in fluids.

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;
НПАВ – неионогенное 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

Введение.....	19
1. Аналитический обзор.....	20
1.1 Системы технологических жидкостей для вскрытия продуктивных пластов.....	20
1.1.1 Буровые растворы на водной основе	22
1.1.2 Растворы на углеводородной основе	29
1.2 Основные механизмы повреждения продуктивных пластов при первичном вскрытии.....	35
1.3 Влияние компонентного состава бурового раствора на процесс вскрытия коллекторов.....	43
1.4 Постановка выводов аналитического обзора и целей исследования.....	51
2. Методика исследований при анализе свойств биополимерных растворов первичного вскрытия	54
2.1 Методика проведения исследований	54
2.2 Методика приготовления буровых растворов	56
2.3 Определение технологических параметров буровых растворов.....	57
2.3.1 Анализ реологических параметров	57
2.3.2 Определение фильтрационных параметров буровых растворов	59
2.3.3 Определение pH буровых растворов.....	59
2.3.4 Определение остаточной водонасыщенности и поверхностного натяжения	60
3. Результаты лабораторных исследований.....	62
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	63
5. Социальная ответственность	64
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	65
5.1.1 Правовые нормы трудового законодательства	65
5.1.2 Эргономические требования к правильному расположению и компоновке рабочей зоны.....	67
5.2 Производственная безопасность.....	68
5.2.1 Анализ выявленных вредных и опасных факторов.....	68
5.2.2 Расчет системы искусственного освещения.....	76
5.3 Экологическая безопасность.....	77
5.3.1 Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду	77
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	79
Заключение	81
Список литературы	82
Приложение А	90

Приложение Б	94
--------------------	----

Введение

Применение растворов первичного вскрытия, предусмотренных в интервалах залегания продуктивных пластов, является важным технологическим аспектом. Основная их цель – сохранение коллекторских свойств и обеспечение высокого уровня добычи после освоения.

Повышение результативности и обеспечение высокого уровня добычи достигается за счет применения новых высокоэффективных технологий и материалов, в частности, за счет повышения эффективности растворов первичного вскрытия на водной основе путем совершенствования существующих составов растворов и применения рецептур на основе биополимеров. Основопологающим преимуществом биополимерных буровых растворов является высокая способность обеспечения относительно высокой степени сохранения коллекторских свойств при первичном вскрытии и высоких показателей дебита в дальнейшем, что, в свою очередь, является целевой и актуальной задачей.

Целью данной работы является усовершенствование систем буровых растворов на водной основе для первичного вскрытия продуктивных пластов, предназначенных для обеспечения максимального сохранения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) призабойной зоны пласта (ПЗП).

Задачи:

1. провести обзор существующих систем буровых растворов для первичного вскрытия;
2. провести анализ основных причин снижения фильтрационно-емкостных свойств продуктивного коллектора;
3. оценить влияние изменения компонентного состава биополимерного бурового раствора вскрытия на коэффициент первичного вскрытия.

1 Аналитический обзор

Первой рабочей жидкостью, входящей в контакт с продуктивным горизонтом, является буровой раствор, поэтому его качество во многом определяет возможность получения запланированного дебита нефтяных и газовых скважин. Применение буровых растворов, не предназначенных для первичного вскрытия продуктивного пласта (растворы для бурения интервалов под направление, кондуктор и т.д.), может быть причиной серьезного повреждения для коллектора.

Промывочные жидкости для вскрытия продуктивных пластов являются специально спроектированными технологическими жидкостями. Буровые растворы для первичного вскрытия в большей мере обеспечивают сохранение исходных коллекторских свойств и снижают степень загрязнения продуктивного пласта, при этом сочетая высокие технические и экономические показатели бурения [1].

1.1 Системы технологических жидкостей для вскрытия продуктивных пластов

Характерной особенностью при проведении операции первичного вскрытия и выбора соответствующей промывочной жидкости является наличие того фактора, что применение кислотной обработки в терригенных коллекторах не дает того же эффекта, что и в случае карбонатных коллекторов.

При выборе бурового раствора для первичного вскрытия, в первую очередь, руководствуются типом коллектора, в соответствии с которым определяется как дисперсионная среда, так и остальной компонентный состав системы промывочной жидкости [1].

Качество первичного вскрытия обуславливается степенью анализа и оценки горно-геологических условий, а также оптимальных параметров и свойств применяемых систем буровых растворов для первичного вскрытия.

Снизить степень загрязнения продуктивной зоны и обеспечить относительно высокое сохранение коллекторских свойств можно за счет следующих технологических решений обработки и модификации системы бурового раствора:

- 1) снижение или полное исключение твердой фазы;
- 2) применение для контроля структурно-реологического профиля полимеров с возможностью их дальнейшей деструкции;
- 3) применение поверхностно-активных веществ (ПАВ) в целях контроля смачиваемости коллекторов;
- 4) формирование тонкой непроницаемой фильтрационной корки за счет подбора гранулометрического состава твердой фазы;
- 5) ингибирующее действие в отношении глинистых минералов;
- 6) структурно-реологический профиль должен обеспечивать качественную и эффективную очистку ствола скважины, при этом оказывая минимальную нагрузку на технологическую систему и залегающие пласты.

В промысловой практике условно приняты следующие значения показателя качества заканчивания скважин (коэффициента восстановления проницаемости) [2]:

- 1) менее 0,7 – неудовлетворительное;
- 2) в диапазоне 0,7-0,8 – удовлетворительное;
- 3) в диапазоне 0,8-0,9 – хорошее;
- 4) более 0,9 – очень хорошее;
- 5) равен единице.

В целом, в качестве дисперсионной среды буровых растворов первичного вскрытия могут выступать вода, нефть, растворы солей, прямые и обратные эмульсии (до 70% водной фазы). В соответствии с выбранной дисперсионной средой, системы буровых растворов подразделяются на две большие категории: буровые растворы на водной основе (РВО) и буровые растворы на углеводородной основе (РУО) [1, 2].

1.1.1 Буровые растворы на водной основе

Применение водных буровых растворов исторически является одним из первых технологических решений в области промывки скважин. Опыт применения буровых растворов на водной основе прошел путь от использования в качестве промывочной жидкости технической воды до сложных многокомпонентных систем, полученных благодаря детальному проектированию и опытно-лабораторным исследованиям. В целом, самыми распространенными буровыми растворами на водной основе, из когда-либо применяемых, являются следующие: глинистые, полимерные, полимер-глинистые, ингибирующие, соленасыщенные, а также биополимерные системы. Оказываемое влияние на проницаемость призабойной зоны пласта буровыми растворами на водной основе зависит, прежде всего, от типа и компонентного состава применяемых систем [3].

Водные системы буровых растворов состоят из воды, выступающей в качестве дисперсионной среды и основы, и ряда других функциональных компонентов, которые являются, непосредственно, дисперсной фазой в таких системах (утяжелители, глинопорошки и т.д.) [1].

Глинистые. Представляют собой коллоидно-суспензионную систему, состоящую из глины, воды и частиц выбуренной породы. Глинистые растворы приготавливают в основном из глинопорошков. Наиболее распространены следующие виды буровых растворов, которые готовятся на основе глины:

- 1) Диспергированные буровые растворы. Используются на больших глубинах (для оказания достаточного противодавления) и при бурении в осложнённых условиях. В состав глинистой основы входят дефлокулянты и понизители фильтратоотдачи (ПФ): лигносульфаты, лигнитов и танины. Для увеличения ингибирующей способности вводят составы с содержанием калия.

- 2) Кальциевые буровые растворы. Основа данных растворов представлена гашеной известью (гидроокись кальция), сернокислой известью (сульфат кальция), хлоридом кальция и глинистым минералом. Они образуют

кислотоустойчивый слой и нейтрализуют ангидридные примеси, но вместе с тем, чувствительны к высоким температурам, при которых загустевают или затвердевают. В данных растворах интенсивному набуханию глин препятствуют содержащиеся в фильтрате бурового раствора катионы кальция.

3) Буровые растворы с низким содержанием твердых частиц. Содержание твердых примесей в растворах этого типа не превышает 6-10%, а объем коллоидной фракции – 3% и менее. Основным преимуществом буровых растворов с низким содержанием твердых примесей является значительное повышение скорости проходки [4].

4) Полимер-глинистые (инкапсулированные) буровые растворы. В полимер-глинистых растворах характерной особенностью является способность полимеров инкапсулировать глинистые частицы, тем самым препятствуя их набуханию и диспергированию. Полимерные добавки, на сегодняшний день, чаще всего, выступают в роли понизителей водоотдачи.

Для оценки эффективности действия полимерных добавок в составе глинистых растворов рекомендуется параметр – показатель эффективности [5]:

$$K_3 = \frac{\Phi_{30}^0 - \Phi_{30}^C}{\Phi_{30}^0 \cdot C} \quad (1)$$

где Φ_{30}^0 — показатель фильтрации промывочной жидкости без полимера, см³;

Φ_{30}^C — показатель фильтрации при добавке полимера в концентрации C , см³;

C — концентрация полимера в промывочной жидкости, г/л.

Зависимость коэффициента эффективности от концентрации полимера в растворе имеет максимум, что обуславливает область наиболее эффективного действия рекомендуемых полимерных добавок на изменение показателя фильтрации. Эта область наиболее эффективного действия полимеров должна определяться экспериментально применительно к конкретному виду промывочной жидкости и минерализации воды.

В бурении применяют различные полимеры, такие как целлюлоза, экзополисахариды, частично гидролизированный полиакриламид (для

инкапсулирования или увеличения выхода раствора на основе бентонита). Эти растворы содержат минимальный объем бентонита или являются безглинистыми [4, 5].

Основными преимуществами растворов на глинистой основе являются:

- 1) удержание шлама во взвешенном состоянии;
- 2) формирование непроницаемой фильтрационной корки;
- 3) регулирование гидростатического давления;
- 4) возможность проведения геофизических исследований.

К недостаткам глинистых растворов, в частности, при первичном вскрытии пластов, в большинстве случаев, можно отнести:

- 1) прихваты бурильной колонны и приборов в стволе скважины;
- 2) закупоривание каналов фильтрации глинистыми частицами;
- 3) большие затраты химических реагентов на приготовление растворов;
- 4) невысокие показатели бурения;
- 5) потери циркуляции промывочной жидкости, которые вызывают флюидопроявления из вышележащих пропластков;
- 6) снижение качества цементирования из-за рыхлой глинистой корки [4, 6, 7].

В настоящее время, для вскрытия продуктивных интервалов, глинистые и полимер-глинистые растворы, ввиду наличия высокой концентрации твердой фазы, практически не применяются.

Ингибирующие. Ингибирующие буровые растворы предназначены, прежде всего, для бурения глинистых интервалов, поскольку их основной характерной особенностью является предупреждение набухания глин, и, как следствие, снижение загрязнения призабойной зоны пласта глинистыми частицами. Как правило, это ингибированные минеральными солями (хлористый калий, известь, хлористый кальций и др.) промывочные жидкости [1, 8].

Ингибирующий эффект достигается в результате [1]:

- 1) ввода поливалентного катиона (гипс, хлористый кальций);
- 2) обработки солями-коагулянтами (NaCl, KCl);

3) добавки солей поливалентных металлов, переходящих в растворе в гидроокиси;

4) обработки высокощелочными соединениями, увеличивающими глиноёмкость буровых растворов;

5) использования модифицированных лигносульфонатов;

6) ввода полимеров;

7) комбинированных обработок.

По сравнению с глинистыми, плотность ингибирующих буровых растворов может быть увеличена без изменения концентрации твердой фазы. В качестве таких буровых растворов используют водные растворы солей хлорида кальция (CaCl_2), хлорида цинка (ZnCl_2), бромида кальция (CaBr_2). Однако, растворы солей увеличивают и обуславливают вероятность солеотложений и повышенный коррозионный износ технологического оборудования [3].

Полимерные. К данной категории, как правило, относятся безглинистые и растворы с малым содержанием твердой фазы. Характерной особенностью данного типа растворов является наличие в их компонентном составе различных полимерных реагентов:

1) синтетические полимеры;

2) полимеры, устойчивые к высоким забойным температурам;

3) полисахариды (целлюлоза, крахмал) и т.д.

В разрезах с преобладанием глин, безглинистые и полимерные растворы с низким содержанием твердой дисперсной фазы обеспечивают не только эффективность процесса бурения, но и устойчивость стенок скважины. Полимерные системы и составы инкапсулируют глинистые породы и препятствуют их увлажнению и набуханию, тем самым, предупреждая различные осложнения в процессе бурения. Особенности полимеров позволяют регулировать реологический профиль системы, а также снижать проникновение бурового раствора в продуктивный пласт за счет формирования фильтрационной корки на стенках скважины. Главной проблемой для данных растворов является насыщение их горной породой, что, в свою очередь, чаще всего решается вводом

селективных флокулянтов (например, гидролизированный полиакриламид), которые флокулируют кальциевую глину и выбуренную породу.

Эти типы растворов могут готовиться и на безглинистой основе. Добавка в водную дисперсионную среду полимера, в частности, негидролизованного полиакриламида (ПАА), способствует улучшению реологического профиля, ее выносу горной породы и ее флокуляции. Если же бурение ведется в интервалах высококоллоидальных глин, то дополнительно вводят неорганические электролиты ввиду сложности регулирования реологических свойств системы. Так, например, применение несшитого полиакриламида в системе бурового раствора способствует сохранению фильтрационных характеристик, в частности, низкопроницаемых карбонатных пластов, а также позволяет ввести их в активную разработку. Сшивка (стабилизация) ПАА изменяет механизм коагуляции с жидкополимерного на полимернодисперсный и увеличивает величину коагуляции [1, 5, 6, 9].

Минерализованные (соленасыщенные). Соленасыщенные растворы, как правило, представляют собой водную дисперсионную среду с добавлением солей (хлорид натрия и др). В таких системах, для контроля фильтратоотдачи и формирования реологического профиля, используются различные реагенты: карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ), крахмал и т.д. При этом, термостойкость соленасыщенного стабилизированного раствора зависит от используемого полимерного реагента (крахмал, КМЦ, полиакрилаты) и может составлять 140-220°C. Определенные сложности вызывает проникновение соленасыщенного фильтрата в призабойную зону пласта, что вызывает изменение относительной проницаемости. Восстановление проницаемости у таких систем жидкостей составляет около 20-40% [1, 4].

Биополимерные. Опыт горизонтального бурения, особенно при проходке глинистых интервалов, определил значимость и эффективность биополимерных промывочных систем. Главным преимуществом таких буровых растворов является способность образовывать высокоэффективные системы даже при небольших концентрациях биополимера. В свою очередь, биополимерные

буровые растворы обладают хрупкой гелеобразной структурой, псевдопластичными свойствами, а также аномально высокой вязкостью при низких скоростях сдвига.

В качестве биополимера применяется высокоочищенный ксантан-полимер (ХС), получаемый путем очистки продуктов жизнедеятельности бактерий *Xantomonas Campestris*. Образующаяся в растворе ячеистая структура в состоянии покоя и при низких скоростях, близких к нулю, обладает свойствами твердого тела в покое, и свойствами жидкости – при высоких скоростях сдвига. Особенности данного полимера обеспечивают ряд преимуществ, которые имеют благоприятное влияние как на процесс бурения, так и на первичное вскрытие продуктивных коллекторов [3, 8]:

1) высокие скорости проходки. Псевдопластичность биополимерных систем способствует более качественной очистке ствола, а мгновенная фильтрация и турбулентный поток – скорости разрушения породы;

2) снижение гидравлических нагрузок на пласт;

3) снижение скорости осаждения частиц выбуренной породы при остановках циркуляции, что обеспечивается за счет повышения вязкости системы из-за образования прочной межмолекулярной структуры биополимера;

4) высокая эффективность очистки ствола скважины от шлама в горизонтальных скважинах, для которых характерны отложения шламовых «подушек» и «дюн». Свойства биополимера способствуют более эффективному выносу шлама, придает высокие тискотропные свойства;

5) увеличение времени релаксации соответствует улучшению транспортирующей способности промывочной жидкости при проводке горизонтальных и сильно искривленных скважин;

6) оказание положительного влияния на сохранение фильтрационно-емкостных характеристик продуктивных горизонтов. Благодаря повышенной вязкости фильтрата такие растворы меньше проникают в пласт, обеспечивая тем самым самую небольшую зону обводнения.

7) естественная смазывающая способность.

Электролиты солей натрия и калия, в частности, их хлориды, в подобных системах служат для регулирования плотности, повышения устойчивости к бактерицидной деструкции и термостабильности, а также характеризуют ингибирующие свойства раствора.

Сохранение проницаемости продуктивных пластов в таких системах прежде всего обеспечивается за счет применения кислоторастворимого коагулирующего агента (карбоната кальция) и возможности удаления фильтрационной корки на этапе освоения [3, 5, 8, 10, 11].

Одним из отличительных свойств биополимерных буровых растворов является аномалия их вязкости при небольших концентрациях биополимера. При высоких скоростях деформации (10^3 - 10^4 с⁻¹) вязкость этих систем стремится к вязкости воды и достигает 3,5-4 мПа·с. При скорости деформации 50-150 с⁻¹ вязкость и структура этих растворов восстанавливаются, что способствует улучшению выноса выбуренной породы из скважины [12].

Тем не менее, биополимерные системы в своем компонентном составе требуют применения понизителей фильтратоотдачи (полианионный целлюлозы, карбоксиметилцеллюлозы, карбоксиметилированный крахмал и т.д.). Также, в связи с низкой гидрофобностью фильтрационной корки, характерными недостатками таких систем являются низкие ингибирующие и фильтрационные свойства.

Одним из недостатков полимерных растворов с крахмальными реагентами является подверженность раствора к бактерицидному разложению. Для предотвращения загнивания в промышленной практике применяют увеличение pH до 11,5-12,0, засоление (не ниже 20%) и добавку бактерицидов. Решение данной проблемы осуществляется вводом каустической соды, что в свою очередь является небезопасным для рабочего персонала. Поэтому большое значение приобретает производство модифицированных неферментирующихся крахмальных реагентов [13].

Применение биополимерных систем ограничивается их высокой стоимостью и, в большинстве случаев, вовсе может быть не рентабельным из-за

невысоких потенциальных дебитов скважин. Основным направлением, в котором затраты на использование биополимерных буровых растворов экономически оправданы – бурение горизонтальных скважин.

Обобщая данные по буровым растворам для первичного вскрытия на водной основе, можно отметить стремление к снижению твердой дисперсной фазы в растворе, высоким тиксотропным свойствам и минимальному влиянию на снижение фильтрационно-емкостных характеристик продуктивных горизонтов [12].

1.1.2 Растворы на углеводородной основе

Широкое распространение нашли буровые растворы на углеводородной основе, которые позволяют существенно сохранить естественные фильтрационно-емкостные свойства продуктивных коллекторов. Это обуславливается тем фактором, что используемая в качестве дисперсионной среды углеводородная основа обладает физико-химическим сродством к пластовому флюиду. Это обстоятельство препятствует образованию малоподвижных смесей в системе «буровой раствор-пластовый флюид» [13, 14].

Основными качествами, положительно влияющими на процесс первичного вскрытия продуктивных мощностей, для данного типа растворов являются: высокие ингибирующие свойства, что особенно важно при проходке глинистых интервалов; меньшая плотность по сравнению с буровыми растворами на водной основе, что, в свою очередь, целесообразно при бурении в условиях аномально низких пластовых давлений; невысокий показатель фильтрации; хорошие смазывающие свойства [3, 8].

Дисперсионная среда буровых растворов на углеводородной основе, как правило – неполярная жидкость. Наиболее доступным вариантом дисперсионной среды является нефть, но большее распространение нашли именно продукты ее переработки, в частности, дизельное топливо, марки которого имеют примерно одинаковую физико-химическую характеристику:

количество смол находится в пределах 40-50 мг на 100 см³ топлива; плотность – 0,83-0,85 г/см³; вязкость – 4,0-6,0 мПа·с, что позволяет выдерживать разработанные рецептуры РУО в различных регионах.

Минеральные масла объединены в группу продуктов переработки нефти с низким содержанием ароматических углеводородов, представляющих наибольшую экологическую опасность. Положительным качеством минеральных масел является лучшая их удаляемость с поверхности частиц выбуренной породы (остаточное количество 5–6% против 16–17% для дизельного топлива).

Новой, более экологичной и менее токсичной альтернативой, являются синтетические углеводороды, к тому же, они устойчивы к бактерицидной агрессии. Тем не менее, синтетическая основа сравнительно дороже более традиционных аналогов (нефть, дизельное топливо). Как правило, это простые и сложные эфиры, полиальфаолефины, изомеридальфаолефины и др [4, 15].

Компонентный состав бурового раствора на углеводородной основе, обычно, включает следующий перечень реагентов:

- 1) нефть, дизельное топливо или синтетическая основа, как дисперсионные среды;
- 2) эмульгаторы-стабилизаторы;
- 3) гидрофобизатор;
- 4) окись кальция (контроль pH, нейтрализатор CO₂ и H₂S);
- 5) ПАВ-смачиватель – для повышения коагуляционного структурообразования при введении в растворы на углеводородной основе;
- 6) органофильный бентонит – модификация глинистых материалов солями аммония. Выступают в роле структурообразователя и понизителя фильтратоотдачи;
- 7) барит и карбонат кальция, как утяжелители бурового раствора;
- 8) хлорид кальция (CaCl₂) – ингибитор глин;
- 9) гильсонит – понизитель фильтрации.

Для предупреждения потери РУО в рамках трещинных и кавернозных интервалов, активно применяется асфальт, в том числе и синтетический [15].

Растворы на углеводородной основе, в сравнении с водными системами, имеют целый ряд преимуществ [1]:

- 1) высокая стабильность при многократном использовании и продолжительном хранении;
- 2) обладают инертностью к глинистым породам и солям;
- 3) обладают хорошими смазывающими свойствами;
- 4) относительная простота в выборе утяжелителя;
- 5) термостабильность;
- 6) высокая степень сохранения коллекторских свойств пласта.

Недостатками, сдерживающими широкое применение данного типа растворов, являются: высокая стоимость, пожароопасность; трудность очистки от шлама и проведения электрометрических работ; экологическая вредность (токсичность, проблемы утилизации).

Основная область применения растворов на углеводородной основе – вскрытие пластов с низкими пластовыми давлениями, к тому же данные типы растворов могут применяться при высоких забойных температурах и при проходке пропластков солей и глин [3].

Эмульсионные. Эмульсионные системы разработаны, прежде всего, с той целью, чтобы сократить затраты на использование углеводородов в качестве дисперсионной среды, но при этом сохранить их основные преимущества. Однако, при применении эмульсионных растворов, необходимо вести контроль концентраций компонентов в системе, в частности, влияющих на стабильность системы, в противном случае, могут возникать соответствующие осложнения – коалесценция эмульсии, а также разделение фаз.

Эмульсия представляет собой систему «вода в масле», которая является эмульсией второго рода. Эмульсионные растворы могут содержать до 50% солей в водной фазе.

Слабые эмульсии имеют более жидкую консистенцию, низкую электростабильность, более подвижны и текучи.

Эмульсионные жидкости (прямые эмульсии) более предпочтительны за счет улучшенных реологических и фильтрационных показателей. Так, плотность прямой эмульсии может составлять 920-950 кг/м³, а при использовании облегчающих добавок (микросфер) – 880-900 кг/м³. Для увеличения плотности эмульсионных растворов используются смеси солей (хлористого кальция и хлористого цинка) или утяжелители (барит).

Контроль реологических свойств, фильтратоотдачи и стабильности эмульсии осуществляется за счёт изменения концентрации присадок и солей в системе и регулируется в широких пределах за счет соотношения фаз в системе и концентрации эмульгаторов-стабилизаторов. Причем, под воздействием температуры, может возникать расслаивание водной и неполярной фаз с последующим снижением коллекторских свойств за счет проникновения воды в околоскважинную зону. Также, несмотря на большую инертность к пластовым породам и флюиду, эмульсионные растворы требуют применения качественных и дорогих компонентов, а регулирование свойств эмульсионной системы, особенно при повышенных температурах, является крайне ответственной и трудоемкой задачей [1, 2, 4, 15].

Выводы. Существующий ассортимент буровых растворов и технологий для первичного вскрытия не является универсальным. При бурении скважин, чаще всего, руководствуются именно безаварийной и бесперебойной работой, сохраняя при этом оптимальные технико-экономические показатели. В частности, по этой причине, широкое распространение находили глинистые буровые растворы, а применение новых систем и технологий в рамках первичного вскрытия, прежде всего, требует определенных финансовых вложений [3].

Ныне применяемые системы буровых растворов для первичного вскрытия характеризуются определенными опытно-промышленными значениями коэффициента восстановления проницаемости (таблица 1.1) [15-18].

Таблица 1.1 – Коэффициенты восстановления проницаемости буровых растворов

Тип бурового раствора	Коэффициент восстановления проницаемости $K_{вп}$, доли единиц
Глинистый	0,05-0,10
Алюминатный	0,20-0,40
Безглинистый полимерный	0,20-0,40
Биополимерный	0,30-0,45
Минерализованный	0,45-0,85
На нефтяной основе	0,6-0,9

Применение РУО при вскрытии пластов также имеет ряд ограничивающих факторов. К ним можно отнести специфичность и высокие требования к оборудованию (система очистки, циркуляционная система в целом), дороговизну материалов, высокую вероятность риска загрязнения окружающей среды, наличие специально подготовленного персонала, к тому же эти растворы более сложны в применении и управлении свойствами системы.

К качеству раствора для вскрытия продуктивного пласта горизонтальным стволом предъявляются более высокие и жесткие требования, чем проведение подобной операции в рамках вертикальных скважин. Особый акцент сконцентрирован именно на транспортной способности бурового раствора, низкой вязкости системы и турбулентности потока.

Полимеры в системах участвуют в образовании тонкой фильтрационной корки, и тем самым, их применение особенно целесообразно в скважинах малых диаметров. Полимерные реагенты обеспечивают псевдопластичность, инкапсулирующие и ингибирующие свойства, а также высокие фильтрационные характеристики [19].

Таким образом, использование растворов первичного вскрытия на водной основе экономически и технически выгоднее, чем применение растворов на углеводородной основе. Наиболее перспективным решением для первичного вскрытия продуктивных горизонтов является применение биополимерных буровых растворов [20].

Компонентные составы в общем виде для приведенных выше буровых растворов представлены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Компонентные составы буровых растворов для первичного вскрытия продуктивных пластов

Буровые растворы для первичного вскрытия на водной основе (РВО)		
Раствор	Компонент	Функция (класс)
Глинистый (бентонитовый)	Каустическая сода	Регулятор щелочности (pH)
	Глинопопрошок (бентонит)	Структурообразователь
	Барит	Утяжелитель
Полимер-глинистый	Каустическая сода	Регулятор щелочности (Ph)
	Глинопопрошок	Структурообразователь
	Полиакриламид	Понизитель фильтрации
	ПАВ	ПАВ
	Полиакрилат	Понизитель фильтрации
	ПАЦ НВ	Понизитель фильтрации
	Смазывающая добавка	ПАВ
	Ингибитор (NaCl, KCl)	Ингибиторы
Полимерный безглинистый	Каустическая сода	Регулятор щелочности (Ph)
	ПАВ	ПАВ
	Биополимер	Структурообразователь
	ПАЦ ВВ	Понизитель фильтрации
	ПАЦ НВ	Понизитель фильтрации
	Инкапсулятор	Понизитель фильтрации
	Смазывающая добавка	ПАВ
	Мраморная крошка	Утяжелители
Ингибирующий	Каустическая сода	Регулятор щелочности (Ph)
	Биополимер, либо глинопопрошок	Структурообразователь
	ПАЦ НВ	Понизитель фильтрации
	ПАЦ ВВ	Понизитель фильтрации
	ПАА	Понизитель фильтрации
	ФХЛС	Понизитель вязкости
	Электролит (соль) KCl, NaCl, и пр. (для алюминатных буровых растворов используется алюминат натрия)	Ингибитор
	Смазочная добавка	ПАВ
	Пеногаситель Пента-465	Пеногаситель
	Мраморная крошка	Утяжелители
	Каустическая сода	Регулятор щелочности (Ph)
Биополимерный	Ксантановая камедь	Структурообразователь
	KCL	Ингибиторы
	Крахмал	Понизитель фильтрации
	Смазывающая добавка	ПАВ
	Карбонат кальция (разной дисперсности, мкр)	Утяжелители, закупоривающие материалы
	Бактерицид	Бактерициды
	Пеногаситель	Пеногасители

Продолжение таблицы 1.2

Буровые растворы для первичного вскрытия на углеводородной основе (РУО)		
РУО	Углеводородная основа	Дизельное топливо
	Известь	Источник кальция, нейтрализатор CO ₂ , CO ₃
	Эмульгатор (ПАВ)	Стабилизация эмульсии
	Гидрофобизатор (ПАВ)	Гидрофобизация выбуренной породы, уменьшение расхода эмульгатора
	Регулятор реологии	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств
	Понизитель фильтрации (Гильсонит)	Контроль фильтрации
	Структурообразователь (бентонит)	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации
	Утяжелитель	Регулирование плотности

1.2 Основные механизмы повреждения продуктивных пластов при первичном вскрытии

Продуктивные пласты являются изолированными гидродинамическими системами, в которых физические, химические и физико-химические процессы находятся в равновесном состоянии [3]. Нарушение данного равновесия и загрязнение продуктивного коллектора характеризуется, в первую очередь, контактом бурового раствора с системой самого пласта. Под влиянием репрессии фильтрат бурового раствора и составляющие его систему компоненты проникают в продуктивный пласт. При этом ФЕС в зоне ПЗП значительно снижаются [3, 8-10, 21].

Ухудшение ФЕС обусловлено физико-химическими, химическими, биологическими, гидродинамическими и тепловыми взаимодействиями пористого пласта, частиц и флюидов, а также механической деформацией пласта. Данные процессы протекают под действием напряжения и сдвига жидкости, а ухудшение коллекторских свойств, при применении растворов на водной основе, чаще всего, представляет собой комбинацию нескольких механизмов повреждения [2, 3, 10, 22, 23]:

1) несовместимость «флюид-флюид»: образование стойких эмульсий между проникающим фильтратом бурового раствора и пластовой нефтью, а также образование нерастворимых осадков при контакте фильтрата с пластовым флюидом, что ведет к снижению проницаемости ПЗП;

2) несовместимость «порода-флюид»: контакт потенциально набухающей глинистой породы с неравновесными флюидами на водной основе, что может сильно снизить проницаемость вблизи ствола скважины;

3) кольтматация коллектора твердыми частицами;

4) блокирование фаз (водное блокирование), что приводит к снижению фазовой проницаемости по нефти;

5) химическая адсорбция и изменение смачиваемости породы коллектора;

6) биологическая активность, в результате которой может произойти закупоривание пор за счет выделения и адсорбции на их поверхности полимеров, выделяемых бактериями.

Характер протекания данных процессов зависит от ряда условий и факторов, значительно влияющих на изменение фильтрационно-емкостных свойств коллектора [8, 10, 24]:

1) компонентный состав бурового раствора при бурении;

2) величина гидростатического противодавления (репрессии);

3) длительность пребывания продуктивного пласта под давлением столба бурового раствора;

4) глубина и плотность перфорации обсадной колонны;

5) режим промывки и проведения спуско-подъемных операций (СПО);

6) геологические факторы (структура порового пространства, минерализация пластовых вод, литологические свойства пласта, температура);

7) способ вызова притока флюида из пласта и освоения скважин.

Набухание глин. Особое внимание при бурении скважин необходимо уделять изучению и оценке геологических особенностей. Так, при проходке глинистых интервалов, необходимо учитывать риск их диспергирования и набухания, особенно в результате проникновения фильтрата бурового раствора

в пласт, что в дальнейшем может привести к определенным осложнениям. В рамках продуктивных пластов, активность по переносу и диспергированию глинистых частиц способствует снижению фильтрационно-емкостных свойств околоскважинного пространства ввиду закупоривания каналов фильтрации. Так, при содержании глинистой фракции в коллекторе 2-3 % снижение дебита может составить 30-40%, а при содержании более 6% проницаемость ПЗП может снизиться до 0 [8, 25].

Установлено, что набухание протекает в два этапа [26]: адсорбционное (или внутрикristаллическое) и осмотическое (или макроскопическое) набухание.

При адсорбционном происходит увлажнение (впитывание) и адсорбция молекул воды на глинистых «пластинках» (частицах), при осмотическом – наблюдается существенное увеличение объема из-за осмотического давления, которое создается избыточной концентрацией обменных ионов (катионы раствора, катионы с поверхности глин), формирующих двойной электрический слой (ДЭС).

Набухание глин обуславливается различными факторами: химическим и минеральным составом породы (удельная поверхность, вид обменных катионов), наличием и концентрацией обменных катионов в системе, плотностью глин, типом бурового раствора. Набухание глин тем значительнее, чем выше их удельная поверхность, емкость обмена и степень диссоциации катионов. По набуханию, глинистые минералы можно представить в следующем порядке: монтмориillonитовые>гидрослюдистые>каолинитовые [27].

Однако механизм набухания глин может интерпретироваться и иначе. Некоторые исследователи считают, что этот процесс протекает следующим образом: при контакте бурового раствора с глиной происходит ее увлажнение. Под воздействием электростатических сил молекулы воды проникают в межпакетное пространство, где взаимодействуют с обменными катионами и комплексными анионами кремнекислородного тетраэдрического слоя ($[\text{SiO}_4]^{4-}$). Благодаря такому взаимодействию при достаточном количестве молекул воды

происходит их структурирование путём формирования водородных связей, что приводит к увеличению объёма межпакетной воды, то есть к набуханию глины (рисунок 1.1) [1].

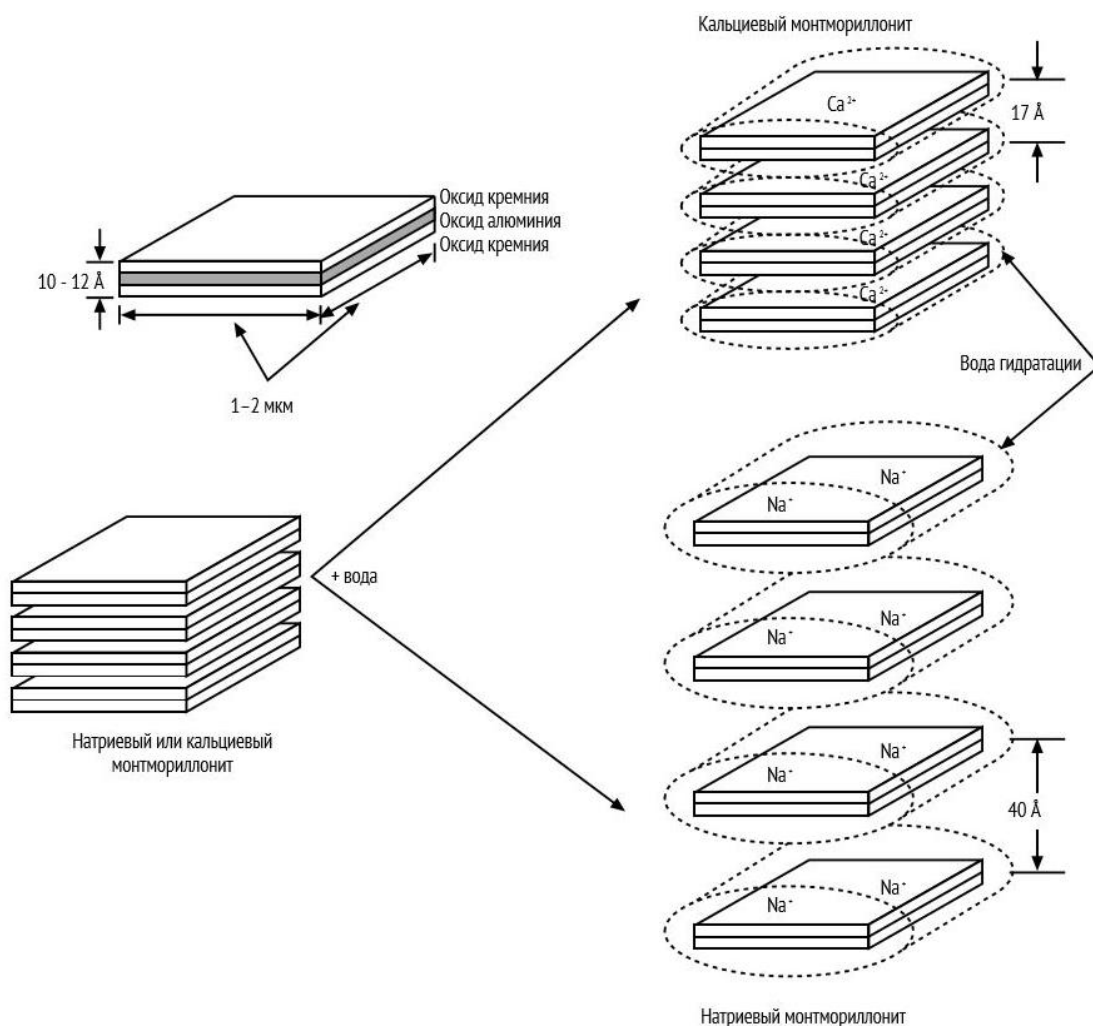


Рисунок 1.1 – Набухание глинистой породы (бентонита)

Водное блокирование. Известно, что механизм снижения продуктивности скважин в результате проникновения фильтрата бурового раствора прежде всего объясняется водной блокадой ПЗП. Особое влияние на формирование зоны проникновения фильтрата, которая может достигать нескольких метров [28], оказывают капиллярные силы, за счет которых фильтрат удерживается в пористой среде, снижая фазовую проницаемость по нефти. Значительное влияние данных сил наблюдается в коллекторах с низкими фильтрационными свойствами вмещающих пород и невысокими пластовыми давлениями. Во время контакта бурового раствора с коллектором преобладают гидродинамические

силы, затем после формирования и уплотнения фильтрационной корки, образования зоны кольтматации и увеличения зоны инфильтрации начинают преобладать капиллярные силы. В частности, для смачиваемых водой пород капиллярный концевой эффект создает водяную пленку в призабойной зоне, что снижает нефтенасыщенность до ее остаточной величины, что приводит к потере продуктивности скважины. Эта водяная пленка усиливает гидравлическое сопротивление потоку нефти и называется блокировкой воды (или водной блокадой) [10, 20, 29-32].

Процесс формирования водной блокады подразумевает проникновение и удержание в поровых каналах капель воды, размер которых превышает размер капилляров фильтрации (изменение диаметра капилляра выражается коэффициентом формы) [2].

В общем случае, когда силы вязкости значительно превышают капиллярные силы, водной блок устраняется довольно быстро. Однако если капиллярные силы, удерживающие проникшую водную фазу, превышают силы вязкости, водяные пробки могут сохраняться в течение очень длительного периода времени (рисунок 1.2).

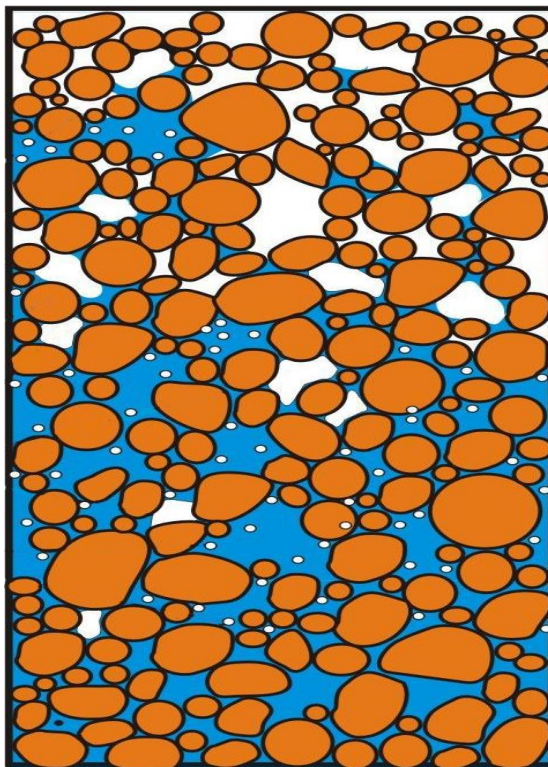


Рисунок 1.2 – Водная блокада коллектора

Водное блокирование, возникающее вследствие влияния капиллярных сил, описывается капиллярным числом N , характеризующее соотношение капиллярных и гидродинамических сил в системе. Мерой этого соотношения является величина поверхностного (межфазного) натяжения на границе «вода-нефть» [29, 33, 34]:

$$N = V \cdot \mu / \sigma \quad (2)$$

где N – капиллярное число;

V – линейная скорость, м/с;

μ – вязкость, мПа·с;

σ – межфазное (поверхностное) натяжение, мН/м.

Когда капиллярные силы превышают силы вязкости или приближаются к ним, водяные блоки трудно удалить. С другой стороны, когда преобладают вязкие силы, водяные блоки очищаются в течение нескольких часов или дней. Водяные блоки, как правило, будут более проблематичными для низкопроницаемых и истощенных скважин, в которых капиллярное число значительно меньше 1 [33].

Для эффективного замещения воды необходимо максимальное увеличение капиллярного числа N , что достигается за счет увеличения величин скорости фильтрации и депрессии, однако этот путь малоперспективный и труднореализуемый. Увеличение скорости фильтрации до необходимых значений не всегда представляется возможным, ввиду значительно высоких величин межфазного натяжения между проникшей водной фазой и пластовой нефтью. При этом увеличение скорости фильтрации не будет оказывать существенного выноса связанной водной фазы из заблокированных каналов коллектора. Наилучшим способом для увеличения капиллярного числа является снижение поверхностного натяжения, что достигается за счет использования поверхностно-активных веществ [20, 29, 34].

Кольматация твердой фазой. Несмотря на то, что глубина проникновения дисперсной фазы в пласт (от 2-3 мм) значительно меньше глубины проникновения дисперсионной среды, твердые частицы, содержащиеся в

буровом растворе, могут закупорить поры пласта, что приведет к снижению его коллекторских свойств (рисунок 1.3). Наиболее простым решением данной проблемы может быть уменьшение количества мелких твердых частиц в системе бурового раствора [1, 3, 35, 36].

Тем не менее, считается, что содержание твердой фазы в определенной степени благоприятно влияет на сохранение проницаемости околоскважинного пространства. Таким образом, для снижения негативного воздействия, глубину проникновения частиц и фильтрата бурового раствора необходимо свести к минимуму. Это достигается за счет использования кольматирующего агента, способного сформировать тонкую низкопроницаемую фильтрационную корку. В данном случае, рекомендуется использовать только кислоторастворимые материалы. К ним относятся карбонат кальция, измельченная целлюлоза и большое количество других материалов для борьбы с поглощением [3, 36].

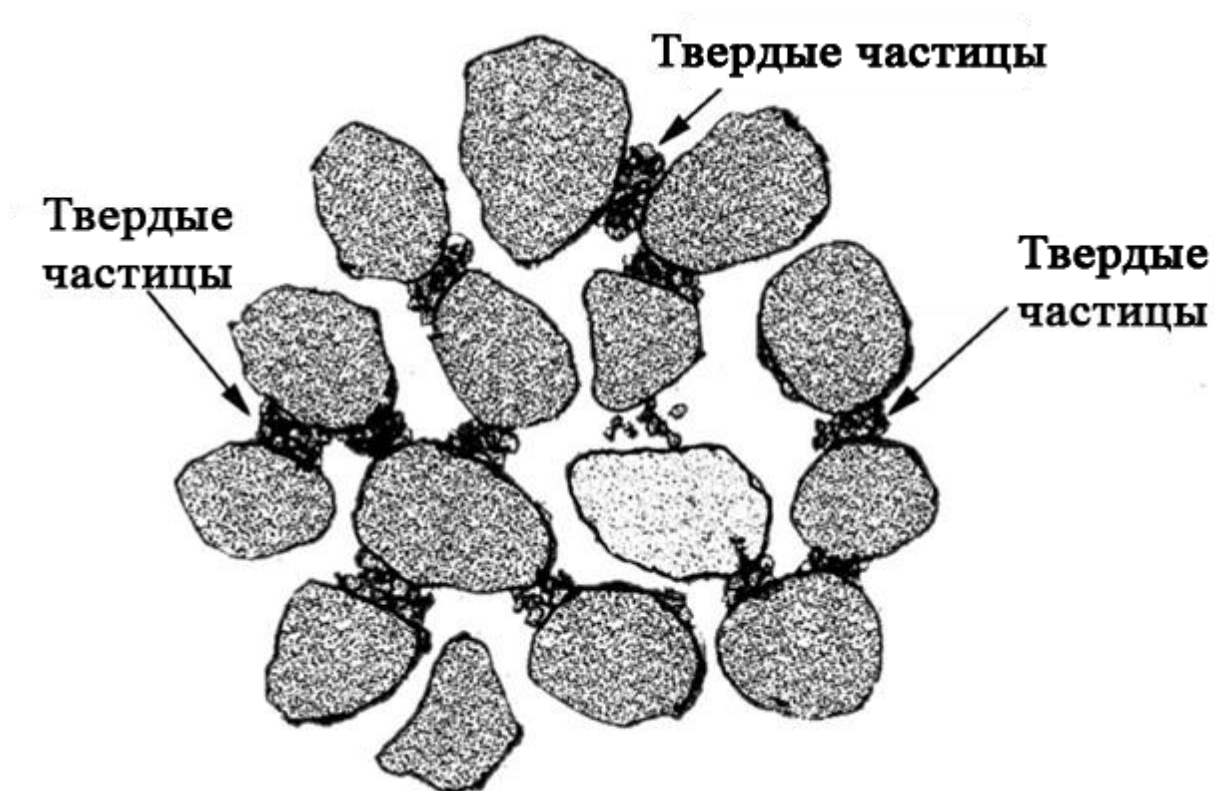


Рисунок 1.3 – Закупоривание фильтрационных каналов (и пор) твердыми частицами

Частицы коьматанта должны быть правильно подобраны по размеру для коьматации пор. Согласно Абрамсу [37], размер закупоривающих частиц (коьматанта) должен по крайней мере равняться или превышать $1/3$ среднего размера поровых каналов поглощающей породы. Также, концентрация частиц определенного размера должна быть не меньше 5% от объема твердых частиц, находящихся в растворе, включая частицы выбуренного шлама.

Образующаяся на стенках скважин фильтрационная корка в интервале продуктивных коллекторов сдерживает проникновение дисперсионной среды и дисперсной фазы раствора вглубь, тем самым способствуя снижению степени загрязнения пласта. Однако, степень дисперсности дисперсной фазы также оказывает влияние.

Образование нерастворимых осадков. Одна из сложностей, которая возникает в процессе первичного вскрытия, и способная в значительной степени привести к снижению проницаемости коллектора – выпадение нерастворимых осадков. Природой этого процесса является несовместимость промывочной жидкости по физико-химическим свойствам со свойствами пластового флюида. Так, например, фильтрат бурового раствора с содержанием в нем катионов кальция при взаимодействии с карбонатами и сульфатами пластового флюида приводит к выпадению соответствующих солей кальция (CaCO_3 , CaSO_4). Также причиной выпадения осадков и нерастворимых солей может являться высокая степень минерализации используемой воды. В целях недопущения и предупреждения солеотложений, необходимо проводить лабораторную оценку совместимости пластового флюида и фильтрата бурового раствора [36].

В настоящее время наблюдается тенденция роста горизонтального бурения. При бурении горизонтальных скважин следует учитывать ряд особенностей, которые отличаются от технологии бурения вертикальных скважин [8, 19]:

- 1) длительность контакта бурового раствора с пластом в горизонтальных стволах сравнительно выше, чем в вертикальных;

2) заканчивание горизонтальных стволов фильтром или открытым стволом обуславливает проникновение частиц дисперсной фазы или выбуренной пород в околоскважинное пространство;

3) неэффективность депрессии для повышения эффективности очистки горизонтальных стволов скважин от шлама;

4) химическая обработка и стимуляция пластов может быть малоэффективна;

5) гидродинамические особенности притока (разница в вертикальной и горизонтальной составляющих).

6) гравитационный эффект, при котором оказывается влияние на скорость проникновения фильтрата в вертикальной плоскости, в частности, к подошвенной части пласта, и формирование «языков обводнения».

1.3 Влияние компонентного состава бурового раствора на процесс вскрытия коллекторов

Все существующие системы буровых растворов, как правило, состоят из дисперсионной среды и дисперсной фазы. В качестве дисперсионной среды выступают различные жидкости, в качестве дисперсной фазы – молекулы полимеров, твердые частицы кольматанта и утяжелителя и т.д.

В целом, существует большое разнообразие различных компонентов и присадок к системам буровых растворов. Классификация, согласно IADS, насчитывает следующий перечень функциональных веществ [4]:

- 1) регуляторы щелочности;
- 2) бактерициды;
- 3) восстановители кальция (кальцинированная сода, бикарбонат соды, каустическая сода и некоторые полифосфаты);
- 4) ингибиторы коррозии;
- 5) пеногасители и пенообразователи;
- 6) эмульгаторы-стабилизаторы;

- 7) понизители фильтрации;
- 8) флокулянты;
- 9) смазывающие составы/очищающие агенты;
- 10) поверхностно-активные вещества (ПАВ);
- 11) разжижители (разбавители) и загустители;
- 12) утяжелители и др.

В случае системы биополимерного бурового раствора для первичного вскрытия, дисперсионной средой является вода, а в качестве дисперсной фазы выступает следующий ряд компонентов:

- 1) ксантановый (органический) биополимер;
- 2) карбонат кальция разного гранулометрического состава;
- 3) полисахаридные понизители водоотдачи (крахмал, КМК, КМЦ, ПАЦ и др.).

В целях контроля свойств системы, в компонентный состав биополимерного бурового раствора дополнительно вводятся следующие функциональные группы веществ: регулятор щелочности, ингибиторы различного назначения, ПАВ, бактерициды и прочие составляющие, определяемые условиями и необходимостью (см. таблица 1.2).

Вода. Основой для приготовления биополимерного бурового раствора является вода, выступающая хорошим растворителем для большого множества всевозможных компонентов системы. Данный тип дисперсионной среды является наиболее распространенным, эффективным и дешевым.

Тем не менее, использование воды в качестве дисперсионной среды может привести к снижению проницаемости коллекторов. Наиболее вероятные механизмы загрязнения и ухудшения ФЕС в данном случае – водное блокирование поровых каналов, выпадение нерастворимых осадков и образование эмульсий при взаимодействии водной фазы бурового раствора с пластовой водой. По этой причине, важно предпринять меры по сохранению коллекторских свойств пласта, в частности, рекомендуется уделить особое внимание методам снижения водоотдачи (фильтратоотдачи), контролю

смачиваемости горных пород (гидрофобизация) и степени минерализации воды для предотвращения солеотложений.

Хлористый калий (KCl). Хлорид калия в составе биополимерного раствора выступает, прежде всего, в качестве ингибитора набухания глин. Среди наиболее часто применяемых реагентов, обеспечивающих необходимую минерализацию (KCl, NaCl, HCOONa, K₂CO₃, Mg²⁺, Ca²⁺), наилучшими ингибирующими способностями, особенно в композиции с биополимерами, обладает именно хлористый калий [4, 38].

Как известно, набухание глин в значительной степени влияет на снижение фильтрационных характеристик продуктивных горизонтов: транспорт глинистых частиц, закупоривание фильтрационных каналов и набухание (укрупнение) глинистых частиц. Этот фактор обуславливает необходимость разработки бурового раствора с высокой инертностью к глинистым породам, особенно, при проведении операций по первичному вскрытию продуктивной толщи с характерным залеганием глинистых пропластков.

Таким образом, применение KCl в составе системы биополимерного бурового раствора для первичного вскрытия позволяет снизить интенсивность протекания одного из наиболее агрессивных механизмов загрязнения продуктивных коллекторов – набухание глинистых пород.

Ксантановый полимер. Ксантановая смола – высокомолекулярный и высокоочищенный органический полимер (биополимер), применяемый в составе биополимерных промывочных жидкостей в качестве структурообразователя. Данный полисахарид имеет довольно широкое распространение в бурении (около 40% от общего производства) [1, 39, 40]. Ксантан продуцируется штаммами микроорганизмов «*Xanthomonas campestris*». Молекула ксантана состоит из повторяющихся пятичленных блоков, содержащих D-глюкозу, D-маннозу, D-глюкуроновую кислоту, а ее молекулярная масса может варьироваться от $2 \cdot 10^6$ до $5 \cdot 10^6$. Структура ксантана приведена на рисунке 1.4 [41].

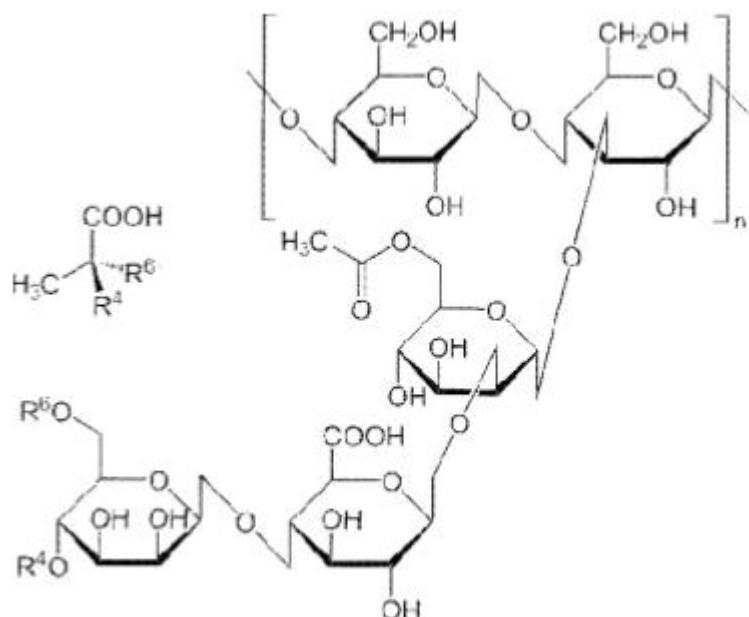


Рисунок 1.4 – Молекула ксантанового полисахарида

Ксантановый полимер в составе биополимерного бурового раствора выступает в роли структурообразователя и придает ему необходимые тиксотропные и структурно-механические свойства, а система бурового раствора обладает сравнительно высокой вязкостью при низких скоростях сдвига (ВНСС). Образующаяся пространственная макромолекулярная структура в буровом растворе обеспечивает удержание шлама во взвешенном состоянии. Однако важно отметить, что концентрация биополимера в буровом растворе должна превышать критическую (4-4,5 кг/м³), при которой наблюдается проявление вязкоупругих свойств, а также не должна превышать 0,5%, так как, в противном случае, будут возрастать гидравлические сопротивления в циркуляционной системе и снижаться механическая скорость бурения из-за увеличения взаимодействия между молекулами полимера в растворе [11].

Многие полимеры (КМЦ, ПАЦ, ПАА и т.д.) негативно влияют на эффективность применения и функциональность ксантановой смолы, что может привести к ухудшению вязкоупругих свойств. В данном случае, крахмал

практически единственный реагент, который не влияет на вязкоупругие свойства биополимерной системы.

В процессе первичного вскрытия, ксантановый полимер непосредственно участвует в создании тонкой низкопроницаемой фильтрационной корки на стенках скважины путем формирования прочной ячеистой межмолекулярной структуры между взаимосвязанными молекулами биополимера. Также, как регулятор реологических свойств, ксантановый биополимер используется для контроля вязкости, что, в свою очередь, определяет подвижность бурового раствора и степень его распространения в область продуктивного пласта [1].

Карбонат кальция. В биополимерных системах для первичного вскрытия, карбонат кальция выступает прежде всего в роли кольматирующего агента. Его применение обусловлено хорошей кислоторастворимостью.

В процессе вскрытия, карбонат кальция закупоривает каналы фильтрации, тем самым препятствуя проникновению фильтрата бурового раствора в область ПЗП (рисунок 1.5).

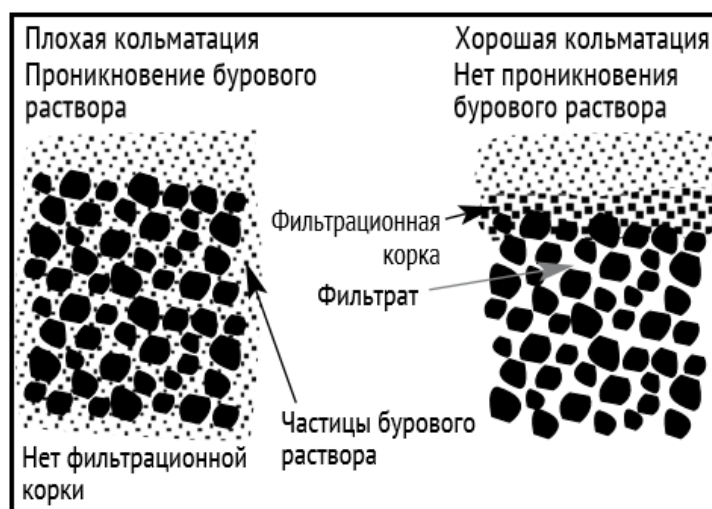


Рисунок 1.5 – Формирование фильтрационной корки с участием кольматирующего агента

Стоит отметить, что предпочтительно использовать кольматирующие агенты различного гранулометрического состава для наиболее эффективной и полной закупорки пор и каналов фильтрации. После окончания бурения, на этапе освоения, забой скважины подвергается кислотной обработке, в результате

которой происходит растворение карбоната кальция и восстановление каналов фильтрации пластовых флюидов. Также, при необходимости увеличения плотности бурового раствора, карбонат кальция может выступать как утяжелитель.

Понизители водоотдачи. Понизители водоотдачи, или понизители фильтратоотдачи, используются в составе буровых растворов для снижения проникновения дисперсионной среды в околоскважинное пространство, к тому же, они могут являться регуляторами вязкости и стабилизаторами.

Крахмальные реагенты, относящиеся к категории понизителей водоотдачи, являются технологичными и эффективными средствами регулирования показателей буровых растворов, а также позволяют обеспечить относительно высокую стабильность системы [19].

До сих пор, крахмальные реагенты, в том числе модифицированные – карбоксиметилкрахмал (КМК), гидроксиалкилкарбоксиметилкрахмал (ГАКМК) – не утратили своего значения в нефтегазовом комплексе. Последняя из модификаций за счет совокупности ионогенных и неионогенных свойств полимера обладает большим диапазоном применения, по сравнению с КМК. Данное преимущество объясняется наличием карбоксиметильных (моногенных) групп, необходимых структурообразования, и наличием гидроксиалкильных групп, повышающих устойчивость системы к полиминеральной агрессии [11, 19].

Широкое применение, наряду с крахмалом, нашли и эфиры целлюлозы. Среди промышленно выпускаемых простых эфиров целлюлозы наиболее применяемым является КМЦ, а в последние годы, так называемая, ПАЦ [19].

Структура и низкая молекулярная масса молекулы целлюлозы способствует набуханию карбоксиметилцеллюлозы в воде и образованию высоковязких систем. Свойства КМЦ определяются степенью полимеризации (СП) и степенью замещения (СЗ). Степень полимеризации обуславливает снижение фильтрационных свойств системы бурового раствора и при ее увеличении (в диапазоне 700-1300) эффективность применения КМЦ

повышается. Степень замещения характеризует растворимость целлюлозного агента, и чем выше СЗ, тем выше растворимость. Чаще всего, значение СЗ (по карбоксильным группам) для КМЦ находится в пределах 0,6-0,9.

КМЦ, как анионноактивный полимер, легко адсорбируется на глинах, хорошо регулирует фильтрацию пресных и минерализованных буровых растворов, но с увеличением минерализации эффективность КМЦ снижается [10, 41].

Более устойчивым аналогом КМЦ в солевых растворах, а также в большей степени инкапсулирующий глинистые частицы, даже при меньших концентрациях, является ПАЦ. ПАЦ, по сравнению с КМЦ, обладает большей степенью замещения (число карбоксильных групп ПАЦ превышает их количество в КМЦ на 20-25% и, в среднем, составляет 0,95-1,20) [10, 42].

Еще одной модификацией целлюлозы является гидроксипропилцеллюлоза (ГЭЦ). Степень молярного замещения колеблется от 1,5 до 2,5. Данный полимер является неионогенным, эффективно способствует снижению фильтрации, а также повышает вязкость солевых (минерализованных) растворов [41].

Наибольший эффект достигается от комплексного применения эфиров целлюлозы. Так композиция полианионной целлюлозы и карбоксиметилцеллюлозы дает синергетический эффект и в большей степени (в сравнении с композицией ПАЦ и КМК) снижают водоотдачу. Также, при увеличении концентрации ПАЦ, наблюдается постепенно снижение водоотдачи системы вне зависимости от природы второго реагента композиционной смеси.

Крахмальные реагенты в большей мере задерживаются фильтрационной коркой, а модифицированные формы обладают большей «проникающей» способностью. К тому же, КМК обеспечивает высокую степень сохранения проницаемости коллектора после воздействия на него фильтрата. Определенными особенностями обладают и эфиры целлюлозы. В частности, полианионная целлюлоза больше задерживается коркой, а карбоксиметилцеллюлоза – наибольшей «фильтруемостью» [19].

Поверхностно-активные вещества. ПАВ в рецептурах буровых растворов применяются с целью:

- 1) снижения поверхностного натяжения (при первичном вскрытии);
- 2) снижения твердости горных пород и увеличения механической скорости проходки;
- 3) придания повышенных смазывающих и термостойких свойств системам буровых растворов;
- 4) гидрофобизации;
- 5) аэрирования и эмульгирования органической составляющей в растворах на неводной основе [34].

При обработке промывочных жидкостей для изменения характера смачиваемости пород коллектора применяют неионогенные (ОП-7, ОП-10), анионные (сульфонол) и катионные ПАВ (катапин). В результате, происходит изменение смачиваемости пор (гидрофобизация) и снижение межфазного (поверхностного) натяжения. Это способствует более легкому и полноценному удалению фильтрата из околоскважинного пространства к забою при освоении. Среди поверхностно-активных веществ, особенно для первичного вскрытия, наиболее применяемыми являются неионогенные (НПАВ). Они характеризуются большей степенью сохранения исходной проницаемости коллекторов, низкой адсорбцией, устойчивостью к выпадению солей в минерализованной воде при температурах до 90°C, деэмульгирующими свойствами, а также низким поверхностным натяжением на границе с неполярной фазой (в системе «нефть-вода»), даже при малых концентрациях. Также положительными свойствами многих НПАВ являются их высокие растворимость и поверхностная активность в пресных и пластовых водах. При использовании неионогенных ПАВ с катионноактивными, проявляется синергетический эффект [10, 11, 20, 34, 43].

Анализ свойств и характеристик поверхностно-активных веществ, выпускаемых химической промышленностью, обозначил ряд подходящих

реагентов: ОП-10, АФ9-4, АФ9-6, АФ9-10, АФ9-12. Наиболее доступным является ОП-10 [38].

1.4 Постановка выводов аналитического обзора и целей исследования

Одной из наиболее важных задач при бурении скважин является максимальное сохранение изначальных характеристик и свойств эксплуатационного объекта. Необходимость планирования операции первичного вскрытия продуктивного пласта обусловлена дальнейшими показателями нефтедобычи и рентабельности всех проведенных буровых работ.

При первичном вскрытии, возникает большое количество факторов и характерных осложнений, в результате которых снижается продуктивность эксплуатационного объекта. Ввиду чего, к буровым растворам первичного вскрытия предъявляются следующие основные требования:

- 1) предотвращение набухания глинистых пород;
- 2) совместимость с пластовым флюидом в целях исключения выпадения солей и нерастворимых осадков, в результате чего происходит потеря потенциальных каналов фильтрации;
- 3) снижение влияния капиллярных сил и снижение относительной проницаемости по нефти, возникающее, как правило, в результате водной блокады;
- 4) исключение необратимой коагуляции каналов фильтрации коллектора твердой фазой бурового раствора;
- 5) предотвращение образования устойчивых эмульсий в системе «вода-пластовый флюид», препятствующих фильтрации пластового флюида.

На сегодняшний день существует большое множество различных систем буровых растворов, однако подавляющая их часть не удовлетворяет критериям качественного вскрытия продуктивных интервалов.

Так, как было отмечено ранее, содержание твердой фазы в буровом растворе в той или иной мере оказывает влияние на проницаемость ПЗП.

Дисперсионная среда также имеет немаловажное технологическое значение. Растворы на водной основе наиболее широко применяются не только для первичного вскрытия, но и для бурения верхних интервалов, также, вода является дешевым и эффективным растворителем. Тем не менее, водная фаза оказывает и негативное влияние на этапе первичного вскрытия по следующим причинам: набухание реактивных глин, формирование водной блокады, образование эмульсий и выпадение нерастворимых осадков. Растворы на углеводородной основе обладают сравнительной высокой инертностью и сродством к нефтенасыщенным и глинистым породам, а также к пластовому флюиду. Однако, использование нефти и нефтепродуктов в качестве дисперсионной среды, чаще всего, является экономически невыгодным решением. В конечном итоге, применение воды в качестве дисперсионной среды для приготовления буровых растворов для первичного вскрытия остается на сегодняшний день наиболее рациональным и традиционным технологическим решением.

Таким образом, для вскрытия продуктивных интервалов должны быть спроектированы специальные технологические жидкости. В настоящее время, наибольшую актуальность имеют биополимерные буровые растворы. Основной особенностью данных растворов является содержание в них органических полимеров, которые, в свою очередь, характеризуются относительной экологической чистотой и обладают высокими технологическими свойствами. С их помощью ведется контроль реологических и фильтрационных характеристик системы.

Компонентный состав данных систем имеет ряд преимуществ, за счет которых достигаются относительно высокие показатели бурения и восстановления проницаемости ПЗП. Также, биополимерные буровые растворы часто используются в строительстве горизонтальных скважин, общий фонд которых на сегодняшний день имеет положительную тенденцию роста.

Тем не менее, существующие рецептуры биополимерных буровых растворов несовершенны и требуют определенной доработки. Требуется уделить

особое внимание к усовершенствованию данных систем и увеличению их показателей восстановления проницаемости продуктивного коллектора.

Необходимо провести соответствующее исследование в данной области и разработать наиболее оптимальную рецептуру биополимерного бурового раствора для первичного вскрытия, которая позволит обеспечить максимальное сохранение фильтрационно-емкостных свойств, а также произвести оценку его применения на примере месторождений Западной Сибири.

Ряд задач, которые следует решить в ходе лабораторных исследований, следующий:

- 1) разработать наиболее оптимизированный компонентный состав биополимерной системы для первичного вскрытия;
- 2) провести исследование и анализ соответствующих реологических и фильтрационных параметров, а также оценку свойств системы при моделировании в условиях, приближенных к пластовым;
- 3) провести лабораторные исследования на кернах материала месторождений Западной Сибири, в целях оценки применимости биополимерной системы для данных горно-геологических условий.

2 Методика исследований при анализе свойств биополимерных растворов первичного вскрытия

Каждая система бурового раствора, как технологическая составляющая единица, выполняющая определенные функции, нуждается в оценке и анализе свойств и параметров, поскольку именно от данных исследований зависит технологичность и характер применения той или иной системы.

Биополимерные буровые растворы обладают определенными структурно-механическими свойствами, степенью воздействия на продуктивные пласты, стабильностью и прочими особенностями, которые необходимо учитывать, в частности, при их применении на этапе первичного вскрытия. Именно от правильной оценки применимости и контроля свойств системы зависит дальнейшая продуктивность объекта эксплуатации и скважины в целом.

Методы исследования представлены изучением параметров системы с помощью соответствующего лабораторного оборудования, а сама методика проведения исследований устанавливается согласно существующим методикам и стандартам (ГОСТ 33213-2014 [44]).

2.1 Методика проведения исследований

Экспериментальная часть формируется на основе исследований технологических параметров биополимерных буровых растворов и оценке их влияния на продуктивные коллекторы (на основе исследований по керновому материалу).

В качестве объектов исследования использовались 4 рецептуры буровых растворов: ингибированный полимеркарбонатный (ИПК), биополимерный ингибированный (БИ), биополимерный ингибированный с сульфированным асфальтом (БИА) и биополимерный ингибированный модифицированный (БИМ). Их компонентные составы представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Компонентный состав буровых систем для первичного вскрытия

Компонент бурового раствора	ИПК	БИ	БИА	БИМ
	Концентрация, %			
Каустическая сода	0,05	0,05	0,05	КОНФИДЕНЦИАЛЬНО (собственность ТПУ)
Хлорид калия	24	24	24	
Камедь ксантановая	0,45	0,40	0,40	
Полиакрилат натрия	0,6	–	–	
Крахмал	–	1	1	
Понизитель трения	0,5	–	–	
Инкапсулятор	0,03	–	–	
Карбонат кальция	3	5	5	
Сульфированный асфальт	–	–	1	

Буровые растворы ИПК и БИ являются довольно распространенными системами первичного вскрытия. Исследование БИА обусловлено работами [45, 46], в которых поясняется эффективность сохранения коллекторских свойств пласта при использовании асфальта в компонентном составе технологической жидкости. В частности, в этих целях, была проведена оценка свойств и эффективности аналога на биополимерной основе, в составе которого содержится сульфированный асфальт.

Также, в стенах Томского политехнического университета на базе Научно-образовательного центра нефтегазовой химии и технологии Инженерной школы природных ресурсов, был разработан собственный компонентный состав биополимерного раствора для первичного вскрытия – модифицированный биополимерный раствор (БИМ). Данный буровой раствор способен формировать тонкую непроницаемую корку, снижающую проникновение фильтрата в пласт, а также обеспечивать высокую фазовую проницаемость по нефти, что положительно сказывается на объеме общих затрат на этапе освоения [47].

2.2 Методика приготовления буровых растворов

Процесс приготовления буровых растворов, как правило, состоит из следующих поэтапных действий:

1. приготовление воды в качестве основы для бурового раствора в мерном стакане или другой лабораторной емкости;
2. взвешивание компонентов (в соответствии с необходимой концентрацией) для системы бурового раствора с помощью электронных лабораторных весов, в данном случае, Massa-K BK-600.1 (рисунок 2.1);
3. введение компонентов в основу бурового раствора при постоянном перемешивании до полного приготовления с помощью верхнеприводной мешалки, в данном случае, ЭКРОС-ES-8300D (рисунок 2.2).



Рисунок 2.1 – Электронные лабораторные весы Massa-K BK-600.1



Рисунок 2.2 – Верхнеприводная мешалка ЭКРОС-ES-8300D

2.3 Определение технологических параметров буровых растворов

2.3.1 Анализ реологических параметров

Исследование технологических параметров буровых растворов, как уже было отмечено ранее, проводились согласно ГОСТ 33213-2014 на оборудовании производства OFI Testing Equipment (OFITE). В частности, реологические параметры буровых растворов были получены с использованием ротационного вискозиметра модели OFITE 900.

Работа ротационного вискозиметра OFITE 900 построена на следующем принципе. Пространство между вращающимся внешним и внутренним цилиндром, соединенным с пружинным механизмом, заполняется жидкостью (буровым раствором). При вращении подвижного элемента происходит увлечение исследуемой жидкости, которая затем передает вращение с определенной скоростью внутреннему цилиндру. На основе заданной кинематики происходит закручивание внутреннего цилиндра, при этом, на основании угловой скорости вращения ротора определяется величина требуемого параметра. Общая поясняющая схема работы ротационного вискозиметра представлена на рисунке 2.3.

Для биополимерных систем используется дополнительно и другой вискозиметр – вискозиметр Brookfield (рисунок 2.4). Он предназначен для измерения вязкости при низких скоростях сдвига. Данный параметр является одним из ключевых при анализе свойств биополимерных растворов первичного вскрытия.

Принцип работы вискозиметра Brookfield довольно прост. Показатели вязкости определяются на основании крутящегося момента, необходимого для вращения шпинделя устройства, погруженного в исследуемое вещество.

К основным исследуемым в данной работе реологическим параметрам относятся:

1. динамическое напряжение сдвига (ДНС);

2. статическое напряжение сдвига (СНС);
3. пластическая вязкость;
4. вязкость при низких скоростях сдвига.

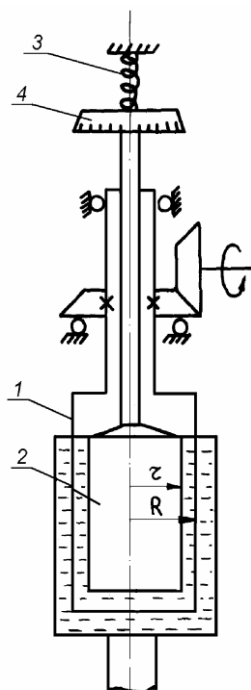


Рисунок 2.3 – Принципиальная схема работы ротационного вискозиметра:
 1 – наружный вращающийся цилиндр, 2 – внутренний вращающийся цилиндр,
 3 – пружина, 4 – шкала



Рисунок 2.4 – Вискозиметр Brookfield

Результаты лабораторных исследований реологических параметров буровых растворов представлены в главе 3.

2.3.2 Определение фильтрационных параметров буровых растворов

Определение фильтрационной способности проводилось с помощью фильтр-пресса низкого давления и температуры (LTLP) (рисунок 2.5а), для получения данных при пластовой температуре использовался фильтр-пресс высокого давления и температуры (НТНР) (рисунок 2.5б), а также проводились исследования на образцах керна со средними ФЕС, характерных для изучаемого месторождения Западной Сибири.

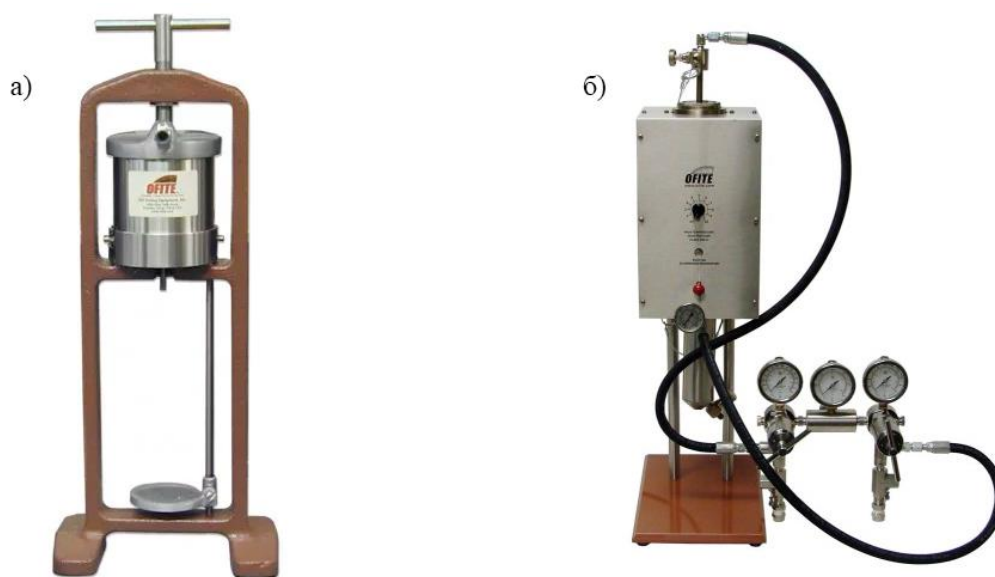


Рисунок 2.5 – Фильтр-пресс: а) низкого давления и температуры (LTLP); б) высокого давления и температуры (НТНР)

При работе фильтр-пресса, исследуемый раствор, находящийся внутри ячейки, под действием давления, фильтруется через бумажный фильтр. Прошедший фильтрат (дисперсионная среда) в определенном объеме является показателем фильтрации, который затем фиксируется. Фильтрация при низких давлениях и температуре осуществляется при давлении 7 МПа.

2.3.3 Определение pH буровых растворов

Контроль щелочности буровых систем является важной операцией, поскольку от величины pH раствора будет зависеть его эффективность и

стабильность. Например, при контакте с H_2S щелочность среды бурового раствора снижается, что влияет на функции полимеров, находящихся в буровом растворе. Ухудшается структурно-реологический профиль раствора, увеличивается показатель фильтрации. Контроль щелочности осуществляется с помощью специальных приборов. В частности, в данной работе использовался рН-метр рН-150МИ (рисунок 2.6).



Рисунок 2.6 – рН-метр рН-150МИ

2.3.4 Определение остаточной водонасыщенности и поверхностного натяжения

Поверхностное натяжение бурового раствора в определенной степени оказывает влияние на процесс первичного вскрытия, на этапе которого происходит контакт бурового раствора с пластовым флюидом и породой-коллектором. При этом, происходит изменение условий и механики течения флюида в системе пласта при воздействии на него промывочной жидкости первичного вскрытия.

Так, за счет поверхностного натяжения на границах раздела, формируются водные пленки и водные блокады. В частности, особое значение оказывает остаточная водонасыщенность. Показание значения остаточной

водонасыщенности в керновом материале, в данной работе, определялось на аппарате Дина-Старка (рисунок 2.7).

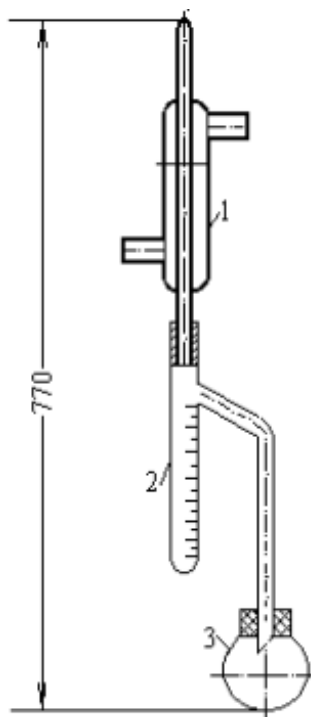


Рисунок 2.7 – Аппарат Дина-Старка: 1 – обратный стеклянный холодильник; 2 – стеклянная ловушка; 3 – металлическая колба (500 см³)

Величина поверхностного (межфазного) натяжения же между фильтратом и пластовой нефтью определялась на тензиометре KRÜSS GmbH (рисунок 2.8).



Рисунок 2.8 – Тензиометр KRÜSS GmbH

3 Результаты лабораторных исследований

В связи с наличием научной новизны результатов исследований данный раздел ВКР не выкладывается.

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

В связи с наличием научной новизны результатов исследований данный раздел ВКР не выкладывается.

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 для первичного вскрытия продуктивных пластов, 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, поверхностно-активные вещества. 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 5.1). В таблице приведены возможные вредные и опасные производственные факторы, которые могут оказать непосредственное влияние на работников, а также их основные источники.

Таблица 5.1 – 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 5.2.

Γ^* – 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.

Оптимальные и допустимые нормативные значения показателей микроклимата согласно СанПин 1.2.3685–21 [64] приведены в таблицах 5.3 и 5.4.

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 5.3 и 5.4 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 5.2 – 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 5.3 – 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	Іб (140-174)	21-23	20-24	60-40	0,1
Теплый		22-24	21-25		

Таблица 5.4 – Допустимые 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	
		Диапазон ниже оптимальных величин	Диапазон выше оптимальных величин			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 А приведен расчет системы искусственного освещения для рабочей зоны (химической лаборатории), в рамках которой проводится исследовательская работа. Согласно размерам (10,0х8,5х4,0 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 (рисунок А).

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 5.1).



Рисунок 5.1 – 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 относятся запрет курения в лаборатории.

Заключение

В данной научно-исследовательской работе был проведен общий обзор существующих буровых растворов для первичного вскрытия продуктивных коллекторов. Особое внимание было уделено наиболее перспективным биополимерным компонентным системам и оценке влияния компонентного состава на изменение ФЕС коллектора.

В ходе работы в рамках лабораторных исследований были проведены исследования некоторых существующих биополимерных составов, а также оценка применимости новой рецептуры биополимерного бурового раствора для первичного вскрытия, разработанная в стенах Томского политехнического университета. Также был проведен контроль и оценка всех требуемых и соответствующих технологических свойств с использованием всего доступного лабораторного оборудования и образцов кернового материала с месторождения Западной Сибири.

Список литературы

1. Курбанов Х.Н. Исследование и разработка биополимерных растворов для повышения эффективности первичного вскрытия продуктивных пластов: дис. на соиск. учен. степ. канд. техн. наук (25.00.15)/Курбанов Хайдарали Нуралиевич. – М., 2016. – 129 с.
2. Александров И.Е. Разработка и внедрение технологических жидкостей для бурения, первичного и вторичного вскрытия продуктивных пластов юрских отложений на месторождениях Западной Сибири: дис. на соиск. учен. степ. канд. техн. наук (25.00.15)/ Александров Игорь Евгеньевич. - Краснодар, 2007. - 152 с.
3. Львова И.В. Разработка технологии создания эффективной гидродинамической связи продуктивного пласта со скважиной: дис. на соиск. учен. степ. канд. техн. наук (25.00.15)/ Львова Ирина Вячеславовна. - Бугульма, 2004. - 133 с.
4. Капитонов В.А. Повышение эффективности первичного вскрытия и освоения продуктивных пластов на основе применения биополимерных растворов: дис. на соиск. учен. степ. канд. техн. наук (25.00.15)/ Капитонов Владимир Алексеевич. - СПб, 2007. - 115 с.
5. Соловьев Н.В., Соловьев Е.Н., Бейкель В.А., Золтуев Н.Е. Полимерные промывочные жидкости для бурения горизонтальных скважин / Н.В. Соловьев // Разведка и охрана недр. – 2013. - № 5. – С. 47-53.
6. Яровой, И.А. Совершенствование технологии приготовления буровых растворов / И.А. Яровой // Инновации в науке. – 2013. - № 17. – С. 37-45.
7. Тагиров К.М., Нифантов В.И. Бурение скважин и вскрытие нефтегазовых пластов на депрессии. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 160 с.: ил.
8. Крецул В.В. Повышение качества первичного вскрытия продуктивных пластов горизонтальными скважинами: дис. на соиск. учен. степ. канд. техн. наук (25.00.15)/ Крецул Вячеслав Витальевич. - М., 2003. - 113 с.

9. Бердников, Д.А. Анализ эффективности технологии первичного вскрытия продуктивных пластов на нефтяных месторождениях ОАО «Татнефть» / Д.А. Бердников // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2014. - № 2. – С. 25-29.

10. Кошелев В.Н. Научные и методические основы разработки и реализации технологии качественного вскрытия продуктивных пластов в различных геолого-технических условиях: дис. на соиск. учен. степ. канд. техн. наук (25.00.15)/Кошелев Владимир Николаевич; ОАО НПО «Бурение». – Краснодар, 2004. – 402 с.

11. Darley H.C.H., Gray G.R. Composition and properties of drilling and completion fluids. Fifth edition// Gulf Publishing Company. Houston, London, Paris, Zurich, Tokyo.- 1979.-643 p.

12. Федосов Р.И., Вахрушев Л.П. Новые загустители для полимерных буровых растворов // Нефтяное хозяйство. 2003. № 3. С. 24 - 27

13. Кистер Э.Г. Химическая обработка бурового раствора. -М.: Недра, 1972., -320 с.

14. Токунов В.И., Саушин А.З. Технологические жидкости и составы для повышения продуктивности нефтяных и газовых скважин. - М.: Недра, 2004. – 711 с.

15. Нуцкова М.В., Сидоров Д.А., Тсикплону Д.Э., Сергеев Г.М., Васильев Н.И. Исследования буровых растворов на углеводородной основе для первичного вскрытия продуктивных пластов / М.В. Нуцкова // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология, нефтегазовое и горное дело. – 2019. - № 19 (2). – С. 138-149.

16. Турицына М.В., Ковалев А.В., Морозов В.А., Телеев Г.Ю., Чернобровин Е.В., Щербаков А.А. Газожидкостные промывочные смеси для первичного вскрытия пластов в условиях аномально низких пластовых давлений / М.В. Турицына // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 9. – С. 58–59.

17. Morenov V., Leusheva E., Martel A. Investigation of the fractional composition effect of the carbonate weighting agents on the rheology of the clayless

drilling mud // International Journal of Engineering, Transactions A: Basics. – 2018. – 31(7). – P. 1152–1158.

18. Вафин Р.М. Повышение качества вскрытия продуктивных пластов путем комплексного использования полисахаридов // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2011. – Т. 10, № 1. – С. 47–52.

19. Широков В.А. Исследование и разработка модификаций полисахаридных реагентов для повышения качества промывочных жидкостей при строительстве нефтяных и газовых скважин: дис. на соиск. учен. степ. канд. техн. наук (25.00.15)/Широков Виктор Александрович. – Краснодар, 2010. – 148 с.

20. Конесев, В.Г. Улучшение свойств буровых растворов для первичного вскрытия продуктивных пластов / В.Г. Конесев // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2012. - № 1. – С. 44-48.

21. Орлов Л.И. Ручкин А.В., Свихнушин Н.М. Влияние промывочной жидкости на физические свойства коллекторов нефти и газа. – М.: Недра, 1976. – 89 с.

22. Omotara O. Oluwagbenga, Jeffrey O. Oseh, Ifeanyi A. Oguamah, Oluwaseun S. Ogungbemi, Abel A. Adeyi. Evaluation of formation damage and assessment of well productivity of Oredo field, Edo state, Nigeria / Omotara O. Oluwagbenga // American Journal of Engineering Research. – 2015. – Vol. 4. – №3. – P. 1-10.

23. Muhammad Said Abdallah. Formation damage and well completion technology. – 2015. – P. 6.

24. Ясашин А.М. Проблемы вскрытия пластов в процессе бурения нефтяных и газовых скважин / А.М. Ясашин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М: ВНИИОЭНГ. – 2001. – № 2. – С. 26-30.

25. Токунов В.И., Саушин А.З. Технологические жидкости и составы для повышения продуктивности нефтяных и газовых скважин. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», – 2004. – 711 с.

26. Cheng-Fa Lu. A new technique for evaluation of shale stability in the presence of polymeric drilling fluid / Cheng-Fa Lu // SPE Production Engineering. – 1988. – Vol. 3. – №3. – P. 366-374.
27. Трофимов В.Т. Грунтоведение. 6-е изд., перераб. и доп. / В.Т. Трофимов, В. А. Королёв, Е. А. Вознесенский и др. – М.: МГУ, – 2005. – 1024 с.
28. Поликарпов А.Д., Юрков Н.И., Мельникова Т.В. Влияние буровых растворов на продуктивность скважин / А.Д. Поликарпов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2010. – № 4. – С. 39-44.
29. Стрижнев К.В., Акимов Н.И., Чернов А.В., Павлов И.В. Влияние фильтрата бурового раствора на продуктивность горизонтальных скважин. // Бурение и нефть. – 2006. – № 3. – С. 15-17.
30. Abrams, A., Vinegar, H.J. Impairment mechanisms in Vicksburg tight gas sands / A. Abrams // SPE Production Engineering. – 1985. SPE-13883-MS.
31. Tannich, J.D. 1975. Liquid Removal from Hydraulically Fractured Gas Wells/ J.D. Tannich // J Pet Technol 27 (11): 1309–1317. SPE-5113-PA.
32. Saurabh N., Zhenjiang Y., Bedrikovetsky P. Prevention of water-blocking formation damage in gas reservoirs wettability alteration, analytical modelling / Naik Saurabh // SPE Production Engineering. – 2016. – P. 20.
33. Holditch, S.A. 1979. Factors Affecting Water Blocking and Gas Flow From Hydraulically Fractured Gas Wells. J Pet Technol 31 (12): 1515–1524. SPE-7561-PA.
34. Горонович С.Н., Галян Д.А., Олейников А.Н., Десяткина И.В. Первичное вскрытие продуктивных отложений при бурении горизонтальных стволов добывающих скважин на ОНГКМ / С.Н. Горонович // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2009. – № 12. – С. 34-37.
35. Lake W. L. Petroleum engineering handbook. Editor-in-Chief. – US.: SPE. – 2007. – 770 p.
36. Mi Swaco. Руководство по буровым растворам для инженеров-технологов. Редакция 2.1. – 2009. – 1000 с.
37. Abrams, A. Mud design to minimize rock impairment due to particle invasion / A. Abrams // Journal of Petroleum Technology. – 1977. – p. 586-592.

38. Куницких, А.А. Полимерный буровой промывочный раствор для первичного вскрытия пласта / А.А. Куницких // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – 2015. – № 1. – С. 75-78.
39. Гвоздяк Р.И., Матышевская М.С., Григорьев Е.Ф., Литвинчук О.А. Микробный полисахарид ксантан. – Киев: Наукова думка, – 1989. – 212 с.
40. Франк-Каменецкий М.Д. Самая главная молекула. – М.: Наука, Издание 2, – 1988. – 176 с.
41. Шумилкина О.В. Исследование механодеструкции полимерных реагентов буровых промывочных жидкостей: дис. на соиск. учен. степ. канд. техн. наук (25.00.15)/Шумилкина Оксана Васильевна. – М., 2012. – 132 с.
42. Пеньков А.И., Вахрушев Л.П., Бондарь В.А., Гноевых А.Н., Коновалов Е.А. Новые отечественные полисахаридные реагенты для бурения скважин. //Строительство нефтяных и газовых скважин на море и на суше. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», – 1998, № 10. – С.14-17.
43. Андресон Б.А., Рекин А.С, Пеньков А.И. Буровой раствор с гидрофобизирующими свойствами для вскрытия низкопроницаемых продуктивных коллекторов. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», – 1997.
44. ГОСТ 33213-2014. Контроль параметров буровых растворов в промышленных условиях. Растворы на водной основе.
45. Чеславский Я. В. Совершенствование технологии вскрытия терригенных коллекторов горизонтальными скважинами с применением биополимерных буровых растворов: автореф. дис. на соиск. учен. степ. канд. тех. наук (25.00.15)/Чеславский Ярослав Владимирович; Ухтин. гос. техн. ун-т]. – Ухта, 2012. – 125 с.: ил. РГБ ОД, 61 13-5/738.
46. Пат. 2711222 Российская Федерация, МПК C09K 8/10. Термостойкий биополимерный буровой раствор/ Ишбаев Г.Г.; заявитель и патентообладатель ООО НПП "БУРИНТЕХ". - № 2018140370; заявл. 15.11.18; опубл. 15.11.20, Бюл. № 2.

47. Захаров А.С. Совершенствование рецептур блок-пачек, применяемых при глушении продуктивных пластов/А.С. Захаров, Е.А. Абраменкова, К.М. Минаев//Материалы VII Международной научно-практической конференции (XV Всероссийской научно-практической конференции) Нефтепромысловая химия – Москва 2020. – С. 19–21.

48. СН 462-74 Нормы отвода земель для сооружения геологоразведочных скважин.

49. ФЕР 01-02-099-01 Валка деревьев мягких пород с корня, диаметр стволов: до 16 см.

50. ФЕР 01-02-100-01 Трелевка древесины на расстояние до 300 м тракторами мощностью: 59 кВт (80 л.с.), диаметр стволов до 20 см.

51. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть I и II.

52. ГЭСН 04-01-005-04. URL: https://www.defsmeta.com/rgsn/gsn_04/giesn-04-01-005-04.php (дата обращения: 03.05.2022).

53. ГЭСН 04-02-001-12. URL: https://www.defsmeta.com/rgsn14/gsn_04/giesn-04-02-001-12.php (дата обращения: 03.05.2022).

54. Индексы изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ, индексы изменения сметной стоимости проектных и изыскательных работ для строительства [Электронный ресурс]. URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_39473/ (дата обращения: 02.05.2022).

55. Инструкция №13-107 по охране труда для работающих с химическими веществами. Научно-инновационная лаборатория «Буровые промывочные и тампонажные растворы» : утв. – Томск: 2019. – 5 с.

56. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.03.2022) [Электронный ресурс] — URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_law_34683/ (дата обращения: 19.04.2022).

57. РД 34.03.277-93. Типовая инструкция по охране труда для лаборанта химического анализа. – М.: ОРГРЭС, 1997. – 12 с.

58. Постановление №63. Об утверждении Типовых отраслевых норм бесплатной выдачи работникам специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты : утв. Министерством труда и социального развития Российской Федерации. – 1997. – 72 с.

59. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

60. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.

61. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов.

62. ГОСТ 12.1.019-2017. ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

63. СП 52.13330.2016. Естественное и искусственное освещение.

64. СанПиН 1.2.3685-21. Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания.

65. ПНД Ф 12.13.1-03. Техника безопасности при работе в аналитических лабораториях. Общие положения.

66. ГОСТ 12.4.124-83. ССБТ. Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования.

67. СП 9.13130.2009. Техника пожарная. Огнетушители. Требования к эксплуатации.

68. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий.

69. Воздействие тока на организм человека / АО Энергетик (электронный ресурс). Режим доступа: свободный. URL: <http://www.energetikltd.ru> (дата обращения: 19.04.2022).

70. Правила устройства электроустановок. Шестое издание, переработанное и дополненное, с исправлениями, 2002.

71. ГОСТ 12.1.004-91. ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования (с Изменением №1).

72. НПБ 105-03. Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.

Приложение А

1. Выбор типа светильника и мощности ламп. Помещение лаборатории относится к категории пожароопасных с невысоким уровнем пыли 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 λ – интегральный критерий оптимального расположения светильников.

Для светильника ПВЛ λ 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.

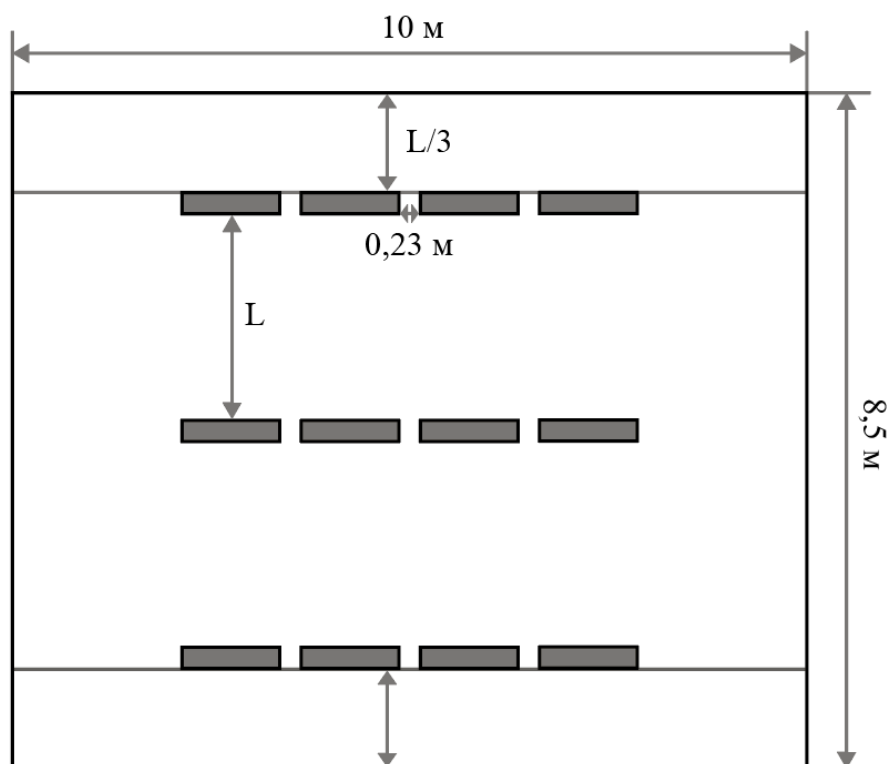


Рисунок А – Схема размещения светильников

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:

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

где Φ – световой поток лампы;

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

S – площадь освещаемого помещения, m^2 .

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

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

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

η – 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 Б
(справочное)

**The main mechanisms of formation damage and drilling fluid
composition during drilling-in process**

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ02	Аверкиев Владислав Алексеевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор отделения иностраннных языков	Матвеевко Ирина Алексеевна	д.ф.н.		

1.2 The main mechanisms of formation damage during drilling-in process

Productive formations are isolated hydrodynamic systems in which physical, chemical and physicochemical processes are in equilibrium [3]. Violation of this balance and contamination of productive reservoir is characterized, first of all, by the contact of drilling fluid with a system of formation itself. Under an influence of repression, drilling fluid filtrate and its constituent components penetrate into reservoir. At the same time, reservoir properties in BHZ (bottom-hole zone) are significantly reduced [3, 8-10, 21].

Deterioration of reservoir properties is due to physicochemical, chemical, biological, hydrodynamic and thermal interactions of porous formation, particles and fluids, as well as mechanical deformation of formation. These processes proceed under an action of stress and fluid shear, and deterioration of reservoir properties, when using water-based solutions, is most often a combination of several damage mechanisms [2, 3, 10, 22, 23]:

- 1) «fluid-fluid» incompatibility: formation of stable emulsions between penetrating drilling fluid filtrate and reservoir oil, as well as formation of insoluble sediments when filtrate contacts with reservoir fluid, which leads to a decrease of permeability of bottom-hole zone;
- 2) rock-fluid incompatibility: contact of potentially swelling shale with non-equilibrium water-based fluids, which can severely reduce permeability near the wellbore;
- 3) clogging of reservoir with solid particles;
- 4) blocking of phases (water blocking), which leads to a decrease in phase permeability to oil;
- 5) chemical adsorption/change in wettability of reservoir rock;
- 6) biological activity, as a result of which clogging of pores may occur due to release and adsorption of polymers secreted by bacteria on their surface.

Nature of these processes depends on a number of conditions and factors that significantly affect a change in reservoir properties [8, 10, 24]:

- 1) component composition of drilling fluid during drilling;
- 2) value of hydrostatic back pressure (repression);
- 3) duration of stay of productive formation under pressure of drilling fluid column;
- 4) depth and density of casing perforation;
- 5) mode of flushing and conducting round-trip operations;
- 6) geological factors (structure of pore space, salinity of formation waters, lithological properties of formation, temperature);
- 7) method for inducing fluid inflow from formation and completion of wells.

Clay swelling. When drilling wells, special attention should be paid to study and assessment of geological features. So, when drilling shale intervals, it is necessary to take into account a risk of their dispersion and swelling, especially as a result of penetration of drilling fluid filtrate into formation, which in the future can lead to certain complications. Within a framework of productive formations, an activity of transferring and dispersing clay particles contributes to a decrease in reservoir properties of near-wellbore space due to clogging of filtration channels. So, with a content of clay fraction in reservoir of 2-3%, a decrease in production rate can be 30-40%, and with a content of more than 6%, a permeability of the BHZ can decrease to 0 [8, 25].

It has been established that swelling proceeds in two stages [26]: adsorption (or intracrystalline) and osmotic (or macroscopic) swelling.

With adsorption, wetting (absorption) and adsorption of water molecules on clay «plates» (particles) occurs, with osmotic, a significant increase in volume is observed due to osmotic pressure, which is created by an excess concentration of exchange ions (solution cations, cations from the clay surface) that form double electric layer (DEL).

Swelling of clays is determined by various factors: chemical and mineral composition of rock (specific surface area, type of exchangeable cations), a presence and concentration of exchangeable cations in a system, a density of clays, and type of drilling fluid. Swelling of clays is the more significant, the higher their specific surface

area, exchange capacity and degree of dissociation of cations. By swelling, clay minerals can be represented in the following order: montmorillonite>hydromica>kaolinite [27].

However, a mechanism of clay swelling can be interpreted differently. Some researchers believe that this process proceeds as follows: when drilling fluid comes into contact with clay, it is moistened. Under an influence of electrostatic forces, water molecules penetrate into interpacket space, where they interact with exchange cations and complex anions of silicon-oxygen tetrahedral layer ($[\text{SiO}_4]^{4-}$). Due to this interaction, with a sufficient number of water molecules, their structuring occurs through a formation of hydrogen bonds, which leads to an increase in volume of interpacket water, that is, to clay swelling (figure 1.1) [1].

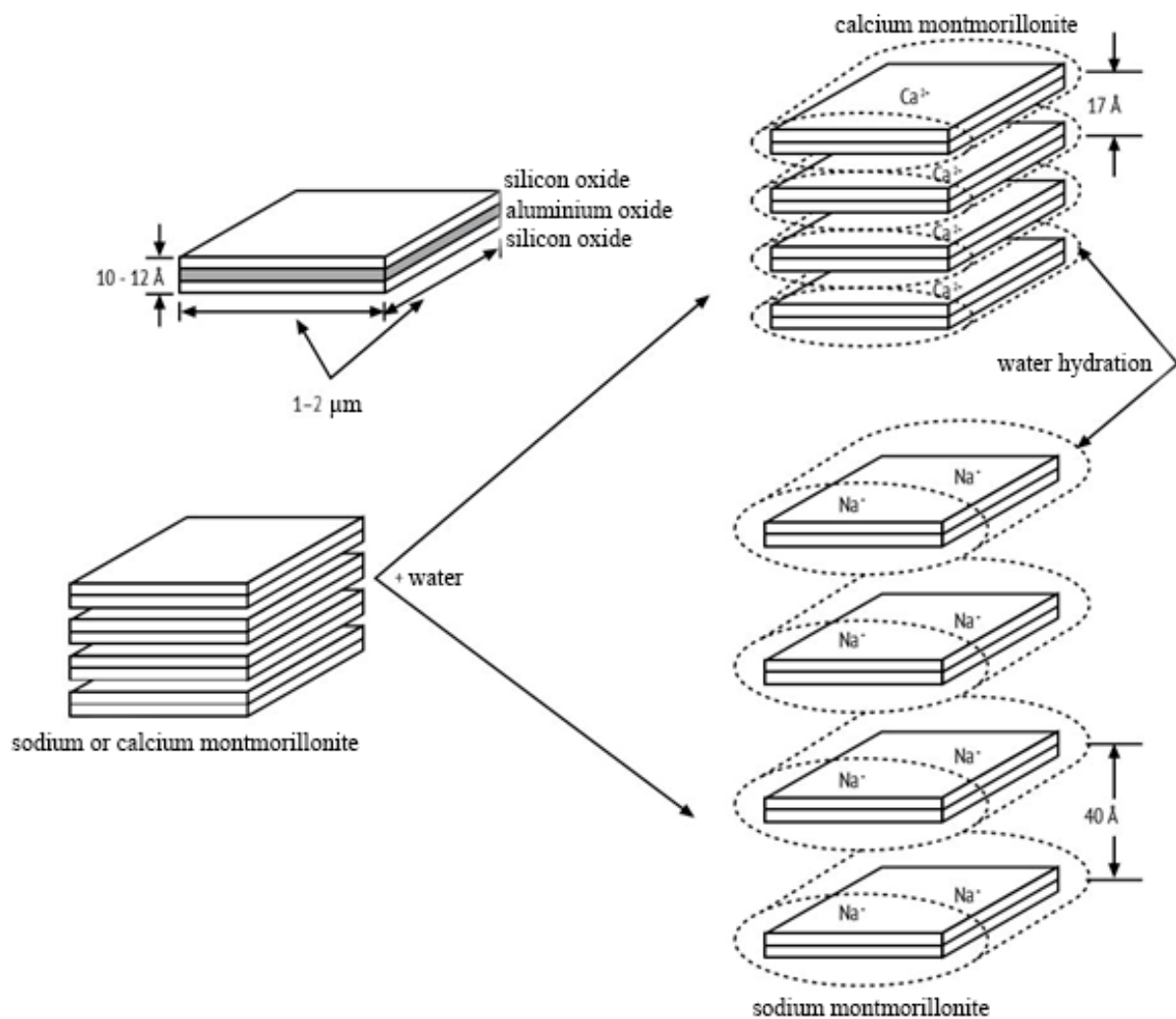


Figure 1.1 – Clay swelling (bentonite)

Water block. It is known that mechanism of well productivity decrease as a result of mud filtrate penetration is primarily explained by water blockade of bottom-hole zone. Formation of filtrate penetration zone, which can reach several meters [28], is especially influenced by capillary forces, due to which filtrate is retained in a porous space, reducing phase permeability for oil. A significant influence of these forces is observed in reservoirs with low filtration properties of host rocks and low formation pressures. During contact of drilling fluid with a reservoir, hydrodynamic forces prevail, then after formation and compaction of filter cake, formation of a clogging zone and an increase in infiltration zone, capillary forces begin to dominate. In particular, for water-wetted rocks, capillary end effect creates a water film in bottom-hole zone, which reduces oil saturation to its residual value, which leads to a loss of well productivity. This water film increases a hydraulic resistance to oil flow and is called water block (or water blockade) [10, 20, 29-32].

The process of formation of water blockade implies a penetration and retention of water drops in pore channels, size of which exceeds a size of filtration capillaries (a change in diameter of capillary is expressed by shape factor) [2].

In general, when viscous forces greatly exceed a capillary forces, water block is eliminated rather quickly. However, if capillary forces holding an infiltrated aqueous phase exceed viscous forces, water locks can persist for a very long period of time (figure 1.2).

Water blocking, which occurs due to an influence of capillary forces, is described by capillary number N , which characterizes ratio of capillary and hydrodynamic forces in system. The measure of this ratio is value of surface (interfacial) tension at «water-oil» boundary [29, 33, 34]:

$$N = V \cdot \mu / u \quad (2)$$

where N – capillary number;

V – peripheral speed, m/s;

μ – viscosity, mP·s;

u – interfacial tension, mN/m.

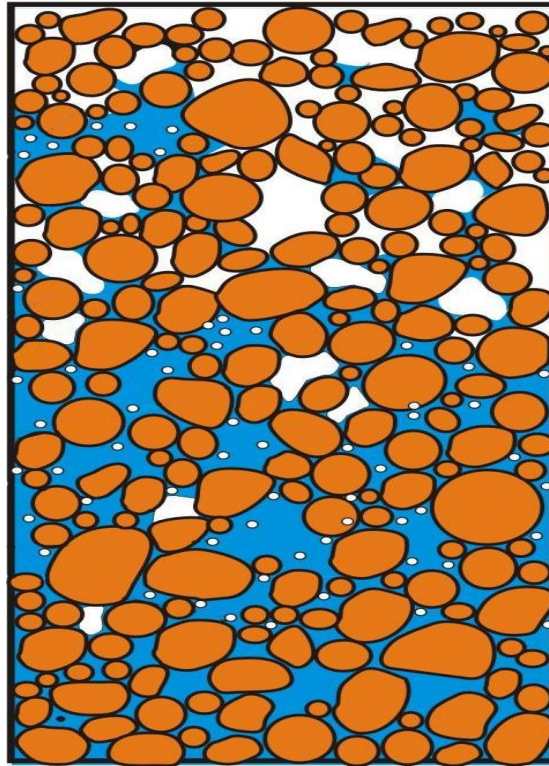


Figure 1.2 – Formation water block

When capillary forces exceed or approach viscous forces, water blocks are difficult to remove. On other hand, when viscous forces predominate, water blocks are cleared within hours or days. Water blocks tend to be more problematic for low permeability and depleted wells where capillary number is significantly less than 1 [33].

To effectively replace water, it is necessary to maximize capillary number N , which is achieved by increasing filtration rate and drawdown, but this path is unpromising and difficult to implement. Increasing filtration rate to the required values is not always possible due to significantly high values of interfacial tension between an infiltrated aqueous phase and reservoir oil. In this case, an increase in filtration rate will not have a significant removal of the bound aqueous phase from blocked reservoir channels. Best way to increase the capillary number is to reduce surface tension, which is achieved through using of surfactants [20, 29, 34].

Colmatation with a solid phase. Despite the fact that depth of penetration of dispersed phase into reservoir (from 2-3 mm) is significantly less than a penetration depth of external phase, solid particles contained in drilling fluid can clog a pores of

reservoir, which will lead to a decrease in its reservoir properties (figure 1.3). The simplest solution to this problem may be to reduce an amount of fine solids in drilling fluid system [1, 3, 35, 36].

However, it is believed that solids content to some extent favorably affects preservation of permeability of near-wellbore space. Thus, to reduce negative impact, depth of penetration of particles and mud filtrate must be minimized. This is achieved through using of a bridging agent capable of forming a thin, low-permeability filter cake. In this case, it is recommended to use only acid-soluble materials. These include calcium carbonate, milled cellulose, and a wide variety of other materials to combat absorption [3, 36].

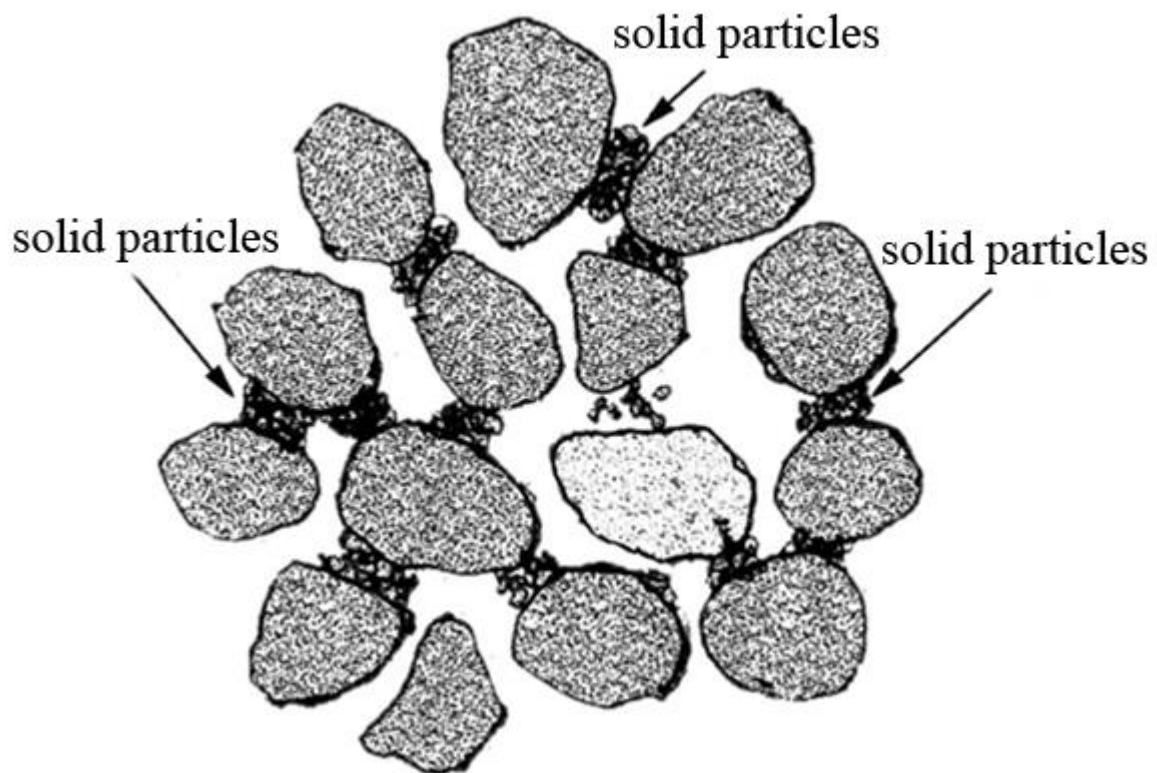


Figure 1.3 – Clogging of filtration channels (and pores) with solid particles

Particles of bridging agent must be properly sized to clog a pores. According to Abrams [37], a size of plugging particles (clotting agent) should be at least equal to or greater than $\frac{1}{3}$ of average size of pore channels of an absorbing rock. Also, concentration of particles of a certain size must be at least 5% of volume of solid particles in solution, including cuttings particles.

Filter cake formed on the walls of wells in an interval of productive reservoirs inhibits penetration of external phase and dispersed phase of solution into depths, thereby helping to reduce a degree of reservoir pollution. However, degree of dispersion of dispersed phase also affects.

Formation of insoluble precipitates. One of the difficulties that arises during drilling-in process, and which can significantly lead to a decrease in reservoir permeability, is precipitation of insoluble sediments. The nature of this process is an incompatibility of drilling fluid in terms of physical and chemical properties with a properties of reservoir fluid. So, for example, drilling fluid filtrate containing calcium cations, when interacting with carbonates and sulfates of formation fluid, leads to precipitation of corresponding calcium salts (CaCO_3 , CaSO_4). Also, the cause of precipitation and insoluble salts may be a high degree of mineralization of water used. In order to prevent and prevent scaling, it is necessary to conduct a laboratory assessment of compatibility of formation fluid and drilling fluid filtrate [36].

Currently, there is an upward trend in horizontal drilling. When drilling horizontal wells, one should take into account a number of features that differ from a technology of drilling vertical wells [8, 19]:

- 1) duration of contact of drilling fluid with formation in horizontal wells is relatively higher than in vertical wells;
- 2) completion of horizontal wells with a liner or an open hole causes penetration of particles of dispersed phase or cuttings into near-wellbore space;
- 3) drawdown inefficiency to improve an efficiency of cleaning horizontal wells from cuttings;
- 4) chemical treatment and reservoir stimulation may be ineffective;
- 5) hydrodynamic features of inflow (difference in vertical and horizontal components).
- 6) gravitational effect, which affects rate of penetration of filtrate in vertical plane, in particular, to bottom of reservoir, and formation of «water flooding tongues».

1.3 Influence of drilling fluid component composition on a drilling-in process

All existing drilling fluid systems, as a rule, consist of external phase and dispersed phase. Various liquids act as an external phase, polymer molecules, solid particles of a bridging agent and a weighting agent, etc.

In general, there is a wide variety of different components and additives for drilling fluid systems. Classification, according to IADS, includes the following list of functional substances [4]:

- 1) pH adjuster;
- 2) bactericides;
- 3) calcium reducing agents (soda ash, soda bicarbonate, caustic soda and some polyphosphates);
- 4) corrosion inhibitors;
- 5) defoamers and foaming agents;
- 6) emulsifiers-stabilizers;
- 7) filtration reducers;
- 8) flocculants;
- 9) lubricants/cleaning agents;
- 10) surfactants (surfactants);
- 11) thinners (thinners) and thickeners;
- 12) weighting agents, etc.

In case of biopolymer drilling fluid system for drilling-in, a dispersion phase is water, and the following series of components acts as dispersed phase:

- 1) xanthan (organic) biopolymer;
- 2) calcium carbonate of different granulometric composition;
- 3) polysaccharide water loss reducers (starch, CMC, PAC, etc.).

In order to control properties of system, the following functional groups of substances are additionally introduced into component composition of biopolymer

drilling fluid: pH adjuster, inhibitors for various purposes, surfactants, bactericides and other components determined by conditions and necessity.

Water. Basis for preparation of biopolymer drilling fluid is water, which acts as a good solvent for a large variety of various system components. This type of dispersion phase is the most common, efficient and cheap.

However, using water as a dispersion phase can lead to a decrease in reservoir permeability. The most probable mechanisms of pollution and deterioration of reservoir properties in this case are water blocking of pore channels, precipitation of insoluble sediments and formation of emulsions during an interaction of aqueous phase of drilling fluid with formation water. For this reason, it is important to take measures to preserve reservoir properties of formation, in particular, it is recommended to pay special attention to methods of reducing water loss (leachate recovery), control of rock wettability (hydrophobization) and degree of water salinity to prevent scaling.

Potassium chloride (KCl). Potassium chloride in a composition of biopolymer drilling-in fluid acts as an inhibitor of clay swelling. Among the most commonly used reagents that provide the necessary mineralization (KCl, NaCl, HCOONa, K₂CO₃, Mg²⁺, Ca²⁺), it is potassium chloride that has the best inhibitory abilities, especially in combination with biopolymers [4, 38].

As is known, clay swelling significantly affects a decrease in filtration characteristics of productive horizons: transport of clay particles, clogging of filtration channels, and swelling (enlargement) of clay particles. This factor necessitates a development of drilling fluid with high inertness to clayey rocks, especially when carrying out operations for drilling-in of productive reservoirs with a characteristic occurrence of clay interlayers.

Thus, using of KCl as part of biopolymer drilling fluid system for drilling-in allows reducing an intensity of one of the most aggressive mechanisms of pollution of productive reservoirs – swelling of clayey rocks.

Xanthan polymer (XC). Xanthan gum is a high molecular weight and highly purified organic polymer (biopolymer) used as a viscosifier in biopolymer drilling fluids. This polysaccharide is quite widespread in drilling (about 40% of the total

production) [1, 39, 40]. Xanthan is produced by strains of microorganisms «*Xanthomonas campestris*». The xanthan molecule consists of repeating five-membered blocks containing D-glucose, D-mannose, D-glucuronic acid, and its molecular weight can vary from $2 \cdot 10^6$ to $5 \cdot 10^6$. The structure of xanthan is shown in figure 1.4 [41].

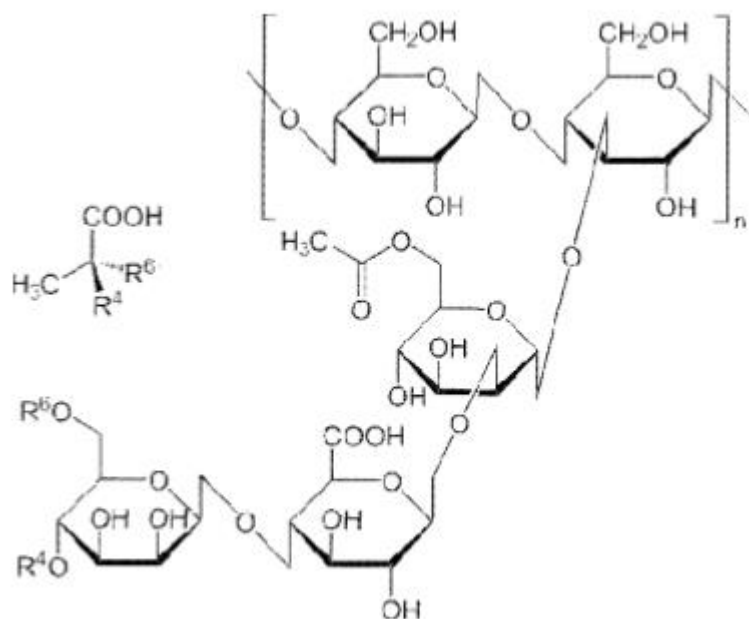


Figure 1.4 – Xanthan molecule

The xanthan polymer in composition of biopolymer drilling fluid acts as a viscosifier and gives it the necessary thixotropic and structural-mechanical properties, and drilling fluid system has a relatively high viscosity at low shear rates (LSRV). Resulting spatial macromolecular structure in drilling fluid ensures that cuttings are held in suspension. However, it is important to note that concentration of biopolymer in drilling fluid should exceed the critical one ($4\text{--}4,5 \text{ kg/m}^3$), at which manifestation of viscoelastic properties is observed, and should not exceed 0,5%, since, otherwise, hydraulic resistance in a circulation system and a decrease in mechanical drilling speed due to an increase in interaction between polymer molecules in solution [11].

Many polymers (CMC, PAC, PAA, etc.) adversely affect application efficiency and functionality of xanthan gum, which can lead to poor viscoelastic properties. In

this case, starch is practically only reagent that does not affect viscoelastic properties of biopolymer system.

During drilling-in, xanthan polymer is directly involved in creation of a thin low-permeability filter cake on the walls of well by forming a strong cellular intermolecular structure between an interconnected biopolymer molecules. Also, as a regulator of rheological properties, xanthan biopolymer is used to control viscosity, which, in turn, determines mobility of drilling fluid and extent to which it spreads into reservoir area [1].

Thus, main mechanisms of damage to productive formations are considered, especially when using water-based drilling fluids. It is also important to note that component composition of drilling fluid plays an important role in drilling-in process. Both a dispersion phase and dispersed phase can have an influence.