

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 21.04.01. Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ) Нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Повышение эффективности заводнения пластов на основе полимерных систем месторождения X

УДК 622.276.43:678.7

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ93	Новиков Максим Николаевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Мищенко Мария Валериевна	К.Г.-М.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Романюк Вера Борисовна	К.Э.Н		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Сечин Александр Иванович	Д.Т.Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Зятиков Павел Николаевич	Д.Т.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 21.04.01. Нефтегазовое дело

Отделение школы (НОЦ) 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
2БМ93	Новикову Максиму Николаевичу

Тема работы:

Повышение эффективности заводнения пластов на основе полимерных систем месторождения X	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№97-3/с от 07.04.2021

Срок сдачи студентом выполненной работы:	07.06.2021
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Геолого-геофизическая характеристика месторождения X, анализ осложненных условий на месторождении X, результаты проведения опытно – промышленных работ по ПАВ-полимерному заводнению на Холмогорском месторождении.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Введение Глава 1 Анализ современного представления о процессе полимерного заводнения Глава 2 Применение полимеров в комплексе с другими реагентами Глава 3 Общие сведения по объекту моделирования Глава 4 Моделирование процесса полимерного заводнения.

	Глава 5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение Глава 6 Социальная ответственность Заключение Список публикаций Список использованных источников ПРИЛОЖЕНИЕ А. Efficiency improving based on polymer systems on the example of field x (analysis) ПРИЛОЖЕНИЕ Б ПРИЛОЖЕНИЕ В
Перечень графического материала	Схема радикальной полимеризации акрилакмида, сравнение базовых вариантов разработки с проектными, динамика изменения вязкостных свойств полимера в зависимости от его концентрации. Динамика изменений показателей разработки месторождений. Схемы блоков подготовки и закачки реагента.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент	Романюк В.Б., к.э.н, доцент ОНД ИШПР
Социальная ответственность	Сечин А.И., д.т.н, профессор ООД ШБИП
Иностранный язык	Миронова В.Е., к.ф.н, ст. преподаватель ОИЯ ШБИП
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
<i>Раздел на английском языке:</i> Приложение А. Efficiency improving based on polymer systems on the example of field x	
<i>Разделы на русском языке:</i> реферат, введение, заключение, главы 1-5	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	15.03.2021
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД ИШПР	Мищенко Мария Валериевна	к.г.-м.н		15.03.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ93	Новиков Максим Николаевич		15.03.2021

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции выпускников и индикаторы их достижения	
УК(У)-1. Способность осуществлять поиск, критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, вырабатывать стратегию действий	<p>И.УК(У)-1.1. Анализирует проблемную ситуацию как систему, выявляя ее составляющие и связи между ними</p> <p>И. УК(У)-1.2. Определяет пробелы в информации, необходимой для решения проблемной ситуации, и проектирует процессы по их устранению</p> <p>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</p> <p>И.УК(У)-1.4. Использует логико-методологический инструментарий для критической оценки современных концепций в своей предметной области</p>
УК(У)-2. Способность управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла	<p>И.УК(У)-2.1. Определяет проблему и способ ее решения через реализацию проектного управления</p> <p>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</p> <p>И.УК(У)-2.3. Осуществляет мониторинг за ходом реализации проекта, корректирует отклонения, вносит дополнительные изменения в план реализации проекта</p>
УК(У)-3. Способность организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели	<p>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</p> <p>И.УК(У)-3.2. Организует дискуссии по заданной теме и обсуждение результатов работы команды</p> <p>И.УК(У)-3.3. Планирует командную работу, распределяет поручения и делегирует полномочия членам команды</p>
УК(У)-4. Способность применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия	<p>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</p> <p>И.УК(У)-4.2. Составляет, переводит и редактирует различные академические тексты (рефераты, эссе, обзоры, статьи и т.д.)</p> <p>И.УК(У)-4.3. Представляет результаты академической и профессиональной деятельности на различных научных мероприятиях, включая международные</p> <p>И.УК(У)-4.4. Планирует и организовывает совещания, деловые беседы, дискуссии по заданной теме; аргументированно и конструктивно отстаивает свою точку зрения, позицию, идею в академических и профессиональных дискуссиях на государственном и иностранном языках</p>

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции выпускников и индикаторы их достижения	
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 интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности
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	
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
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 определяет 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

Код компетенции	Наименование компетенции
Общепрофессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения	
<p>ОПК(У)-4. Способность находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в научных исследованиях и в практической технической деятельности</p>	<p>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</p>
<p>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</p>	<p>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</p>
<p>ОПК(У)-6. Способность участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания</p>	<p>И.ОПК(У)-6.1. Демонстрирует знания основ педагогики и психологии И.ОПК(У)-6.2. Демонстрирует умение общаться с аудиторией, заинтересовать слушателей</p>
Профессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения	
<p>ПК(У) -1. Способен разрабатывать методическое обеспечение для первичной и периодической подготовки и аттестации специалистов в области добычи углеводородного сырья</p>	<p>И.ПК(У) -1. Участвует в разработке методических документов по вопросам проведения геолого-промысловых работ, проектирования, отчетности, подготовки и аттестации в области промышленной безопасности на опасных производственных объектах в процессах добычи углеводородного сырья</p>

Код компетенции	Наименование компетенции
ПК(У) -2. Способен анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами добычи углеводородного сырья	И.ПК(У) -2.1. Руководит организационно-техническим сопровождением работ по восстановлению работоспособности нефтегазопромыслового оборудования при эксплуатации объектов добычи нефти и газа
ПК(У) -3. Способен оценивать эффективность инновационных технологических решений в процессе выполнения производственных показателей при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений углеводородного сырья	И.ПК(У) -3.1. Оценивает повышение эффективности добычи углеводородного сырья и проведения геолого-промысловых работ в процессе выполнения производственных показателей при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений
ПК(У)-4. Способен обеспечивать безопасную и эффективную эксплуатацию и работу технологического оборудования нефтегазовой отрасли	И.ПК(У) -4.1. Обеспечивает эффективную эксплуатацию технологического оборудования, конструкций, объектов, агрегатов, механизмов в процессе добычи углеводородного сырья в соответствии с требованиями нормативной документации
ПК(У)-5. Способен участвовать в управлении технологическими комплексами, принимать решения в условиях неопределенности	И.ПК(У) - 5.1. Руководит персоналом подразделений по добыче углеводородного сырья и геолого-промысловых работ в процессе разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

Код компетенции	Наименование компетенции
Профессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения	
<p>ПК(У)-6. Способен применять полученные знания для разработки и реализации проектов и научно-исследовательских работ различных процессов производственной деятельности на основе методики проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-нормативных документов</p>	<p>И.ПК(У) -6.1. Разрабатывает текущее и перспективные планы по эффективному проведению геолого-промысловых работ и добыче углеводородного сырья на основе методик и требований проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-нормативных документов</p>
<p>ПК(У)-7. Способен применять современные программные комплексы для научно-исследовательских работ и проектирования технических устройств, аппаратов и механизмов, технологических процессов в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности</p>	<p>И.ПК(У)-7.1. Разрабатывает плановую, проектную, научно-исследовательскую и методическую документацию для геолого-промысловых работ и работ по добыче углеводородного сырья с применением современных программных комплексов для проектирования технологических процессов, перевооружений, технических устройств, аппаратов и механизмов в процессе разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений</p>

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ93	Новиков Максим Николаевич

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Магистр	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» / «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

<i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Оценка затрат на внедрение технологии полимерного заводнения на месторождении X</i>
<i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Доля единовременных и переменных затрат, стоимость проведения операций по закачке полимеров</i>
<i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 20%</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Расчет системы показателей, отражающих эффективность мероприятий применительно к условиям рыночной экономики, с включением в экономические расчеты платежей и налогов</i>
<i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Планирование затрат на проведения операций по закачке полимеров</i>
<i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Расчет экономической эффективности внедрения новой технологии</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

Линейный календарный график проведения работ одной бригадой

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	07.03.2021
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк В.Б.	к.э.н, доцент		27.03.2021г

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ93	Новиков Максим Николаевич		27.03.2021г

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ93	Новиков Максим Николаевич

Школа	ИШПР	Отделение	ОНД
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело»

Тема ВКР:

Повышение эффективности заводнения на основе полимерных систем месторождения X	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования и области его применения	Объектом исследования данной работы полимерный состав, предназначенный для заводнения пластов.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: 1.1. Специальные правовые нормы трудового законодательства 1.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	<ul style="list-style-type: none"> - Федеральный закон "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" от 21.07.1997 N 116-ФЗ. - 4156-86 «Санитарные правила для нефтяной промышленности». - Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 01.04.2019).
2. Производственная безопасность 2.1 Анализ вредных и опасных факторов, которые может создать объект исследования. 2.2. Анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть на производстве при внедрении объекта исследования. 2.3. Обоснование мероприятий по защите персонала предприятия от действия опасных и вредных факторов.	Вредные факторы: – отклонение показателей климата на открытом воздухе; – недостаточная освещенность; – повышенный уровень шума и вибраций; – вредные вещества. Опасные факторы: – электробезопасность, поражение электрическим током; – пожарная безопасность; – механические опасности.
3. Экологическая безопасность: 3.1. Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду. 3.2. Анализ влияния процесса эксплуатации объекта на окружающую среду. 3.3. Обоснование мероприятий по защите окружающей среды.	<ul style="list-style-type: none"> - Анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы углеводородов и сероводорода) - Анализ воздействия объекта на литосферу (разливы нефти). - Анализ воздействия объекта на гидросферу (разлив нефти в грунтовых водах).
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: 4.1. Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследований. 4.2. Анализ вероятных ЧС, которые могут возникнуть на производстве при внедрении объекта исследований. 4.3. Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС.	Защита в чрезвычайных ситуациях. При разработке и эксплуатации проектируемого решения существует риск возникновения ЧС связанной с неконтролируемым выбросом газа, а также возгорание технологического оборудования. Наиболее типичная ЧС техногенного характера на объекте – выброс газа из негерметичных соединений.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	26.02.2021
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ТПУ	Сечин Александр Иванович	д.т.н.		26.02.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ93	Новиков Максим Николаевич		26.02.2021

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 143 страницы, в том числе 28 рисунков, 31 таблицу. Список литературы включает 51 источник информации.

Ключевые слова: нефть, газ, месторождение, пласт, коэффициент извлечения нефти, эффективность, нагнетательная скважина, заводнение, полимер, полиакриламид.

Объектом исследования является система заводнения пластов.

Предметом исследования является технология полимерного заводнения.

Целью работы является разработка рекомендаций по усовершенствованию системы заводнения пластов с применением полимеров.

В результате исследования рассмотрены основные направления в развитии технологии полимерного месторождения, ведущие технологические проекты по применению совместной закачки полимеров с другими реагентами. Представлен анализ текущий разработки выбранного месторождения. Был рассмотрен вопрос о математическом подходе к моделированию фильтрации неньютоновских жидкостей.

Методы исследования: работа выполнена с использованием пакета программ Petrel.

Положительные значения расчета технологической и экономической эффективности проведения технологии на участке показали целесообразность осуществления проекта.

Обозначения, определения и сокращения

ASP – alkali-Surfactant-Polymer

SP – Surfactant-Polymer

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

ПЗП – призабойная зона пласта;

ГНО – глубинно-насосное оборудование;

КРС – капитальный ремонт скважин;

СПО – спуско-подъемные операции;

ПАВ – поверхностно-активные вещества;

ОПИ – опытно-промышленные испытания;

ПАА – полиакриламид;

КМЦ – карбоксилметилцеллюлоза;

МУН – методы увеличения нефтеотдачи;

КИН – коэффициент извлечения нефти.

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ.....	17
ГЛАВА 1 ОБЩИЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ О ПРОЦЕССЕ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ.....	19
1.1 Представление о полимерном заводнении.....	19
1.1.1 Особенности применения полимеров акрилового ряда.....	22
1.1.2 Основные полимеры и сополимеры акрилового ряда.....	25
1.2 Обзор существующих полимеров для повышения нефтеотдачи пластов в России и мире.....	27
1.3. Возможности и ограничения технологии полимерного заводнения.....	28
1.4 Типы деструкции полимеров.....	29
1.4.1 Механическая и физико-химическая деструкция.....	31
1.4.2. Термическая деструкция полимеров.....	33
1.4.3 Химическая деструкция полимеров.....	35
1.4.4 Биологическое разложение полимера.....	35
1.5 Технология приготовления раствора и его последующей закачки.....	36
Выводы по главе.....	39
ГЛАВА 2 ПРИМЕНЕНИЕ ПОЛИМЕРОВ В КОМПЛЕКСЕ С ДРУГИМИ РЕАГЕНТАМИ.....	40
2.1 SP-заводнение.....	40
2.1.1 ПАВ, применяемые для технологии увеличения нефтеотдачи.....	41
2.1.2 Опытнo–промышленные испытания проекта SP заводнения на Холмогорском месторождении.....	44
2.2 ASP-заводнение.....	48
Вывод по главе.....	57
ГЛАВА 3 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ПО ОБЪЕКТУ МОДЕЛИРОВАНИЯ.....	58
3.1 Краткая геологическая характеристика месторождения.....	58
3.2 Анализ разработки месторождения X.....	60
3.3 Математическая постановка задачи.....	61
3.3.1 Модели фильтрации неньютоновских жидкостей.....	61
3.3.2 Уравнение неразрывности.....	66
3.3.3 Уравнения модели Гершеля-Балкли.....	68
3.3.4 Начальные и граничные условия.....	70
Вывод по главе.....	70
ГЛАВА 4 МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ.....	71

4.1	Входные данные.....	71
4.2	Моделирование полимерного заводнения для тестового участка.....	75
4.3	Моделирование полимерного заводнения применительно к месторождению X.....	78
	Вывод по главе.....	84
ГЛАВА 5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОЕМКОСТЬ.....		85
5.1	Расчёт нормативной продолжительности выполнения работ.....	87
5.2	Нормативная база для расчёта сметы на выполняемые работы.....	89
5.3	Расчёт сметной стоимости работ.....	94
	Вывод по главе.....	98
ГЛАВА 6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....		99
6.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	100
6.2	Производственная безопасность.....	101
6.2.1	Отклонение показателей климата на открытом воздухе.....	102
6.2.2	Воздействие токсичных и раздражающих веществ на организм человека.....	103
6.2.3	Расчет потребного воздухообмена при выделении газов через неплотность аппаратуры, находящейся под давлением	104
6.2.4	Анализ показателей шума.....	106
6.2.5	Анализ показателей вибрации.....	106
6.2.6	Отсутствие или недостаток естественного света.....	107
6.3	Анализ опасных факторов рабочей среды.....	108
6.3.1	Анализ электробезопасности	108
6.3.2	Опасность механических повреждений.....	110
6.3.3	Аппараты под давлением.....	111
6.4	Экологическая безопасность.....	114
6.5	Защита в чрезвычайных ситуациях.....	116
	Вывод по главе :.....	118
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....		119
СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ СТУДЕНТА.....		120
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....		121
Приложение А.....		126
Приложение Б – Полимеры для увеличения нефтеотдачи производства SNF		142
Приложение В – Полимеры российского производства для увеличения нефтеотдачи.....		144

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность исследования. На сегодняшний день нефтегазовая отрасль претерпевает серьезные изменения. Объемы легко добываемой нефти сокращаются, происходит усложнение структуры разрабатываемых и разведанных запасов. Большое число открываемых месторождений характеризуются сложными геологическими условиями, физико-химическими особенностями пластовых флюидов, разработка таких залежей требует больших экономических затрат, разработки и новых и совершенствование текущих технологий. На фоне этого нефтяные компании уделяют большее внимание вопросам достижения проектного значения коэффициента извлечения нефти, а также выработки остаточных запасов месторождений.

Если ранее технология разработки месторождения предусматривала несколько этапов, включающих в себя: первый, в котором добыча пластового флюида происходит только за счет естественной природной энергии пласта, второй этап подразумевает закачку воды или газа для восполнения потерь естественной энергии и повышения пластового давления. И третий этап, который направлен на увеличение объемов добычи с использованием методов увеличения нефтеотдачи. Однако в нынешних реалиях проведение методов увеличения нефтеотдачи может производиться и на первом этапе разработки месторождений, закачка воды оказывается не так эффективна из-за создания зон дренирования чистой воды, неравномерного вытеснения нефти по контуру, высокого соотношения подвижностей воды и нефти.

В такой ситуации требуется решение, которое поспособствует увеличению коэффициента извлечения из разрабатываемых пластов и позволит избегать проблем, описанных ранее. Для этого применяют третичные методы нефтеотдачи, в числе которых выделяется химические методы.

Одним из химических методов, который получил широкое распространение по всей территории земного шара, является добавка к воде полимеров и различных присадок. Данная комбинация комплексно воздействует на свойства закачиваемого агента, флюида, и даже породы коллектора.

Целью работы является разработка рекомендаций по усовершенствованию системы заводнения пластов с применением полимеров.

Задачи исследования:

- проанализировать современные представления о полимерном заводнении пластов;
- проанализировать применяемые методики на основе полимерного заводнения;
- разработать рекомендации по проведению опытно-промышленных работ в конкретных геолого-физических условиях.

Объектом исследования является система заводнения пластов.

Предмет исследования: технология полимерного заводнения.

Практическая новизна:

- проведен анализ применения технологии полимерного заводнения и его модификаций;
- в результате гидродинамического моделирования предложен вариант реализации технологии полимерного заводнения на одном из участков месторождения.

Апробация работы:

1. Новиков М. Н. Анализ применения полимерного заводнения // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XXIV Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных, посвященного 75-летию Победы в Великой Отечественной войне, Томск, 6-10 Апреля 2020. - Томск: Изд-во ТПУ, 2020 - Т. 2 - С. 121-122

ГЛАВА 1 ОБЩИЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ О ПРОЦЕССЕ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ

1.1 Представление о полимерном заводнении

На процесс вытеснения и на значения коэффициента извлечения нефти при разработке месторождения с использованием технологии заводнения пластов оказывают влияние большое число факторов. В первую очередь это свойства и состав самой нефти, физико-химические свойства, составы и взаимодействие пластовых и закачиваемых вод. Фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пласта коллектора, связанные неоднородностью, изменением проницаемости по объему, минерального состава горной породы, слагающей пласт [13]. Неоднородность пластов способна стать причиной преждевременного прорыва закачиваемой воды к забоям добывающих скважин и образования конусов обводнения (рисунок 1) [18].

Большую роль в процессе вытеснения играет соотношение вязкостей закачиваемого агента и пластовой нефти. При большой разности вязкостей двух сред фронт вытеснения является неравномерным, вследствие чего он может обойти пластовые жидкости, тем самым образуя язык обводнения.

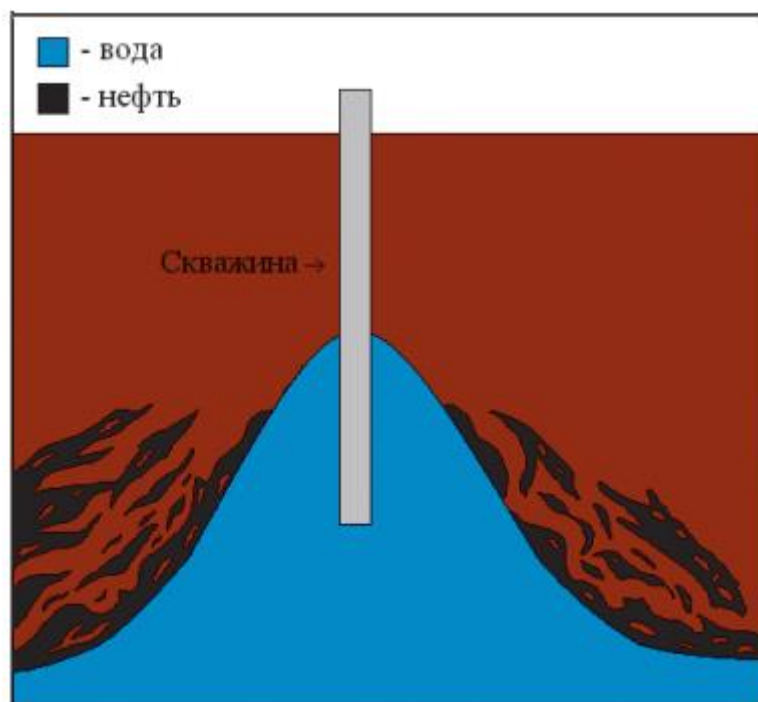


Рисунок 1 – Конус обводнения

С целью выравнивания профиля вытеснения и профиля приёмистости скважин, изменению соотношения вязкостей агента и пластового флюида, к закачиваемой воде могут добавляться различного рода вещества, одними из которых являются полимеры.

Метод полимерного заводнения довольно простой с технологической точки зрения, но от этого не менее эффективный. Он основан на добавлении к воде определенного количества водорастворимого полимера, при этом образуется раствор, обладающей повышенной вязкостью. Эффективность данного метода больше, чем при использовании традиционного способа, связанного с закачкой технической воды. Добавление водорастворимых полимеров увеличит вязкость воды, следовательно, улучшит контроль подвижности и в то же время может также снизить относительную проницаемость воды по сравнению с нефтью. Полимерное заводнение использовалось более 50 лет в промышленности.

Обычно водорастворимые полимеры делятся на две группы: синтетические и биополимерные [35]. Гидролизированный полиакриламид является популярным синтетическим полимером в большинстве случаев использования в полевых и экспериментальных условиях [39].

В основе эффективного применения полимерного заводнения лежат свойства, проявляемые полимером при его закачке. Рядом экспериментов была установлено, что по своим реологическим свойствам раствор, содержащий определенную концентрацию полимера, может быть отнесен к классу неньютоновских жидкостей. Кажущаяся вязкость раствора полимера даже при низких значениях концентрации самого полимера намного больше вязкости воды. Ограничивающие факторы для применения полимеров являются повышенная температура пластов и высокая степень минерализации.

Внедрение полимерного заводнения являлось неравномерным, ранее часто производили лишь очаговую закачку полимера, связанной с ограничением зон дренирования. Однако на современном этапе технология

полимерного заводнения приобретает новые пути развития, основополагающим фактором к этому служит рост разрабатываемых месторождений с тяжелой нефтью. Наиболее крупные проекты мировой практики по применению полимерного заводнения приведены ниже [27].

Таблица 1 - Проекты по применению полимерного заводнения

Месторождение	Литология	Глубина, м	К, мД	μ0, сП	Конц-я полимера, ppm	Минерализация, ppm	Доп. КИН, %
Dalia Field, Angola	песчаник	*	100-6000	11	700	25000	3 -7
Sleepy Hollow field, Oklahoma	песчаник	*	2580	24	750	718	8
Niger Delta Field, Nigeria	песчаник	*	100-6000	16	500-1500	20000	7
Marmul Field, Oman	песчаник	290	15000	80		300	15
Bohai Bay, China	песчаник	580-730	50-480	30	500	*	3
Daqing Field, China	песчаник	1120	50-5000	9-10	500 - 2500	5000-7000	15
La-sa-Xing Filed, China	песчаник	610-1710	2000	8-10	*	5000-7000	10
North Stanley Stringer Oklahoma	песчаник	880	300	2.2	100-600	*	3.1
West Selmeck Crook County WY	песчаник	2200	647	12.3	200	7750	4.4
Taber Maniville south	песчаник	980	2107	58	360-500	*	2

Проект по применению полимерного заводнения в Омане можно считать одним из наиболее удачных. Проект был полностью запущен в 2012 году, производился в несколько этапов. Месторождение находилось на третьей стадии разработки, закачка полимера производилась в 27 нагнетательных скважин, из них 3 скважины с горизонтальным окончанием. Скорость закачки рабочего агента составляла 12000м³, вязкость агента – 15сП.

Эффективность применения проявлялась в снижении процента воды в добываемой продукции, увеличению дебитов нефти. Последующие года оказались рекордными по выработке нефти за всю тридцатилетнюю историю месторождения.

Касаемо пилотных проектов по применению технологии полимерного заводнения на территории России и стран СНГ, можно сделать вывод о том, что после первых неудачных попыток, от технологии временно отказались, наиболее крупные проекты представлены в таблице.

Таблица 2 - Применение полимерного заводнения на территории России и стран СНГ

Месторождение	Год начала реализации	Число скважин под воздействием		Удельная эффект., т/т
		нагнетательных	добывающих	
Орляное	1969	9	35	1 551
Сосновское	1978	15	31	191
Дерюжеское	1987	3	15	721
Дерюжеское	1983	13	36	4 950
Радаевское	1991	6	36	1 031
Козловское	1985	6	23	10 000
Кулешовское	1983	5	29	11 571
Ромашкинское	1981	нет данных		493
Арланское	1981	8	46	125

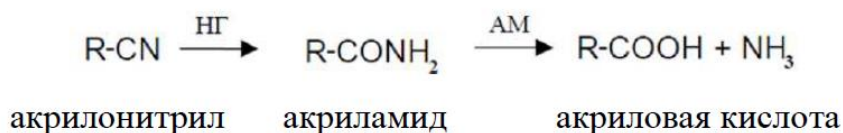
В настоящее время проекты по полимерному заводнению получили довольно широкое распространение, пилотные проекты проходят на практически во всех нефтегазоносных провинциях.

1.1.1 Особенности применения полимеров акрилового ряда

На данный момент среди полимеров, используемых при заводнении, наиболее распространены полимеры на основе акриламида, обладающие высокой молекулярной массой, так называемые частично гидролизованные полиакриламиды (ЧГПАА). Также постепенное распространение получают гибридные полимерные системы, к таким относится загущенный анионный полиакриламид и другие [19].

Полиакриламид – искусственно созданное высокомолекулярное вещество. Оно представляет собой аморфный некристаллизующийся полимер. Согласно законам IUPAC (International Union of Pure and Applied Chemistry) наименование полиакриламида – поли(2-пропенамид) либо поли(1-карбамоилэтилен). Полимеры, также сополимеры акриламида могут производить в различных вариантах: растворы, дисперсий, гранулы либо порошок с обширным спектром параметров, также разделяют растворимые и набухающие полимеры.

При промышленном производстве акриламида наиболее распространены два метода, первый основан на гидролизе акрилонитрила при наличии концентрированной 84,5%-ной серной кислоты (H₂SO₄) при 90-100°C с добавлением ингибиторов (соли железа, меди и др.). Вторым заключается в биокатализе акриламида. Данный способ был разработан в Японии «Nitto Chemical Corp.» и основан на использовании нитрилгидратазы в качестве катализатора при микробиологическом процессе [19]. Одним из главных плюсов второго способа это минимальный вред, наносимый окружающей природе. Биокатализ акриламида проходит в следующем порядке: 1) акрилонитрил → акриламид, на данной стадии в роли катализатора выступает нитрилгидратаза; 2) акриламид → акриловая кислота, данная реакция происходит под контролем фермента амидазы (АМ) [19]. Данное биотехнологическое производство является безопасным как для людей, задействованных в процессе, так и для экологии, по причине отсутствия токсичных отходов. С помощью акриловой кислоты далее получают анионные полимеры акриламида.



Для получения полиакриламида так называемую радикальную полимеризацию исходного соединения (рис.2).

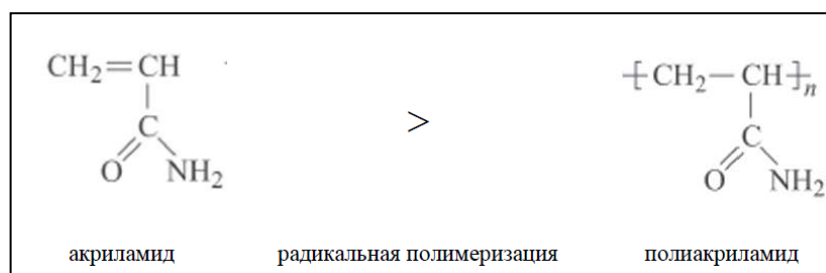


Рисунок 2 – Радикальная полимеризация акриламида

Согласно закону о протекании химических реакций для достижения минимальных затрат энергии звенья группируются «голова к хвосту». Процесс радикальной полимеризации включает в себя:

- инициирование;
- зарождение;
- рост цепи;
- обрыв цепи;
- передача цепи.

На рисунке 3 показана схема полимеризация мономера в димер.

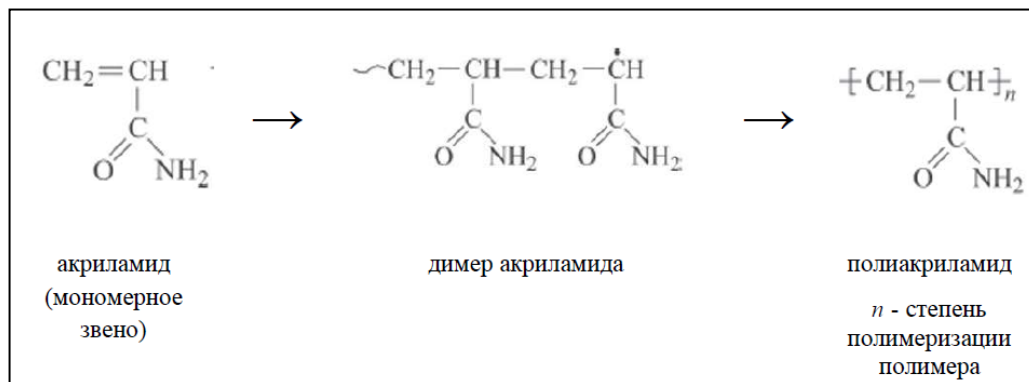


Рисунок 3 – Схема полимеризация мономера в димер

Как говорилось ранее наибольшую эффективность показывают полимеры, обладающие высокой молекулярной массой, в свою очередь молекулярная масса полимеров напрямую зависит от степени полимеризации n , наибольшие достигаемые значения составляют порядка 10^{14} Да. Низкие значение молекулярной массы в процессе гидролиза связаны с разрывом ординарной связи между атомами углерода, соответственно при разрыве связи снижается число мономеров в соединении полимера, в связи с этим и происходит снижение молекулярной массы продукта.

1.1.2 Основные полимеры и сополимеры акрилового ряда

Наибольшей популярностью среди водорастворимых полимеров пользуются полиакриламид и его сополимеры, их эффективность подтверждена как лабораторными исследованиями, так и полевыми испытаниями. Причины широкого применения данных полимеров довольно просты, это их относительно низкая стоимость и невысокая токсичность при производстве, помимо нефтегазовой промышленности они используются в медицине и прочих бытовых отраслях. Следующим преимуществом является объем и постоянно совершенствующаяся технология производства полиакриламида и его сополимеров, что позволяет получать более качественный полимер по более низкой цене. Также высокий объем производства порождает большой ассортиментный ряд полимеров, подходящих под самые разные условия применения [25].

Такие объемы производства стали доступными в связи с тем, что были синтезированы различные мономеры метилметакрилат (ММА), бутилакрилат (БА), бутилметакрилат (БМА), гептилакрилат (ГА), гептилметакрилат (ГМА), децилакрилат (ДА), N-трет-октилакриламид (тОАА), N-трет-нонилакриламид (тНАА), N-трет-додэцилакриламид (тДЦАА), N-втор- тридецилакриламид (вТДАА) [26].

В таблице 3 показаны основные используемые полимеры, различия между ними заключаются в молекулярной массе, технологии получения.

Таблица 3 – Характеристика марок полимерных агентов на основе ПАА

№	Марка ПАА	Молек. масса, млн.	Степень гидролиза, %	№	Марка ПАА	Молек. масса, млн.	Степень гидролиза, % мольн.
1	NP-123	8,6	2,1	12	POLYDIA PDA-1004	9	5
2	NP-234	9,5	2,5	13	DP9-8177	6	5
3	FA 920	5	1,0	14	«SEURVEY» марки R (марки R-1, R-2, R-3)	11	9
4	FA 920 SH	6,1	1,3	15	«Softpusher»	9	8
5	FA 920 VHM	11,2	1,0	16	AK-642	1,3	6,6
6	FA 910 VHM	15	8,0	17	AK-631	1,1	0,5
7	FA 912 VHM	10,5	2,1	18	Алкофлад 955 (Alcoflood® 955)	7,7	3,6
8	SANFLOC AM-200P	12,4	13,9	19	FP 107	15	13-18
9	POLEOR ATC №800	9,3	1,3	20	FP 207	9	5-10
10	POLEOR-Z 3020	14	22,1	21	AN 125	8	10
11	POLEOR ATC A-1800	10,6	19,5				

Лидирующем производителем на рынке полимеров является французская компания SNF, компания производит полимеры используемые в нефтегазовой отрасли для самых разных условий и характеристик рабочей среды:

- если речь идет о невысоких показателях пластовой температуры и низкой минерализации пластовых вод, производитель рекомендует линейку полимеров FLOPAAM TM - гидролизованные полиакриламиды различной молекулярной массы;
- если же для залежи характерны высокие пластовые температуры то стоит обратить внимание на сульфонированные полиакриламиды.
- для высокоминерализованных вод компания может предложить линейку жидких ксантановых резин FLOCON TM.

Однако независимо от качества изготавливаемого полимера перед реальными испытаниями на промышленных объектах должны быть произведены специальные лабораторный исследование на поведение полимерного раствора.

1.2 Обзор существующих полимеров для повышения нефтеотдачи пластов в России и мире

На территории РФ производят в основном гелеобразный и гранулированный полиакриламид, в отличие от зарубежных производителей, которые в свою очередь акцентируются на порошковом полимере. Наиболее известные марки:

- полиакриламиды - DK-Drill, Polidia, DKS-ORP, Sedipur, CS5, CS6, CS30;
- карбоксиметилцеллюлоза - Gabrosa DM-60, Serogel, Tylose, Finnfix;
- и прочие: оксиэтилцеллюлоза (ОЭЦ); гипан – гидролизированный полиакрилонитрил; поливиниловый спирт (ПВС); полиэтиленоксид (ПЭО); модифицированная метилцеллюлоза (ММЦ)[36].

Основным критерием определяющий выбор полимера является его загущающая способность, которая как правило зависит от молекулярной массы полимера. На данный момент ряд по увеличению загущающей способности выглядит следующим образом: гидролизированный полиакриламид, полиэтиленоксид, карбоксиметилцеллюлоза, гидролизированный полиакрилонитрил, поливиниловый спирт.

Из-за переизбытка на рынке полимеров невозможно определить точное количество разновидностей выпускаемых полимеров, так как многие компании используют свои авторские названия для каждой из линеек, и часто получается так, что между двумя линейками от разных производителей нельзя точно сказать о разнице между ними. Таким образом один и тот же продукт может встречаться у разных брендов под разными названиями. В приложении будут приведены перечни отечественных и зарубежных (SNF) производителей.

Из приведенного списка полимеров можно сделать вывод о том что на сегодняшний момент рынок находится в изобилие, возможно подобрать полимер для решения практически любых месторождений, что в свою очередь

довольно актуально, так как структура открываемых запасов все сложнее и сложнее. Однако даже при таком изобилии производители не останавливаются и продолжают искать более оптимальные соединения, среди которых как комбинированные полимеры, гибридные полимерные составы (HPS), так и низкомолекулярные диспергированные полимеры [27].

1.3. Возможности и ограничения технологии полимерного заводнения

Низкий темп развития применения полимерного заводнения на территории РФ связан с неудачами первых попыток по применению технологии. В девяностых годах по отрицательным результатам первых опытно-промышленных работ было принято решение об отказе от применения данного метода, однако, чем были обусловлены данные результаты? Некачественные лабораторные исследования, непроработанная технологическая сторона проектов? Это, и другие причины не позволили получить удовлетворительные результаты. Проблемы, с которыми столкнулись тогда, имеют место и в современных реалиях, среди них:

- наличие ионов железа, сероводорода, кислорода и прочих веществ, приводящих к окислению и разрыву связей в полимере, что негативно сказывается на молекулярной массе полимера и ухудшает его работоспособность;
- некачественно подготовленный раствор полимера, наличие компов в растворе, несоблюдение технологии приготовления;
- некачественные лабораторные исследования на образцах кернов [21].

При этом использовались зарубежные полимеры и оборудование для подготовки раствора. Некачественные лабораторные исследования приводили к тому, что выбранный полимер не удовлетворял условиям, которые были на месторождениях. Также полномасштабному внедрению помешало отсутствие отечественных поставщиков полимеров, а доставка полимера из-за границы

негативно сказывалось на технико-экономических параметрах реализуемых проектов.

Изучая зарубежный опыт применения технологии полимерного заводнения, можно сделать вывод о том, что наибольшую эффективность получается достичь при ряде параметров: объем нефтенасыщенной части пласта должен быть более тридцати процентов, при этом пласт должен обладать эффективными толщинами порядка трех метров, проницаемость не менее 10 мД. Даже самые современные полимеры будут малоэффективны при пластовых температурах свыше 130⁰С [28].

Как говорилось ранее, в подавляющем большинстве случаев при технологии полимерного заводнения использовались гидролизованный полиакриламид и его сополимеры, а также ксантановые полимеры, однако последние проигрывают полиакриламиду как в стоимости производства, так и в экологическом плане.

В современных реалиях технология полимерного заводнения шагнула далеко вперед и способна показывать высокую эффективность даже при высоких показателях минерализации пластовых вод и высоких температурах, при высокой расчленённости продуктивных залежей и даже при наличии высоковязкой нефти [30].

1.4 Типы деструкции полимеров

Важным фактором успешной реализации полимерного заводнения является поддержание вязкостных характеристик полимера. Минерализация воды, механическая, термическая и химическая деструкция могут привести к значительному снижению вязкости полимерного агента [29].

Соответственно основным техническим фактором (обусловленным природой межмолекулярных взаимодействий полимеров акрилового ряда), определяющим стабильность закачиваемых в пласт полимеров и сохранность ими прикладных полезных свойств (в широком диапазоне применимости), является устойчивость полимеров к внешним воздействиям. Деструкция

полимера ведет к ухудшению технологических свойств растворов, увеличению его расхода и снижению технико-экономических показателей полимерного заводнения.

Разрушение ПАА и его производных может происходить при получении, хранении, переработке и применении полимеров под действием тепла, света, ионизирующего излучения, механических напряжений и биологических факторов, а также при одновременном действии указанных факторов. Деструкция полимера приводит к уменьшению ММ, изменению его строения и физико-химических характеристик, что может ухудшать прикладные свойства полимеров.

Свойства полимерных растворов определяются размером, формой и концентрацией полимерных частиц в воде, зависят от молекулярной массы, степени гидролиза полиакриламида и других факторов. Полиакриламид, как и многие другие полимеры, не отличается физико-химической стабильностью. Молекулярные цепочки полиакриламида способны, с одной стороны, в растворах образовывать агрегаты, с другой – подвергаться разрушению.

На основе знаний о квазикристаллическом строении картина структурных превращений в растворах гибкоцепных полимеров при увеличении их содержания в системе представляется следующей. При малых концентрациях увеличение доли полимера в системе вначале приводит к уменьшению размеров макромолекулярных клубков вследствие уменьшения свободного объема. Кроме того, ограничение подвижности, создаваемое соседними молекулами, может привести к частичному разворачиванию клубков, т. е. к увеличению частиц макромолекул. Возникающие при этом межмолекулярные контакты и ассоциаты макромолекул динамичны и нестабильны. Эта область концентраций полимеров в воде является переходной от разбавленных растворов к полимерным гелям. При дальнейшем увеличении концентрации в растворе возникает полимерная флуктуационная сетка, раствор становится коллоидным, гелеобразным, более стабильным. В

соответствии с этими представлениями следует ожидать, что степень деструкции полиакриламида при закачке будет иной, чем в пласте.

Различают следующие типы деструкции: механическая деструкция; физико-химическая деструкция; термическая деструкция.

1.4.1 Механическая и физико-химическая деструкция

Процессы механического разрушения полимеров имеют место быть в процессе приготовления: в рабочих органах смесительного аппарата, насосов, при движении по системе труб и закачке через насадки долот. В процессе приготовления и закачки. При этом он контактирует как с инертной, так и с физико-химически активной по отношению к нему вмещающей средой.

Деструкция полимерных макромолекул возможна не только в следствие механического влияния при смешивании, но и параллельно от интенсивного физико-химического влияния среды хранения.

Для изучения процесса механической разрушения подготовили исходные образцы растворов полиакриламида DK-Drill в пресной воде. По окончании подготовки исходный состав был подвержен сильному влиянию механического воздействия за счет интенсивного процесса размешивания в стеклянном стакане с крышкой с использованием высокооборотного смесителя. Частота оборотов смесителя регулировалась тахометром и сохранялась на уровне 1000 об/мин. Из раствора с периодичностью каждые 30 минут отбирали образцы проб с целью выявления изменений в характеристиках раствора.

Благодаря использованию инертной емкости, влияние физико-химического воздействия свилось к минимальному. Таким образом основным воздействующим фактором было лишь механическое воздействие органов смесительного аппарата.

Для изучения воздействия на параметры полимерного состава физико-химического влияния стальной среды рабочих органов оборудования был выполнен схожий опыт, однако за место инертного стакана был взята стальная

ёмкость. Алгоритм проведения эксперимента остался тот же. По итогам анализа изменения динамической вязкости состава обнаружено, что снижение вязкости относительно начальной составило порядка двадцати одного процента за все время проведения эксперимента (три часа). Объяснением изменения характеристик полимера является разрушения за счет возрастающих напряжений сдвига.

Коэффициент стабильности за время проведения эксперимента снизился до 0,64 Мт/Мо. Такая потеря обусловлена взаимодействием молекул полимера с ионами железа. Уменьшение степени вязкости полимерных составов в процессе эксперимента обусловлено деструкцией макромолекул, потерей массы. Для оценки вязкости использовался вискозиметр Убеллода, результаты эксперимента по уменьшению молекулярной массы и изменению вязкости представлены табл. 4 (η_0 и η_t – начальная и конечная вязкость; M_0 и M_t – начальная и конечная молекулярная масса полимера)

Таблица 4 – Молекулярная масса полимера в растворах до и после деструкции

<i>Деструкция</i>	η_t/η_0	$[\eta]$	M	M_t/M_0
Исходный раствор	1,00	13,6	$7,91 \cdot 10^6$	1,00
Механическая	0,79	3,2	$1,37 \cdot 10^6$	0,71
Физико-химическая	0,54	9,0	$4,78 \cdot 10^6$	0,60

По приведенным результатам видно, что при сравнении влияния механической и физико-химической деструкции, роль второй существенно больше. Наблюдается большее снижение как молекулярной массы (0,71 против 0,79), так и вязкостных характеристик (0,6 против 0,54).

Объяснением таких результатов может служить то, что происходит изменение размеров макромолекул за счет присутствия ионов железа и деструкции молекул полимера. При отсутствии ионов железа, при использовании инертного стеклянного стакана структурное соединение макромолекул полимера выглядит как вытянутая цепь, которая обладает

пониженной прочностью и легче подвержена процессам деструкции. За счет этого при сильных сдвиговых напряжениях происходит разрыв связей и разрушение структуры полимера, что влияет на вязкостные характеристики раствора.

1.4.2. Термическая деструкция полимеров

При воздействии температуры происходит изменение структуры полиакриламида за счет процесса дегидратации полимера. При процессе дегидратации происходит ряд процессов [15]:

- выделение алифатических соединений;
- образование нитрила;
- распад имида.

Рассмотрим опыт по исследованию влияния температуры на свойства полимера [36], для проведения эксперимента были выбраны следующие кандидаты полиакриламид отечественного и зарубежного производства DK-Drill, также карбоксиметилцеллюлоза [36]. В процессе подготовки составы были разлиты в жаростойкие ёмкости с герметичной крышкой. Далее в ходе эксперимента образцы нагревали последовательно до 40, 60 и 80 градусов Цельсия. При этом на каждом шаге обирались пробы для изучения поведения полимеров, временной шаг между этапами отбора проб составлял два часа.

Полученные данные приведены на рисунке 4 [36], как видно из графиков наиболее устойчивым к влиянию температуры является полиакриламид отечественного производства. Устойчивость полимера зарубежного производства DK-Drill снижается при росте температуры, причем чем сильнее повышение температуры, тем интенсивнее идет ухудшение свойств полимера. Если говорить о цифрах, то коэффициент стабильности (K_c) ПААС равен 0,92, в то время как показатель зарубежного полимера составляет лишь 0,75. Вязкость растворов КМЦ-600 после нагрева в течение 6 ч при этих температурах не снижается, а при температуре 60 и 80°C наблюдается даже незначительное повышение вязкости.

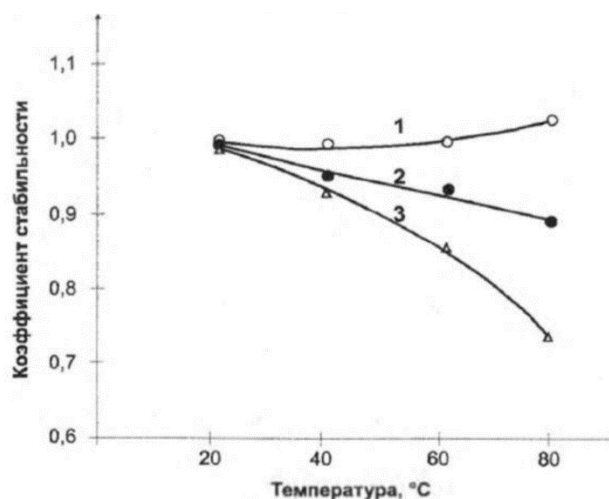


Рисунок 4 – Зависимость коэффициента термической стабильности полимеров КМЦ (1), ПААС (2) и ДК-Drill (3) от температуры нагревания (в течение 6 ч)

Таким образом, результаты исследований показывают, что наиболее значительному изменению вязкостных свойств при нагреве вследствие термической деструкции подвержен полиакриламид с высокой молекулярной массой. Сопоставление результатов исследований термической и термохимической деструкции показывает, что как при низкой, так и при высокой температурах стальная поверхность трубы оказывает сильное воздействие на раствор полимера. При этом коэффициент стабильности полимера резко снижается. Причем это снижение более значительно в первоначальный период, в первые 2 часа контакта. Чем выше температура нагрева, тем меньше коэффициент стабильности. Однако влияние температур меньше, чем влияние воздействия металла трубы. Даже при температуре 20°C при контакте раствора со стальной трубой в течение 6ч Кс снижается до 0,62.

По итогам эксперимента можно сделать вывод о том, что при повышенных температурах и контакте со стальной емкостью возникает процесс термохимической деструкции полимера. При этом чем больше температура, длительность воздействия температуры и продолжительность взаимодействия с сталью, тем значительнее снижение вязкости исследуемых составов в связи с деструкцией.

1.4.3 Химическая деструкция полимеров

Химический распад полимеров связан с взаимодействием его составляющих с молекулами кислорода в процессе подготовки растворов. Вода, применяемая для приготовления растворов, может содержать в себе ионы железа, может быть насыщена кислородом или сероводородом. Эти и другие химические соединения при контакте с полимером могут привести к окислению, что в свою очередь приведет к разрушению полиакриламидных растворов.

Для предупреждения химического разрушения полимерных соединений в качестве профилактических мер применяются в основном технологии, позволяющие уменьшить восприимчивость или сократить содержание кислорода. К таким способам принадлежит применение акцепторов радикалов, поглотителей молекул кислорода, среди которых бисульфит аммония. Также на практике нередко применяется азотная защита установок.

1.4.4 Биологическое разложение полимера

Биологическое разложение в большинстве случаев связывают с наличием аэробных бактерий, при наличии которых возникает реакция окисления, что приводит к увеличению кислотности. Вследствие этого возможно возникновение коррозии устройств или окислительно-восстановительной реакции, при прохождении которой возможно деструкция полимера. Тем не менее, на практике такой тип разложения происходит очень редко.

- поэтому для увеличения стабильности полимерных свойств нужно соблюдать ряд требований, среди которых:
- отсутствие молекул кислорода в рабочей среде,
- невысокая скорость закачки раствора
- использование различного рода стабилизаторов, которые повышают устойчивость полимеров.

1.5 Технология приготовления раствора и его последующей закачки

Установки для приготовления агента вытеснения в целом имеют схожий принцип работы, независимо от завода изготовителя. В качестве наглядного примера рассмотрим более подробно продукты компании SNF. Компания, являющаяся лидером в сегменте производства водорастворимых полимеров, представила линейку FLOQUIP PSU: Polymer Slicing Unit, установки отличаются только мощностью, при этом основные компоненты системы идентичны.

Рассмотрим более подробно установку FLOQUIP. Конструкция основана на стандартных кубических морских контейнерах для легкой транспортировки. В состав установки входит все оборудование, участвующее в приготовлении и закачке раствора полимера. Блок обеспечивает быструю установку и быстрый запуск.

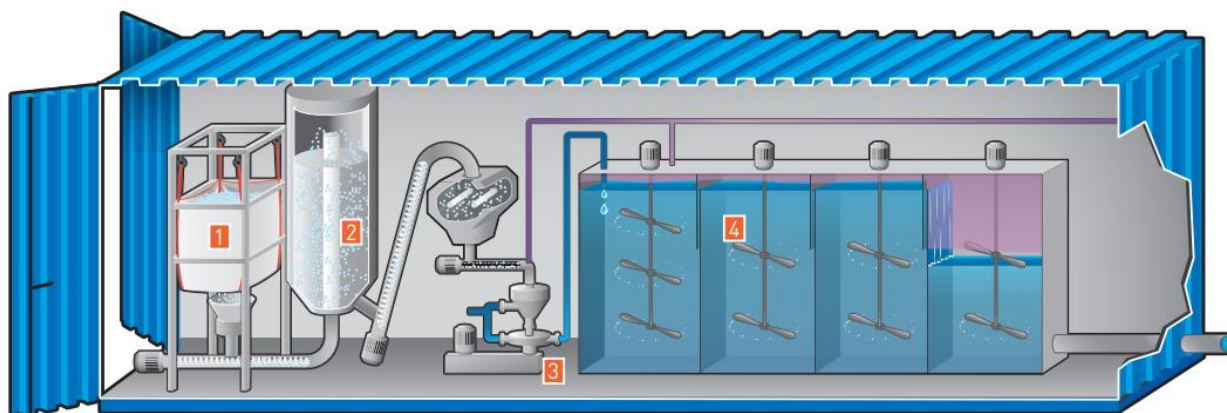


Рисунок 5 – Первый блок комплекса установки по подготовке раствора

- 1) Отсек приема и разгрузки полимера
- 2) Бункер для подготовки раствора
- 3) Модуль измельчения полимера и поточного дозирования

Снижение времени растворения полимера в воде без потери качества растворения достигается за счет использования специализированной установки измельчения и поточного дозирования FLOQUIP PSU™ (ПИМ), запатентованной компанией SNF.

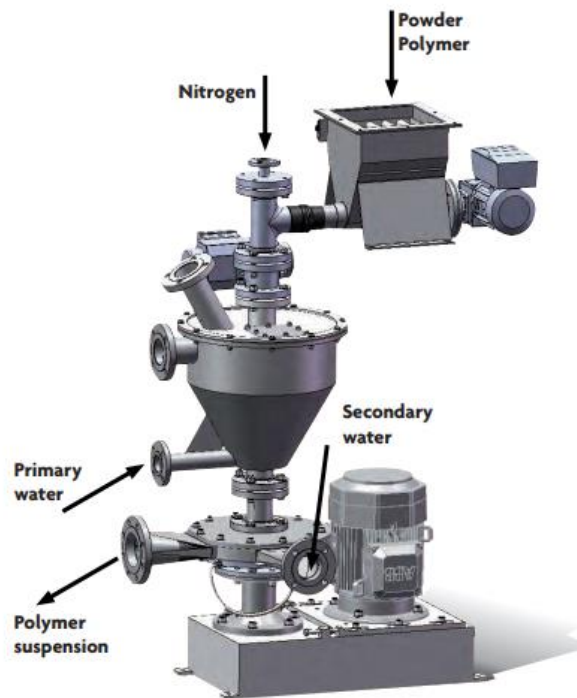


Рисунок 6 – Модуль измельчения полимера и поточного дозирования
FLOQUIP PSU

4) Емкость для созревания.

Полимерный раствор поступает в емкости для созревания со временем нахождения раствора в них, достаточным для полного растворения полимерного порошка. Раствор полимера перемещается из одной секции в другую путем переливания. В каждом отсеке происходит гомогенизация раствора с помощью установленных мешалок мощностью 0,75 кВт. Время выдержки полимерного раствора в емкостях составляет 60 минут.

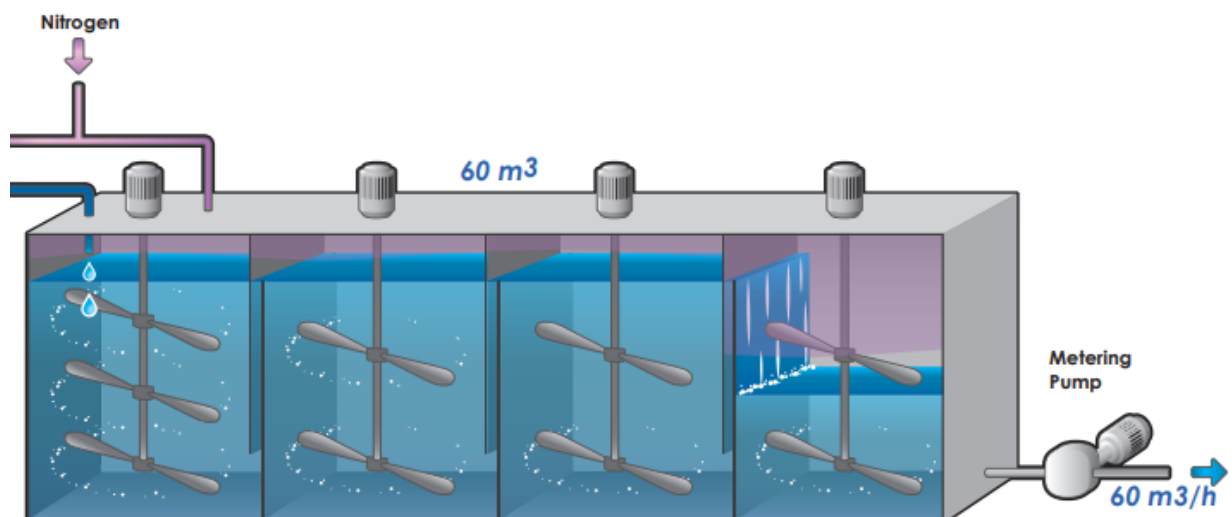


Рисунок 7 – Емкость для созревания

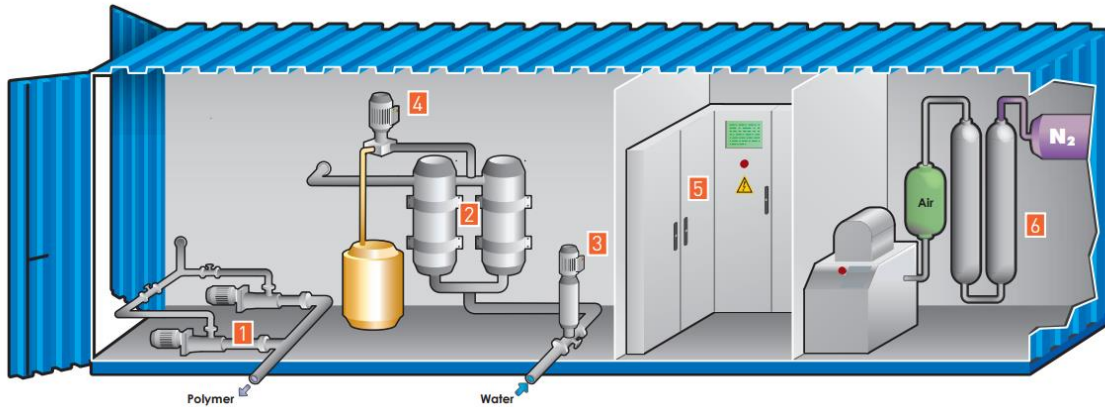


Рисунок 8 – Второй блок комплекса установки по подготовке раствора

В состав второго аппаратного блока входят:

- 1) Дозирующих насосов
- 2) Фильтров
- 3) Водяной помпы
- 4) Продувочного насоса
- 5) Отсека контроля и электроники
- 6) Генератора азота и установки сжатого воздуха

Азот генерируется путем прокачки воздуха через углеродное молекулярное сито, на котором абсорбируется кислород. С помощью азотной подушки, которая присутствует при приготовлении раствора, удается избежать химической деструкции полимера.

Таким образом, приготовление раствора происходит следующим образом. Полимер в виде порошка находится в бункере. При помощи дозирующего винта полимер подается в установку измельчения, которая заполнена азотом. На данном этапе происходит разрезание частиц полимера, их постепенное смачивание и смешивание. При просеивании порошка образуется пыль, которую удаляют с помощью воздушника, который установлен за пределами основного помещения. Далее раствор подается в бак дозревания, где осуществляется гидратация и растворение в воде. Полученный маточный раствор разбавляют до целевой концентрации. Через фильтры

раствор подается на насосные агрегаты для последующей закачки в пласт, более подробная технологическая схема представлена в приложениях.

Выводы по главе

С помощью данной технологии снижается динамическая неоднородность потоков жидкости. Как следствие, увеличивается коэффициент охвата пласта заводнения, соответственно, и коэффициент нефтеотдачи. Для максимального эффекта от технологии необходимо подбирать состав полимерного раствора для конкретных условий. Также важно соблюдать технологический режим подготовки раствора и режим закачки в пласт. Эффективность применения полимерного заводнения зависит от нескольких факторов: высокая вязкость нефти в пластовых условиях; характеристики пласта – температура, проницаемость и минерализация воды; минимизация наступления деструкции.

ГЛАВА 2 ПРИМЕНЕНИЕ ПОЛИМЕРОВ В КОМПЛЕКСЕ С ДРУГИМИ РЕАГЕНТАМИ

Комбинированные методы, направленные на одновременное увеличение коэффициентов вытеснения и охвата пласта воздействием, данные технологии могут быть использованы в различных сочетаниях, таких как щелочно-полимерный (AP), поверхностно-активное вещество-полимер (SP) и щелочь-ПАВ-полимер композиция (ASP).

2.1 SP-защитное

Как было сказано ранее применение химических композиций не ограничивается закачкой полимерной оторочки, существуют различные комбинации применения нескольких методов. Рассмотрим ПАВ-полимерное защитное, если применение полимеров в основном заключается в ограничении водопритока или изменения соотношения подвижностей агента вытеснения и нефти, то применение поверхностно активным веществ носит в себе другой характер.

Основное предназначение поверхностно активных веществ заключается в уменьшении межфазного натяжения на границе раздела фаз на основе их моющей способности. Адсорбция молекул поверхностно активного вещества способствует снижению свободной энергии на границе раздела фаз, это в свою очередь приводит к отделению капель нефти и вытеснению последних под действием нагнетательного агента, таким образом достигается повышение коэффициента извлечения нефти.

К природным ПАВ, содержащимся в нефти можно отнести органические кислоты и соли, спирты и другие. Структура и свойства адсорбционного слоя сильно зависят от ряда свойств сырой нефти: температуры застывания вязкость, содержания ионов металлов, серы, соли. В свою очередь такие свойства адсорбированной пленки, как поверхностный заряд, поверхностная эластичность и вязкость, плотность молекулярной

укладки определяют способность капель эмульсии к сливанию, параметры движения жидкости по капиллярам породы

Применение ПАВ не ограничивается одним видом, ряд исследований показал, что при использовании композиций из нескольких совместимых веществ эффективность возрастает. При смешивании нескольких поверхностно-активных веществ существует вероятность образования мицелл смешанного строения. Свойства таких мицелл довольно сложно предсказать, компоненты разных ПАВ могут как дополнять друг друга, так проявлять синергию, так и оказывать негативное влияние. Однако использование смесей, состоящих из нескольких поверхностно активных веществ, позволяет оптимизировать их свойства.

2.1.1 ПАВ, применяемые для технологии увеличения нефтеотдачи

Поверхностно-активные вещества часто классифицируются по ионной природе головной группы, как анионные, катионные, неионные или цвиттерионные (рисунок 9).

Каждый тип обладает определенными характеристиками в зависимости от того, как молекулы поверхностно-активных веществ ионизируются в водных растворах.

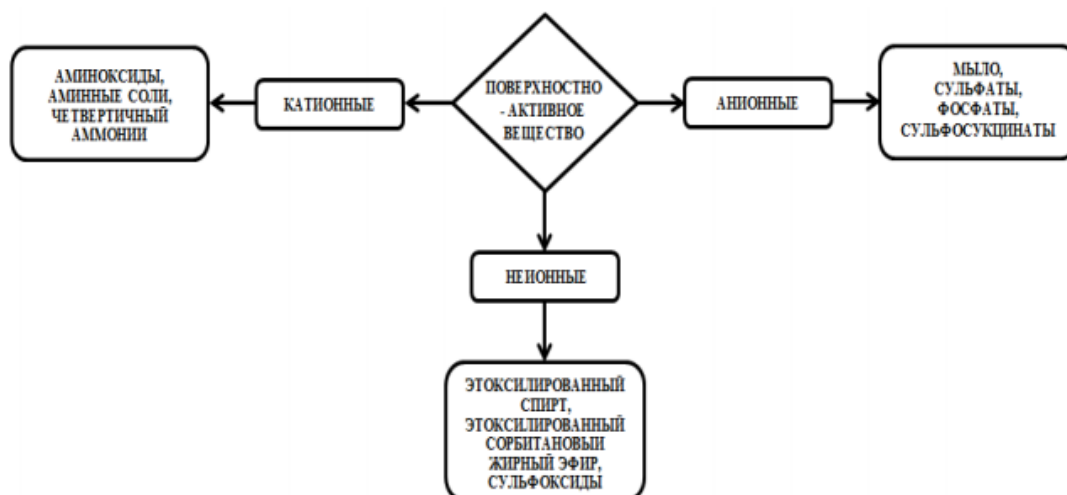


Рисунок 9 – Классификация поверхностно-активных веществ

В таблице 5 представлен список распространенных молекул поверхностно-активного вещества с различными типами заряда: анионный, катионный и неионный [38].

Обычно используемыми поверхностно-активными веществами для EOR являются сульфированные углеводороды, такие как спиртопроксилат сульфат или пропоксилатный сульфонат спирта.

Требования к поверхностно-активным веществам многочисленны и отличаются тем, какие механизмы являются наиболее доминирующими, к примеру, оцениваются условия процесса, такие как высокая температура и высокое давление в условиях коллектора.

Таблица 5 – Распространенные молекулы поверхностно-активного вещества с различными типами заряда

Тип заряда	Формула молекулы поверхностно-активного вещества
<i>Анионный</i>	
Додецилсульфат натрия	$CH_3(CH_2)_{11}SO_4^-Na^+$
Натрия додецилбензолсульфонат	$CH_3(CH_2)_{11}C_6H_4SO_3^-Na^+$
<i>Катионный</i>	
Бромид цетилтриметиламмония	$CH_3(CH_2)_{13}N(CH_3)_3^+Br^-$
Додециламина гидрохлорид	$CH_3(CH_2)_{11}NH_3^+Cl^-$
<i>Неионный</i>	
Полиэтиленоксиды	$CH_3(CH_2)_7(OCH_2CH_2)_8OH$

Анионные поверхностно-активные вещества отрицательно заряжены. Они обычно используются для различных промышленных целей, в качестве детергентов (алкилбензолсульфонаты), мыла (жирные кислоты), вспенивающих агентов (лаурилсульфат) и смачивающих агентов (диалкилсульфосукцинат). Анионные поверхностно-активные вещества являются наиболее часто используемыми веществами при увеличении нефтеотдачи пластов. Они обладают хорошими свойствами поверхностно-активных веществ, такими как снижение поверхностного натяжения, их способность создавать самоорганизующиеся структуры, относительно стабильны.

Анионные поверхностно-активные вещества диссоциируют в воде с образованием амфифильного аниона (отрицательно заряженного) и катиона (положительно заряженный), который обычно представляет собой щелочной металл, такой как натрий (Na^+) или калий (K^+).

Катионные поверхностно-активные вещества имеют положительно заряженную головную группу. Катионные поверхностно-активные вещества диссоциируют в воде, образуя амфифильный катион и анион, обычно галогенид (Br^- , Cl^- и т. д.). Катионные поверхностно-активные вещества производят во время синтеза, они подвергаются реакции гидрирования под высоким давлением, данная операция является более дорогой по сравнению с анионными поверхностно-активными веществами.

Катионные поверхностно-активные вещества не так широко используются, как анионные и неионные поверхностно-активные вещества. Однако сообщается, что катионные поверхностно-активные вещества могут быть использованы для улучшения закачки воды в пласт. Водосодержащие поверхностно-активные вещества типа бромид алкилтриметиламмония или хлорид [41].

Катионные поверхностно-активные вещества, растворяются в нефтяной фазе между поверхностно-активным веществом и карбоксилатов при создании ионных пар. Таким образом, поверхность становится более влажной, и водная фаза может лучше взаимодействовать с капиллярными силами.

Неионные поверхностно-активные вещества не имеют заряженной головной группы. Они также применяются для использования в МУН, [33], главным образом в качестве со-поверхностно-активных веществ для продвижения процесса поверхностно-активных веществ.

Их гидрофильная группа недиссоциирующего типа, не ионизирующая в водных растворах. Примерами веществ, которые содержат неионные поверхностно-активные вещества являются спирты, фенолы, простые эфиры, сложные эфиры или амиды.

В работе [22] представлены результаты испытаний 20 синтетических ПАВ, 13 из которых являлись неионогенными (НПАВ), 6 – анионными (АПАВ), и 1 – катионными (КПАВ). Результаты исследований показали, что с повышением концентрации ПАВ всех изученных растворов увеличиваются их поверхностная активность и нефтеотмывающая способность. При этом самая высокая 21 нефтеотмывающая способность соответствует самому низкому значению межфазного натяжения. Согласно полученным результатам исследованные АПАВ (детергент-ДС и мылонафт) и НПАВ (ОП-7 и ОП-10) при определенных концентрациях в водном растворе были рекомендованы для проведения дальнейших испытаний. Стоит отметить, что последний из перечисленных НПАВ является наиболее распространенным, с его применением связано наибольшее число лабораторных и промышленных испытаний.

2.1.2 Опытнo–промышленные испытания проекта SP заводнения на Холмогорском месторождении

Информация данного раздела (стр. 44 – 48) удалена, так как относится к категории коммерческой тайны.

2.2 ASP-заводнение

Среди различных технологий повышения нефтеотдачи пластов метод ASP заводнения прошел экспериментальные и пилотные испытания и уже широко применяется во многих странах мира (Канада, США, Китай, Индия и др.) более 20 лет.

Китай является лидером в области применения данной технологии. В 2014 году среди 32 проведенных полевых испытаний 21 приходилось на Китай. Коэффициент извлечения остаточной нефти при этом достиг 33%, в среднем составил 21,8% [20]. ASP заводнение было изучено и протестировано на месторождении Дацин уже более 20 лет. ASP заводнение было изучено и протестировано на месторождении Дацин уже более 20 лет. Месторождение Дацин расположено в северо-восточной части Китая, и оно является одним из крупных нефтяных месторождений в Китае. Основные исходные данные и результаты завершённых испытаний технологии ASP заводнения на месторождении Дацин представлены в табл. 1 и 2 [20].

Таблица 7 – Статистика завершеного испытания технологии ASP-заводнения на месторождении Дацин [20].

№	Система размещения скважин (зач./наг.)	Расстояние между скважинами, м	Мощность пласта, м	Эффективная проницаемость, Д	Запасы, 10 ⁴ т	Прирост нефтеотдачи, %
ASP-1	5-точечная (4/9)	106	10,5	0,509	11,73	21,4
ASP-2	5-точечная (1/4)	141	8,4	0,589	8,4	25
ASP-3	4-точечная (3/4)	75	13,1	0,567	5,04	23,24
ASP-4	5-точечная (4/9)	200	7	0,658	24,01	19,4
ASP-5	5-точечная (6/12)	250	12,9	0,512	110,42	20,63

Таблица 8 – Варианты процесса ASP-заводнения на месторождении Дацин

Название оторочки		ASP-1	ASP-2	ASP-3	ASP-4	ASP-5
Предварительная промывка (полимер)	PV (Закаченный)	–	–	–	0,367	–
	концентрация	–	–	–	1500 мг/л	–
Первичная оторочка ASP	PV	0,32	0,37	0,33	0,35	0,3
	состав реагента	A: 1,25% S: 0,3% P: 1200 мг/л	A: 1,2% S: 0,3% P: 1200 мг/л	A: 1,2% S: 0,35% P: 1800 мг/л	A: 1,2% S: 0,11% P: 1800 мг/л	A: 1,25% S: 0,1% P: 1400 мг/л
Вторичная оторочка ASP	PV	–	–	0,158	0,1	0,15
	состав реагента	–	–	A: 1,2% S: 0,11% P: 1800 мг/л	A: 1,2% S: 0,11% P: 1800 мг/л	A: 1,2% S: 0,11% P: 1800 мг/л
Защитная оторочка (полимер)	PV концентрация	0,28 600 мг/л	0,183 1200 мг/л	0,253 800 мг/л	0,05 1000 мг/л	0,05 900 мг/л
	PV концентрация		0,094 800 мг/л		0,1 700 мг/л	0,05 700 мг/л
	PV концентрация		0,031 400 мг/л		0,00	0,01 600 мг/л

				500 мг/л	
Последующее заводнение	Проведение заводнения до достижения обводненности 98%				
Химические реагенты	A: Na ₂ CO ₃	A: NaOH	A: NaOH	A: NaOH	A: NaOH

Гидроксид натрия использовался в большинстве этих испытаний, также впервые был испытан карбонат натрия. Были испытаны несколько типов ПАВ, включая алкилбензолсульфонат, нефтяной сульфонат, лигносульфонаты, нефтяной карбоксилат и ПАВ, синтезированный биологическим методом. Гидролизированный полиакриламид с разной молекулярной массой использовался в процессе заводнения. Дополнительный прирост нефтеотдачи пластов повысился с 19 до 25% [20].

В связи со сложным механизмом процесса ASP заводнения оптимизация объема и концентрации оторочки важна для эффективности ASP заводнения. В табл. 8 показаны данные различных вариантов процесса ASP заводнения. В процессе применялась предварительная промывка с использованием полимера, первичная и вторичная оторочка с использованием химических реагентов (полимер, ПАВ, щелочи) разного состава и концентрации, защитная оторочка с использованием полимера. Среди реализованных пяти вариантов вариант ASP-5 является первым крупномасштабным проектом. Шесть нагнетательных скважин и двенадцать добывающих скважин размещены на данной площадке. После испытания КИН увеличился на 22%, а обводненность с 90% снизилась до 50% [20].

На месторождении Шенгли были проведены экспериментальные испытания ASP заводнения в начале 1990-х гг. Первое испытание было проведено в 1992 г. на площади Gudong и закончено в 1994 г. До данного испытания нефтеотдача пластов составляла 54,4%, обводненность 99,3%. Основные исходные данные залежи около площади дренирования, следующие: пористость – 35%, проницаемость – 2,5 Д, температура пласта 58 °С. Число кислотности составляло 3,11 мг КОН/г нефти. Характеристика породы, нефти и воды в пласте подходящая для применения ASP заводнения.

Дополнительная добыча нефти составила 20667,7 тонн, и нефтеотдача центральной скважины №7 увеличилась на 13,4%. Проведенное данное испытание является ценным опытом для применения ASP заводнения на стадии высокой обводненности. Второе испытание технологии ASP заводнения было проведено на западной части площади Gudong. Средняя проницаемость и пористость данной части залежи составляли 1,52Д и 32% соответственно. Нефтеотдача пластов до проведения технологии ASP заводнения составляла 22,4%. Закачка химических реагентов была завершена в 2002 г. и добыча нефти повысилась с 630 до 1490 баррелей в день. Обводненность уменьшилась с 96% до 83%, а конечная нефтеотдача пластов увеличилась на 15,5%.

Большинство проектов ASP заводнения были реализованы в конце прошлого века. Самые ранние полевые испытания технологии ASP заводнения были осуществлены на месторождении WestKiehl, Wyoming в сентябре 1987 г. Дополнительный прирост нефтеотдачи пластов в течение 2,5 лет составил 26%. Опытно-промысловые испытания ASP заводнения проводились также на месторождении Tannerfield. Оторочка нефтевытесняющего агента содержала 1% гидроксид натрия, 0,1% ПАВ (ORS-41) и 800 мг/л полимера. Дополнительный прирост нефтеотдачи пластов составил 17%. Проведенные настоящие проекты оказались успешными как с технологической, так и с экономической точек зрения.

В Индии технологию ASP применяли на месторождениях Mangala, Kalol, Jhalora [40]. Наблюдаемое к началу применения технологии значение КИН для месторождения Kalol составило 0,30 д.ед.

На месторождении Mangala нагнетание реагентов осуществлялось на группе песчаных коллекторов Fatehgarh. Реализация проекта проходила по пятиточечной системе. Прорыв нефтяного вала к скважине произошел через 2,5 месяца после начала нагнетания ASP-компонентов. При этом наблюдалось восьмикратное увеличение дебита нефти с 8 м³/сут. до 64 м³/сут.

Первый в Канаде крупный проект по нагнетанию ASP реагентов был реализован в мае 2006 года на месторождении Warner. Пласт представляет собой монолитный песчаный коллектор. В период с 2006 до 2008 годы осуществлялся ввод компонентов ASP, с 2008 до 2013 – ввод полимеров. В результате применения технологии в ноябре 2006 было отмечено увеличение суточной добычи нефти с 48 м³/сут. до 211 м³/сут. (45 добывающих и 18 нагнетательных скважин). Прирост КИН составил 0,16 д.ед.

Другой канадский проект по реализации ASP-технологии был осуществлен на песчаном коллекторе месторождения Suffield (11 добывающих скважин). Введение компонентов было начато в 2007 году. Прирост КИН составил 0,16 д.ед.

Ниже в таблицах будут приведены параметры для рассмотренных примеров.

Таблица 9 – Основные параметры по реализуемым проектам

Проект	Проницаемость, мД	Пористость д.ед.	Вязкость нефти (в пл. усл.), сПз	Эффективная нефтенасыщенная толщина, м	Расстояние между скважинами, м	Плотность нефти (при 15 С), кг/м3	Начальная нефтенасыщенность, д.ед.	Нефтенасыщенность к концу ASP, д.ед.	Суммарный дебит по нефти, м3/сут	Обводненность продукции к началу реализации ASP, %	Обводненность продукции к концу реализации ASP, %	Температура в пл. усл., С	Прирост КИН от ASP технологии, д.ед.
Karol	20/700	0,16/ 0,20	0,38/ 1,87	4,6	280/ 400	820	0,25/ 0,26	–	18,1	92	66, 7	82	0,05
Daqing	72	0,26/ 0,28	9/11	14,7	74/ 246	857	0,72	–	358	90	50	–	0,18/ 0,25
Karamay	157	0,18	8,8/ 17,2	15/2 2	50	860	0,67	–	0,3	99	79	–	0,25
Mangala	200/20000	0,21/ 0,28	9/17	–	100	893	0,26	0,1	73,6	92	98	65	0,2
Shengli	1520	0,32	46	15,9	208	–	0,68	–	237	96	83	–	0,155
Warner	1500/3500	0,18/ 0,28	40/ 50	7,1	–	940	–	0,14/ 0,21	211	98	84	35	0,16
Suffield	1000/3000	0,20/ 0,30	180/ 250	2,9	–	973	–	0,31/ 0,37	15,9	60	–	33	0,16
Ср. знач.	2900	0,24	50	12	200	890	0,47	0,25	129	90	77	54	0,18

Примечание: числитель/знаменатель – минимальное/максимальное значение параметра.

Таблица 10 – Компонентный состав и объемные доли нагнетаемых оторочек по реализуемым проектам

Проект	Нагнетаемая оторочка	Компонентный состав оторочки	Концентрация, %	Первый объем, занимаемый оторочкой, д.ед.
Daqing	Полимер	Полимер	–	0,3Vp
	ASP	Сульфонаты Карбоксилаты	–	0,3Vp 0,5Vp
	Полимер	Гидролизированный полиакриламид	–	0,1Vp
Shengli	Полимер	Полимер	0,2	0,01Vp
	ASP	Na ₂ CO ₃ ПАВ Полимер	1,2 0,3 0,17	0,3Vp
	Полимер	Полимер	0,15	0,05Vp
Karamay	Водный солевой раствор	NaCl	1,5	0,4Vp
	ASP	Na ₂ CO ₃ Сульфонаты нефти Полимер	1,4 0,3 0,13	0,34Vp
	Полимер Водный солевой раствор	Полимер NaCl	0,1 0,4	0,15Vp
Mangala	ASP	Сульфаты Сульфонаты Полимеры Na ₂ CO ₃	0,18 0,12 0,25 3	0,5Vp
	Полимер-1	Na ₂ CO ₃ Полимер	1,5 0,23	0,3Vp
	Полимер-2	Na ₂ CO ₃ Полимер	1 0,2	0,2Vp
	Водная оторочка	Na ₂ CO ₃	1	0,1Vp

Продолжение таблицы 10

Karol	ASP	Na ₂ CO ₃ Сульфонаты нефти Частично гидролизированный полиакриламид	3 0,2 0,03	0,3Vp
	Водно-полимерный раствор	Частично гидролизированный полиакриламид	0,03	0,2Vp
	Водная оторочка	Вода	–	0,5Vp
Warner	Щелочь ПАВ	NaOH Алкиларилсульфонат	0,75 0,15	0,34Vp
	Полимер	Flораам 3630	0,12	0,43Vp
Suffield	Щелочь ПАВ Полимер	NaOH Алкиларилсульфонат Гидролизированный полиакриламид	1,5 0,1 0,13	0,34Vp
	Полимер	Гидролизированный полиакриламид	–	–

В России пилотным проектом по применению ASP заводнению можно считать закачку на Западно-Салымском месторождении.

Первые три этапа, состоящие из лабораторных исследований — подбора ПАВ, экспериментов на керне и полевого испытания с маркерами, — направлены на подбор оптимальной рецептуры заводнения АСП для пилотного проекта. На начальном этапе проекта проводился целый набор лабораторных испытаний для определения состава раствора АСП, эффективно работающего в условиях Западно-Салымского месторождения. Подбор реагентов АСП для месторождения состоит из 4-х этапов: 1) скрининг, термическая и химическая стабильность, 2) подбор активных ПАВ для достижения низкого поверхностного натяжения, 3) оптимизация рецептуры АСП с использованием фильтрационных экспериментов на керне, и 4) проверка работы химического раствора АСП в полевых условиях. СПД успешно провела данные этапы за 4 года.

В случае с тестом на фазовое поведение в пробирку добавляют сырую дегазированную нефть с месторождения. Типичные результаты этих двух

экспериментов для условий Западно-Салымского месторождения показаны на рисунке 13. В тестах на фазовое поведение наилучшую активность с нефтью продемонстрировали ПАВ из ряда внутренних олефин сульфонатов (ВОС), имеющих большой молекулярный вес. И ПАВ и полимер для проекта закупались у иностранного производителя.

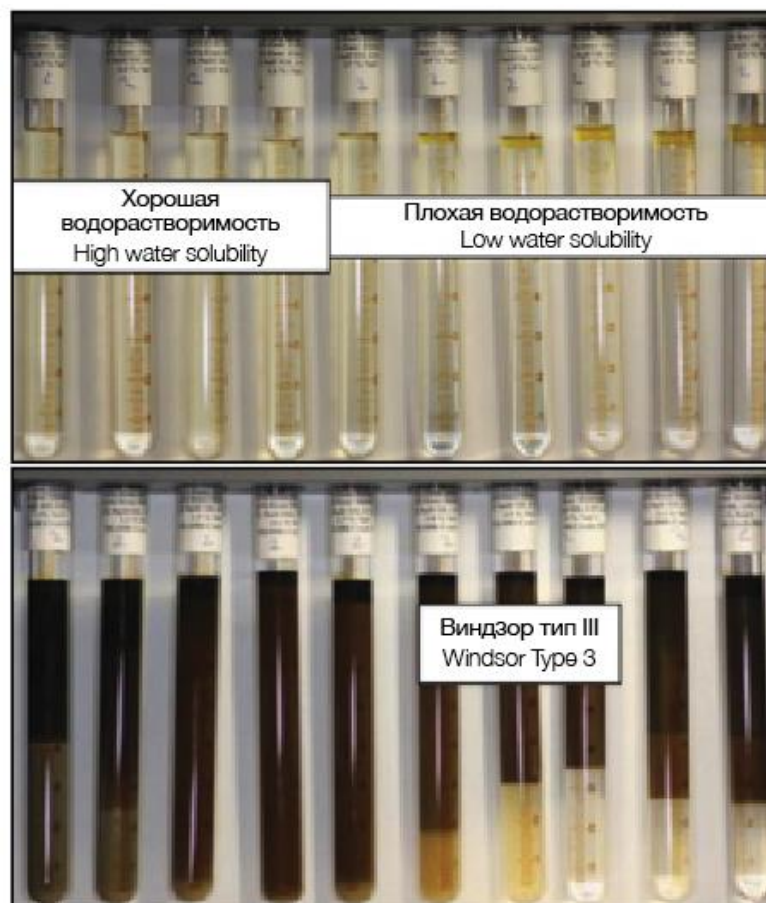


Рисунок 13 – Тест на фазовое поведение

Таблица 11 – Геолого-физические свойства Западно-Салымского Месторождения

Свойства	Значения
Температура коллектора	83°C
Глубина залегания	2200 м
Начальное пластовое давление	22,5 Мпа
Вязкость нефти в пластовых условиях	2мПа*с
Минерализация воды коллектора	15-19 г/л

Разработка пилотного проекта по применению этой технологии началась в 2009 году и прошла все этапы от лабораторных исследований до полевого эксперимента на Западно-Салымском месторождении. В результате на опытном участке месторождения удалось достичь коэффициента извлекаемой нефти в 69%, из них эффект от применения АСП-заводнения — 17%.

Вывод по главе

Таким образом можно сказать, что зачастую будет эффективнее применять такие виды заводнения как ASP и SP, однако не стоит забывать о возрастании затрат на проведение данных технологий. В настоящее время данные методы получают все более и более широкое распространение как на территории РФ, так и в зарубежных странах, опыты по применению показывают положительные результаты по проросту добычи. Однако, основным недостатком применения полимерного заводнения с добавлением ПАВ и щелочи связано с тем, что наибольшую эффективность они показывают при использовании в терригенных коллекторах, так как карбонатные коллектора усложняют процессы за счет наличия трещин и каверн.

ГЛАВА 3 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ПО ОБЪЕКТУ МОДЕЛИРОВАНИЯ

Информация данной главы (стр. 58 – 61) удалена, так как относится к категории коммерческой тайны.

3.3 Математическая постановка задачи

3.3.1 Модели фильтрации неньютоновских жидкостей

Все флюиды, неподчиняющиеся прямой пропорциональности между напряжением сдвига и скоростью сдвига, являются неньютоновскими. К ним можно отнести коллоидные суспензии и растворы полимеров со значительными молекулярными массами [26]. Неньютоновские жидкости можно разделить на три большие группы:

1. Жидкости, для которых скорость деформации в выбранной точке зависит только от напряжения сдвига в этой точке.

2. Жидкости, обладающие свойствами как жидкости, так и упругого твёрдого тела. После снятия напряжения эти вязкоэластичные (или вязкоупругие) жидкости проявляют упругое восстановление формы.

3. Жидкости, для которых скорость деформации зависит от величины и времени воздействия напряжения.

Неньютоновские жидкости, также могут сочетать в себе свойства нескольких групп, что делает их ещё более комплексными.

Реологические свойства неньютоновской жидкости первого типа не зависят от времени. Для описания процессов фильтрации неньютоновских жидкостей используют несколько подходов среди которых:

- модель вязкопластичной бингамовской жидкости;
- степенная модель: псевдопластичные и дилатантные жидкости;
- модель Гершеля-Балкли.

Эти модели применяются для описания множества процессов нефтегазовой сферы, а именно поведение бурового раствора в ходе бурения скважины, описание поведения флюидов для гидравлического разрыва пласта и полимерного заводнения.

Бингамовские жидкости – это неньютоновские жидкости, имеющие предел текучести (предельное напряжение сдвига $\tau_0 \neq 0$) и линейную зависимость $\tau = f(\dot{\gamma})$ [14].

$$\tau = \tau_0 + K\dot{\gamma} \quad (1)$$

Описание такого флюида основывается на предположении, что у покоящегося флюида имеется достаточно жёсткая пространственная структура, которая сопротивляется напряжению, не превосходящему по величине τ_0 , при достижении данного предела, структура жидкости разрушается и флюид ведёт себя, как обычная ньютоновская жидкость.

Модель Бингама достаточно хорошо описывает реальные буровые жидкости, масляные краски, сточные грязи и т.п. С целью повышения точности модели используют степенные реологические законы, которые

учитывают нелинейное поведение среды. Реологическое уравнение степенного закона в общем случае имеет вид:

$$\tau = K\dot{\gamma}^n \quad (2)$$

где K – коэффициент консистенции, который увеличивается с возрастанием вязкости; n – показатель степенной зависимости (показатель нелинейности).

В зависимости от значения n выделяют три типа жидкостей:

- Псевдопластичная жидкость, $n < 1$;
- Ньютоновская жидкость, $n = 1$, $K = \mu$;
- Дилатантная жидкость, $n > 1$.



Рисунок 15 - Реологические кривые, соответствующие различным классификациям жидкостей

У псевдопластичных жидкостей отношение напряжения сдвига к скорости сдвига, т.е. кажущаяся вязкости $\mu_a = \tau/\dot{\gamma}$, постепенно понижается с ростом скорости сдвига. Такое поведение характерно для растворов высокомолекулярных полимеров. Дилатантные отличаются от псевдопластичных только тем, что у них кажущаяся вязкость повышается с возрастанием скорости сдвига. Примером такой жидкости может служить

крахмальный клейстер [26]. Несмотря на ряд преимуществ степенной модели, связанных с учётом нелинейных составляющих потока, она недостаточно точно описывает свойства растворов, т.к. не предсказывает существование предела текучести. В этом случае можно использовать модель Гершеля-Балкли, которая представляет модифицированный степенной закон.

Модель Гершеля-Балкли – это трёхпараметрическая модель, предложенная в 1926 году, математическая запись которой имеет вид:

$$\tau = \tau_0 + K\dot{\gamma}^n, \tau > \tau_0 \quad (3)$$

где τ – напряжение сдвига;

τ_0 – предельное напряжение сдвига;

K – коэффициент консистенции;

$\dot{\gamma}$ – скорость деформации;

n – показатель степенной зависимости.

Можно легко перейти от модели Гершеля-Балкли к одной из других моделей флюидов с различными реологическими свойствами, не зависящими от времени:

- Нютоновская жидкость при $n = 0$ и $\tau_0 = 0$;
- Бингамовская модель при $n = 1$ и $\tau_0 > 0$;
- Псевдопластичная жидкость при $n < 1$ и $\tau_0 = 0$;
- Дилатантная жидкость при $n > 1$ и $\tau_0 = 0$.

Несмотря на то, что параметры n и K модели Гершеля-Балкли сходны по физическому смыслу с одноименными параметрами степенного закона, они должны быть рассчитаны по разным методикам, если предельное напряжение жидкости не равно нулю. Многочисленные эксперименты подтверждают, что описание поведения буровых растворов и растворов полимеров с помощью модели Гершеля-Балкли позволяет добиться высокой сходимости численных расчётов и лабораторных исследований [36].

Классическим выражением закона фильтрации неньютоновских жидкостей является закон фильтрации вязкопластичной жидкости [4]

$$v = -\frac{k}{\mu} \left(1 - \frac{\tau_0}{|gradP|}\right) \frac{\partial p}{\partial x}, |gradP| > \tau_0, \quad (4)$$

$$v = 0, |gradP| < \tau_0$$

При практических расчётах расхода жидкости по модели Гершеля-Балкли используют уравнение, основанное на модифицированном законе Дарси (Al-Fariss, Pinder, 1985):

$$v = \frac{\Delta P D_p^2 \phi^3}{L \mu 72 \delta (1-\phi)}, \quad (5)$$

где v – приведённая скорость, м/с;

ΔP – перепад давления, Па;

D_p – средний диаметр, м;

ϕ – коэффициент пористости;

L – длина, м;

μ – коэффициент динамической вязкости, Па·с;

δ – коэффициент извилистости породы.

При расчётах учёт неньютоновских свойств жидкости происходит через эффективную вязкость μ_{eff} . Вывод уравнения для μ_{eff} в случае однофазной жидкости подробно рассмотрен в работах [32]

$$\mu_{eff} = \frac{K}{12} \left(9 + \frac{3}{n}\right)^n (72 \phi \delta k)^{\frac{1-n}{2}}, \quad (6)$$

Для случая многофазной среды в формуле (14) значение k заменяется на произведение kk_{rp} , а ϕ на $\phi(S_p - S_{pirr})$ и результирующее уравнение имеет вид:

$$\mu_{eff} = \frac{K}{12} \left(9 + \frac{3}{n}\right)^n (72 \phi \delta (S_p - S_{pirr}) k k_{rp})^{\frac{1-n}{2}}, \quad (7)$$

где k_{rp} – относительная проницаемость раствора;

S_p – насыщенность раствором;

S_{pirr} – остаточная насыщенность раствором.

С учётом этого уравнение фильтрации для жидкости Гершеля-Балкли имеет вид:

$$v = \left[\frac{k}{\mu_{eff}} \left(\left(\frac{\Delta P}{L} \right) - \frac{\beta}{\sqrt{k}} \tau_0 \right) \right]^{1/n}, \quad (8)$$

$$\beta = \sqrt{\frac{\varphi C}{2}}$$

3.3.2 Уравнение неразрывности

В случае полимерного заводнения принимается, что течение полимера в поровом пространстве не влияет на углеводородную фазу, поэтому для описания течения нефти используется следующее уравнение неразрывности [37]:

$$\frac{\partial}{\partial t} \left[\varphi \frac{S_o}{B_o} \right] = \nabla \left[\frac{K k_{ro}}{B_o \mu_o} (\delta P_o - \rho_o g D_z) \right] + Q_o, \quad (9)$$

где φ – коэффициент пористости;

S_o – нефтенасыщенность;

B_o – объёмный коэффициент нефти;

K – коэффициент проницаемости;

k_{ro} – относительная проницаемость нефти

μ_o – вязкость нефти;

P_o – давление углеводородной фазы;

ρ_o – плотность нефти;

g – ускорение свободного падения;

D_z – глубина расположения центра ячейки;

Q_w – дебит нефти.

Уравнение неразрывности для воды записано с чѐтом зависимости подвижности водной фазы от эффективной вязкости раствора [37]

$$\frac{d}{dt} \left(\frac{V S_w}{B_r B_w} \right) = \Sigma \left[\frac{T k_{rw}}{B_w \mu_{weff} R_k} (\delta P_w - p_w g D_z) \right] + Q_w \quad (10)$$

где V – поровый объѐм ячейки;

S_w – водонасыщенность;

B_r – объёмный коэффициент породы;

B_w – объёмный коэффициент воды;

T – коэффициент пропускной способности;

k_{rw} – относительная проницаемость воды;

$\mu_{w,eff}$ – эффективная вязкость воды в присутствии полимера;

Rk – множитель, характеризующий степень уменьшения относительной проницаемости воды при закачке полимера;

P_w – давление водной фазы;

ρ_w – плотность воды;

Q_w – дебит воды.

Замыкающее соотношение для вышеописанной системы уравнений будет иметь вид:

$$S_0 + S_w = 1$$

Так же вводится дополнительное уравнение, описывающее движение самого полимера:

$$\begin{aligned} \frac{d}{dt} \left(\frac{V(1 - S_{dpv})S_w C_p}{B_r B_w} \right) + \frac{d}{dt} \left(V p_r C_p^a \frac{1 - \varphi}{\varphi} \right) = \\ = \sum \left[\frac{T k_{rw}}{B_w \mu_{p,eff} Rk} (\delta P_w - \rho_w g D_z) \right] C_p + Q_w C_p, \end{aligned} \quad (11)$$

где S_{dpv} – поровый объём, недоступный для молекулы полимера;

C_p – концентрация полимера;

ρ_r – массовая плотность породы;

C_p^a – концентрация адсорбированного полимера;

$\mu_{p,eff}$ – эффективная вязкость полимера.

Эффективная вязкость воды ($\mu_{w,eff}$) в случае закачивания простого полимера вычисляется, как

$$\frac{1}{\mu_{w,eff}} = \frac{1 - \bar{C}}{\mu_{w,e}} + \frac{\bar{C}}{\mu_{p,eff}}$$

$$\bar{C} = \frac{C_p}{C_{p,max}} \quad (12)$$

где C_p – локальная концентрация полимера в водной фазе;

$C_{p,max}$ – максимальная концентрация полимера;

$\mu_{w,e}$ – вязкость частично смешанной воды;

$\mu_{p,eff}$ – эффективная вязкость полимера.

Изменение эффективной вязкости полимера и вязкости частично смешанной воды вычисляется с помощью формулы Годда-Лонгстаффа:

$$\begin{aligned} \mu_{p,eff} &= \mu_m(C_p)^w * \mu_p^{1-w} \\ \mu_{w,e} &= \mu_m(C_p)^w * \mu_w^{1-w} \end{aligned} \quad (13)$$

где w – параметр смешиваемости воды и полимера: $w = 1$ – полное смешивание, $w = 0$ – отсутствие смешиваемости.

3.3.3 Уравнения модели Гершеля-Балкли

В гидродинамических симуляторах раствор полимера описывают, как правило, в виде ньютоновской или неньютоновской жидкости. В основе второй модели лежит модифицированное уравнение Дарси

$$Q = AK \left(\frac{k_r}{\mu} \right) B \Delta P \quad (14)$$

где Q – объём добытого флюида в единицу времени;

A – площадь поверхности между соседними ячейками;

K – коэффициент проницаемости;

k_r – коэффициент относительной фазовой проницаемости;

μ – коэффициент динамической вязкости;

ΔP – перепад давления.

В уравнении (14) коэффициент B является комплексной функцией, зависящей от параметров гидродинамической модели, значений дебитов или перепада давления и реологических свойств флюидов:

$$B = B(d, k, \varphi, Q, |\Delta P|, n, \tau, \delta), \quad (15)$$

где d – расстояние между двумя сечениями;

n – показатель степени реологической модели;

τ – напряжение сдвига.

При определении потока между двумя соседними ячейками (индексы i и j) в пласте решается следующее уравнение:

$$\Delta P_{ij} = \frac{\mu_{ij}}{k_{rij}} \left[\frac{d_i}{AK_i} \frac{Q}{B_i(\dots, Q, \dots)} + \frac{d_i}{AK_i} \frac{Q}{(\dots, Q, \dots)} \right], \quad (16)$$

где μ_{ij}/k_{rij} – подвижность

Нелинейное уравнение (16) решается численно с помощью метода секущих, который является обобщением метода Ньютона. Решение уравнения будет иметь вид

$$Q = \frac{\mu_{ij}}{k_{ij}} T \Delta P_{ij}, \text{ если } (B_i > 0) \text{ и } (B_j > 0)$$

$$Q = 0, \text{ в остальных случаях}$$

$$T^* = \frac{1}{\frac{d_i}{AK_i} \frac{Q}{B_i(\dots, Q, \dots)} + \frac{d_i}{AK_i} \frac{Q}{(\dots, Q, \dots)}}$$

Для расчёта потока между скважиной и ячейкой модели используется уравнение, которое также решается с помощью метода касательных:

$$Q = T_w M B \Delta P \quad (17)$$

где T_w – well connection factor;

M – подвижность;

B – неньютоновский модификатор, являющийся функцией Q ;

ΔP – перепад давления на скважине.

Непосредственно для модели Гершеля-Балкли модификатор B имеет вид [37].

$$B = \begin{cases} \frac{(1 - \frac{a\tau}{|\Delta P|})}{\frac{1}{12} (9 + \frac{3}{n})^n (72\delta\phi K)^{\frac{1-n}{2}}} \left(\frac{|Q|}{A} \right)^{1-n}, & \text{если } \frac{a\tau}{|\Delta P|} < 1 \\ 0, & \text{в остальных случаях} \end{cases} \quad (18)$$

$$a = \sqrt{\frac{\phi\sigma}{2K}}$$

где n – показатель степенной зависимости, $0 < n \leq 1$;

τ – предельное напряжение сдвига;

α – весовой коэффициент.

3.3.4 Начальные и граничные условия

Расчёт начальных условий проходит по встроенному в гидродинамический симулятор алгоритму, который обеспечивает капиллярно-гравитационное равновесие и отсутствие перетоков в невозмущённом состоянии модели:

$$\begin{aligned} P_c &= P_0 - P_w \\ P_c &= (\rho_w - \rho_0)gH_{\text{ВНК}} \end{aligned} \quad (31)$$

где P_c – капиллярное давление;

$H_{\text{ВНК}}$ – глубина расположения водонефтяного контакта.

Для полного описания начального состояния флюидов в пласте зададим поле давления нефти (P_0) и поле водонасыщенности (S_w).

Границы модели являются изолированными, перетоки через кровлю и подошву пласта в модели отсутствуют.

Вывод по главе

Разработка месторождения сопряжена с рядом трудностей, среди которых сложное геологическое строение, высокая неоднородность продуктивных пластов, слабосцементированный коллектор, повышенная вязкость нефти и прочие. Все эти параметры должны быть учтены при выборе метода воздействия на залежи углеводородов, при этом следует понимать тот факт, что чем раньше на месторождении начнутся использоваться дополнительные методы по увеличению добычи нефти, тем более существенный результат это окажет на конечные показатели КИН на конец разработки. В связи с этим недропользователь планирует проведение опытно-промышленных работ на различных участках месторождения с целью выявления наиболее оптимальных методов повышения нефтеотдачи пластов с

точки зрения экономической эффективности при полномасштабном внедрении.

ГЛАВА 4 МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ

Моделирование химического воздействия для месторождение сложного геологического строения с высоковязкой нефтью, как правило используется моделирование с разбиением на блоки и секторы. В данной главе будет приведен результат моделирования для одного из выделенных блоков, а также общие результаты по месторождению.

Для моделирования был выбрана зона с относительно однородными коллекторными свойствами.

4.1 Входные данные

В качестве системы разработки была выбрана пятиточечная схема расположения скважин, она находит широкое применение как в мировой, так и отечественной практике. Одним из главных плюсов данной системы является возможность уплотнения сетки, что часто требуется при переходе месторождения на более поздние стадии разработки месторождений.

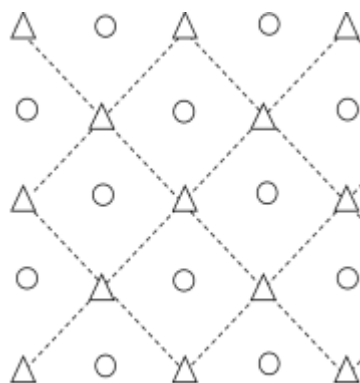


Рисунок 16 - Пятиточечная схема разработки месторождения:

треугольники – нагнетательные скважины; круги – добывающие скважины;
пунктирные линии – границы элемента схемы заводнения

В работе закачка чистой воды и воды с добавлением полимера ведётся одновременно в четыре скважины, расстояние между скважинами составляет 600 м. Добывающая скважина расположена в центре модели, расстояние до нагнетательных скважин составляет примерно 850 м. Считается, что пласт вскрыт по всей длине скважин.

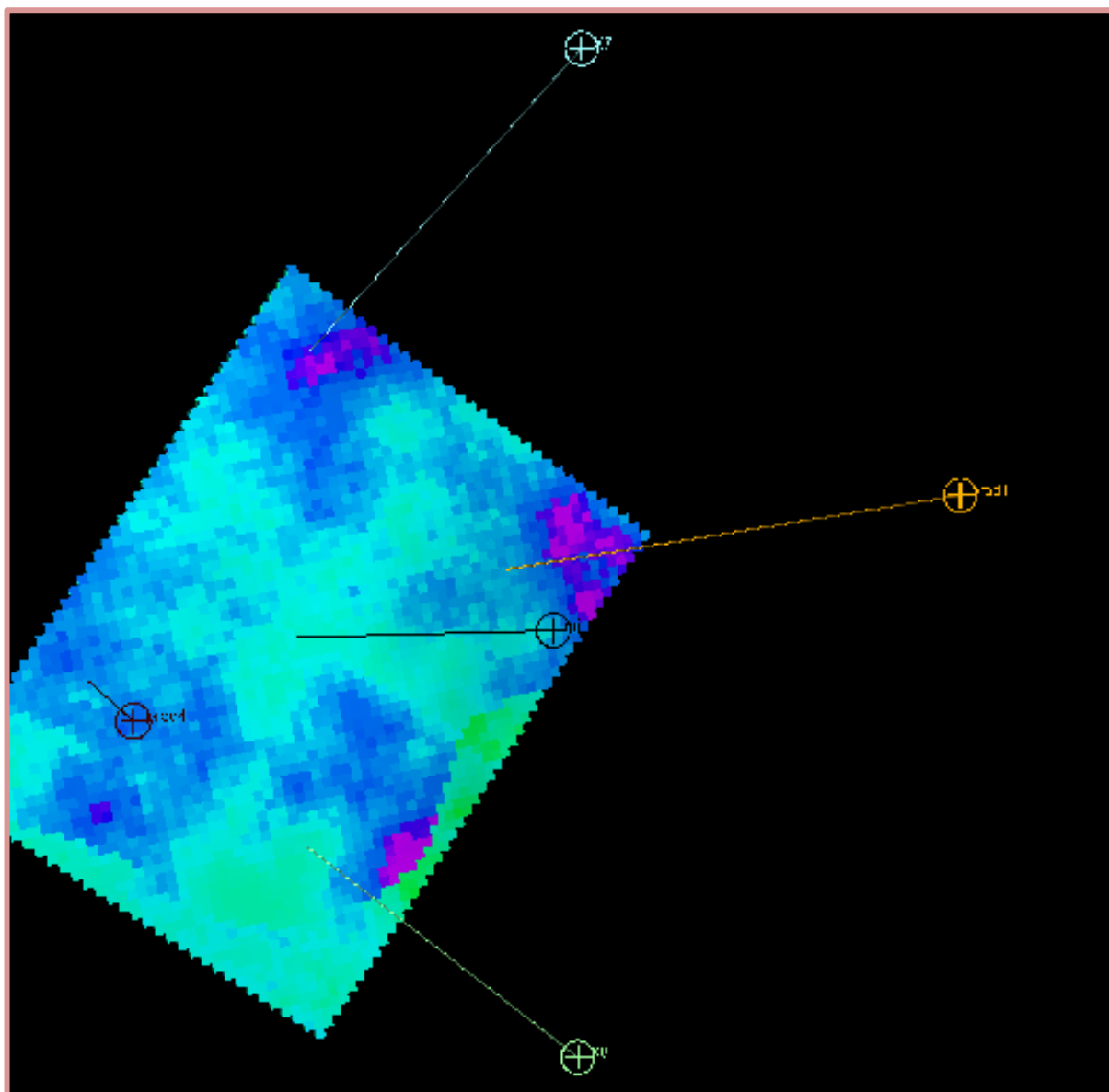


Рисунок 17 - Пятиточечная схема разработки месторождения

Основные входные данные для моделирования конкретной зоны казаны в таблице 14.

Таблица 14 – Основные геолого-физические и термобарические параметры моделируемого участка.

Параметр	Значение	Единица измерения
Площадь модели	1,16	км ²
Глубина залегания	1900	м
Мощность пласта	20	м
Пористость	0,25	
Средняя проницаемость	322	мД
Температура пласта	23	°С
Начальное пластовое давление	18	МПа

При численном моделировании поток считается двухфазным: вода (раствор полимера) и нефть. Основные параметры флюидов, которые необходимо задать для расчёта представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Параметры флюидов.

Параметр	Значение	Единица измерения
Вязкость воды	0,3	кМ ²
Плотность воды	1020	м
Сжимаемость воды	$3 \cdot 10^{-5}$	м
Соленость воды	30	‰
Плотность нефти	850	Кг/м ³

В процессе моделирования на каждом временном шаге происходит расчет материального баланса во всех ячейках, для чего необходимо задать физико-химические свойства.

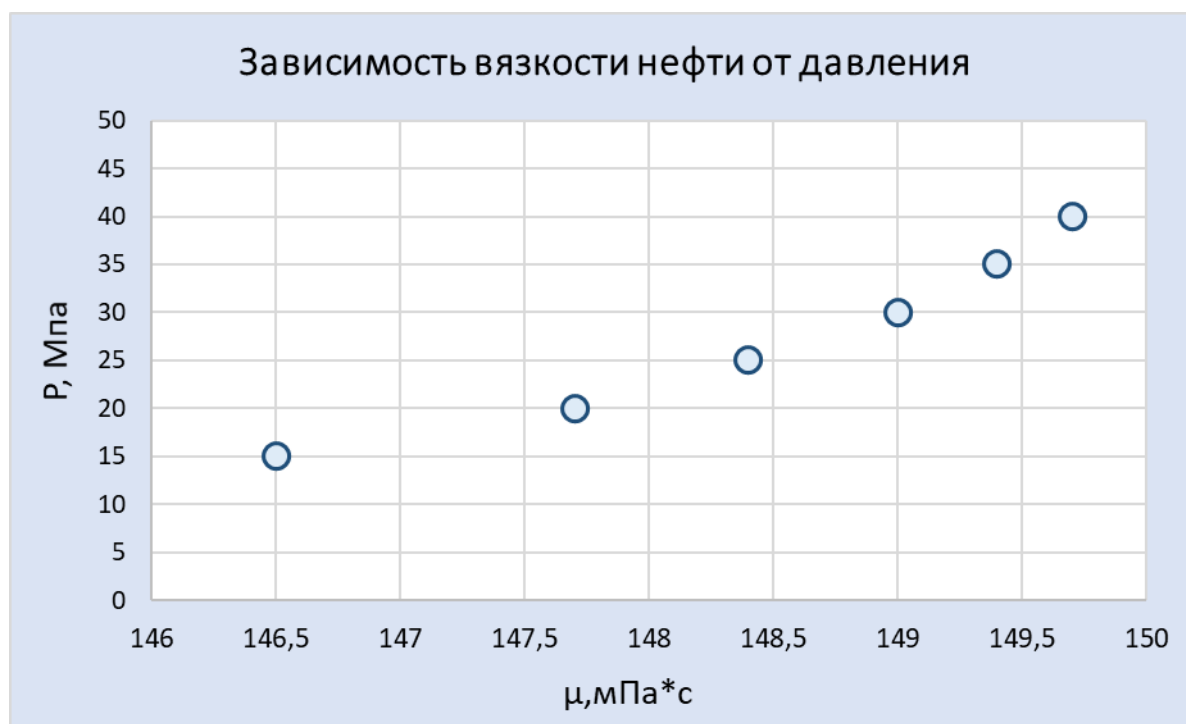


Рисунок 18- Зависимость вязкости нефти от давления

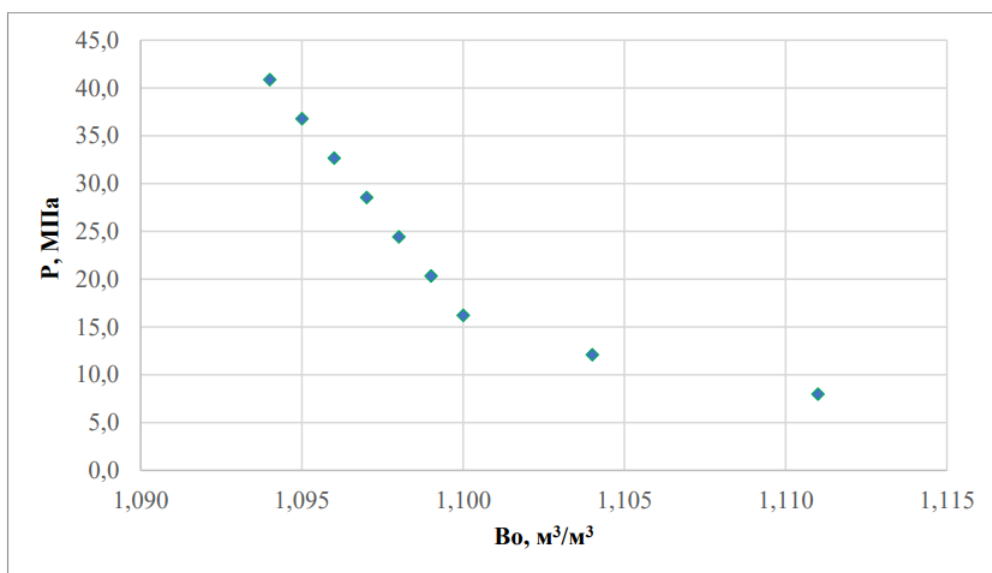


Рисунок 19- Зависимость объемного коэффициента расширения нефти от давления

К основным свойствам полимера, которые играют важную роль в процессе моделирования, можно отнести вязкость и адсорбцию. В данной работе значение адсорбции принимается малым и существенного влияния на процесс вытеснения нефти не оказывает.

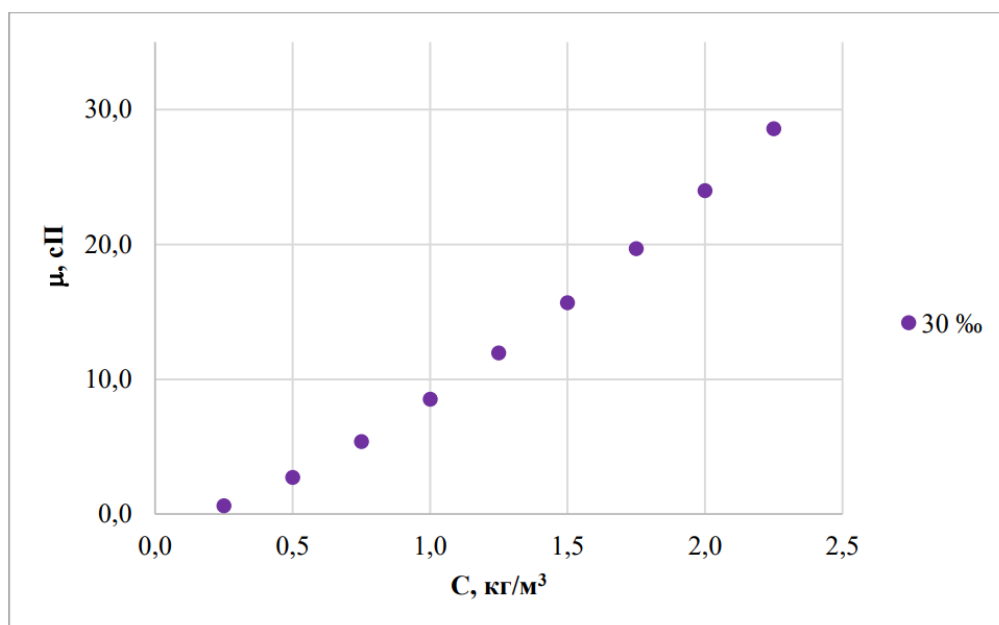


Рисунок 20- Зависимость вязкости раствора полимера от концентрации полимера

Для проведения численных экспериментов была выбрана зависимость вязкости раствора от концентрации полимера, соответствующая заданной солёности пластовой воды в тестовой модели.

4.2 Моделирование полимерного заводнения для тестового участка

В ходе моделирование разработки месторождения использовалось пять скважин: четыре нагнетательных и одна добывающая. Работа скважин, в том числе и темп закачки, регулировалась следующей системой параметров:

- Начальное пластовое давление увеличивается в пределах 20 % и поддерживается постоянным – 220 МПа;
- Максимальное забойное давление на нагнетательных скважинах – 220 МПа;
- Минимальное забойное давление на добывающей скважине – 90 МПа.

Всего было рассмотрено три стратегии разработки:

1. Классическое заводнение в течение всего периода разработки;
2. Классическое заводнение в течение первого года, с последующей закачкой полимерного раствора, как неньютоновской жидкости.

Одними из основных параметров оценки эффективности полимерного заводнения являются степень обводнённости добываемой продукции и коэффициент извлечения нефти (КИН).

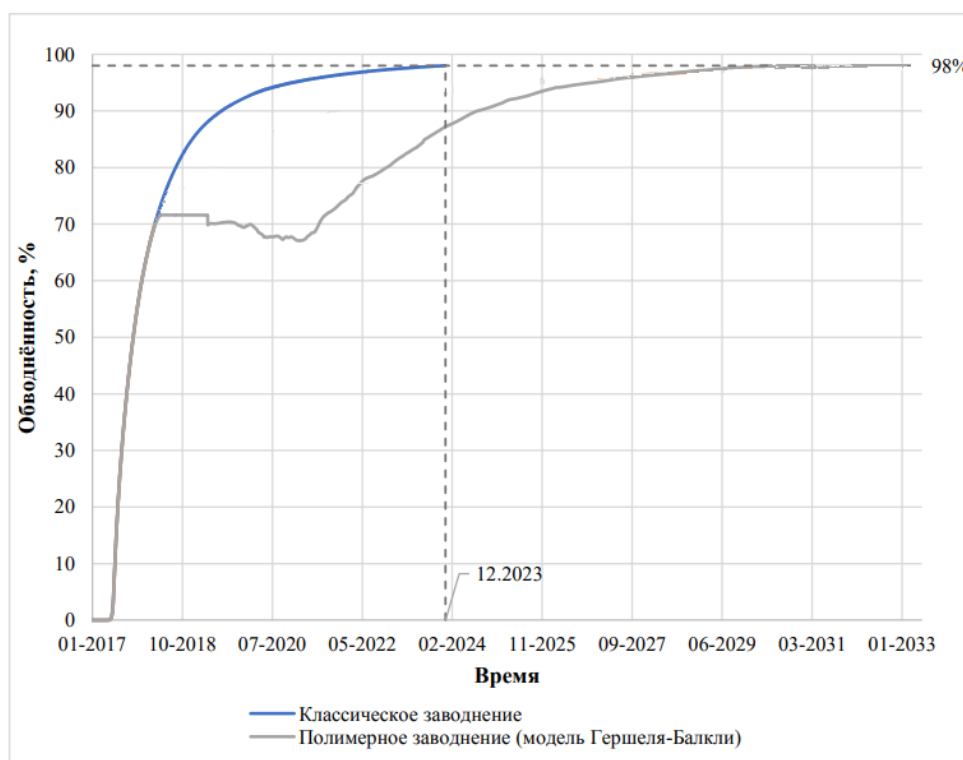


Рисунок 21- Зависимость вязкости раствора полимера от концентрации полимера

Как видно из динамики изменения обводненности, применение полимерного заводнения на первых этапах приводит к постоянному значению обводненности – 70%, в этот период происходит суммарное снижение добычи жидкости, также возможен скачок понижения пластового давления, из-за недостаточной компенсации при разработке. Далее происходит снижение обводненности, за счет выравнивания профиля вытеснения. На ряду с этим будут восстанавливаться уровни добычи. В целом закачка полимера привела к довольно существенному увеличению срока разработки месторождения. Более подробное сравнение двух стратегий разработки будет представлено в таблице 16.

Таблица 16 - Сравнение показателей разработки тестового участка

Показатели	Традиционный подход	Полимерное заводнение
Накопленная добыча нефти, т	325 574	423 955
Накопленная добыча воды, т	14 345 672	8 932 171

Объем закаченного полимера	--	594
Обводненность, %	98	87

Как видно из таблицы 16 применение полимеров позволило увеличить объем накопленной добычи практически на 100 000 т, при этом снижение накопленной добычи воды более чем в 1,6 раза. Прирост КИН на момент полного обводнения продукции при традиционном способе составил порядка 0,1.

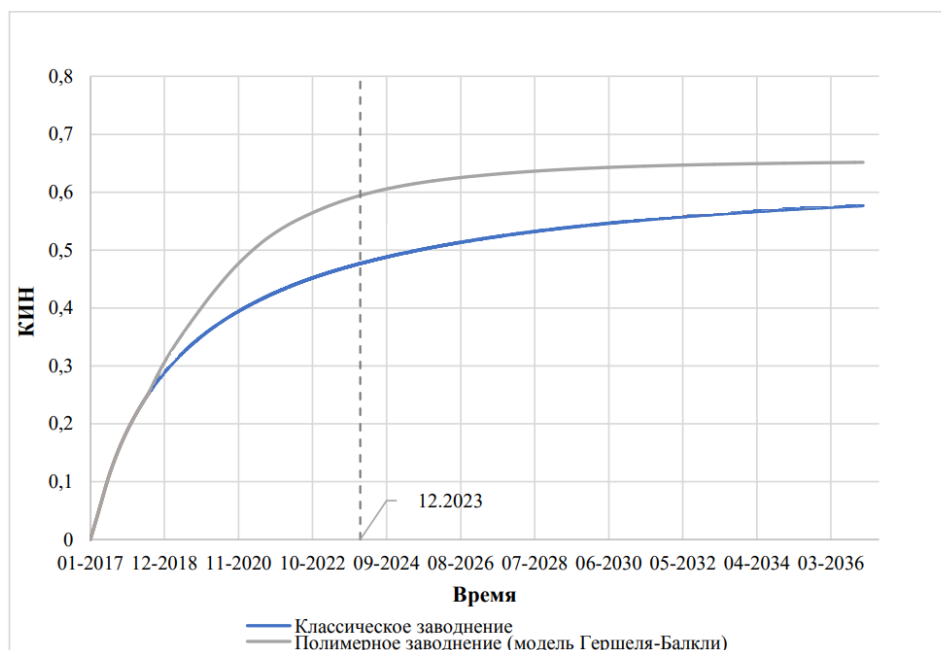


Рисунок 22 – Сравнение КИН при традиционном и полимерном заводнениях.

Таким образом в результате моделирования процесса полимерного заводнения на тестовом участке с наиболее однородными свойствами были получены довольно хорошие результаты, прирост в добыче нефти и сокращение общего числа добываемой жидкости позволит повысить межремонтные периоды оборудования, и в целом положительно скажется как на росте КИН, так и на суточные показатели добычи нефти. Однако встает вопрос о рентабельности продолжения разработки при достижении более дальнейшего роста обводненности. Также не стоит забывать о том, что данный тестовый участок обладает «идеальными» геологическими свойствами. При

реализации полимерного заводнения в крупномасштабном проекте следует учитывать ряд возникающих осложнений.

4.3 Моделирование полимерного заводнения применительно к месторождению X

Информация данного раздела (стр. 78 – 84) удалена, так как относится к категории коммерческой тайны.

ГЛАВА 5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОЕМКОСТЬ

Финансовый менеджмент – это финансовая наука, которая изучает методы эффективного использования собственного и заемного капитала компании, способы получения наибольшей прибыли при наименьшем риске, быстрого приращения капитала.

Можно выделить следующие цели финансового менеджмента:

- максимизация прибыли;
- увеличение доходов собственного предприятия;
- рост курсовой стоимости акций;
- достижение устойчивой ликвидности активов и рост рентабельности собственного капитала.

Основная цель финансового менеджмента - нахождение оптимального соотношения между краткосрочными и долгосрочными целями развития предприятия и принятие соответствующих решений.

В работе рассматривается технология по закачке полимерных композиций. Внедрение новых технических решений при проектировании разработки месторождения, является одним из основных факторов для постоянного достижения технико-экономических показателей. Но для того, чтобы внедрять новые технологии их необходимо обосновать.

Планирование затрат на закачку химической композиции осуществляется согласно нормам времени на производство работ. Нормы времени в свою очередь определяются подрядной организацией, исходя из своих технических и технологических возможностей, особенностей скважины, в которую производится закачка. Технологический процесс по закачке полимера в нагнетательную скважину можно разбить на три основных этапа:

- подготовительный;
- выполнение работ по закачке;

· заключительный.

Технологическая эффективность – это количественный показатель эффективности, измеряемый в тоннах дополнительно добытой нефти за рассматриваемый период (например, технологическая эффективность на конец года), либо за период продолжительности эффекта. Технологическая эффективность измеряется в тоннах дополнительной добычи нефти.

Основные методы расчёта сметной стоимости работ:

Ресурсный метод - калькулирование в текущих (прогнозных) ценах и тарифах ресурсов (элементов затрат), необходимых для реализации проектного решения. При составлении смет используются натуральные измерители расхода материалов и конструкций, затрат времени эксплуатации машин и оборудования, затраты труда рабочих, а цены на указанные ресурсы принимаются текущие (т.е. на момент составления смет). Использование данного метода позволяет определить сметную стоимость объекта на любой момент времени.

Ресурсно-индексный метод предполагает дополнительное использование индексов цен на ресурсы, используемые при осуществлении строительства. Базисно-индексный метод основан на применении системы текущих и 15 прогнозных индексов по отношению к стоимости строительства, определенной в базисном уровне. Для приведения в уровень текущих (прогнозных) цен базисная стоимость объекта по отдельным строкам сметы и каждому из элементов технологической структуры капитальных вложений умножается на соответствующий индекс по отрасли (подотрасли), виду работ с последующим суммированием итогов сметы.

Базисно-компенсационный метод - это суммирование стоимости, исчисленной в базисном уровне сметных цен, и дополнительных затрат, связанных с ростом цен на используемые в строительстве ресурсы, с уточнением указанных расчетов в процессе строительства в зависимости от реального изменения цен. В качестве еще одного метода определения сметной

стоимости может использоваться информация о стоимости ранее построенных или запроектированных аналогичных объектов.

Основу сметного расчёта составляют затраты на материальные ресурсы, трудовые затраты на заработную плату и страховые взносы. К расходам на оплату труда относятся суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда. Премии за производственные результаты, надбавки к тарифным ставкам и окладам за профессиональное мастерство и др.

Начисления стимулирующего или компенсирующего характера – надбавки за работу в ночное время, в многосменном режиме, совмещение профессий, работу в выходные и праздничные дни и др. Надбавки по районным коэффициентам, за работу в районах крайнего Севера и др. Суммы платежей (взносов) работодателей по договорам обязательного и добровольного страхования.

Сумма амортизационных отчислений определяется исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию их активной части.

5.1 Расчёт нормативной продолжительности выполнения работ

Нормативную продолжительность цикла работ определяют по отдельным составляющим его производственным процессам, например:

- подготовительные работы;
- монтажные работы;
- испытания и др.

Продолжительность работ формируется на основе наряда на производство работ; данных геологической, технической или технологической части проекта; норм времени на операции; данных

справочников для нормирования операций, вспомогательных, подготовительно - заключительных, измерительных и работ и др.

Продолжительность работ определяется исходя из дизайн-проекта на проведение работ, в котором отражаются геолого-техническая характеристика участка, порядок проведения подготовительных работ, необходимое оборудование и специальная техника, подробное описание технологического процесса закачки.

В таблице 18 представлены нормы времени на выполнение работ по обработке одной нагнетательной скважины.

Таблица 18 – Нормы времени выполнения технологических операций

№ п/п	Перечень работ	Продолжительность работ, часов	Состав бригады
1	Ознакомить бригаду с планом работ, и провести инструктаж по ОТ и ТБ	10	4 человека
2	Подготовительные работы, связанные с переездом и расстановкой оборудования на кусту, сборкой линии нагнетания		4 человека
3	Определение приёмистости скважины (до ВПП)	2	4 человека
4	Проведение комплекса исследований реагентов, используемых для приготовления композиций	2	4 человека
5	Приготовление и закачка в пласт составов композиций, продавка водой	78	4 человека
6	Остановка скважины на период структурного упрочнения	24	4 человека
7	Определение приемистости скважины (после ВПП)	6	4 человека
8	Заключительные работы и запуск скважины под нагнетание		4 человека
Общая продолжительность работ:		122	

За месяц одна бригада может провести работы на 6-10 скважинах (в зависимости от необходимого объема закачки композиций), и в среднем линейный календарный график проведения работ будет выглядеть следующим образом (таблица 19):

Таблица 19 – Линейный календарный график проведения работ одной бригадой

Этап работ	Дни														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Подготовительный	■					■						■			
Выполнение работ по зачке		■	■	■			■	■	■	■			■	■	■
Заключительный						■					■				■
Этап работ	Дни														
	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Подготовительный	■					■					■				
Выполнение работ по зачке		■	■	■			■	■	■	■			■	■	■
Заключительный						■					■				■

5.2 Нормативная база для расчёта сметы на выполняемые работы

Планирование и финансирование работ, и расчёты заказчиков производятся на основе сметных расчётов, по всем статьям затрат.

Для определения затрат на операции используются следующие проекты и нормативные документы:

- 1) данные технического проекта;
- 2) строительные нормы и правила (СНиП);
- 3) единые районные единичные расценки;
- 4) единые и местные цены на материалы, оборудование, инструменты

и оснастку.

5) Нормативная база сметных расчётов ВКР в области налогообложения

В настоящее время в России при формировании стоимости строительной продукции основным элементом определения рыночной цены является сметно-нормативная база системы ценообразования. Она основана на системе базисных цен в строительстве. Ежегодно издается большое

количество сборников с отражением средних цен строительной продукции за текущий год. Сметные нормативы - общее название комплекса правил, ценообразования и цены, совместимых в индивидуальные сборники. Положениями и правилами, 10 которые служат основой для определения сметной стоимости строительства, содержат необходимые требования. Рассматривается набор ресурсов, установленных на получение строительных, монтажных или других работ, в соответствии со сметной нормой. Согласно МДС 81-35.2004 выделяют следующие виды сметных нормативов:

К ОСН относятся сметные документы, задействованные для строительства, производимый в рамках соответствующей отрасли и, как правило, в отдельных районах, для которых они созданы. Государственные сметные норматив не должны противоречить или дублировать их. К ТСН относятся документы, введенные для строительства, осуществляемые на территории Российской Федерации и, утверждаются администрацией субъекта Российской Федерации. К фирменным сметным нормам и собственной нормативно-правовой базы относятся сметные документы, принимая во внимание фактические условия конкретной компании (производитель работ). Как правило, эта структура основана на ГСН, ОСН, ТСН с учетом специфики и подготовки подрядчика. ИСН за единицу и технические условия разрабатываются в тех случаях, когда ни одна из существующих коллекций в расчетных норм и расценок отдельных стандартов для технологических проектов, предусмотренных в работе и конкретных условий производства работ со всеми осложняющих факторов. Они утверждаются инвестором (заказчиком) в составе рабочего проекта. При применении индивидуальных норм и расценок, повышающих коэффициенты влияния условий производства работ не производится.

Отраслевая, территориальная и фирменная нормативные базы основываются на нормативах государственного уровня. Они принимают во внимание конкретную отрасль, территорию и специализацию подрядчика (фирмы). Все вместе государственные, отраслевые, территориальные, и

индивидуальные оцениваются соотношением форм сметной-нормативной (нормативная информация) базы «системы ценообразования и оценки в строительстве». Эта система не включает в себя свободные (рынок) и регулируемые цены и тарифы для изготовления изделий технического назначения и услуги.

По степени укрупнения все сметные нормативы подразделяются на две группы: – элементные сметные нормы (ЭСН) и единичные расценки (ЕР); – укрупненные сметные нормы (УСН) и показатели (УСП). УСН и УСП назначаемые для определения цены строительной продукции на начальном этапе инвестиционного процесса. УСН и УСП применяются для составления инвесторских смет, при разработке технико-экономического обоснования строительства объекта, составления бизнес планов, для определения предварительной стоимости для подрядных торгов, при экономических расчетах для выбора наиболее эффективного проекта и т.п. Они позволяют определить простой и доступный способ стоимости объектов и видов деятельности на основе структурных и других параметров зданий и сооружений интегрированных единиц или объемов работ. Существующая система ценообразования в строительстве регулируются федеральными, региональными и отраслевыми нормативно-правовыми и методическими документами. В соответствии с нормативно-методическими документами, сборниками сметных норм и нормативов - определяются правила и порядок стоимости строительства на федеральном, отраслевом и региональном уровнях. Серьезные разногласия и противоречия существуют между отраслевыми, федеральными и региональными документами. Эти разногласия в основном связанные с разными представленными методологиями ценообразования в строительстве. Необходимо отметить, что нормативная база 1984 г., которая все еще применяется в отечественной практике расчетов стоимости строительства, не отвечает современным требованиям ни по составу работ, ни по количественным характеристикам физических

показателей трудозатрат, машин и материалоемкости элементных и укрепленных сметных норм.

Сметная нормативная база (СНиР-91) 1991 г. разрабатывалась с учетом устранения многих недостатков базы 1984 г. Однако, она, во-первых, не была доведена до завершения. Главное в ней не удалось реализовать принцип формирования затрат элементных сметных норм, накладных расходов и прочих затрат под технологию выполнения строительно-монтажных работ, соответствующую календарным графикам их выполнения исполнителями. Это снижает точность расчетов и приводит к значительным противоречиям между заказчиками и подрядчиками капитального строительства при определении договорных цен. Недостатки сборников ГЭСН-2001 г. СНиР-91, связаны, прежде всего, с недостаточным учетом многообразия современных отечественных и зарубежных технологий строительства, новых средств механизации и транспорта, материалов и оборудования, а также отражения в нормах объективно необходимых производственных затрат, включая прямые затраты, накладные расходы, сметную прибыль и прочие затраты. Аналогичные недостатки присущи и территориальным сметным нормам и нормативам. На основе ГЭСН-2001 разработаны федеральные единичные расценки (ФЕР) и ценники по первому и другим территориальным районам Российской Федерации. В отдельных регионах России, имеющих большой опыт разработки собственных систем ценообразования, разработаны территориальные единичные расценки (ТЕР) и ценники на основе соответствующих территориальных элементных сметных норм. Вместе с тем в условиях инфляционных процессов, продолжающихся в России, к этим расценкам, как правило, вводятся индексы для определения стоимости строительства объектов в текущих ценах. Точность и достоверность расчетов по определению стоимости строительства на базе индексного подхода, как показывает отечественный и зарубежный опыт, недостаточна. Кроме того, данный подход приводит к известным противоречиям между заказчиками и подрядчиками капитального строительства при формировании договорных

цен и взаиморасчетов за выполненные работы. Необходимо внедрение в практику новых подходов, которые базируются на ресурсном и ресурсноранжирном методах расчета с мониторингом рыночных цен на основные виды ресурсов, необходимых для строительства объектов. Детальные или укрупненные данные в составе базисного проекта, обоснования инвестиций в строительство, бизнес-план, проект и (или) рабочий проект являются основой определения стоимости проекта. В дополнение к нормативно-правовой базы для оценки элементарных видов работ. Необходимо разработать прецеденты норм и нормативов потребности во всех видах ресурсах и их стоимости в текущих ценах в рублях (иностранной валюте) по объектам-представителям. Создание файла данных является объективно нужным вопросом, содержащей конкретные показатели трудоемкости, Машино ёмкости и материалоемкости, а также стоимости объектов-представителей на единицу мощности строительной продукции, хотя оно и является трудоемкой. Одним из главных направлений, оценивающих стоимость строительства объектов, является улучшение нормативно-правовой базы, обеспечивающей формирование инвесторских смет, а также повышение, конкурсной документации, бизнес-планов, документации по взаиморасчетам за выполненные работы. Подрядчики капитального строительства нуждаются в новой нормативной базе, необходимой для заключения контрактов, взаиморасчетов за выполненные работы, подготовки конкурсных предложений, планирования и оперативного управления ходом строительства объектов, оценки себестоимости подрядных работ. Для определения объема капитальных вложений (по каждому инвестиционному проекту), который является основным инструментом, существуют методологии и нормативные базы для мониторинга оценки стоимости разных типов объектов.

Таблица 20 – Нормативная база сметных расчётов, используемая в выпускной квалификационной работе

Вид норматива, нормативная база		Характеристика	Источник
1	Норма амортизации	Зависит от класса основных средств по сроку полезного использования	НК РФ Статья 258. Амортизационные группы; ПБУ №6
2	Страховые взносы	30 % от фонда оплаты труда	Глава 34 Налоговый кодекс РФ
3	Налог на добавленную стоимость	Ставка 20 %	Глава 21 Налоговый кодекс РФ
4	Районный коэффициент	Ставка 70 %	
5	Надбавка за вахтовый метод работы	Ставка 16 %	Статья 217 Налоговый кодекс РФ

5.3 Расчёт сметной стоимости работ

Основу сметного расчёта составляют затраты на материальные ресурсы, затраты на оплату труда и страховые взносы, амортизацию основных фондов.

В зависимости от применяемой технологии заводнения используются различные химические реагенты, помимо которых в скважину также закачивается продавочная жидкость (техническая вода), и после этого скважина закрывается на структурное упрочнение. Химические реагенты, техническая вода и затраченная на проведение работ электроэнергия и будут являться исходным сырьем для проведения технологического процесса. Стоимость данных материалов указана в таблице 21 (техническая вода используется из системы ППД).

Таблица 21 – Расчет стоимости материалов на проведение работ

Наименование материала, единица измерения	Норма расхода материала, нат. ед.	Цена за единицу, руб./ нат. ед.	Стоимость материалов, руб.
Химический реагент (готовый раствор)	600 м ³	400	240000
Техническая вода	20 м ³	0	0
Электрическая энергия	94 кВт/ч	2,2	25229,6
ИТОГО			265229,6

К расходам на оплату труда относятся суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии формами и системами оплаты труда. Премии за производственные результаты, надбавки к тарифным ставкам и окладам за профессиональное мастерство и др. Начисления стимулирующего или компенсирующего характера – надбавки за работу в ночное время, в многосменном режиме, совмещение профессий, работу в выходные и праздничные дни и др.

Надбавки по районным коэффициентам, за работу в районах крайнего Севера и др. Суммы платежей (взносов) работодателей по договорам обязательного и добровольного страхования.

При проведении операций на кустовой площадке присутствуют операторы химической обработки скважин (ХОС), машинист установки дозирования реагента (УДР) и ответственный за проведение работ мастер цеха поддержания пластового давления (ЦППД). Работы ведутся в дневную и ночную смены, длительность смены 11 часов (с учетом перерыва на обед). Ежемесячная норма выработки 330 часов. Процентная надбавка за вахтовый метод работы составляет 16 %, районный коэффициент к заработной плате в районе месторождения X составляет 70 %, ежемесячная премия в размере 40%. Расчет заработной платы можно свести в таблицу 22.

Таблица 22 – Расчет заработной платы

Должность	Кол-во	Месяч-ная тариф-ная ставка, руб.	Часовая тариф-ная ставка, руб.	Норма времени на проведение мероприятия, ч.	Премия	Район-ный коэф-фицие-нт, руб.	Надбавка за вахтовый метод работы, руб.	Заработная плата с учетом надбавок, руб.
Машинист УДР	2	16120	48,8	61	19,52	34,16	7,808	13455,1
Оператор ХОС	4	19437	58,9	61	23,56	41,23	9,424	32479,8
Мастер ЦППД	1	25740	78,0	61	31,20	54,6	12,48	10753,1
ИТОГО								56688,0

Зная часовую процентную ставку и рассчитав от неё все надбавки, можно вычислить стоимость бригады в час, она составит 929,3 рубля, а при учёте ежемесячной нормы выработки в 330 часов, стоимость бригады составит 306673 рублей.

Страховые взносы определяются согласно установленным Налоговым кодексом РФ и включают в себя страховые взносы в Пенсионный фонд РФ, Фонд социального страхования, Фонд обязательного медицинского страхования и обязательного социального страхования от несчастных случаев при проведении работ на кустовой площадке (таблица 23).

Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем класс III с тарифом 0,4 % для предоставления услуг в области добычи нефти и природного газа (код по ОКВЭД – 09.10).

Таблица 23 – Расчет страховых взносов при проведении работ

	Заработная плата, руб.	ФСС (2,9%)	ФОМС (5,1%)	ПФР РФ (30%)	Страхование от несчастных случаев (0,4%)	Всего, руб.
Затраты	56688,0	1644,0	2891,1	17006,4	226,8	17233,2

Для проведения закачки используется передвижная установка по приготовлению и закачке полимерных растворов УДР-32М, которая включает в себя:

- насос-дозатор;
- шнековый дозатор с бункером;
- емкость смесительная с электромешалкой;
- трехплунжерный насос;
- блок для хранения жидких и сухих химических реагентов.

Установка оснащена программным обеспечением, способным регистрировать, архивировать и формировать отчеты о параметрах закачки. Данная система позволяет полностью автоматизировать технологический

процесс и контроль за работой установки, минимизирует участие обслуживающего персонала в технологическом процессе, улучшает качество приготовленных растворов при этом не допускает перерасхода химических реагентов.

Для определения приёмистости скважины до и после проведения закачки применяют насосный агрегат типа ЦА-320.

Сумма амортизационных отчислений определяется исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов, и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию их активной части. Расчет амортизационных отчислений можно свести в таблицу 24.

Таблица 24 – Расчет амортизационных отчислений

Наименование объекта основных фондов	Балансовая стоимость, руб.	Годовая норма амортизации, %	Сумма амортизации, руб./закачку
УДР-32М	4 050 000	10	6796,3
ЦА-320	4 880 000	10	5640,4
ИТОГО			12436,7

На основании вышеперечисленных расчетов затрат определяется общая сумма затрат на проведение закачки полимерной композиции, которая представлена в таблице 25.

Таблица 25 – Затраты на проведение организационно-технического мероприятия

Состав затрат	Сумма затрат, руб.

1. Материальные затраты	265229,6
2. Затраты на оплату труда	56688,0
3. Страховые взносы	17233,2
4. Амортизационные отчисления	12436,7
ИТОГО ОСНОВНЫЕ РАСХОДЫ	351587,5

Вывод по главе

Таким образом общая сумма затрат на проведение одного мероприятия по закачке химической композиции с объемом закачки 600 м³ составит 351 587,5 рублей. Стоимость бригады в месяц равна 306 673 рублей. Стоимость закачки 1 м³ раствора составляет 586 рублей.

ГЛАВА 6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Основным способом разработки нефтяных месторождений в Российской Федерации на сегодняшний день является заводнение, при этом способе эффективность извлечения нефти зависит от полноты охвата пласта воздействием закачиваемой воды.

Одной из широко применяемых недорогостоящих технологий вовлечения остаточных запасов нефти в активную разработку является закачка в продуктивные пласты полимерного состава, с целью увеличения коэффициента охвата пластов воздействием по площади.

Метод полимерного заводнения довольно простой с технологической точки зрения, но от этого не менее эффективный. Он основан на добавлении к воде определенного количества водорастворимого полимера, при этом образуется раствор, обладающей повышенной вязкостью. Эффективность данного метода больше, чем при использовании традиционного способа, связанного с закачкой технической воды. Добавление водорастворимых полимеров увеличит вязкость воды, следовательно, улучшит контроль подвижности и в то же время может также снизить относительную проницаемость воды по сравнению с нефтью. Полимерное заводнение использовалось более 50 лет в промышленности.

Установки для приготовления агента вытеснения в целом имеют схожий принцип работы, независимо от завода изготовителя. Для закачки полимерного раствора используются модульные станции, снабженные необходимым оборудованием. Конструкция основана на стандартных кубических морских контейнерах для легкой транспортировки. В состав установки входит все оборудование, участвующее в приготовлении и закачке раствора полимера.

Работы проводятся на открытых кустовых площадках нефтяного месторождения «Х», которое в северной части Тазовского района, ближайшим населенным пунктом является город Салехард. Климат района резко континентальный с продолжительной зимой и коротким теплым летом.

6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Обслуживание нагнетательных скважин производит оператор по поддержанию пластового давления (ППД). Его рабочее место состоит из скважин, кустовой площадки, блоков автоматики. Работа оператора ППД, согласно должностной инструкции на рабочее место, включает в себя:

- осуществление обслуживания оборудования нагнетательных скважин;
- спуск конденсата из влагоотделителей, наблюдение за исправностью устьевого оборудования нагнетательных скважин;
- систематический обход магистральных и рабочих трубопроводов и нагнетательных скважин, наблюдение за исправностью их состояния и участие в их ремонте;
- участие в работах по повышению приемистости скважин;
- наблюдение за показаниями регистрирующих приборов и учет показаний;
- участие в работах по монтажу и демонтажу трубопроводов;
- отбор проб из нагнетательных скважин и водоводов;
- ведение вахтового журнала закачки рабочего агента в пласт.

Работы по заводнению проводятся лицами, работающими вахтовым методом. Данный вид работ регулируется Трудовым Кодексом РФ [16].

Вахтовый метод – особая форма осуществления трудового процесса вне места постоянного проживания работников, когда не может быть обеспечено ежедневное их возвращение к месту постоянного проживания. К работам, выполняемым вахтовым методом, не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением, выданным в порядке, установленном федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации. Вахтой считается

общий период, включающий время выполнения работ на объекте и время междусменного отдыха. Продолжительность вахты не должна превышать одного месяца. Рабочее время и время отдыха в пределах учетного периода регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем. Работникам, выполняющим работы вахтовым методом, предоставляются надбавки и коэффициенты к заработной плате, а также социальные пакеты (пенсионный фонд, медицинская страховка, оплата санаторного лечения, оплата путевок в детские лагеря и др.).

Компоновка рабочей зоны должна быть спроектирована для удобного выполнения трудовых обязанностей оператора, согласно [1]. Так как основная рабочая зона оператора – это кустовая площадка, то расположение объектов на ней должно соответствовать утверждённой принципиальной схеме, разработанной с учётом особенностей производственных условий и удобства работы с оборудованием, входящим в неё.

6.2 Производственная безопасность

Работник подвержен вредному воздействию, находясь на территории производственного объекта, которое классифицируется согласно ГОСТ 12.0.003-2015 [3] (таблица 26).

Таблица 26 - Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
Отклонение показателей климата на открытом воздухе;		+	+	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны [5].
Превышение уровней шума и вибрации;		+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. Стандартинформ, 2015. – 24 с [4];

				ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. Стандартиформ, 1990. – 20 с [6].
Недостаточная освещенность;		+	+	СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение [15].
Повышенная запыленность рабочей зоны;		+	+	СанПиН 2.2.4.3359–16.Санитарноэпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах [12].
Электрический ток;		+	+	ГОСТ Р 12.1.019-2009. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты [11].
Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования;		+	+	ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные [9].
Давление (разрушение аппарата, работающего под давлением).		+	+	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности [8].

6.2.1 Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Отклонение показателей климата может привести к ухудшению общего самочувствия рабочего. Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего [5].

При отклонении показателей климата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами и соответствуют времени года.

Спецодежда должна быть хлопчатобумажной, из льна, грубошерстные сукна, иметь удобный крой для работы в экстремальных условиях (например, при пожаре) применяют специальные костюмы из металлизированной ткани.

Для защиты головы от теплового облучения применяют алюминиевые, фибровые каски, войлочные и шляпы; глаз – очки (темные или с прозрачным слоем металла) лица – маски с откидным прозрачным экраном. Защита от

воздействия пониженной температуры достигается использованием теплой спецодежды, а при осадках – плащей. Коллективная защита может быть обеспечена путём рационального размещения технологического оборудования, рационализации режимов труда и отдыха, применения теплоизоляции оборудования, автоматизации и дистанционного управления технологическими процессами. При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются (таблица 27).

Таблица 27 – Погодные условия, при которых работы на открытом воздухе приостанавливаются

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
Безветренная погода	-40
Менее 5,0	-35
5,1-10,0	-25
10,1-15,0	-15
15,1-20,0	-5
Более 20	0

6.2.2 Воздействие токсичных и раздражающих веществ на организм человека

При работе на устьях скважин или в других технологических сооружениях, а также при проведении газоопасных работ, операторам чаще всего приходится контактировать с парами нефти и прочими попутными нефтепродуктами, которые способны оказывать негативное влияние на организм человека. Токсичные вещества могут попасть в организм при вдыхании паров и аэрозолей, а также при попадании на кожу и слизистые оболочки глаз, при этом при поражении органов дыхания характерные симптомы: сильное покраснение и зуд, слезотечение с развитием острого конъюнктивита. При попадании на кожу возможно образование сыпи, сильное покраснение. Воздействие на центральную нервную систему может стать причиной отравления, которое может сопровождаться болью в голове, тошнотой, слабостью и т.п.

Нефть и ее пары относятся к четвертому классу опасности и ПДК в рабочей зоне составляет 300 мг/м^3 , содержание метанола – не более 15 мг/м^3 , диоксида серы – не более 10 мг/м^3 .

Со стороны работодателей должен быть обеспечен контроль за состоянием воздуха рабочей среды, продуманы схемы вентиляции, улавливания вредных химических веществ. При проведении газоопасных работ, оператор должен самостоятельно контролировать содержание опасных веществ в рабочей среде с помощью переносного газоанализатора. Сами работники должны соблюдать требования технической безопасности, использовать СИЗ, проходить периодические инструктажи и медицинские осмотры.

6.2.3 Расчет потребного воздухообмена при выделении газов через неплотность аппаратуры, находящейся под давлением

Работа оператора по поддержанию пластового давления связана с нахождением в помещении, где установлены замерные установки. Система, состоящая из аппаратов и трубопроводов, заполнена бутаном. Рабочее давление в аппаратуре $p_a = 12 \text{ атм}$, а в проводящих трубопроводах $p_{\text{тр}} = 18 \text{ атм}$. Внутренний объем аппаратуры $v_a = 14 \text{ м}^3$, объем трубопроводов, $v_{\text{тр}} = 2,5 \text{ м}^3$. Температура газа в аппаратуре – $t_a = 50 \text{ }^\circ\text{C}$, в трубопроводе – $t_{\text{тр}} = 25 \text{ }^\circ\text{C}$. Определим потребный воздухообмен в помещении.

Считая, что просачивание газов через неплотности подчиняется тем же законам, что и истечение через небольшие отверстия, и, предполагая, что истечение происходит адиабатически, количество газов, просочившиеся через неплотности, можно определить по формуле:

$$G = kcv \sqrt{\frac{M}{T}}, \text{ кг/ч} \quad (1.1)$$

где k – коэффициент, учитывающий повышение утечки от износа оборудования ($k = 1-2$); c – коэффициент, учитывающий влияние давление газа в аппарате; v – внутренний объем аппаратуры и трубопроводов,

находящихся под давлением, м³; М – молекулярный вес газов, находящихся в аппаратуре; Т – абсолютная температура газов в аппаратуре, К.

Потребный воздухообмен определяется по формуле:

$$L = \frac{1000G}{x_H - x_B}, \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (1.2)$$

где L, м³/ч – потребный воздухообмен; G, г/ч – количество вредных веществ, выделяющихся в воздух помещения; x_B, мг/м³ – предельно допустимая концентрация вредности в воздухе рабочей зоны помещения, согласно ГОСТ 12.1.005-88 [5]; x_H, мг/м – максимально возможная концентрация той же вредности в воздухе населенных мест.

Коэффициент, учитывающий влияние давления газа в аппарате представлен в таблице 28.

Таблица 28 - Коэффициент, учитывающий влияние давления газа в аппарате

Давление p, атм	до 2	2	7	17	41	161
c	0,121	0,166	0,182	0,189	0,25	0,29

Расчет: определяем величины утечек бутана из аппаратуры и трубопроводов. Принимаем k = 1,5; c_a = 0,182; c_{тр} = 0,189 согласно методическим материалам; М = 58 для бутана. Утечка газа из аппаратуры составляет:

$$G_a = 1,5 \times 0,182 \times 14 \sqrt{\frac{58}{323}} = 1,62 \text{ кг/ч}$$

Утечка газа из трубопроводов составляет:

$$G_{\text{тр}} = 1,5 \times 0,189 \times 1,5 \sqrt{\frac{58}{298}} = 0,31 \text{ кг/ч}$$

$$G = G_a + G_{\text{тр}} = 0,92 + 0,19 = 1,93$$

Используя данные методических материалов, находим, что для бутана x_H = 300 мг/м³; x_B = 200 мг/м³. Потребный воздухообмен равен:

$$L = \frac{1000 \cdot 1,93}{300 - 200} = 19,3, \text{ м}^3/\text{ч}$$

Ответ: L = 11,1 м³/ч

6.2.4 Анализ показателей шума

Интенсивное шумовое воздействие на организм человека способствует развитию утомления, изменениям в сердечно-сосудистой системе и появлению шумовой патологии, среди многообразных проявлений которой ведущим является медленно прогрессирующее снижение слуха. В определенных условиях шум может влиять и на другие органы и системы организмы человека. Индивидуальные мероприятия для устранения уровня шума согласно ГОСТ 12.4.051 [10] могут быть: наушники, противозумные вкладыши, шлемы и каски, перерывы на отдых.

В непосредственной близости от рабочего места оператора ППД могут находиться машины КРС (капитальный ремонт скважин) либо агрегаты для обработки призабойной зоны, которые создают уровень звука, не превышающий допустимый согласно ГОСТ 12.1.003-2014 (2015) [4]. Предельно допустимые уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочих местах для напряженности легкой степени трудового процесса соответствует 80 дБА, для напряженности средней степени трудового процесса соответствует 70 дБА, а для напряженного трудового процесса соответствует от 60 до 50 дБА. [СН 2.2.4/2.1.8.562–96 [15]. Значение уровня звука на рабочем месте составляет 40-45 дБА. Доставка рабочих на месторождения осуществляется путем перелета на вертолетах, который создают уровень шума 95-100 дБА, превышающий допустимый.

6.2.5 Анализ показателей вибрации

Вибрации вызывают в организме человека многочисленные реакции, которые являются причиной функциональных расстройств различных органов и систем организма. Со временем, так как эти вибрации имеют постоянный характер, вибрации от работы насосов могут усилиться из-за износа оборудования, в особенности элементы крепления. Для частичного устранения этих вибраций рекомендуется установить прокладки из резины,

асбеста, резины между полом и самим насосом в качестве коллективной меры защиты. Операторов по поддержанию пластового давления в обязательном порядке снабдить виброобувью и виброрукавицами [15]. Защита от вибрации обеспечивается:

- балансировкой вращающихся частей оборудования и механизмов;
- устройством виброгасящих опор и фундаментов.

К методам и средствам коллективной защиты согласно ГОСТ 12.1.029 могут быть применены в данном случае звукоизолирующие кожухи, кабины, выгородки, а также рациональное размещение рабочих органов и рабочих мест. Согласно ГОСТ 12.1.012-90 [6] технологическая норма уровня виброскорости составляет 92 дБ, при частоте в 63 Гц. Уровень вибрации на рабочем месте оператора ППД составляет около 30 дБ, что не превышает норму.

6.2.6 Отсутствие или недостаток естественного света

Недостаточность освещения приводит к напряжению зрения, ослабляет внимание, приводит к наступлению преждевременной утомленности. Чрезмерно яркое освещение вызывает ослепление, раздражение и резь в глазах. Неправильное направление света на рабочем месте может создавать резкие тени, блики, дезориентировать работающего. При недостаточном освещении человек работает менее продуктивно, быстро устает, растет вероятность ошибочных действий, что может привести к травматизму.

Поэтому возникает потребность в использовании искусственного освещения, когда естественного освещения оказывается недостаточно для проведения работ. Искусственное освещение рабочего пространство проводится с использованием прожекторов и ламп в взрыво- и пожаробезопасном исполнении. Ниже в таблице будут приведены нормы освещенности рабочих поверхностей применительно для рабочего места оператора.

Таблица 29 - Нормы освещенности рабочих поверхностей при искусственном освещении основных производственных зданий и площадок в нефтяной промышленности.

Наименование объекта	Освещенность (лк)
Пульт и щит управления с измерительной аппаратурой	150
Насосные станции	50
Устья скважин	30
Места управления задвижками групповых установок	30

Для освещения промышленной территории рекомендуется использование прожекторов типа ПЗС-45 или ПЭС-35.

6.3 Анализ опасных факторов рабочей среды

К опасным производственным факторам при проведении мероприятий по увеличению нефтеотдачи относятся:

6.3.1 Анализ электробезопасности

Источником поражения электрическим током, при проведении работ на кустовых площадках, могут являться плохо изолированные токопроводящие части, металлические элементы, случайно оказавшиеся под напряжением. Известно, что поражение человека электрическим током возможно лишь при замыкании электрической цепи через тело человека, т.е. при прикосновении человека к сети не менее чем в двух точках. Опасное воздействие на людей электрического тока проявляется в виде электротравм (ожоги, металлизация кожи, механические повреждения), электрического удара и профессиональных заболеваний. Все применяемое электрооборудование и электроинструменты должны иметь заземление и подлежать занулению отдельной жилой кабеля с сечением жилы не менее сечения рабочих жил. Защитное заземление должно удовлетворять ряду требований, изложенных в ГОСТ 12.1.030-81 «Защитное заземление. Зануление» [7]. Для защиты персонала от поражения электрическим током при пробое изоляции электрифицированных механизмов и электроинструмента они должны быть оборудованы устройствами защитного отключения (УЗО). Одной из защитных мер является также ограничение напряжения до 12-36 В

для переносного электрооборудования, местного или ремонтного освещения. Для предотвращения негативного воздействия электрического тока на рабочих используются средства коллективной и индивидуальной защиты (ГОСТ Р 12.1.019-2009). Коллективные средства электрозащиты: изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль, установка оградительных устройств, предупредительная сигнализация и блокировка, использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов, применение малых напряжений, защитное заземление, зануление, защитное отключение. Индивидуальные средства защиты: диэлектрические перчатки, инструменты с изолированными рукоятками, диэлектрические боты, изолирующие подставки [11].

Мероприятия по защите от статического электричества в соответствии с «Временными правилами защиты от проявлений статического электричества на производственных установках и сооружениях нефтяной и газовой промышленности. РД 39-22-113-78» должны осуществляться во всех взрыво и пожароопасных производственных помещениях и наружных установках классов В-1, В-П, П-П, категории А, Б, В, и Е. Опасность действия статического электричества должна устраняться тем, что специальными мерами создается утечка электрических зарядов, предотвращающая накопление энергии заряда выше уровня 0,4 А в мин или создаются условия, исключающие возможность образования взрывоопасной концентрации (например, вытеснение горючей смеси инертным газом).

Для защиты от накопления и проявления зарядов статического электричества на оборудовании, на теле человека и на перекачиваемых веществах должны предусматриваться, с учетом особенностей производства, следующие меры, обеспечивающие стекание возникающих зарядов: а) отвод зарядов путем заземления корпусов оборудования и коммуникаций, а также обеспечения постоянного электрического контакта нефтепродуктов и тела человека с заземлением; б) отвод зарядов путем уменьшения удельных, объемных и поверхностных электрических сопротивлений; в) нейтрализация

зарядов путем использования радиоизотопных, индукционных и других нейтрализаторов.

6.3.2 Опасность механических повреждений

Механические травмы могут возникать при монтаже, демонтаже оборудования, при спуско-подъемных операциях. При неправильной эксплуатации или использования неисправного оборудования, инструментов, механизмов. При проведении работ также используется автомобильный транспорт различного назначения, в связи с чем необходимо проводить мероприятия по устранению возможных механических травм. К числу которых относятся: проверка наличия защитных кожухов на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов; плановая и внеплановая проверка пусковых и тормозных устройств; проверка состояния оборудования и своевременное устранение дефектов. Согласно ГОСТ 12.2.009-80 опасной скоростью перемещения подвижных частей оборудования, способных травмировать ударом, является скорость более 0,15 м/с.

Для защиты от данных опасных факторов используются коллективные средства защиты, – устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Согласно ГОСТ 12.2.062-81 [9] ограждения выполняются в виде различных сеток, решеток, экранов и кожухов. Они должны иметь такие размеры и быть установлены таким образом, чтобы в любом случае исключить доступ человека в опасную зону. При устройстве ограждений должны соблюдаться определенные требования. Запрещается работа со снятым или неисправным ограждением. В качестве профилактических мер планируется систематически производить проверку наличия защитных ограждений на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов; плановую и внеплановую проверку пусковых и тормозных устройств; проверку состояния оборудования и своевременное устранение дефектов ГОСТ 12.2.003-91 [8].

При проведении работ на скважине необходимо соблюдать технику безопасности. Основная опасность заключается в том, что, зацепившись телом или одеждой за свободный конец движущегося механизма можно получить

травму вплоть до смертельного исхода. Основными мерами предосторожности являются: соблюдение всех требований правил техники безопасности при работе с инструментами; соблюдение формы одежды (все пуговицы на одежде должны быть застегнуты, полы одежды не должны болтаться); периодическая проверка технического состояния используемых инструментов, повышенное внимание на рабочем месте.

6.3.3 Аппараты под давлением

Оборудование, в котором давление газа или жидкости превышает атмосферное, принято называть сосудами, работающими под давлением. Любые сосуды, работающие под давлением, всегда представляют собой потенциальную опасность, которая при определенных условиях может повлечь тяжелые последствия. Для предупреждения подобных ситуаций разработаны Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением», утверждённые Приказом Ростехнадзора №116 от 25.03.2014 г.

Разгерметизация (потеря герметичности), достаточно часто сопровождается возникновением двух групп опасностей.

Первая из них связана с взрывом сосуда или установки, работающей под давлением. При взрыве может произойти разрушение взрывной волной близко расположенного оборудования и техники, а также травмирование персонала разлетающимися осколками оборудования.

Вторая группа опасностей зависит от свойств веществ, находящихся в оборудовании, работающем под давлением. Но так как в процессе нестационарного заводнения нагнетаемым агентом является вода, то влияние, оказываемое на организм человека и окружающую среду, не является негативным.

Причинами разгерметизации могут являться различные дефекты (трещины, вмятины, дефекты сварки и др.), возникшие при изготовлении,

хранении и транспортировке сосудов, работающих под давлением. Для своевременного обнаружения этих дефектов применяют различные методы контроля: внешний осмотр сосудов и аппаратов, работающих под давлением, гидравлические испытания сосудов, механические испытания материалов, из которых изготовлены сосуды, и др.

Объем контроля определяется в зависимости от группы сосуда (аппарата), который работает под давлением и определяется в зависимости от температуры стенки, расчетного давления и характера рабочей среды. Данные приведены в таблице 30.

Таблица 30 - Группа сосуда в зависимости от расчетного давления, температуры стенки и характера среды

Группа сосудов	Расчетное давление, МПа	Температура стенки, °С	Рабочая среда
1	Свыше 0.07	Независимо	Взрывоопасная, или пожароопасная, или 1, 2 классов опасности по ГОСТ 12.1.007
2	До 2.5	Ниже минус 70, выше 400	Любая, за исключением указанной для 1-й группы сосудов
	Свыше 2.5 до 4	Ниже минус 70, выше 200	
	Свыше 4 до 5	Ниже минус 40, выше 200	
	Свыше 5	Независимо	
	До 1.6	От -70 до -20 От 200 до 400	
3	Свыше 1.6 до 2.5	От минус 70 до 400	
	Свыше 2.5 до 4	От минус 70 до 200	
	Свыше 4 до 5	От минус 40 до 200	
4	До 1.6	От минус 20 до 200	

5.3.4 Анализ пожарной безопасности

На месторождениях нефти и газа всегда существует вероятность возникновения пожаров и взрывоопасных ситуаций. В процессе эксплуатации производственного оборудования и трубопроводов из фланцевых соединений и утечках через корпус оборудования и стенки трубопровода при его разрушении могут выделяться взрывоопасные, пожароопасные и токсичные вещества (нефть, газ, различные химические реагенты) в соответствии со СНиП 2.09.04.87 данное производство отнесено к классу В-1Г и В-1 [14].

Для обеспечения пожаробезопасности применяются активные и пассивные способы пожаротушения. При активном способе процесс горения подавляют при помощи огнегасительных средств, воздействующих на горючее вещество охлаждением очага пожара, разбавлением реагирующих веществ. Химическое торможение введением в зону горения антикатализаторов – (ингибиторов) и т.д. При пассивном способе тушения горение прекращается путем изоляции горючего от окислителя или инертизации среды, в которой находится очаг горения. Для тушения небольших очагов пожара на станции предусмотрены ручные огнетушители ОП-8. Правила пожарной безопасности регламентированы в «Техническом регламенту о требованиях ПБ ФЗ №123» от 2008 г.

Территория кустовой площадки должна регулярно очищаться от сухой травы и листьев. Скошенная трава и листья должны вывозиться с территории предприятия. Сушка скошенной травы и хранение ее на территории КС или в охранной зоне категорически воспрещается. Работа технологического оборудования в производственных помещениях категорий А, Б, и В при наличии неисправностей в устройствах системы вентиляции запрещается. Все металлические воздуховоды, трубопроводы, фильтры и другое оборудование вытяжных установок в производственных помещениях категорий А, Б и В должны заземляться. Все средства автоматического контроля, защиты, управления и регулирования должны содержаться в исправном состоянии и проверяться на безотказность действия в соответствии с инструкциями по

эксплуатации этих средств. Обнаруженные при этом неисправности должны немедленно устраняться.

6.4 Экологическая безопасность

Операции заводнения сопровождается неизбежным техногенным воздействием на объекты природной среды. С целью исключения или сведения к минимуму негативного воздействия работ данного вида на окружающую среду предусмотрен комплекс специальных мероприятий по охране окружающей среды.

Загрязнение атмосферы

Большая часть выбросов на нефтегазовых промыслах, порядка 70-75%, приходится на атмосферу. При добыче нефти от кустовых площадок выделяются загрязняющие вещества (ЗВ), которые складываются из выбросов через неплотности фланцевых соединений, запорно-регулирующей арматуры скважин и замерной установки (ЗУ), а также сальниковых уплотнений. Для предотвращения неконтролируемых выбросов в атмосферу проводят полную герметизацию оборудования для сбора и транспортировки нефти и газа, осуществляют контроль швов сварных соединений трубопроводов, проводят защиту оборудования от коррозии, утилизируют попутный газ. Чистота атмосферного воздуха обеспечивается путем сокращения абсолютных выбросов газов и обезвреживанием выбросов, содержащих вредные вещества при помощи фильтров и рассеиванием в высоких трубах.

Загрязнение литосферы

Бурение скважин, обустройство нефтегазовых месторождений, сооружение подземных хранилищ приводит к изменениям почвенной среды и ландшафта. При освоении и прокладки новых дорог, соединяющих технологические комплексы месторождений, обустройство новых трубопроводов и другие организационные работы оказывают влияние на поверхностный слой почвы, заставляя его разрушаться под колесами и

гусеницами автотранспорта, под весом колон труб и высоких буровых мачт, а также другой строительной техники и оборудования.

Во время проведения технологических операций с химическими агентами, велика вероятность попадания оных не только в продуктивные пропластки, но и за его пределы, путём перетоков, или неплотной кровли пропластка, что, в свою очередь приводит к изменению физико-химических свойств почвы, и оказывает на неё негативное воздействие. Для почв предусмотрены предельно-допустимые значения концентраций вредных химических соединений, основные из которых представлены в таблице 31. Таблица 31 – Предельно-допустимые концентрации вредных химических веществ в почве [2]

Вещество	ПДК, мг/кг	Показатель вредности
Бензин	0,1	Воздушно-миграционный
Диметилбензолы	0,3	Транслокационный
Сероводород	0,4	Воздушно-миграционный
Серная кислота	160	Общесанитарный
Этилбензол	0,1	Воздушно-миграционный

Планирование экологической защиты литосферы начинается на стадии проектирования строительства нефтегазового комплекса согласно СНиП 11-01-95 «Инструкция о порядке разработки, согласования, утверждения и составе проектной документации на строительство предприятий, зданий и сооружений».

Загрязнение гидросферы Вторичное вскрытие пласта скважин при определенных условиях может сопровождаться:

- загрязнением водотоков, поверхностных водоемов, подземных вод грунтов, почв химическими реагентами, горюче-смазочными материалами (ГСМ), пластовыми флюидами.
- хозяйственно-бытовыми жидкими и твердыми отходами;
- перетоками в заколонном пространстве из-за нарушения целостности обсадной колонны;
- продуктами утечек скважины.

В соответствии с нормами технологического проектирования, для предотвращения попадания химических реагентов и технологических жидкостей в гидросферу, регламент должен предусматривать полную герметизацию всего оборудования, арматуры. В процессе освоения скважины продукты освоения (нефть, отработанная вода) должны собираться в передвижные металлические емкости по 25 м³ с последующей откачкой нефти и пластовой воды в нефтесборный коллектор. После закачки химических реагентов или других вредных веществ до разборки нагнетательной системы агрегата должна прокачиваться инертная жидкость объемом, достаточным для промывки нагнетательной системы. Сброс жидкости после промывки должен производиться в сборную емкость. Остатки химических реагентов следует собирать и доставлять в специально отведенное место, оборудованное для утилизации или уничтожения.

6.5 Защита в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации, которые могут возникнуть на кустовой площадке месторождения «Х» при проведении работ по полимерному заводнению:

- нарушение герметичности или разрушение корпуса элементов, содержащих жидкости и газы, находящиеся под высоким рабочим давлением;
- разрыв трубопроводов, подающих реагенты в скважину;
- нарушение электроснабжения или полное отключение подачи электроэнергии в электросети.

Технологические процессы, идущие под высоким давлением, и оборудование, находящееся под большими нагрузками, в определенных условиях представляют наибольшую опасность для здоровья и жизни персонала. Этот процесс, как правило, приводит к взрыву, который в свою очередь провоцирует появление большого количества механических осколков и ударные волны. Их разрушительное воздействие может быть крайне значительным и опасным для людей, находящихся рядом во время аварии. Из

этого следует, что оборудование, функционирующее в условиях избыточного давления, должно обладать высокой степенью эксплуатационной надежности.

Согласно ФНиП ПБ «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» общие требования при проведении работ по нестационарному заводнению включают в себя следующие ключевые моменты:

- работы по нагнетанию в скважину химических и других агентов проводятся в соответствии с планом, утвержденным нефтегазодобывающей организацией;
- в плане должны быть указаны порядок подготовительных работ, схема размещения оборудования, технология проведения процесса, меры безопасности, ответственный руководитель работ;
- при закачке химических реагентов, пара, горячей воды на нагнетательной линии у устья скважины должен быть установлен обратный клапан;
- нагнетательная система после сборки до начала закачки должна быть опрессована на полуторакратное ожидаемое рабочее давление;
- при гидравлических испытаниях нагнетательных систем обслуживающий персонал должен быть удален за пределы опасной зоны, устанавливаемой планом работ;
- перед началом работы по закачке реагентов, воды и после временной остановки в зимнее время необходимо убедиться в отсутствии в коммуникациях насосных установок и нагнетательных линиях ледяных пробок [17].

Основные мероприятия по предотвращению опасностей, обусловленных повышением давления и нагрузками, включают в себя: осмотр и испытание установок, оборудования, механизмов; применение различных средств блокировки, исключающих аварии при неправильных действиях рабочих; автоматизация производственных процессов, позволяющая вывести

людей из опасных зон, и осуществлять контроль показаний приборов дистанционно.

Выводы:

В главе социальная ответственность были оценены вредные и опасные производственные факторы, влияющие на здоровье и эмоциональное состояние работающего персонала. Произведен анализ способов борьбы с ними, рассмотрено потенциальное воздействие на окружающую среду: гидросферу, литосферу и атмосферу. Выполнение всех требований мер безопасности, а также мер по предупреждению опасных воздействий на данном производстве, будет помогать избегать влияния вредных и опасных факторов на жизнь людей и природу. Практическая значимость полученных результатов важна для организации безопасных производственных условий, рабочее место оператора отвечает всем указанным требованиям и нормам и не нуждается в улучшении и совершенствовании.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе проделанной работы был произведен анализ современных тенденций в направлении применения полимерного заводнения, рассмотрены основные виды используемых полимеров, ограничения, связанные с различными видами деструкции, критерии для выборов кандидатов на проведение ОПР.

Если говорить о модификациях полимерного заводнения, то наиболее широкое распространение находит применение в комплексе с поверхностно-активными веществами и щелочью. Эффективность методов доказана многочисленными экспериментами, однако увеличение стоимости технологии не всегда сопровождается ростом с экономической точки зрения.

Проектные значения накопленной добычи при применении ПАВ-полимерного заводнения на Холмогорском месторождении превышают базовый вариант практически в два раза, что говорит о высокой эффективности. Однако стоит понимать, что применение любых методов на основе полимерного заводнения увеличивают суммарное время, необходимое на выработку запасов, что оказывает негативный экономический эффект, связанный с затратами на поддержание инфраструктуры месторождений.

Была построена гидродинамическая модель по выбранному месторождению, предложен базовый вариант разработки участка для опытно-промышленных работ по закачке полимера, в сравнении с традиционным заводнением КИН по участку ОПР больше на 0.1.

СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ СТУДЕНТА

2. Новиков М. Н. , Карсаков А. В. Движение тяжелого газа в приземном слое атмосферы // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XXIV Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных, посвященного 75-летию Победы в Великой Отечественной войне, Томск, 6-10 Апреля 2020. - Томск: Изд-во ТПУ, 2020 - Т. 2 - С. 565-566
3. Новиков М. Н. Анализ применения полимерного заводнения // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XXIV Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных, посвященного 75-летию Победы в Великой Отечественной войне, Томск, 6-10 Апреля 2020. - Томск: Изд-во ТПУ, 2020 - Т. 2 - С. 121-122
4. Новиков М. Н. , Ходус А. С. Краткая история сланцевой революции // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XXIV Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных, посвященного 75-летию Победы в Великой Отечественной войне, Томск, 6-10 Апреля 2020. - Томск: Изд-во ТПУ, 2020 - Т. 2 - С. 621-622
5. Афанасьев Д. С. , Новиков М. Н. , Чеканцева Л. В. Оптические методы исследования влияния органических растворителей на свойства нефти // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 155-летию со дня рождения академика В.А. Обручева, 135-летию со дня рождения академика М.А. Усова, основателей Сибирской горно-геологической школы, и 110-летию первого выпуска горных инженеров в Сибири, Томск, 2-7 Апреля 2018. - Томск: Изд-во ТПУ, 2018 - Т. 2 - С. 79-80

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

Нормативно-методические документы

7. ВСН 39.1.06-84 «Перечень технологического оборудования объектов основного производства обустройства нефтяных месторождений, подлежащего размещению на открытых площадках».
8. ГН 2.1.7.2041-06 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в почве. Гигиенические нормативы».
9. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
10. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. Стандартиформ, 2015. – 24 с.
11. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
12. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. Стандартиформ, 1990. – 20 с.
13. ГОСТ 12.1.030-81 «Защитное заземление. Зануление».
14. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
15. ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные.
16. ГОСТ 12.4.051-87 ССБТ. Средства индивидуальной защиты органа слуха.
17. ГОСТ Р 12.1.019-2009. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
18. СанПиН 2.2.4.3359–16. Санитарноэпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах.
19. СН 2.2.4/2.1.8.562–96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории застройки.

20. СНиП 2.09.04-87 Административные и бытовые здания (с Изменениями N 1, 2, 3)

21. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.

22. Трудовой Кодекс – ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом.

23. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Серия 08. Выпуск 19. — М.: Закрытое акционерное общество «Научнотехнический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2013. – 288 с.

Опубликованная литература

24. Абызбаев И.М. О некоторых факторах, снижающих эффективность разработки при заводнении многопластовых месторождений с высоковязкими нефтями (на примере Новоказинской площади Арланского месторождения)/И.М. Абызбаев, А.Г. Габдрахманов// Геология и разработка нефтяных месторождений Башкирии. — Уфа, 1976. — С. 118-125.

25. Азиз Х. Математическое моделирование пластовых систем. / Х. Азиз, Э. Сеттари// –М.: Недра, – 1982. – 407 с

26. Байбурдов, Т.А. Синтез, химические и физико-химические свойства полимеров акриламида. Учебное пособие для бакалавров института химии СГУ / Т.А. Байбурдов, А.Б. Шиповская. – Саратов, 2014. – 67 с.

27. Басниев К. С. Подземная. Б 27 гидромеханика: Учебник для вузов / К. С. Басниев, И. Н. Кочина, В. М. Максимов // –М.: Недра, – 1993. – 416 с.

28. Березовчук, А. В. Новое решение синтеза акриламида / А.В. Березовчук, А. В. Шантроха // Молодой ученый. - 2011. - №11. - Т.1. - С.85-93.

29. Лейк, Л. В. Основы методов увеличения нефтеотдачи / Л.В. Лейк; пер. с англ. - М., 2004. – 449 с.

30. Мягченков, В.А. Сополимеры акриламида с функцией флокулянтов / В.А. Мягченков, В.Е. Проскурина. КГТУ. - Казань: КГТУ, 2011. – 296 с.

31. Нажису, Ерофеев В.И. Исследование и применение комплексной технологии заводнения для повышения нефтеотдачи пластов // Успехи современного естествознания. – 2017. – № 10. – С. 96-100
32. Никитина А. Салым Петролеум: Технология АСП как решение проблемы истощения традиционных запасов / А. Никитина // Нефтегазовая Вертикаль. – 2014. – №10. – С. 24-26.
33. Перемыслова, Е.С. Исследование органических ПАВ, улучшающих нефтевымывающие свойства воды / Е.С. Перемыслова // Нефтяное хозяйство. – 1955. – №9. – С. 47 – 50.]
34. Повышение эффективности полимерного заводнения [Электронный ресурс]. – URL: https://snf-group.ru/wp-content/uploads/2015/05/Oil30_Years_of_EOR.pdf
35. Публичный аналитический доклад по направлению научно-технологического развития «новые технологии добычи и использования углеводородного сырья». - М.:НП «Национальный институт нефти и газа», 2014.— 204 с.]
36. Самодурова, С.И. Растворная (со)полимеризация высших эфиров и амидов (мет)акриловой кислоты и ее использование для синтеза новых присадок к нефтепродуктам: автореф. дис. на соискание уч. ст. канд. хим. наук: спец. 02.00.06 «Высокомолекулярные соединения» / Самодурова София Игоревна. – Нижний Новгород, – 2014. – 25 с.
37. Технология и техника методов повышения нефтеотдачи пласта // [Электронный ресурс] Геологическая энциклопедия Режим доступа: www.geokniga.org/sites/hgeokniga/files/inbox/2655/tehnologiya-i-tehnika-metodov-povysheniya-nefteotdachi-plasta.doc.
38. Тома А. Полимерные нанокомпозиты на основе карбоксиметилцеллюзы и наночастиц Al и Cu для увеличения добычи нефти / А. Тома [и др.] // Территория Нефтегаз. – 2017. – №7-8. – С. 58-67.

39. Фахретдинов, Р.Н. Химические методы управления процессами извлечения трудноизвлекаемых запасов УВС. VI Всероссийская научно-практическая конференция «Добыча, подготовка, транспорт нефти и газа» / Р.Н.Фахретдинов, Г.Х. Якименко. – Томск, 2013. – 156 с.

40. Френкель, С. Я. Успехи физики и химии полимеров / С.Я. Френкель, Г.К. Ельяшевич, Ю.Н. Панов. – М.: Химия,1970. – 440 с.

41. Чан Хун Гао. Совершенствование метода полимерного заводнения при добыче тяжелой нефти / Чан Хун Гао. – Абердинский университет, 2011. – 114 с.

42. Шарипов, А.У. Разработка и применение полимерных растворов при бурении и заканчивании глубоких скважин: монография / А.У. Шарипов, К.В. Антонов, Р.Р. Лукманов. – Уфа: Гау, 2003. – 164 с.

43. Шувалов С.А. Применение полимерных реагентов для увеличения нефтеотдачи пласта и водоизоляции / С.А. Шувалов, В.А. Винокуров, В.Н. Хлебников // – М.: Нефтегазовое дело. – 2013. – № 4. – С. 98

Иностранные источники

44. Gupta, R. Temperature Effects on Surfactant-Aided Imbibition into Fractured Cores. / R. Gupta, К.К. Mohanty // SPE-11204, Annual Technical Conference and Exhibition held in Anaheim, U.S.A, – 2007.

45. Ivantsov N. N. 2018. “A Study of Polymer Solutions Filtration in Unconsolidated Reservoir”. Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 4, no 2, pp. 136-150. DOI: 10.21684/2411-7978-2018-4-2-136-150

46. James J. Sheng, Bernd Leonhardt, Nasser Azri / Status of polymer-flooding technology J. Can. Pet. Technol., 54 (02) (2015), pp. 116-126.

47. Lake, Larry. Enhanced oil recovery fundamentals / Lake Larry// University of Texas-Austin. Society of petroleum engineers, – 2002. – 380 p

48. Ouyang L., Zhu D., Hill D. Theoretical and Numerical Simulation of HerschelBulkley Fluid Flow in Propped Fractures // [Электронный ресурс] – 2013. URL:<http://earthdoc.eage.org/publication/publicationdetails/?publication=70185>.

49. Pashley List of common surfactant molecules with different types of charge: anionic, cationic and nonionic / Pashley, Karaman // 2004, – p.63.
50. Randall Seright / Potential for polymer flooding reservoirs with viscous oils. SPE Reserv. Eval. Eng., 13 (04) (2010), pp. 730-740.
51. Sheng J. J. Status of surfactant EOR technology // Petroleum. – 2015. – №.1. – pp. 97 – 105 c
52. Standnes D.C. Mechanism for Wettability Alteration from Oil-Wet to Water-Wet Using Surfactants / D.C. Standnes, T. Austad // Journal of Petroleum Science and Engineering, 28, – 2002, – pp.123-143.

Приложение А

(справочное)

EFFICIENCY IMPROVING BASED ON POLYMER SYSTEMS ON THE EXAMPLE OF FIELD X (ANALYSIS)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ93	Новиков Максим Николаевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Мищенко Мария Валериевна	к.г.-м.н		

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Миронова Вероника Евгеньевна	к. филол. н.		

FACTORS INFLUENCING THE PROCESS OF FLOODING

During the development process, many factors arise affecting the reservoir pressure maintenance process, both in general and for each individual well. Information on injection wells accumulated in the field is not often used effectively or is not used at all. Complex control of a certain system implies the measurement of a large volume of physical parameters that characterize the operation of its individual elements and the system as a whole. At this stage, insufficient attention is paid to the control of reservoir pressure maintenance systems, apparently due to their obvious remoteness from the oil recovery process.

When pumping water, many difficulties arise, such as:

- decrease in wells injectivity over time;
- dagger breakthroughs in highly permeable interlayers;
- breakthroughs of water to the bottom of production wells;
- leakage of injected water into other, non-target formations;
- formation of auto-hydraulic fractures.

To regulate and control the RPM system, it is necessary to take into account many factors, such as [15]:

- geological structure of the deposit;
- type of collector;
- reservoir properties;
- the state of field development;
- quality control of injected water for RPM;
- contamination of the bottomhole formation zone during injection;
- problems specific to this object development;

The choice of optimal operating modes of injection wells must be carried out taking into account the above factors

Zonal, layered heterogeneity of reservoir properties

The experience of field development shows that the zonal, layered heterogeneity of reservoir properties, reservoir discontinuity and their lenticular structure are the main factors that reduce the efficiency of development, the oil

recovery coefficient and increase water cut. Due to the need to overcome the negative influence of the zonal heterogeneity of the reservoir properties, which could not be taken into account when designing the original flooding system, focal and selective systems were created.

- Option 1. Wells for water injection are developed in a low, low-permeable, partially flooded zone
- Option 2. Wells for water injection are developed in an elevated, medium-permeable zone of the structure, not covered by waterflooding.

The results show that with respect to the placement of wells according to the second option, their location in a low, low-permeable, partially flooded zone is the most effective in terms of a final increase in the oil recovery factor and a decrease in the water cut of production wells.

The analysis of the simulation results shows that, according to the oil recovery coefficient, it is more effective to displace oil with water from weakly oil-saturated, partially flooded zones to more oil-saturated ones; from low zones to high ones; from low-permeable and less porous reservoirs to more permeable and more porous ones; from dissected anisotropic zones to less dissected zones or zones of interlayer fusion with the formation of zones of the displacement contour narrowing.

Influence of areal formation anisotropy on the sweep efficiency

It has long been noted that productive formations of oil fields are distinguished by anisotropy of reservoir properties. The first information was obtained as a result of the core material analysis. It was found that the permeability coefficients of rock samples along and across the bedding often differ from each other. In recent years, the areal anisotropy of reservoir properties of the formation has begun to attract more and more attention. It is explained by the features of sedimentation, but to a large extent - by tectonic processes. When a future trap is formed, the reservoir is subjected to compressive forces, which lead to the development and formation of a system of fractures of a certain direction. This is especially true for carbonate reservoirs.

The negative impact of hydraulic fracturing due to the rapid breakthrough of water into production wells was noted in the works at the fields of Chechen-Ingushetia, in Tatarstan, at the fields of Kuibyshev and Orenburg regions.

The negative consequences are explained by the fact that the cracks have a large conductivity and a length comparable to the distance between the wells which leads to a premature water breakthrough and a decrease in waterflooding.

When analyzing the development of fractured carbonate deposits, anisotropic nature of fluid filtration is noted.

Along with laboratory determinations, methods for assessing formation anisotropy based on actual data from well surveys began to develop.

In order to study the anisotropy of reservoir properties of productive carbonate rocks, maps of specific capacity (product of effective thickness and open porosity) of the Semiluki horizon are compiled.

The main trend in the change in the specific capacity of the Semiluksky horizon rocks is that local fields are distinguished over the area of the deposit, which have predominantly linearly elongated forms subparallel to the regional fault and coinciding in orientation with the direction of the main tectonic fault systems development. The anisotropy of the filtration properties was also determined by tracking the rate of reservoir pressure reduction in wells that were commissioned before the start of flooding, and when the reservoir pressure was higher than the saturation pressure.

There are aerospace methods for identifying fracture zones in carbonate reservoirs. Studies show that the directions of fracturing, determined by changes in the nature and intensity of reservoir pressure, well flow rates, water cut, coincide with aerospace studies[13].

A fairly effective way is to inject various indicators into the formation (together with the injected water). An important tool is the use of well test methods. The use of modern seismic exploration methods, the results of geophysical and hydrodynamic studies of wells, core data allows one to establish the volumetric anisotropy of reservoir properties and the orientation of fracture systems.

The design features of the low-productivity reservoirs development characterized by fracturing include the mutual placement of production and injection wells relative to the strike of the main fractures. Thus, the task becomes more complicated and is reduced not only to the choice of the flooding system type, but also to the choice of the location of production and injection wells relative to the strike of the main directions of cracks.

The optimal direction for the advance of the water front, despite the low efficiency at the first stage, is the direction perpendicular to the strike of the main systems of tectonic fractures.

The advance of the water front into the cross of the fracture strike will ensure the displacement of oil from the less permeable part of the block rock.

With a five-point injection system, when injection and production wells are located at an acute angle to the main directions of fractures, sweep efficiency is the lowest. With a nine-point system, two production wells are located along the main directions of the fractures, and one is at an acute angle to the fractures, the sweep efficiency occupies an intermediate position. Linear waterflooding system, in which the injection and production lines are parallel to the direction of the fractures, ensures the maximum sweep efficiency.

From all the above, it follows that the use of anisotropic properties of fractured reservoirs is the most promising direction in solving the problem of optimal placement of production and injection wells, configurations of waterflooding systems elements and their orientation relative to cracks.

Taking into account anisotropy, a type of waterflooding system has been developed that makes the tensor nature of reservoir permeability very important. It includes the rational placement of injection and production wells in elements of irregular (deformed) shape with the distance between the wells determined by the optimal grid density and the orientation of the system relative to the main axes of the permeability tensor.

Production wells are placed along the contour of an ellipse, in which the ratio of the major and minor axes is equal to the anisotropy of the reservoir permeability to the

0.5th degree, and the waterflooding system is oriented along the major axis of the ellipse parallel to the direction of the fractures.

Wells along the contour of the ellipse are placed evenly or with:

- equal distances between wells in a row and rows. Under these conditions, the principle of symmetry of the waterflooding scheme elements arrangement is observed. Depending on the tasks to be solved, the principles of placement are as follows.

- wells may be different. Taking into account the anisotropic properties of the formation, the production wells of the five-point waterflooding system are located along the contour of the ellipse in the form.

- rhombus or rectangle. The type of such waterflooding schemes depends on the location of the coordinate axes relative to the symmetry axes of the polygon.

All other more complex types of waterflooding can be obtained on the basis of these 2 elementary schemes, framing them with production wells located along the contour of an ellipse. The distances between the rows and wells in the rows are predetermined by the optimal density of the well grid, the indicator of the initial intensity of the waterflooding system and the indicator of the formation anisotropy.

SCOPE OF POLYMER FLOODING

When developing multilayer deposits, uniform oil displacement is not provided, resulting in low-permeability zones of oil remains. To reduce oil in the boundary layers, reagents are used, which improve the wettability of the rock with the displacing water. Therefore, the use of polymer flooding (PF) is the most promising enhanced oil recovery method.

Polymer flooding is a technologically simple and highly effective method for improving oil recovery. This method is based on the addition of a small amount of water-soluble polymers to the water during conventional flooding of oil reservoirs.

Polymer flooding provides a much more noticeable increase in oil recovery compared to traditional flooding technologies.

A typical polymer flooding project involves mixing and pumping the polymer over an extended period of time until half of the reservoir pore volume is filled with polymer.

When water is pumped into the reservoir, it follows the path of the least resistance (usually these are layers characterized by higher permeability) towards neighboring production wells with a lower pressure. If the oil contained in the formation has a higher viscosity than the injected water, water will seep through the oil and bypass it. This will lead to a decrease in the degree of sweep of the reservoir by the displacement process, as well as the level of oil recovery. It is possible to improve the viscosity ratios and partially equalize the injectivity and recoil profiles by adding polymer to the injected water.

The essence of the method is to change the ratio of the mobility of the displacing fluid and reservoir oil due to an increase in the viscosity of the injected water due to the content of high molecular weight polymers in it.

An increase in viscosity and a decrease in water mobility help to level the displacement front, slowing down its movement in highly permeable zones, and reducing viscous lateral coning of water. These factors cause an increase in coverage and displacement rates at flooding.

Huge laboratory, field and theoretical material have been accumulated, showing the high efficiency of polymer flooding.

Three types of high molecular weight polymers are used for polymer flooding:

- based on acrylamide,
- polyethylene oxides
- polysaccharides.

Polymer solutions have the property of reducing the permeability phase to water and keeping it for oil. An aqueous solution of polymer enters mainly high-permeability of interlayers, and the higher the permeability of the interlayer, the more polymer enters it, and the more significantly the filtration resistance of high-permeability layers increases. This property of polymer solutions is widely used for

leveling injectivity and recovery profiles in the development of oil fields at any stage.

The technological and economic feasibility of using polymer flooding at any stage of field development is beyond doubt. However, there are optimal conditions for the use of polymer flooding in which the main indicators of field development are the best.

Types of polymer degradation

An important factor in the successful implementation of polymer flooding is maintaining the viscosity characteristics of the polymer. Mineralization of water, mechanical, thermal and chemical destruction can lead to a significant decrease in the viscosity of the polymer agent.

Accordingly, the main technical factor (due to the nature of intermolecular interactions of acrylic polymers) that determines the stability of the polymers injected into the formation and the preservation of their useful properties (in a wide range of applicability) is the resistance of polymers to external influences. The destruction of the polymer leads to a deterioration in the technological properties of solutions, an increase in its consumption and a decrease in the technical and economic indicators of polymer flooding.

The destruction of PAA and its derivatives can occur during the production, storage, processing and use of polymers under the influence of heat, light, ionizing radiation, mechanical stresses and biological factors, as well as with the simultaneous action of these factors. The destruction of the polymer leads to a decrease in the molecular mass, a change in its structure and physicochemical characteristics, which can worsen the applied properties of polymers.

The properties of polymer solutions are determined by the size, shape and concentration of polymer particles in water, they depend on the molecular weight, the degree of hydrolysis of polyacrylamide, and other factors. Polyacrylamide, like many other polymers, does not differ in physical and chemical stability. Molecular chains of polyacrylamide can, on the one hand, form aggregates in solutions, and on the other hand, undergo destruction.

Based on knowledge of the quasicrystalline structure, the picture of structural transformations in solutions of flexible polymers with an increase in their content in the system is as follows. At low concentrations, an increase in the proportion of polymer in the system initially leads to a decrease in the size of macromolecular coils due to a decrease in free volume. In addition, the restriction of mobility created by neighboring molecules can lead to partial unfolding of the coils, i.e., to an increase in the particles of macromolecules. The resulting intermolecular contacts and associates of macromolecules are dynamic and unstable. This range of polymer concentrations in water is a transition from dilute solutions to polymer gels. With a further increase in the concentration in the solution, a polymer fluctuation network appears, the solution becomes colloidal, gel-like, and more stable. In accordance with these concepts, it should be expected that the degree of destruction of polyacrylamide during injection will be different than in the formation.

There are the following types of destruction: mechanical destruction; physical and chemical destruction; thermal destruction.

Mechanical and physicochemical destruction

In the process of preparation and application, the polymer solution is subjected to rather severe mechanical stress in mixers, mud pumps, drill pipes, downhole motors, bit nozzles and hydrocyclones. At the same time, it comes into contact with both inert and physicochemically active medium in relation to it.

The destruction of polymer macromolecules can occur not only as a result of mechanical action during stirring (mechanical destruction), but also simultaneously from the active physicochemical action of the host environment (physicochemical destruction).

To study mechanical destruction, solutions of DK-Drill polyacrylamide in fresh water were prepared. After preparation, the solution was subjected to intense mechanical stress by stirring it in a glass beaker with a lid using a high-speed stirrer. The stirrer rotation speed was controlled by a tachometer and kept constant at 1000 rpm. Samples of the solution were taken periodically (every 0.5 h) to determine

changes in its properties. The use of a glass beaker inert to the polymer excluded the physicochemical interaction of the polymer solution with the host medium and provided experimental conditions when the only factor influencing the solution was intense mechanical action.

To assess the effect on the properties of the polymer solution of the physicochemical effect of the drilling equipment steel surface, a similar experiment was carried out, but instead of glass, a steel container was used. Stirring was carried out at the same stirrer rotation speeds for the same duration. The results of determining the change in the dynamic viscosity of solutions showed that with intensive stirring of the polymer solution for three hours, the viscosity decreases by 21%. In this case, the decrease in the viscosity of the solution can be explained by the destruction of the macromolecule at high shear stresses, when the polymer molecules in the solution stretch into one chain.

With vigorous stirring in a steel container, a very sharp decrease in the viscosity of the solution is observed. The coefficient of stability of the polymer in solution for 3 hours of stirring decreases to $0.64 M\tau / Mo$, i.e., the polymer solution loses almost half of its viscosity properties. Such a significant decrease in viscosity during stirring in a steel container is explained by the fact that iron ions pass into the solution. In addition to mechanical destruction, physical and chemical destruction also occurs, as well as processes associated with a change in the conformation of molecules under the influence of iron ions.

A decrease in the viscosity of polymer solutions upon stirring is associated with the destruction of macromolecules, a decrease in their molecular weight due to destruction. To determine the molecular weight, we used solutions before and after destruction. The intrinsic viscosity of the solutions was determined using an Ubellode viscometer. Suppression of the polyelectrolyte properties of the polymer was performed with a 10% sodium nitrate solution. The obtained intrinsic viscosity was used to calculate the value of the molecular weight.

During mechanical destruction, the molecular weight of the polymer decreased more significantly compared to the initial one (by 5.8 times), while the viscosity decreased compared to the initial one by only 1.3 times.

During physicochemical destruction, the molecular weight decreased by 1.7 times with a decrease in viscosity by 1.9 times.

This is due to the fact that the viscosity of a solution during physicochemical destruction decreases not only due to the destruction of macromolecules, but also due to a change in the dynamic sizes of molecules in the presence of iron ions. During mechanical destruction, when iron ions are absent, macromolecules in solution are in an unfolded state in the form of an elongated chain, which is less strong than a rolled macromolecule and breaks at shear stresses sufficient to detach a part of the macromolecule along the weakest link.

Thermal degradation of polymers

Thermal destruction of solid (condensed) polyacrylamide changes not only the molecular mass, but also the structure of the polymer. The process of thermal destruction is accompanied by dehydration of the polymer, the formation of nitrile, saturated and unsaturated aliphatic compounds, as well as the decomposition of the imide formed at the stage of dehydration [14]. For a comparative study of the effect of high temperatures, PAAS and DK-Drill polyacrylamides were used, as well as carboxymethyl cellulose KMC-600 [31]. After determining their initial properties, the prepared polymer solutions were poured into heat-resistant flasks with a ground-in stopper and heated in a thermostat at 40, 60, and 80 ° C for 6 h. Every 2 h, solution samples were taken, cooled, and the viscosity was measured. Viscosity measurements before and after heating were carried out at a constant temperature of 20 ° C in a thermostat. The results of determining the thermal destruction of polymers are shown in Fig. 4 [31]. The data indicate that the thermal stability of DK-Drill mortars decreases significantly with increasing temperature and increasing heating time. PAAS is a polymer more resistant to temperature. Thus, after heating for 6 hours at 80 ° C, the stability coefficient (K_c) of PAAS is 0.92, while under the

same conditions for DK-Drill $K_c = 0.75$. The viscosity of KMTs-600 solutions after heating for 6 hours at these temperatures does not decrease, and even a slight increase in viscosity is observed at temperatures of 60 and 80 ° C

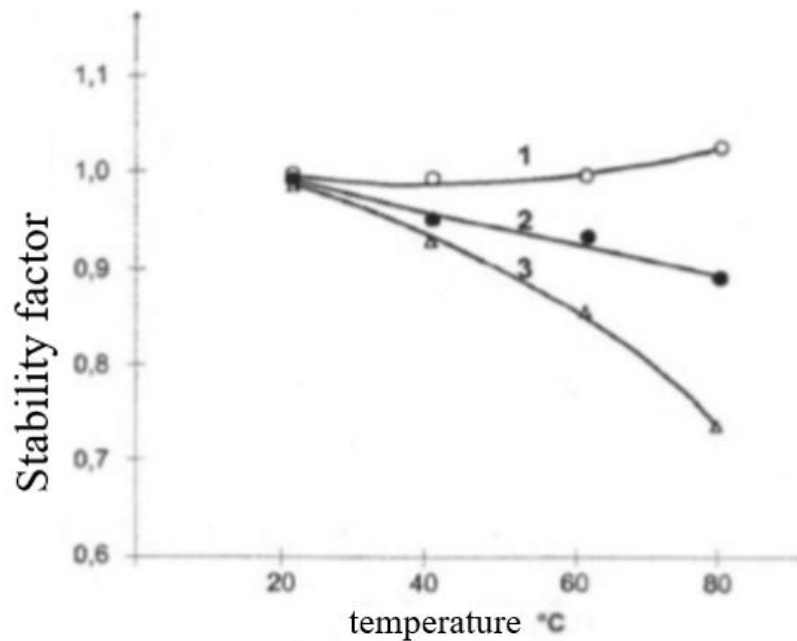


Figure 1 - Dependence of the the polymer thermal stability coefficient

Thus, the research results show that polyacrylamide with a high molecular weight is subjected to the most significant change in viscosity properties upon heating due to thermal destruction. Comparison of the results of thermal and thermochemical destruction studies shows that both at low and high temperatures, the steel surface of the pipe has a strong effect on the polymer solution. In this case, the coefficient of stability of the polymer is sharply reduced. Moreover, this decrease is more significant in the initial period, in the first 2 hours of contact. The higher the heating temperature, the lower the stability coefficient. However, the effect of temperatures is less than that of the pipe metal. Even at a temperature of 20 ° C, when the solution contacts a steel pipe for 6 hours, K_c decreases to 0.62. With an increase in temperature to 80 ° C with the same heating duration, the loss of solution viscosity reaches 50% ($K_c = 0.50$). According to the results of research, it was revealed that when heated and in contact with a steel surface at increased temperatures, thermochemical destruction of the polymer occurs. The higher the

temperature, the longer the heating duration and the time of contact with the metal, the greater the loss of viscosity of the polymer solution due to destruction [31].

Chemical degradation of polymers

The process of chemical destruction is due to the interaction of molecules of the polymer composition with oxygen molecules during the processes of dissolution and dilution in the preparation of solutions. The water used contains iron ions, dissolved oxygen, hydrogen sulfide and other chemical compounds that can react and form free radicals. When interacting with polyacrylamide solutions, the latter ones are destroyed.

To prevent chemical destruction of polymer compounds, I mainly use methods aimed at reducing the sensitivity of sludge and reducing the amount of oxygen. These include the use of radical scavengers, oxygen scavengers such as ammonium bisulfite. Also, in practice, nitrogen protection of equipment is often used.

Biodegradation of the polymer

Biological destruction is associated mainly with the presence of aerobic bacteria, the presence of which leads to the process of oil oxidation and a subsequent increase in the acidity of the environment. As a result, equipment corrosion or redox reactions may occur, during which polymer degradation will be observed. However, in practice, this type of destruction is quite rare.

Thus, for increased resistance to various types of destruction, the polymer composition should have a number of properties, including: an oxygen-free environment, the fluid flow rate during injection and preparation of the solution is not more than 5 m / s, the presence of a stabilizer to increase the resistance of polymers to various types of destruction.

Solution preparation technology and its subsequent injection

In general, plants for the preparation of a displacement agent have a similar principle of operation, regardless of the manufacturer. As an illustrative example, let us consider the products of the SNF company in more detail. The company, which is the leader in the segment of water-soluble polymers production, presented the

FLOQUIP PSU line: Polymer Slicing Unit, the units differ only in power, while the main components of the system are identical.

Let us take a closer look at the FLOQUIP installation. The design is based on standard cubic shipping containers for easy transportation. The unit includes all equipment involved in the preparation and injection of the polymer solution. The block provides fast installation and quick start-up.

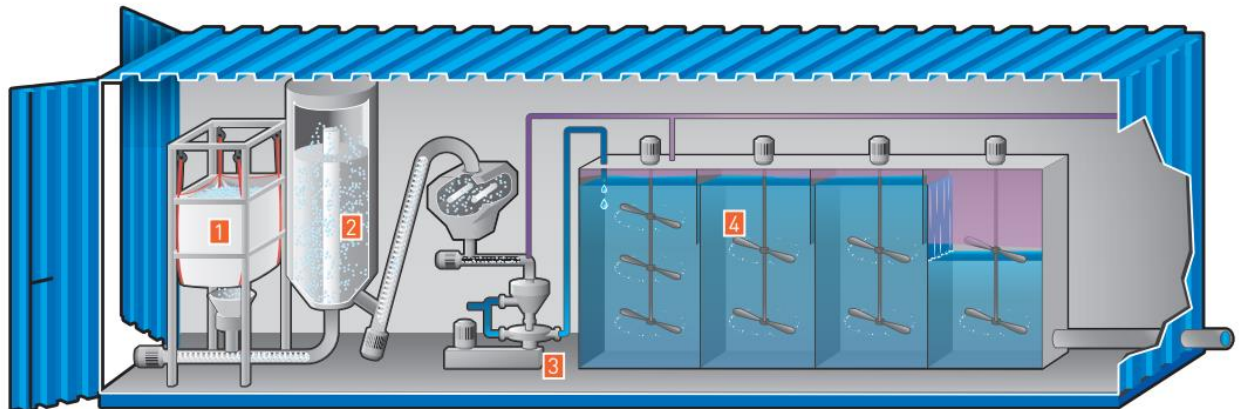


Figure 2- The first block of the installation complex for the preparation of solution

- 1) Compartment for receiving and unloading polymer
- 2) Bunker for solution preparation
- 3) Module for polymer grinding and in-line dosing

Reducing the time of polymer dissolution in water without losing the quality of dissolution is achieved through the use of a specialized grinding and in-line dosing unit FLOQUIP PSU™ (PIM), patented by SNF [29].

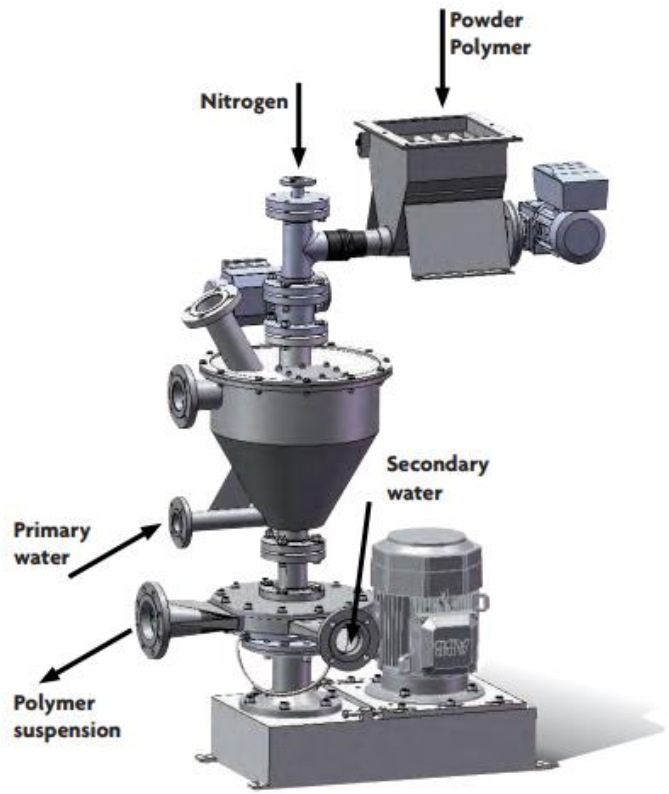


Figure 3 - Module for polymer grinding and flow dosing of FLOQUIP PSU

4) Ripening container.

The polymer solution enters the maturation tanks with a residence time of the solution in them, sufficient for the complete dissolution of the polymer powder. The polymer solution is transferred from one section to another by pouring. In each compartment, the solution is homogenized using installed stirrers with a power of 0.75 kW. The holding time of the polymer solution in the containers is 60 minutes.

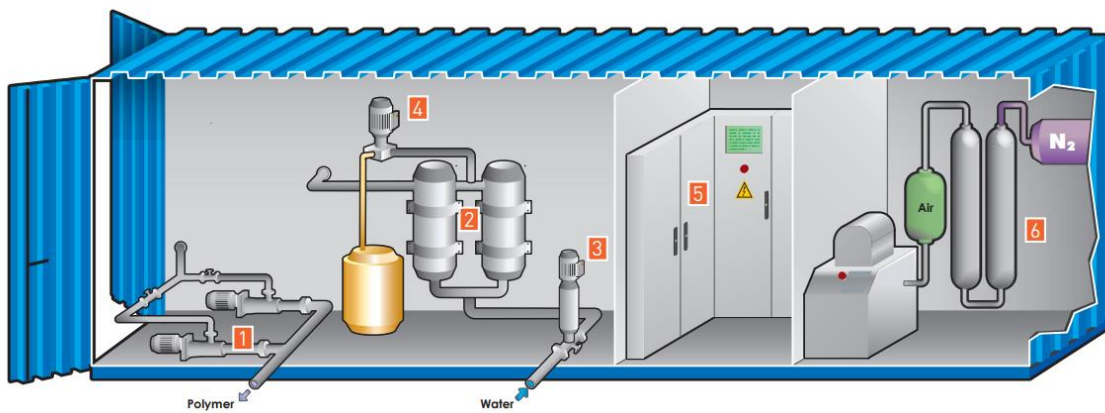


Figure 4 - The second block of the installation complex for the preparation of solution

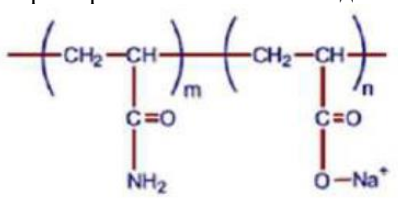

The second hardware block includes:

- 1) Dosing pumps
- 2) Filters
- 3) Water pump
- 4) Purge pump
- 5) Compartment of control and electronics
- 6) Nitrogen generator and compressed air installation

Nitrogen is generated by pumping the air through a carbon molecular sieve on which oxygen is absorbed. With the help of a nitrogen blanket, which is present during the preparation of the solution, it is possible to avoid chemical degradation of the polymer.

Thus, the preparation of the solution is as follows. The polymer is in powder form in the hopper. By means of a metering screw, the polymer is fed into the grinding unit which is filled with nitrogen. At this stage, the polymer particles are cut, they are gradually wetted and mixed. When sifting the powder, dust is generated, which is removed by means of an air vent, installed outside the second block. Then the solution is fed into the ripening tank, where it is hydrated and dissolved in water. The resulting mother liquor is diluted to the target concentration. Through filters, the solution is fed to pumping units for subsequent injection into the formation; a more detailed technological scheme is presented in the appendices.

Приложение Б – Полимеры для увеличения нефтеотдачи производства SNF

№	Тип/марка	Характеристики	Назначение																																			
1	FLOPAAM TM S, порошок полиакриламида	Гидролизованые полиакриламиды. Молекулярный вес варьируется от менее чем 2 миллионов до 22 миллионов Дальтон; анионный заряд - от 0 до 100 %. Молекулярный вес также зависит от степени гидролиза (максимальный молекулярный вес достигает приблизительно 40мол.%).	для температур до 80°C																																			
2	HPAM	Частично гидролизованный полиакриламид. Это синтетические линейные полимеры из гидролизованных мономеров акриламида. Молекулы - гибкие цепочечные структуры, сплетенные в неупорядочные ветви, которые являются также полиапектролитом, взаимодействующим с ионами в растворе.	для температур до 80°C																																			
3	FLOPAAM TM E, эмульсия полиакриламида	<p>Эмульсии полиакриламида - это дисперсии (также именуемые суспензиями) гидрогеля водорастворимого полимера в масле. Это двухфазные гетерогенные системы, содержащие несколько компонентов. Гидратированный полимер находится в виде микрошариков диаметром 1мкм.</p>  <p>Эти микрошарики диспергированы в масле и стабилизированы ПАВ.</p>	для температур до 80°C, предпочтительны для прибрежных платформ из-за трубопроводов, замкнутых циклов перемешивания, простоты управления и логистики.																																			
4	сульфонируемые полиакриламиды	<p>Это сополимеры акриламида и акриламидопропил-сульфоновой кислоты. Высокая термическая устойчивость, являются более стабильными к воздействию двухвалентных ионов, таких как Ca+2 и Mg+2, которые присутствуют в морской вод и рассолах.И хотя молекулярный вес этих полимеров не так велик, как у FLOPAAM серии, но он может достигать 14 млн. Да. Кроме того, они менее адсорбируемы, в</p>  <p>Структура сульфированного полиакриламида</p> <p>отличие от ГПАА.</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td>молекулярный вес</td> <td>0</td> <td>8</td> <td>5</td> <td>8</td> <td>15</td> <td>8</td> </tr> <tr> <td>циклопентиминер</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>молекулярный вес</td> <td>2</td> <td>13</td> <td>32</td> <td>32</td> <td>32</td> <td>35</td> </tr> <tr> <td>содержание сульфированности</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>наименование</td> <td>AM102</td> <td>AM113</td> <td>AM124</td> <td>AM132</td> <td>AM152</td> <td>AM175</td> </tr> </table>	молекулярный вес	0	8	5	8	15	8	циклопентиминер							молекулярный вес	2	13	32	32	32	35	содержание сульфированности							наименование	AM102	AM113	AM124	AM132	AM152	AM175	для температур до 120°C
молекулярный вес	0	8	5	8	15	8																																
циклопентиминер																																						
молекулярный вес	2	13	32	32	32	35																																
содержание сульфированности																																						
наименование	AM102	AM113	AM124	AM132	AM152	AM175																																

Приложение 1 – Полимеры для увеличения нефтеотдачи производства SNF
продолжение

№	Тип/марка	Характеристики	Назначение
5	FLOCON™ 4800C	<p>Жидкие ксантановые резины - это полисахариды или биополимеры. Они вырабатываются микробиологическим действием бактерий <i>xanthomonas campestris</i> в гидрокарбонатной среде с добавкой протеина и неорганического азота. Биополимер – это внеклеточная слизь, образующаяся на поверхности ячейки. Сброженная питательная среда пастеризована для удаления микробов, осаждена спиртом, а затем сконцентрирована. Возможен прямой ввод разбавленного раствора в нефтяной пласт без предварительной фильтрации. Он совместим с основными ПАВ и другими жидкими вводимыми добавками, используемыми трехкомпонентными рецептурами в нефтедобыче. Специальной производственной технологией можно придать термическую устойчивость до 105°C (220°F). FLOCON 4800 поставляется в виде питательной среды или концентрата.</p> <p>Содержание активного компонента: 5-7%. Вязкость при 25°C: 4000-12000 сП. Молекулярные вес: 2-5 млн.</p>	для очень соленых рассолов
6	PUSHER™	<p>Состав горной породы и степень адсорбции полимера используются для определения лучшей анионности (степени гидролиза). Предварительный отбор полимера проводят инженеры или химики из SNF. Используется для управления подвижностью полимерного потока</p> <p>с 1960 г.</p>	

Приложение В – Полимеры российского производства для увеличения нефтеотдачи

<i>№</i>	<i>Тип / марка</i>	<i>Характеристики</i>
1	Ритин-10 (Темпоскрин) Поликар	Радиационно-сшитый полиакриламид Полимер-гелевая система. Механизм - образование гелевых структур при радиационной обработке. Преимущества: не требуется применение дозирующей аппаратуры, повышенная сдвиговая стойкость.
2	Гипан Геопан	На основе гидролизованного полиакрилонитрила Использование гипана демонстрирует свою эффективность при применении повышенной минерализации воды. Геопан формирует сшитую систему в результате взаимодействия с двух- и трехвалентными катионами металлов.
3	Капсулированные полимерные системы (КПС)	КПС - это дисперсия микрогелевых частиц, которые образуются при смешивании растворов полиакриламида и сшивателя.
4	АК-639 (ФГУП «Саратовский НИИ полимеров»)	Водонабухающие полимеры Сшитый полиакриламид, представляющий собой 0,5–1%-ную порошкообразную композицию; гелеобразование становится возможным при достижении 65°C.