

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): Отделение нефтегазового дела

### МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы			
<b>Оценка эффективности применения полимерного заводнения на месторождении X</b>			
УДК <u>622.276.43:678.7</u>			
Студент			
Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ94	Арестов Антон Анатольевич		07.06.2021

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Шарф Ирина Валерьевна	д.э.н.		07.06.2021

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк Вера Борисовна	к.э.н.		07.06.2021

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Сечин Александр Иванович	д.т.н.		07.06.2021

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Зятиков Павел Николаевич	д.т.н., профессор		07.06.2021

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)

Зятиков П.Н.  
 (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

<b>Магистерской диссертации</b> <small>(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)</small>
--

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ94	Арестов Антон Анатольевич

Тема работы:

Оценка эффективности применения полимерного заводнения на месторождении X	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№117-11/с от 27.04.2021

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

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Технологическая схема разработки Северо-Хохряковского месторождения, тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Обосновать выбор полимерного заводнения, как метод увеличения нефтеотдачи на Северо-Хохряковском месторождении, с учетом его геолого-промысловых характеристик;</li> <li>2. Выбрать химический реагент для проведения полимерного заводнения на месторождении</li> <li>3. Рассчитать возможность проведения полимерного заводнения на выбранном продуктивном пласте посредством технико-экономических расчетов.</li> </ol>

<b>Перечень графического материала</b>	Отчет о проведении полимерного заводнения на объекте исследования, структурные карты, геологические разрезы, графики добычи на месторождении.
--	---

**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	Болсуновская Л.М., к.ф.н, доцент ОИЯ ШБИП

**Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:**

*Раздел на английском языке:* Приложение А. Analysis of polymer waterflooding efficiency at the "x" field

*Разделы на русском языке:* реферат, введение, заключение, главы 1-5

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	15.03.2020
---	------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор ОНД ИШПР	Шарф Ирина Валерьевна	д.э.н., доцент		15.03.2020

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ94	Арестов Антон Анатольевич		15.03.2020

## Результаты освоения образовательной программы

### Универсальные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Системное и критическое мышление	УК(У)-1. Способность осуществлять поиск, критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, выработать стратегию действий	И.УК(У)-1.1. Анализирует проблемную ситуацию как систему, выявляя ее составляющие и связи между ними
		И. УК(У)-1.2. Определяет пробелы в информации, необходимой для решения проблемной ситуации, и проектирует процессы по их устранению
		И.УК(У)-1.3. Разрабатывает стратегию решения проблемной ситуации на основе системного и других современных междисциплинарных подходов; обосновывает выбор темы исследований на основе анализа явлений и процессов в конкретной области научного знания
		И.УК(У)-1.4. Использует логико-методологический инструментарий для критической оценки современных концепций в своей предметной области
Разработка и реализация проектов	УК(У)-2. Способность управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла	И.УК(У)-2.1. Определяет проблему и способ ее решения через реализацию проектного управления
		И.УК(У)-2.2. Разрабатывает концепцию проекта в рамках обозначенной проблемы: формулирует цель, задачи, обосновывает актуальность, значимость, ожидаемые результаты и возможные сферы их применения
		И.УК(У)-2.3. Осуществляет мониторинг за ходом реализации проекта, корректирует отклонения, вносит дополнительные изменения в план реализации проекта
Командная работа и лидерство	УК(У)-3. Способность организовывать и руководить работой команды, выработывая командную стратегию для достижения поставленной цели	И. УК(У)-3.1. Планирует и корректирует свою социальную и профессиональную деятельность с учетом интересов, особенностей поведения и мнений людей, с которыми работает и взаимодействует
		И.УК(У)-3.2. Организует дискуссии по заданной теме и обсуждение результатов работы команды
		И.УК(У)-3.3. Планирует командную работу, распределяет поручения и делегирует полномочия членам команды
Коммуникация	УК(У)-4. Способность применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия	И.УК(У)-4.1. Решает конкретные задачи профессиональной деятельности на основе академического и профессионального взаимодействия с учетом анализа мнений, предложений, идей отечественных и зарубежных коллег
		И.УК(У)-4.2. Составляет, переводит и редактирует различные академические тексты (рефераты, эссе, обзоры, статьи и т.д.)
		И.УК(У)-4.3. Представляет результаты академической и профессиональной деятельности на различных научных мероприятиях, включая международные
		И.УК(У)-4.4. Планирует и организывает совещания, деловые беседы, дискуссии по заданной теме; аргументированно и конструктивно отстаивает свою точку зрения, позицию, идею в академических и профессиональных дискуссиях на государственном и иностранном языках

Межкультурное взаимодействие	УК(У)-5. Способность анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия	И.УК(У)-5.1. Осуществляет профессиональную и социальную деятельность с учетом особенностей поведения и мотивации людей различного социального и культурного происхождения, в том числе особенностей деловой и общей культуры представителей других этносов и конфессий
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровье сбережение)	УК(У)-6. Способность определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки	И.УК(У)-6.1. Анализирует использование рабочего времени в широком спектре деятельности: планирование, распределение, постановка целей, делегирование полномочий, анализ временных затрат, мониторинг, организация, составление списков и расстановка приоритетов
		И.УК(У)-6.2. Сочетает выполнение текущих производственных задач с повышением квалификации; корректирует планы в соответствии с имеющимися ресурсами
		И.УК(У)-6.3. Планирует профессиональную траекторию с учетом особенностей как профессиональной, так и других видов деятельности и требований рынка труда

### Общепрофессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

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

Интеграция науки и образования	ОПК(У)-6. Способность участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания	И.ОПК(У)-6.1. Демонстрирует знания основ педагогики и психологии И.ОПК(У)-6.2. Демонстрирует умение общаться с аудиторией, заинтересовать слушателей
--------------------------------	---	---

### Профессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта, форсайт	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
<b>Тип задач профессиональной деятельности:</b> педагогический				
1 «Образование и наука» (в сфере научных исследований)	1. Разработка методических материалов, для обеспечения подготовки и аттестации специалистов	01.004 Профессиональный стандарт «Педагог профессионального обучения, профессионального образования и дополнительного профессионального образования», утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 8 сентября 2015 г. № 608н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 24 сентября 2015 г., регистрационный № 38993)	ПК(У) -1. Способен разрабатывать методическое обеспечение для первичной и периодической подготовки и аттестации специалистов в области добычи углеводородного сырья	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
		ОТФ G Научно-методическое и учебно-методическое обеспечение реализации программ профессионального обучения		
<b>Тип задач профессиональной деятельности:</b> технологический				

19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа	1. Организация и руководство работ по добыче углеводородного сырья.	19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н);	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 нефтегазового промышленного оборудования при эксплуатации объектов добычи нефти и газа
	2. Обеспечение оперативного и инженерного руководства технологическим процессом добычи нефти, газа и газового конденсата.	ОТФ Д «Организация работ по добыче углеводородного сырья»		
	3. Контроль и сопровождение выполнения работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования по добыче углеводородного сырья.	ОТФ Е «Руководство работами по добыче углеводородного сырья»	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
	4. Организация и контроль за проведением геолого-промысловых работ	19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии» (Утвержден приказом Минтруда России от 10.03. 2015 № 151н);  ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ»		
			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

**Тип задач профессиональной деятельности:  
научно-исследовательский**

<p>19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа</p>	<p>1. Составление текущих и перспективных планов по проведению геолого-промысловых работ</p> <p>2. Разработка и контроль выполнения производственных планов и программ научно-исследовательских работ (НИР)</p> <p>3. Разработка плановой, проектной и методической документации для геолого-промысловых работ</p>	<p>19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н);</p> <p>ОТФ Е «Руководство работами по добыче углеводородного сырья»</p> <p>19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии» (Утвержден приказом Минтруда России от 10.03. 2015 № 151н);</p> <p>ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ»</p> <p>ОТФ С «Разработка и контроль выполнения производственных планов и программ научно-исследовательских работ»</p>	<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
2БМ94	Арестов Антон Анатольевич

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Магистр	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль «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>	В данном разделе ВКР необходимо представить: график выполнения работ, в соответствии с ВКР; трудоёмкость выполнения операций; нормативно-правовую базу, используемую для расчётов; результаты расчётов затрат на выполняемые работы; оценить эффективность нововведений и др. Раздел ВКР должен включать: методику расчёта показателей; исходные данные для расчёта и их источники; результаты расчётов и их анализ.
<i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе выполнения операций согласно справочникам Единых норм времени (ЕНВ) и др.
<i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 20%

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

<i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Расчет капитальных и текущих затрат и финансового результата реализации проекта
<i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	График выполнения работ
<i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):**

<i>Организационная структура управления Линейный календарный график выполнения работ Графики динамики и сравнения показателей</i>
---

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	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
2БМ94	Арестов Антон Анатольевич		27.03.2021г

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2БМ94	Арестову Антону Анатольевичу

<b>ШКОЛА</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение</b>	Нефтегазовое дело
<b>Уровень образования</b>	Магистратура	<b>Направление</b>	21.04.03 Нефтегазовое дело Профиль <u>Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений</u>

### Тема ВКР: «Оценка эффективности применения полимерного заводнения на месторождении X»

<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
<b>Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>• организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	Приводится перечень НТД, используемой в данном разделе.
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
<b>1. Производственная безопасность</b> <b>Анализ показателей шума и вибрации</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• установление соответствие показателей нормативному требованию;</li> </ul> <b>Анализ показателей микроклимата</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• показатели температурные, скорости движения воздуха, запыленности.</li> </ul> <b>Анализ освещенности рабочей зоны</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• типы ламп, их количество, соответствие нормативному требованию освещенности;</li> <li>• при расчете освещения указать схему размещения светильников на потолке согласно проведенному расчету.</li> </ul> <b>Анализ электробезопасности</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• наличие электроисточников, характер их опасности;</li> <li>• установление класса электроопасности помещения, а также безопасные номиналы тока, напряжения, сопротивления заземления.</li> <li>• при расчете заземления указать схему размещения заземлителя согласно проведенному расчету.</li> </ul> <b>Анализ пожарной безопасности</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• присутствие горючих материалов, тем самым, присутствие повышенной степени пожароопасности.</li> <li>• категории пожароопасности помещения, марки огнетушителей, их назначение.</li> <li>• Разработать схему эвакуации при пожаре.</li> </ul>	<b>Для всех случаев вредных и опасных факторов</b> на рабочем месте указать ПДУ, ПДД, допустимые диапазоны существования, в случае превышения этих значений: <ul style="list-style-type: none"> <li>• перечислить средства коллективной и индивидуальной защиты;</li> <li>• привести классы электроопасности помещений, а также безопасные номиналы тока, напряжения, сопротивления заземления,</li> <li>• категорию пожароопасности помещения,</li> <li>• марки огнетушителей, их назначение.</li> </ul> При отклонении показателя предложить мероприятия.
<b>2. Экологическая безопасность:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• защита селитебной зоны</li> <li>• анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</li> <li>• анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</li> <li>• анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</li> <li>• разработать решения по обеспечению экологической</li> </ul>	Наличие отходов (металлическая стружка, абразивная пыль, черновики бумаги, отработанные картриджи принтера, обрезки электромонтажных проводов) потребовали разработки методов (способов) утилизации перечисленных отходов.

безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	Наличие радиоактивных отходов также требует разработки их утилизации.
<b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения;</li> <li>• выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>• разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>• разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</li> </ul>	Рассматриваются 2 ситуации ЧС: 1) природная – сильные морозы зимой; 2) техногенная – исключить несанкционированное проникновение посторонних на рабочее место (большая вероятность проведения диверсии). Предусмотреть мероприятия по обеспечению устойчивой работы производства в том и другом случае.
<b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>• организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	Приведены: <ul style="list-style-type: none"> <li>• перечень НТД, используемых в данном разделе,</li> <li>• схема эвакуации при пожаре,</li> <li>• схема размещения светильников на потолке согласно проведенному расчету.</li> </ul>

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	26.02.2021 г.
---	---------------

**Задание выдал консультант:**

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

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ94	Арестов Антон Анатольевич		26.02.2021г.

## **РЕФЕРАТ**

В данной работе включены источники информации, такие как список литературы, а также содержит страниц 123, в том числе рисунков 10, таблиц 15, приложений 1.

Ключевые слова: нефть, газ, месторождение, пласт, коэффициент извлечения нефти, эффективность, полимерное заводнение, интенсификация притока нефти.

Актуальность обусловлена определением эффективных параметров технологии полимерного заводнения, его планирования и расчета, а также прогнозирования его последствий для эффективного применения.

Объект исследования – Северо-Хохряковское нефтегазовое месторождение, предмет исследования – продуктивный пласт ЮВ<sub>1</sub>.

Цель работы – оценка эффективности применения полимерного заводнения на месторождении с целью повышения нефтеотдачи пласта.

### **Научная новизна**

На основании проведенного исследования геолого-промысловых характеристик Северо-Хохряковского нефтегазового месторождения, а также анализа различных химических реагентов, которые использовались на месторождениях-аналогах, предложено проведение полимерного заводнения на продуктивном пласте ЮВ<sub>1</sub>, что позволит увеличить добычу нефти.

### **Практическая значимость**

На основании проведенных технико-экономических расчетов обосновано, что проведение полимерного заводнения на продуктивном пласте ЮВ<sub>1</sub> приводит к снижению обводненности (на 2,4 %), приросту добычи нефти на 14%, что экономически выражается в 33,3 млн. руб. чистой прибыли.

В процессе исследования был проведен анализ геологических условий разработки нефтегазового месторождения, выбор и обоснование применения технологии полимерного заводнения, даны рекомендации по увеличению его эффективности.

Область применения: разработка и эксплуатация нефтегазовых месторождений.

## **СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ**

ГИС – геофизические исследования скважин

ГФХ – геолого-физические характеристики

КИН – коэффициент извлечения нефти

НИЗ – начальные извлекаемые запасы

ПАА – полиакриламид

ПЗ – полимерное заводнение

ПНП – повышение нефтеотдачи пласта

ППД – поддержание пластового давления

Vпор – объем порового пространства

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	9
1 ТЕОРЕТИКО-ПРАКТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТА .....	11
1.1 Методы увеличения нефтеотдачи пласта: сущность и классификация ....	11
1.1.1 Метод смешивающегося вытеснения.....	13
1.1.2 Тепловой метод .....	15
1.1.3 Гидродинамический метод.....	18
1.1.4 Физико-химический метод повышения нефтеотдачи .....	19
1.2 Метод полимерного заводнения.....	21
1.2.1 Общие принципы полимерного заводнения .....	22
1.2.2 Физико-химические характеристики полимеров.....	26
1.2.3 Выбор химических реагентов для полимерного заводнения .....	30
1.2.4 Формирование и обоснование участков применения полимерного заводнения.....	34
2. ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА СЕВЕРО- ХОХРЯКОВСКОГО НЕФТЕГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	39
2.1 Общие сведения о месторождении.....	39
2.2 Геолого-физическая характеристика месторождения.....	41
2.3 Физико-химические свойства пластовых флюидов .....	45
2.4 Анализ текущего состояния разработки.....	51
2.5 Анализ эффективности геолого-технических мероприятий .....	54
3 ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ НА СЕВЕРО-ХОХРЯКОВСКОМ НЕФТЕГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ .....	56
3.1 Определение критериев выбора объекта для применения технологии полимерного заводнения .....	56
3.2 Техника и технология использования полимерного заводнения.....	58

3.2.1. Описание установки полимерного заводнения и схема подключения .....	58
3.3 Методика расчета полимерного заводнения .....	61
3.4 Программа закачки полимерного раствора .....	65
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	68
4.1. Данные для расчёта экономической эффективности.....	70
4.2. Расчёт экономической эффективности от внедрения технологии полимерного заводнения .....	72
4.3. Расчёт чистой прибыли предприятия .....	73
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....	75
5.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	75
5.2. Производственная безопасность при выполнении работ полимерного заводнения.....	76
5.3. Экологическая безопасность .....	85
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	87
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	90
СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ СТУДЕНТА.....	92
Список используемых источников.....	93
Приложение А .....	96

## ВВЕДЕНИЕ

На протяжении многих лет основным методом разработки нефтяных месторождений в России является заводнение. Однако при всей прогрессивности метод заводнения позволяет извлечь из недр в среднем менее половины запасов нефти. В связи с этим большое значение имеют исследования, направленные на увеличение его эффективности, что позволит полнее использовать запасы нефти на уже разрабатываемых и вводимых в разработку месторождениях.

Одним из направлений повышения эффективности вытеснения нефти из продуктивных пластов является повышение вытесняющей способности воды, в первую очередь за счет добавления в воду различных реагентов. В мировой практике добычи нефти накоплен большой опыт применения различных добавок - используются полимеры, газы, щелочи и другие вещества. Методы, основанные на таком подходе, относятся к третичным.

Повышенная эффективность полимерного заводнения (ПЗ) пластов относительно обычного заводнения обусловлена тем, что в воде растворяется высокомолекулярный химический реагент – полимер, обладающий способностью даже при малых концентрациях существенно повышать вязкость воды, снижать ее подвижность и за счет этого повышать охват пластов заводнением. Технология полимерного заводнения заключается в закачке больше объема полимерного раствора, чем оторочки.

Таким образом, актуальность темы исследования обусловлена определением эффективных параметров технологии полимерного заводнения, его планирования и расчета, а также прогнозирования его последствий для эффективного применения данной технологии.

Объектом исследования является Северо-Хохряковское нефтегазовое месторождение, предметом исследования – продуктивный пласт ЮВ<sub>1</sub>.

Цель работы – оценка эффективности применения полимерного заводнения на месторождении с целью повышения нефтеотдачи пласта.

Задачи:

1. Обосновать выбор полимерного заводнения, как метод увеличения нефтеотдачи на Северо-Хохряковском месторождении, с учетом его геолого-промысловых характеристик;
2. Выбрать химический реагент для проведения полимерного заводнения на месторождении;
3. Рассчитать возможность проведения полимерного заводнения на выбранном продуктивном пласте посредством технико-экономических расчетов.

### **Научная новизна**

На основании проведенного исследования геолого-промысловых характеристик Северо-Хохряковского нефтегазового месторождения, а также анализа различных химических реагентов, которые использовались на месторождениях-аналогах, предложено проведение полимерного заводнения на продуктивном пласте ЮВ<sub>1</sub>, что позволит увеличить добычу нефти.

### **Практическая значимость**

На основании проведенных технико-экономических расчетов обосновано, что проведение полимерного заводнения на продуктивном пласте ЮВ<sub>1</sub> приводит к снижению обводненности (на 2,4 %), приросту добычи нефти на 14%, что экономически выражается в 33,3 млн. руб. чистой прибыли.

Информационной базой послужили учебная и научная литература, отраслевые регламенты, руководящие документы, инструкции годовые отчеты компании ПАО «Варьеганнефтегаз».

В процессе исследования был проведен анализ геологических условий разработки нефтегазового месторождения, выбор и обоснование применения технологии полимерного заводнения, даны рекомендации по увеличению его эффективности.

# 1 ТЕОРЕТИКО-ПРАКТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТА

## 1.1 Методы увеличения нефтеотдачи пласта: сущность и классификация

Во всем мире с каждым годом возрастает интерес к методам повышения нефтеотдачи пластов, и развиваются исследования, направленные на поиск научно обоснованного подхода к выбору наиболее эффективных технологий разработки месторождений.

В целях повышения экономической эффективности разработки месторождений, снижения прямых капитальных вложений и максимально возможного использования реинвестиций весь срок разработки месторождения принято делить на три основных этапа.

На первом этапе (Рисунок 1а) для добычи нефти максимально используется естественная энергия пласта (упругая энергия, энергия растворенного газа, энергия законтурных вод, газовой шапки, потенциальная энергия гравитационных сил). На втором этапе (Рисунок 1б) реализуются методы поддержания пластового давления путем закачки воды или газа. Эти методы принято называть вторичными. На третьем этапе (Рисунок 1в) для повышения эффективности разработки месторождений применяются методы увеличения нефтеотдачи (МУН).

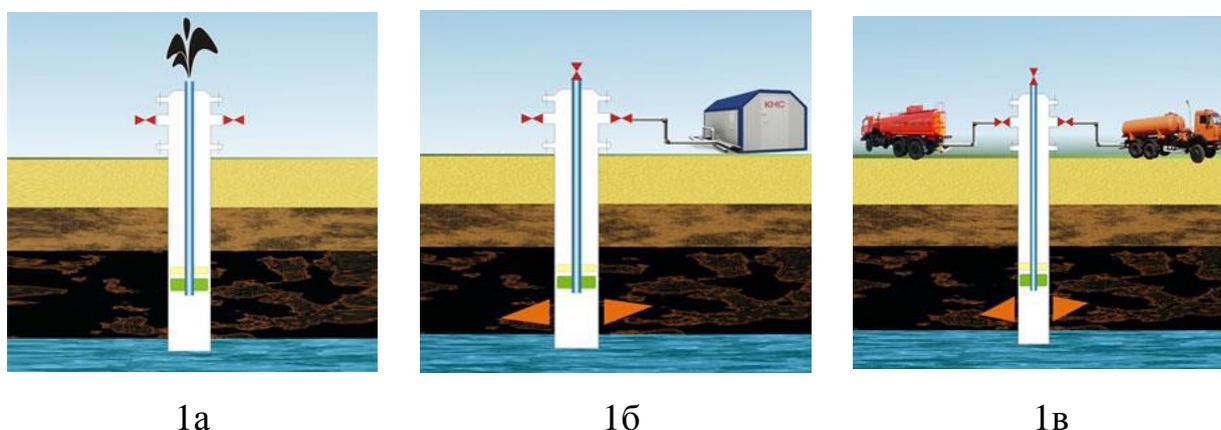


Рисунок 1 – Этапы применения методов увеличения нефтеотдачи

Распределение остаточной нефтенасыщенности пластов требует, чтобы МУН эффективно воздействовали на нефть, рассеянную в заводненных или загазованных зонах пластов, на оставшиеся с высокой текущей нефтенасыщенностью слабопроницаемые слои и пропластки в монолитных заводненных пластах, а также на обособленные линзы и зоны пласта, совсем не охваченные дренированием при существующей системе добычи. Представляется совершенно бесспорным, что при столь широком многообразии состояния остаточных запасов, а также при большом различии свойств нефти, воды, газа и проницаемости нефтенасыщенных зон пластов не может быть одного универсального метода увеличения нефтеотдачи.

Известные методы увеличения нефтеотдачи пластов в основном характеризуются направленным эффектом и воздействуют максимум на одну-две причины, влияющие на состояние остаточных запасов.

Опыт внедрения МУН показывает, что их эффективность в значительной степени зависит от правильного выбора метода для конкретных условий месторождения. Выделяют три основных группы факторов:

- геолого-физические (вязкость нефти и минерализация пластовой воды, проницаемость и глубина залегания пласта, его толщина, однородность, текущая нефтенасыщенность, пластовое давление, величина водонефтяной зоны и т.п.);

- технологические (закачиваемый агент, его концентрация, величина оторочки, количество добывающих и нагнетательных скважин, их взаимное расположение, расстояние между скважинами, плотность сетки скважин, система разработки и т.п.);

- технические (обеспечение техникой, оборудованием, их качество, наличие и расположение источников сырья (агента), состояние фонда скважин, климатические условия и т.д.).

На основании лабораторных исследований, опытно-промышленных и промышленных испытаний разработаны определенные критерии методов

увеличения нефтеотдачи (МУН). Классически они разделены на четыре большие группы

### **1.1.1 Метод смешивающегося вытеснения**

Углекислый газ для повышения нефтеотдачи может быть использован по трем технологиям. По первой углекислый газ закачивается в пласт в виде одноразовой оторочки в сжиженном состоянии, которая далее продвигается по пласту карбонизированной или обычной водой. По второй технологии осуществляется закачка карбонизированной воды концентрацией 4–5 %. Третья технология заключается в закачке чередующихся небольших оторочек углекислоты и воды. В любом случае общий объем оторочки и средняя концентрация должны соблюдаться. Повышение нефтеотдачи при вытеснении нефти углекислотой объясняется рядом факторов. Происходит взаимное растворение углекислоты в нефти и углеводородов в жидком  $\text{CO}_2$ , что сопровождается уменьшением вязкости нефти, возрастанием ее объема, снижением поверхностного натяжения на границе с водой, увеличением вязкости воды, уменьшается набухаемость глин. Эффективность возрастает вследствие образования на фронте вытеснения вала из смеси легких углеводородов и  $\text{CO}_2$ . Образование угольной кислоты способствует возникновению ряда положительных факторов, таких как растворение карбонатов, повышение температуры. При закачке углекислоты в результате взаимного растворения нефти и газа происходит вытеснение, близкое к смешивающемуся.

Противопоказаниями к применению метода являются высокая минерализация пластовой воды, особенно наличие солей кальция. Не рекомендуется применение углекислоты в пластах, нефти которых содержат много асфальтосмолистых компонентов. При взаимодействии углекислоты с солями кальция и асфальтосмолистыми веществами выпадает твердый осадок, способный закупорить поры пласта. Эффективность зависит от степени обводнения пласта, с ростом обводнения эффективность снижается.

Метод закачки углеводородного газа заключается в создании в пласте оторочки легких углеводородов (УВ) на границе с нефтью. Это обеспечивает процесс смешивающегося вытеснения нефти. Применительно к различным пластовым системам были разработаны и опробованы следующие технологические схемы повышения нефтеотдачи: закачка газа высокого давления; вытеснение нефти обогащенным газом; вытеснение нефти оторочкой из углеводородных жидкостей с последующим продвижением ее закачиваемым сухим газом.

Режим газа высокого давления пригоден для глубокозалегающих залежей нефти (свыше 1500 м). Процесс лучше осуществлять в пластах с легкими, маловязкими нефтями.

Механизм действия при закачке углеводородного газа близок к действию при закачке углекислого газа, и вытеснение происходит близко к смешивающемуся (рисунок 2). Технология: объем оторочки должен составлять 0,02–0,05 нефтенасыщенного объема пор, концентрация 50–100 %.



Рисунок 2 – Распределение углеводородов при вытеснении нефти жидким пропаном: 1 – нефть; 2 – зона смеси пропана с пластовой нефтью; 3 – зона чистого пропана; 4 – смесь пропана с сухим газом; 5 – сухой газ

Метод закачки воздуха в пласт (рисунок 3) основан на подаче воздуха в продуктивный горизонт и его трансформации в эффективные вытесняющие агенты за счет низкотемпературных внутрипластовых окислительных

процессов. В результате низкотемпературного окисления непосредственно в пласте вырабатывается высокоэффективный газовый агент, содержащий азот углекислый газ и ШФЛУ (широкие фракции легких углеводородов).

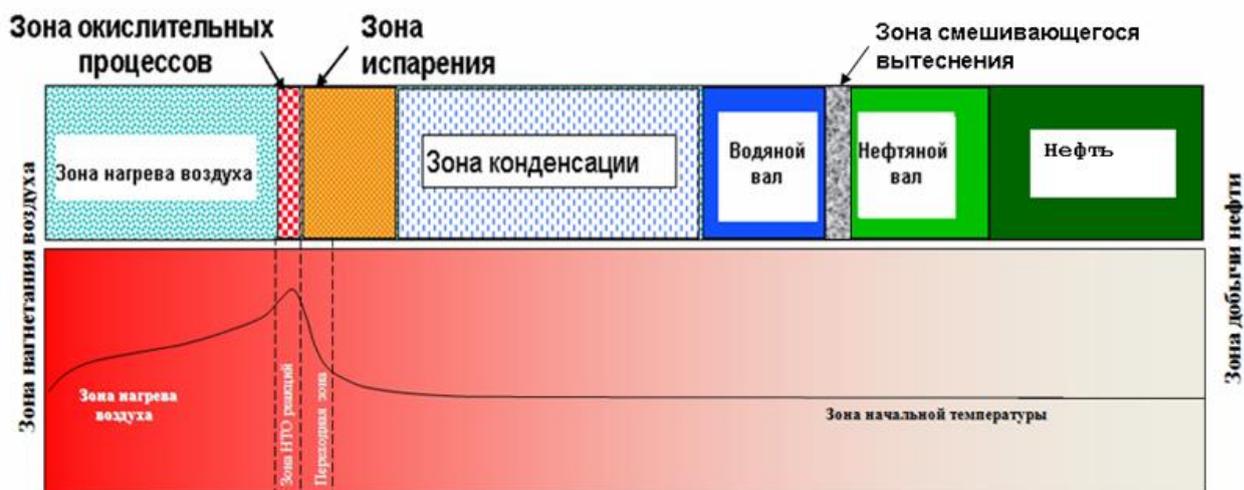


Рисунок 3 – Механизм вытеснения нефти при закачке воздуха в пласт

### 1.1.2 Тепловой метод

Тепловые методы добычи нефти делятся на два вида: прогрев пласта с помощью внутрипластового горения и подведение теплоносителя извне. Внутрипластовое горение представляет собой сжигание коксовых остатков в призабойной зоне нагнетательных скважин, затем фронт горения перемещается путём нагнетания воздуха (сухое горение) или воздуха и воды (влажное горение). Нагнетание теплоносителя с поверхности широко применяется как в России, так и за рубежом; осуществляется в виде паротеплового воздействия (ПТВ) или закачки горячей воды (ВГВ)[12].

Суть процесса внутрипластового горения сводится к образованию и перемещению по пласту высокотемпературной зоны сравнительно небольших размеров, в которой тепло генерируется в результате экзотермических окислительных реакций между частью содержащейся в пласте нефти и кислородом нагнетаемого в пласт воздуха.

В качестве топлива для горения расходуются часть нефти, остающаяся в пласте после вытеснения ее газами горения, водяным паром, водой, крекинга,

испарившимися фракциями нефти впереди фронта горения и претерпевающая изменения вследствие дистилляции, и других сложных физико-химических процессов. Процесс влажного внутрипластового горения отличается тем, что в пласт вместе с воздухом закачивается в определенном количестве вода, которая, соприкасаясь с нагретой движущимся фронтом горения породой, испаряется. Захватываемый потоком газа пар переносит теплоту в область впереди фронта горения, где вследствие этого развиваются обширные зоны прогрева, выраженные в основном зонами насыщенного пара и сконденсированной горячей воды.

Суть применения влажного внутрипластового горения заключается в том, что добавление к нагнетаемому воздуху агента с более высокой теплоемкостью – воды, улучшает теплоперенос в пласте, что способствует перемещению теплоты из задней области в переднюю относительно фронта горения. Использование основной массы теплоты в области позади фронта горения, т.е. приближение генерированной в пласте теплоты к фронту вытеснения нефти, существенно повышает эффективность процесса теплопереноса и извлечения нефти [7, 9, 13, 15].

Пар при вытеснении нефти является на основании лабораторных и промысловых опытов наиболее эффективным рабочим агентом, используемым для увеличения нефтеотдачи, является насыщенный водяной пар высоких давлений (8–15 МПа). Количество пара может быть в 25–40 раз больше, чем количества воды. Пар может вытеснить почти до 90 % нефти из пористой среды.

Повышение нефтеотдачи пласта в процессе нагнетания в него пара (рисунок 4) возможно за счет снижения вязкости нефти под воздействием температуры, что способствует улучшению охвата пласта процессом, а также за счет расширения нефти, перегонки ее с паром и экстрагирования растворителем, что повышает коэффициент вытеснения. Основную долю эффекта вытеснения нефти (40–50 %) обеспечивает снижение вязкости

нефти, затем дистилляция нефти и изменение подвижностей (18–20 %) и в меньшей степени – расширение и смачиваемость породы пласта.

Чтобы тепло не рассеивалось в окружающие породы, для применения этого метода выбирают нефтяные пласты с достаточно большой толщиной (15 м и более).



Рисунок 4 – Воздействие на пласт посредством пара

К недостаткам метода вытеснения нефти паром относится, прежде всего, необходимость применения чистой высококачественной воды для парогенераторов, чтобы получить пар с насыщенностью 80 % и теплоемкостью 5000 кДж/кг. В такой воде, должно содержаться менее 0.005 мг/л твердых взвешенных частиц и полностью должны отсутствовать органические вещества (соли, нефть), катионы магния и кальция, растворенный газ (особенно кислород). Обработка воды химическими реагентами (умягчение, удаление газов, обессоливание) требуют больших расходов, иногда достигающих 30–35 % от общих расходов на производство пара.

Отношение подвижностей пара и нефти хуже, чем отношение подвижностей воды и нефти, поэтому охват пласта вытеснением паром ниже, чем при заводнении, особенно в случае нефти с вязкостью более 800-1000 мПа·с. Увеличение охвата пластов процессом вытеснения нефти паром

является одной из основных проблем, требующих решения. И, наконец, применение метода связано с большими затратами на его реализацию, в частности, на оборудование.

Несмотря на опыт, накопленный в сфере термических методов добычи нефти, актуальным представляется поиск и создание новых, более совершенных технологий разработки залежей высоковязких нефтей и битумов.

### **1.1.3 Гидродинамический метод**

Назначение гидродинамических методов – увеличение коэффициента охвата малопроницаемых нефтенасыщенных объемов пласта вытесняющей водой путем оптимизации режимов нагнетания и отбора жидкости при заданной сетке скважин и порядке их ввода в работу.

К ним относятся: циклическое заводнение, изменение направлений фильтрационных потоков, создание высоких давлений нагнетания, форсированный отбор жидкости, гидравлический разрыв пласта, а также методы воздействия на призабойную зону пласта.

Барьерное заводнение на газонефтяных залежах – эксплуатация газонефтяных месторождений осложняется возможными прорывами газа к забоям добывающих скважин, что вследствие высокого газового фактора значительно усложняет их эксплуатацию. Суть барьерного заводнения состоит в том, что нагнетательные скважины располагаются в зоне газонефтяного контакта. Закачку воды и отборы газа и нефти регулируют таким образом, чтобы исключить взаимные перетоки нефти в газовую часть залежи, а газа – в нефтяную часть.

Нестационарное (циклическое) заводнение - суть метода циклического воздействия и изменения направления потоков жидкости (рисунок 5) заключается в том, что в пластах, обладающих неоднородностью по размерам пор, проницаемости слоев, пропластков, зон, участков и неравномерной их нефтенасыщенностью (заводненностью), вызванной этими

видами неоднородности, а также отбором нефти и нагнетанием воды через дискретные точки – скважины, искусственно создается нестационарное давление. Оно достигается изменением объемов нагнетания воды в скважины или отбора жидкости из скважин в определенном порядке путем их периодического повышения или снижения.

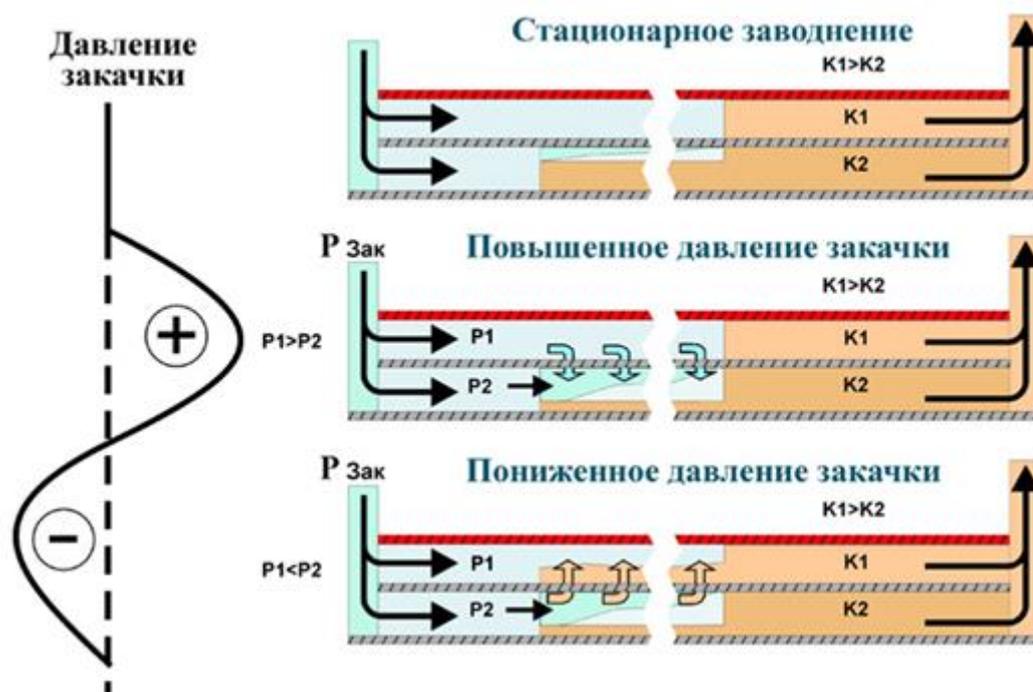


Рисунок 5 – Механизм циклического воздействия на пласт

Форсированный отбор жидкости применяется на поздней стадии разработки, когда обводненность достигает более 75%. При этом нефтеотдача возрастает вследствие увеличения градиента давления и скорости фильтрации. При этом методе вовлекаются в разработку участки пласта, не охваченные заводнением, а также отрыв пленочной нефти с поверхности породы.

#### 1.1.4 Физико-химический метод повышения нефтеотдачи

Химические методы увеличения нефтеотдачи применяются для дополнительного извлечения нефти из сильно истощенных, заводненных нефтеносных пластов с рассеянной, нерегулярной нефтенасыщенностью. Объектами применения являются залежи с низкой вязкостью нефти (не более

10 мПа\*с), низкой соленостью воды, продуктивные пласты представлены карбонатными коллекторами с низкой проницаемостью.

Вытеснение нефти водными растворами ПАВ – заводнение водными растворами поверхностно-активных веществ (ПАВ) направлено на снижение поверхностного натяжения на границе «нефть – вода», увеличение подвижности нефти и улучшение вытеснения ее водой. За счет улучшения смачиваемости породы водой она впитывается в поры, занятые нефтью, равномернее движется по пласту и лучше вытесняет нефть.

Вытеснение нефти растворами полимеров - полимерное заводнение заключается в том, что в воде растворяется высокомолекулярный химический реагент – полимер (полиакриламид), обладающий способностью даже при малых концентрациях существенно повышать вязкость воды, снижать ее подвижность и за счет этого повышать охват пластов заводнением.

Вытеснение нефти щелочными растворами - метод щелочного заводнения нефтяных пластов основан на взаимодействии щелочей с пластовыми нефтью и породой. При контакте щелочи с нефтью происходит ее взаимодействие с органическими кислотами, в результате чего образуются поверхностноактивные вещества, снижающие межфазное натяжение на границе раздела фаз «нефть – раствор щелочи» и увеличивающие смачиваемость породы водой. Применение растворов щелочей – один из самых эффективных способов уменьшения контактного угла смачивания породы водой, то есть гидрофилизации пористой среды, что приводит к повышению коэффициента вытеснения нефти водой.

Вытеснение нефти композициями химических реагентов (в том числе мицеллярные растворы) – мицеллярные растворы представляют собой прозрачные и полупрозрачные жидкости. Они в основном однородные и устойчивые к фазовому разделению, в то время как эмульсии нефти в воде

или воды в нефти не являются прозрачными, разнородны по строению глобул и обладают фазовой неустойчивостью.

Микробиологическое воздействие – это технологии, основанные на биологических процессах, в которых используются микробные объекты. В течение процесса закачанные в пласт микроорганизмы метаболизируют углеводороды нефти и выделяют полезные продукты жизнедеятельности:

- спирты, растворители и слабые кислоты, которые приводят к уменьшению вязкости, понижению температуры текучести нефти, а также удаляют парафины и включения тяжелой нефти из пористых пород, увеличивая проницаемость последних;
- биополимеры, которые, растворяясь в воде, повышают ее плотность, облегчают извлечение нефти при использовании технологии заводнения;
- биологические поверхностно-активные вещества, которые делают поверхность нефти более скользкой, уменьшая трение о породы; газы, которые увеличивают давление внутри пласта и помогают подвигать нефть к стволу скважины.

## **1.2 Метод полимерного заводнения**

Полимерное заводнение – это технологически простой и высокоэффективный метод повышения нефтеотдачи пластов, основанный на добавке к воде небольшого количества водорастворимых полимеров при обычном заводнении нефтяных пластов.

Полимерное заводнение дает гораздо более заметное повышение нефтеотдачи по сравнению с традиционными технологиями заводнения. Закачка растворов полимеров в нефтяные пласты рассматривается как средство снижения отношения подвижности вытесняющего агента и нефти, а также как эффективный метод выравнивания неоднородности пористой среды. При полимерном заводнении (рисунок 6) добавление в воду высокомолекулярного полимера позволяет повысить вязкость воды и

соответственно улучшить соотношение подвижностей нефти и воды, что является причиной повышения нефтеотдачи [16]. Оно будет осуществляться в течение длительного периода времени, пока полимером не будет заполнено до половины порового объема коллектора.

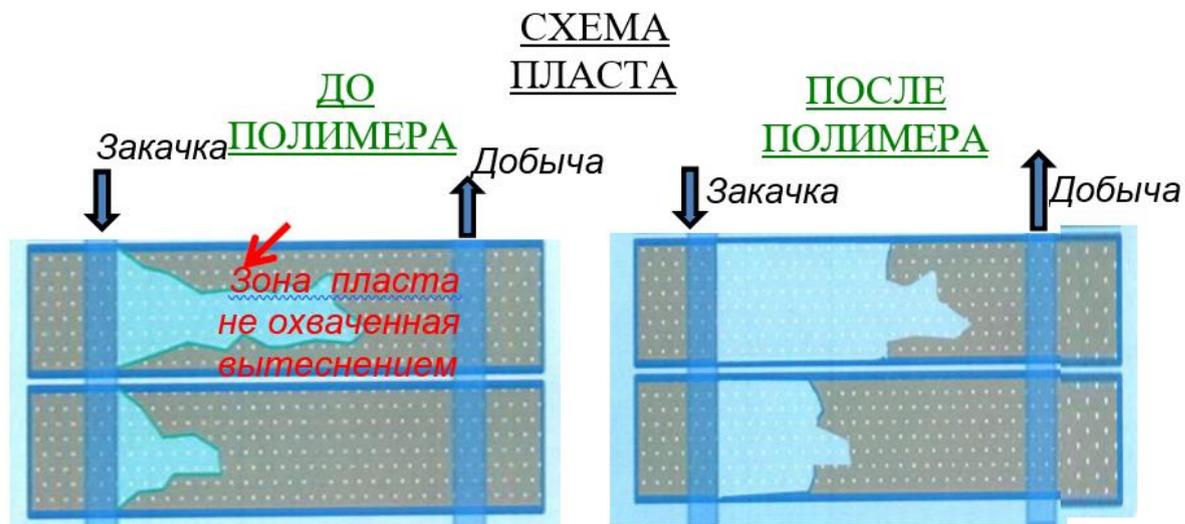


Рисунок 6 – Теоретическая схема пласта до и после полимерного заводнения

### 1.2.1 Общие принципы полимерного заводнения

Полимерное заводнение (ПЗ) является наиболее перспективным методом увеличения нефтеотдачи, так как при разработке многопластовых месторождений не обеспечивается равномерное нефтевытеснение, в результате чего в малопроницаемых зонах остается нефть. Для уменьшения нефти в граничных слоях применяют реагенты, которые улучшают смачиваемость породы вытесняющей водой.

В общем случае, полимерное заводнение – метод повышения эффективности заводнения пластов заключающийся в том, что в воду растворяется высокомолекулярный химический реагент – полимер, обладающий способностью даже при малых концентрациях существенно

повышать вязкость воды, снижать её подвижности и за счёт этого повышать охват пластов заводнением [6].

Выделяют три основных способа применения полимеров в процессах добычи нефти [11]:

1. Обработка призабойной зоны скважины с целью улучшения рабочих характеристик скважин за счёт блокирования зон высокой проницаемости.

2. Закачивание полимеров, которые могут сшиваться в пласте, закупоривая зоны высокой проницаемости на глубине. В этом случае полимер закачивается с неорганическим катионом металла, который образует впоследствии поперечные связи между молекулами закачанного полимера и молекулами, уже связанными на поверхности породы.

3. Закачивание полимера для снижения подвижности воды или уменьшения отношения подвижностей воды и нефти.

Несомненно, последний способ является наиболее актуальным в контексте задачи по воспроизводству запасов углеводородов и рациональному недропользованию.

Традиционным для России является заводнение на ранних этапах разработки месторождения, что приводит к высокой обводнённости добываемой нефти. Добавление полимера на этом этапе позволит уменьшить количество отдельных потоков вытесняющей воды, движущихся в нефти, предотвратить образование высокопроницаемых промытых каналов. Считается, что полимерное заводнение лучше применять только на ранних стадиях разработки, что подтверждается лабораторными и промысловыми испытаниями [18]. Однако, существует ряд примеров, когда полимерное заводнение было эффективным и при наличии высокой (более 60 %) обводнённости [19].

Можно выделить основные процессы, за счёт которых происходит повышение объёма и качества добываемой нефти:

- улучшения соотношения подвижностей нефть/вода;
- достижения ровного фронта вытеснения;
- увеличения коэффициент охвата пласта;
- уменьшения объёмов закачиваемой и добываемой воды.

Результатом вышеописанных процессов также является увеличение объёма добываемой нефти, уменьшение объёмов закачиваемой и добываемой воды, что приводит к увеличению экономической прибыли.

Переходя непосредственно к рассмотрению закачиваемого агента, необходимо отметить, что существуют десятки различных полимеров, которые различаются по физико-химическим свойствам и эффективности в выбранных условиях. Зачастую для каждого объекта воздействия, лабораторным путем, подбирается агент закачки, оптимально соответствующий всем заданным критериям.

Среди всех промышленных полимеров можно выделить два класса:

1. Полиакриламиды (ПАА) – полимеры, мономерное звено макромолекулы которых представлено молекулой акриламида, которая является частично гидролизованной, что позволяет ПАА растворяться в воде и увеличивать её вязкость. Полиакриламиды получили наибольшее распространение, благодаря своей невысокой стоимости и высокому молекулярному весу (до 10 миллионов) по сравнению с биополимерами.

2. Полисахариды (биополимеры) образуются в результате полимеризации молекул сахаридов, в отличие от ПАА, они чувствительны к бактериальному воздействию и нечувствительны к минерализации растворителя.

В выпускной квалификационной работе для описания характеристик полимера и экономических расчётов в качестве агента закачки выбран полиакриламид.

Одной из важнейших характеристик раствора ПАА является зависимость эффективной вязкости от концентрации полимера. Она

определяет, как изменится отношение вязкости нефти к вязкости воды, что определяет сам процесс вытеснения.

Технические требования, предъявляемые к ПАА необходимые для проведения технологии полимерного заводнения, указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Технические требования к полимерам полиакриламида для технологии полимерного заводнения

Наименование показателя	Единица измерения	Норма
Товарная форма	-	порошок
Дисперсность порошка:		
- фракции с размером частиц менее 0,25 мм	% масс	не более 10
- фракции с размером частиц более 1,0 мм		не более 10
Содержание основного вещества	% масс	не менее 90
Содержание акриламида	% масс	не более 0,1
Характеристическая вязкость	дл/г	15 - 20
Содержание карбоксильных групп	% мольн	5 - 30
Время растворения:		
- в пресной воде	мин	не более 60
- в соленой воде		не более 240
Нерастворимый остаток	% масс	не более 0,3
Фильтруемость растворов ПАА в пористой		не менее 5
Фактор сопротивления механически деструктированных растворов ПАА		не менее 5
Остаточный фактор сопротивления		не менее 2
Коэффициент стойкости к термоокислительной деструкции		не менее 0,8
Срок хранения полимера	мес	не менее 12

Важным условием эффективности полимерного заводнения является соответствие геологии рассматриваемого месторождения и свойств флюидов критериям применимости МУН. Ниже представлены основные геолого-физических критерии применимости, которые являются определяющими и наиболее значимыми.

- Свойства пласта. Полимерное заводнение рекомендуется применять на неоднородных коллекторах с низким значением глинистости (не более 5 –

10%), неблагоприятным фактором применения метода является трещиноватость пласта.

- Температура пласта. При температурах выше 80 – 90 град С (в зависимости от типа полимера) молекулы полимера разрушаются, за счёт чего снижается эффект от его закачки.

- Коэффициент проницаемости. В низкопроницаемом пласте (до 50 мД) молекулы полимера могут оказаться больше размеров пор, что приведёт к накапливанию полимера в призабойной зоне, разрушению молекул полимера.

- Минерализация растворителя. В случае высокой солёности пластовой воды (растворителя) раствор полимера (полиакриламида) становится неустойчивым и происходит нарушение его структуры, таким образом уменьшается вязкость раствора.

Результаты многочисленных исследований показали, что полимерное заводнение является наиболее эффективным, в случае наличия высокопроницаемого пропластка: 400 - 1000 мД. В этом случае полимер позволит избежать образования промытых каналов от нагнетательной до добывающей скважины.

### **1.2.2 Физико-химические характеристики полимеров**

#### ***Время растворения полимеров***

Более 90 % полимеров акриламида выпускается в виде порошка с содержанием основного вещества примерно 89-92 %. Процесс растворения полимеров происходит в линии нагнетания, которая включает подземные трубопроводы от узла дозировки полимера до устья нагнетательных скважин. Закачивание полимерной пульпы с последующим растворением происходит, в подавляющем большинстве случаев, через НКТ. Закачивание через затрубное пространство может быть использовано с целью увеличения времени движения и, соответственно, растворения полимера.

Как показано в таблице 1, технологические требования к полимерам акриламида предусматривают, чтобы время растворения порошкообразного полимера в пресной воде не превышало 60 мин, в минерализованных водах 240 мин. Анализ литературных данных показывает, что время растворения большинства коммерческих высокомолекулярных полиакриламидов, определенное в лабораторных условиях, достаточно близко к нормативному времени растворения полимера.

Длительность растворения полимеров, по сравнению с солями и другими низкомолекулярными реагентами, обусловлена исключительно высоким значением молекулярной массы полимера и, соответственно, большой длиной макромолекул. Процесс растворения полимера проходит через 2 стадии: набухания полимерных частиц и, собственно, растворения - перехода набухших частиц полимера в раствор. Первая стадия является более продолжительной и определяется диффузионными процессами.

Кинетика растворения характеризуется быстрой стадией в начале процесса и более замедленной – в конце. В течение начальной стадии в раствор переходит примерно 80% полимера, затем процесс растворения замедляется. Это связано с неоднородностью порошка по размерам частиц (на замедленной стадии растворяются более крупные частицы полимера) и с макромолекулярной неоднородностью полимера. На начальной стадии в раствор переходят молекулы меньших размеров. На замедленной стадии для перехода в раствор более крупных молекул, а также ассоциатов (конгломератов нескольких макромолекул) требуется значительное время.

Многочисленные промышленные исследования в процессе реализации технологии полимерного заводнения и технологии с применением сшивающихся полимерных систем, с отбором проб по технологической линии движения полимерных композиций показывают, что в промышленных условиях время растворения в 2-3 раза меньше, чем в лабораторных. Это различие связано с диффузионным механизмом растворения

высокомолекулярных полимеров. Индивидуальные частицы порошка полимера по форме близки к сферическим, с диаметром большинства частиц в диапазоне 0,2-0,4 мм. Наличие более крупных частиц увеличивает время растворения полимера, мелкие частицы относятся к пылящей фракции, их доля лимитируется техническими требованиями.

### ***Вязкостные характеристики полимерных растворов***

Уровень вязкости воды, загущенной полимером, в наибольшей степени определяет эффективность технологии полимерного заводнения. Точные значения вязкости могут быть получены только на основании лабораторных экспериментов, однако их можно рассчитать, используя алгоритм, представленный в главе 3.

На величину вязкости полимерных растворов влияют молекулярные характеристики полимера, а также минерализация растворителя и температура. Для высокомолекулярных полимеров акриламида характерно проявление реологических свойств – зависимости динамической вязкости от режима течения. В пористой среде, при течении полимерных растворов, на величину вязкости влияет также характер строения пористой среды. Естественно, учесть все эти параметры в рамках теоретической модели вязкости невозможно. Однако, с большой долей приближения рассчитать величину вязкости полимерных растворов возможно, используя накопленные данные по вязкости полимерных растворов в стандартных условиях.

Стандартизация предусматривает идентичность условий испытания полимеров по минерализации растворителя, температуре, диапазону сдвиговых нагрузок, в котором производится измерение динамической вязкости полимерных растворов. Для месторождения X в качестве растворителя полимера можно использовать модель альб-сеноманской воды с суммарной минерализацией 116 г/л, близкой по составу к водам, используемым при заводнении.

Накопленная база данных по технологическим характеристикам полимерных растворов позволяет на основании расчетов, без проведения экспериментов рассчитывать значения вязкости растворов полимеров различных марок и проводить предварительный выбор полимеров с высокой загущающей способностью.

### ***Стабильность полимерных растворов***

Одним из недостатков гибкоцепных синтетических полимеров акриламида является их подверженность механической, термоокислительной и биологической деструкции. В результате деструкции происходит разрыв макромолекулярных цепочек, уменьшение молекулярной массы полимера и, как следствие, снижение загущающей способности полимерного реагента.

При реализации технологии полимерного заводнения механическая деструкция полимеров имеет место в узлах насосов (по этой причине недопустимо для перекачки полимерных систем использовать центробежные насосы), в сужении трубопроводов. Механическая деструкция в пористой среде имеет место только в ближней призабойной зоне, на малом удалении от ствола скважины. По мере увеличения радиуса фильтрации скорость фильтрации гиперболически уменьшается и вероятность механической деструкции приближается к нулю.

Таким образом, при большой длительности полимерного заводнения, обычно измеряемого годами, процесс механического разрушения полимеров в результате деструкции очень короткий и составляет несколько часов. Другой особенностью механической деструкции полимеров является то, что за длительное время исследования этого процесса не выявлены марки полимеров, отличающиеся повышенной стойкостью к механической деструкции или добавки, увеличивающие эту стойкость. Безусловно, марки полимеров, перспективные для технологии полимерного заводнения, должны тестироваться на предмет стойкости к механической деструкции, но этот тест является сугубо экспериментальным.

На стадии анализа рынка полимеров необходимо учитывать, что подверженность к механической деструкции возрастает с увеличением молекулярной массы полимера.

### **1.2.3 Выбор химических реагентов для полимерного заводнения**

Эффективность технологии полимерного заводнения в значительной степени определяется свойствами используемых реагентов. Выбор реагентов должен осуществляться с учетом индивидуальных особенностей и состояния разработки конкретного месторождения.

На первом этапе выбор реагентов, потенциально пригодных для условий объекта воздействия, осуществляется на основе данных о физикохимических свойствах, предоставляемых производителями, с учетом экономического фактора и доступности реагента.

На втором этапе проводится анализ по данным лабораторных исследований наиболее перспективных образцов полимеров, включающий обзор основных характеристик по типовым схемам.

На данном этапе анализ проводится по следующим физико-химическим параметрам:

- дисперсность порошка полимера;
- содержание основного вещества;
- характеристическая вязкость;
- степень гидролиза;
- растворимость в модельной воде;
- нерастворимый остаток;
- реология растворов в свободном объеме.

По результатам второго этапа, в соответствии с техническими требованиями к полимерам для технологий полимерного заводнения, выбираются образцы для дальнейшего анализа.

Последним заключительным этапом является анализ детальных исследований технологических свойств 1 - 2 наиболее подходящих образцов

в условиях, максимально приближенных к реальным. Основными технологическими характеристиками растворов являются: фактор и остаточный фактор сопротивления как функция концентрации, скорости фильтрации и проницаемости; адсорбционные характеристики полимеров; стабильность полимеров в пористой среде.

Из большого ассортимента промышленно выпускаемых в настоящее время водорастворимых полимеров, предоставленных нам различными производителями, для лабораторных испытаний были выбраны 16 образцов. Из них 15 полимеров представляют собой синтетические водорастворимые сополимеры акриламида с различными мономерами, улучшающими совместимость с высокоминерализованными водами и стойкость к термоокислительной деструкции. Также для анализа был выбран биополимер ксантановая камедь, производства фирмы «ADM» (США).

Результаты анализа основных молекулярных характеристик тестируемых полимеров акриламида представлены в таблице 2.

Молекулярные массы образцов полимеров находятся в диапазоне от 7 до 23 млн.; содержание карбоксильных групп варьируется в пределах от 1 до 22 % мольн.

Таблица 2 – Физико-химические характеристики полимеров

Марка полимера	Производитель	Содержание основного вещества, %	Степень гидролиза, %	Характеристическая вязкость, дл/г	Молекулярная масса млн.
Superflock A 100	KEMIRA	90,3	4	13,7	6,9
Superflock A 110		90,0	10,6	15,7	8,4
FP 5115		91,2	7,3	14,4	7,3
FP 5115 SH		90,6	9,6	17,4	10,4
FLOCOMB C 6210		90,2	10,8	23,6	18,4
Superpusher K129		90,8	7,7	22,1	16,7
FLOPAAM 1630 S		90,0	8,1	26,2	23,2
FLOPAAM 6010 S		91,0	13,1	23,2	17,4
FA 920 VHM		91,2	1,0	17,3	11,2

Марка полимера	Производитель	Содержание основного вещества, %	Степень гидролиза , %	Характерис- тическая вязкость, дл/г	Молеку- лярная масса млн.
AN 910 VHM	SNF FLOENGER	91,8	8,0	20,9	15,0
АН 912 VHM		90,4	2,1	16,9	10,5
SANFLOC AM-200P	SANYO Chemical Co.	91,9	13,9	19,6	12,4
POLEOR ATC 800	Китайские фирмы	90,5	1,3	15,7	9,3
POLEOR-Z 3020		90,8	22,1	21,7	14,0
POLEOR ATC A- 1800		91,2	19,5	18,6	10,6
OPTIXAN (ксантановая камедь)	ADM, США	-	-	-	-

В таблице 2, наряду с молекулярными характеристиками, приведены также содержание основного вещества в выбранных полимерных реагентах по потере в массе после высушивания при температуре 110 °С в течение 2 часов. Как видно из таблицы, все проанализированные реагенты характеризуются содержанием основного вещества в диапазоне 90 – 92 %, что соответствует принятым нормативным требованиям.

Растворимость является важным параметром при выборе реагентов для технологии полимерного заводнения, особенно для условий неглубоко залегающих пластов.

Анализ показал [8], что 11 из 15 образцов полимеров акриламида удовлетворительно растворяются в высокоминерализованной модельной воде месторождения X (таблица 3).

Плохой растворимостью в данной воде характеризуются образцы полимеров марок FLOCOMB C 6210, FLOPAAM 6010 S, POLEOR-Z 3020, POLEOR ATC A-1800.

Таблица 3 – Фракционный состав и растворимость полимеров. Растворитель - модельная вода, 116 г/л

№	Показатели	Норма	Марка полимера														
			Superfloc A100	Superfloc A110	FP 5115	FP 5115 SH	FLOCOMB C 6210	Superpusher K 129	FLOPAAM 1630 S	FLOPAAM 6010 S	FA 920 VHM	AN 910 VHM	AH 912 VHM	SANFLOC AM-200P	POLEOR ATC №800	POLEOR-Z 3020	POLEOR ATC
1	Дисперсность порошка, % масс	< 10	22,5	3,3	2,1	3,8	4,0	3,0	2,5	3,7	4,1	3,6	3,5	4,3	4,0	4,3	3,9
	∴ - фракции с размером частиц менее 0,25 мм - фракции с размером частиц более 1,0 мм	< 10	33,6	2,5	2,8	3,1	3,6	2,9	3,0	4,2	4,0	3,1	4,3	3,0	3,0	2,5	4,0
2	Время растворения, мин	< 240	240	240	150	180	300	210	210	300	240	240	240	240	240	300	300
3	Нерастворимый остаток, %	< 0,3	0,22	0,20	0,11	0,13	1,84	0,15	0,12	2,0	0,22	0,28	0,30	0,25	0,31	3,3	2,9

Полученные результаты подтверждают литературные данные о плохой совместимости с высокоминерализованными водами полимеров акриламида, обладающих высокой анионностью заряда макромолекул. Вышеперечисленные образцы полимеров с плохой растворимостью исключаются из дальнейшего анализа.

#### **1.2.4 Формирование и обоснование участков применения полимерного заводнения**

Полимерные молекулы в водном растворе под действием различных факторов могут необратимо разрушаться вследствие их деструкции. Деструкция может быть:

- химической, при которой разрушение происходит в результате взаимодействия кислорода воздуха с полимерными молекулами;
- термической - происходит при температурах свыше 100 °С.
- механической (сдвиговой), обусловленной разрывом макромолекулярных ассоциаций под действием повышенных напряжений (при высоких скоростях движения) при течении растворов в нефтепромысловом оборудовании, призабойной зоне пласта.
- микробиологической, происходящей под действием аэробных бактерий, которые могут развиваться в пласте при закачке их с водой.

Микробиологическая и механическая деструкции ПАА уменьшают молекулярную массу полимера и, как следствие, его загущающую способность. Поэтому для обеспечения эффективности предлагаемой технологии полимерного заводнения и получения наилучших технико-экономических показателей разработки необходимо определить диапазон благоприятных свойств флюидов и пласта, то есть выделить критерии применимости данного метода. Эти критерии определяются на основе анализа технологических показателей, обобщения опыт применения полимерного воздействия в различных геолого-физических условиях, а также использования широких теоретических и лабораторных исследований.

Выделяются три категории критериев:

– геолого-физические (свойства пластовых жидкостей, толщины нефтенасыщенного пласта), параметры и особенности нефтесодержащего коллектора (насыщенность порового пространства, условия залегания), а также техническое состояние скважины;

– технологические (концентрация агентов в растворе, размещение скважин, давление нагнетания и т. д.);

– материально-технические (обеспеченность оборудованием, химическими реагентами, их свойства и др.).

При выборе объектов для применения полимерного заводнения основополагающими являются критерии первой категории.

Область применения полимерного заводнения ограничивается обводненностью заводняемого пласта не выше 95 %. Это связано с тем, что в этих условиях фильтрационное сопротивление пористой среды при обработке полимером практически не изменяется.

На вязкоупругие и реологические свойства растворов полиакриламида при фильтрации в пористой среде существенное влияние оказывает проницаемость пород. При снижении проницаемости пород линейно увеличиваются показатели реологических свойств фильтрующихся растворов, в особенности остаточный фактор сопротивления, который является основным при оценке действия полимеров и связан с сорбцией полимера породами пласта. При коэффициенте проницаемости пласта менее  $0,1 \text{ мкм}^2$  процесс полимерного заводнения трудно реализуем, так как размеры молекул раствора больше размеров пор и происходит либо его кольматация в призабойной зоне, либо механическое разрушение молекул полимера. В коллекторах с проницаемостью более  $2,0 \text{ мкм}^2$  эффективность полимерного заводнения снижается из-за уменьшения величины адсорбции полимера пористой средой или из-за недостаточно высоких его концентраций в растворе. Опыт применения полимерного заводнения на месторождении X также показал низкую эффективность технологии при проницаемости свыше  $2 \text{ мкм}^2$ .

Применение полимеров для глубокозалегающих пластов, сложенных малопроницаемыми коллекторами (менее  $0,1 \text{ мкм}^2$ ) и имеющих высокую температуру (более  $90 \text{ }^\circ\text{C}$ ) является неэффективным. Значительного эффекта нельзя ожидать также от закачки в сравнительно однородные пласты, содержащие маловязкие нефти (менее  $5 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ ).

В условиях повышенной солености пластовых вод и содержания солей кальция и магния водные растворы полимеров становятся неустойчивыми, снижается вязкость раствора, т.к. под действием ионов пластовой воды и приложенного напряжения структура растворов полностью разрушается. С увеличением концентрации полиакриламида в растворе требуется большее количество соли для разрушения структуры. Так, при концентрации полиакриламида  $0,1 \text{ \%}$  масс. вязкость раствора становится независимой от концентрации соли до  $3 \text{ \%}$ . Влияние минерализации пластовой воды (непосредственно в пласте) на стабильность раствора полимера неоднозначно. Увеличение минерализации пластовой воды снижает вязкость раствора, а фазовая проницаемость для раствора увеличивается, что способствует повышению нефтеотдачи. Результирующий эффект может быть различным в зависимости от свойств пластовой воды, пористой среды, типа полимера, свойств растворителя и концентрации раствора.

Дополнительная особенность полимерного заводнения заключается в проявлении адсорбции некоторой части растворенного в воде полимера, а передняя часть фронта вытесняющей воды оказывается без полимера, соответственно с обычной подвижностью воды. Увеличение содержания хлористого натрия, хлористого кальция и других электролитов от  $0,5$  до  $20 \text{ \%}$  многократно увеличивает адсорбцию полимера на породе. Адсорбция породами пласта из минерализованных растворов в несколько раз выше, чем из опресненных вод. Уменьшение степени адсорбции полимера снижает фактор сопротивления для воды и охват пласта заводнением. При высокой адсорбции фронт полимера значительно отстает от фронта вытеснения нефти водой. Поэтому необходимо определение оптимального диапазона

адсорбции, который обеспечит эффективное вытеснение нефти на основе подбора реагентов и концентрации по лабораторным исследованиям.

Технологию полимерного заводнения на скважинах с наличием заколонных перетоков и негерметичностью эксплуатационной колонны производить не рекомендуется.

Анализ показателя обводненности проводимых мероприятий выявил положительную тенденцию эффективности в пределах 86-95 %. В результате были сформированы критерии применимости технологии закачки полимерных композиций в условиях месторождения X, которые сведены в таблицу 4.

Таблица 4 – Критерии эффективного применения полимерного воздействия

Категория скважин	Наименование параметры	Оптимальное значение параметра
Нагнетательные скважины	Среднесуточная приемистость, м <sup>3</sup> /сут	свыше 100
	Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	0,1-1,5
	Эффективная толщина пласта, м	не менее 2
	Глинистость, д. ед.	менее 0.3
	Количество реагирующих добывающих	5 и более
	Герметичность э/колонны	герметична
	Заколонные перетоки	отсутствуют
	Выработанность запасов нефти по участку,	не более 85 %
	Средняя обводненность по участку, %	80,0-95,0
	Объект разработки	не более 1
Добывающие реагирующие скважины	Среднесуточный дебит нефти, т/сут	не менее 2.5
	Среднесуточный дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут	более 40
	Накопленный ВНФ, д. ед.	2,0-4,0
	Группа неоднородности	2, 3
	Текущая нефтенасыщенность, д. ед.	более 0,45
	Минерализация пластовой воды, г/л	120-140
	Техногенное изменение ФЭС (физические)	отсутствие ГРП
Наличие газовой шапки	отсутствие	

Проведение многовариантного анализа по различным сценариям, использование критериев применимости технологий ПНП с исключением

участков с неблагоприятными факторами позволил сократить количество рассматриваемых участков-кандидатов до двух с оптимальными параметрами.

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

Нефтегазовая отрасль охватывает разведку, разработку нефтяных и газовых месторождений, добычу жидких углеводородов, переработку, производство и сбыт энергии. Но большинство месторождений России находятся на последней стадии разработки, из-за чего приходится находить новые решения для выработки запасов и извлечения их на поверхность. При этом результаты решений (принятия новых технологий) должны быть иметь экономическую выгоду. Поэтому необходимо раскрыть понятие и цели финансового менеджмента компании.

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.

Основной конечной целью финансового менеджмента является повышение конкурентных позиций фирмы в соответствующей сфере деятельности через механизм формирования и эффективного использования прибыли для обеспечения максимизации рыночной стоимости фирмы (т. е. обеспечение максимального дохода собственникам фирмы). Обычно эта цель ассоциируется с ростом прибыли и снижением расходов фирмы, однако

эти ситуации не всегда адекватны.

Расчёт финансового менеджмента основан на определении экономической эффективности от выявленной технологической эффективности.

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.

Ежемесячно на протяжении продолжительности эффекта, текущий месячный дебит нефти сравнивается с рассчитанным средним дебитом до внедрения технологии полимерного заводнения. Полученные приросты добычи по каждому месяцу продолжительности эффекта суммируются для расчета достигнутого технологического эффекта.

Технологический эффект от применения полимерного заводнения - показатель технологической эффективности, равный массе дополнительной нефти и определяемый как разность между фактическим значением накопленной добычи нефти и значением накопленной базовой добычи нефти, рассчитанной при прогнозной базовой добыче жидкости, на дату оценки эффекта.

Внедрение технологии полимерного заводнения в процесс добычи нефти по скважине, участку или месторождению сопровождается изменениями следующих технологических показателей в течение определенного периода: добычи нефти ( $\Delta Q_n$ , тыс. т), добычи жидкости ( $\Delta Q_{ж}$ , тыс. т), обводненности добываемой продукции.

Изменение добычи нефти (увеличение) при внедрении мероприятий возможно за счет:

- увеличения коэффициента охвата пласта вытеснением;
- уменьшения остаточной нефтенасыщенности в промытой зоне;
- уменьшения отношения подвижностей нефти и вытесняющего

агента в пласте.

В основном расчёт экономической эффективности производится по методам: для единичной скважины (реагирующей на проведенное мероприятие), и для всех скважин (реагирующих на проведенное мероприятие) за год, после проведения заводнения.

#### **4.1. Данные для расчёта экономической эффективности**

Объём внедрения полимерного раствора, объём добычи нефти до проведения полимерного заводнения и объём добычи нефти после проведения взяты с производственных данных месторождения X.

Общие затраты на проведение полимерного заводнения, условно-переменная часть расходов в себестоимости нефти и специальный норматив удельных приведенных затрат учитывают множество трат (на транспорт; услуги подрядных организаций; материалы, оборудование, горюче-смазочные материалы; подготовительно-заключительные работы по скважинам; на исследование скважин до и после воздействия на призабойную зону скважин; на монтаж и демонтаж оборудования для проведения обработки; на осуществление закачки реагента; электроэнергия и другие) указанные в методических указаниях, которые основаны на данных с нормативных документов месторождения X. Эти затраты осуществляются в течение одного года и в полном объеме учитываются в эксплуатационных расходах. Полимерное заводнение проводится с применением существующего нефтепромыслового и геофизического оборудования без дополнительных капитальных вложений. Остальные данные можно вычислить, основываясь на методических указаниях по полимерным заводнениям.

Затраты на проведение полимерного заводнения одной скважины рассчитываются по формуле (4.1):

$$Z = \frac{Z_{\text{общ}}}{N}, \text{ тыс. руб./скважино – операция} \quad (4.1)$$

где,  $Z_{\text{общ}}$  – общие затраты на проведение, тыс. руб;

$N$  – объём внедрения, скважино-операций.

$$z = \frac{11063,85}{21} = 526,85 \text{ тыс. руб./скважино – операция}$$

Объём дополнительной добычи нефти после проведения полимерного заводнения на всех скважинах рассчитывается следующим образом (4.2):

$$\Delta Q_n = Q_{n2} - Q_{n1}, \text{ тыс. т} \quad (4.2)$$

где,  $Q_{n1}$  – объём добычи нефти до внедрения технологии, тыс. т;  $Q_{n2}$  – объём добычи нефти после внедрения технологии, тыс. т.

$$\Delta Q_n = 3175,36 - 3171,8 = 3,56 \text{ тыс. т}$$

Объём дополнительной добычи нефти после проведения полимерного заводнения (на единичную скважину) можно рассчитать по формуле (4.3):

$$\Delta Q_{n1об} = \frac{\Delta Q_n}{N}, \text{ тыс. т} \quad (4.3)$$

где,  $\Delta Q_n$  – объём дополнительной добычи нефти после внедрения технологии (на всех скважинах), тыс. т;

$N$  – объём внедрения, скважино-операций.

$$\Delta Q_{n1об} = \frac{3,56}{21} = 0,169 \text{ тыс.}$$

Таблица 12 – Параметры для расчёта экономической эффективности от проведения полимерного заводнения

Параметры	Обозначение	Значение
Объём внедрения, скважино-операций	$N$	21
Стоимость нефти (товарная), руб./т	$C_n$	23830
Общие затраты на проведение полимерного заводнения, тыс.руб.	$Z_{\text{общ}}$	11063,85
Затраты на проведение на одной скважине, тыс. руб./скважино-операция	$z$	526,85
Условно-переменная часть расходов в себестоимости нефти, руб./т	УПР	8212,7
Себестоимость нефти до проведения технологии, руб./т	$C_1$	16024,9
Себестоимость нефти после проведения технологии, руб./т	$C_2$	16024,5
Специальный норматив удельных приведенных затрат,	$H$	65

Параметры	Обозначение	Значение
руб./т		
Объём добычи нефти до проведения технологии, тыс. т	$Q_{н1}$	3171,8
Объём добычи нефти после внедрения технологии, тыс. т	$Q_{н2}$	3175,36
Объём дополнительной добычи нефти после внедрения технологии (на всех скважинах), тыс. т	$\Delta Q_{н}$	3,56
Объём дополнительной добычи нефти после внедрения технологии (на одну скважину), тыс. т	$\Delta Q_{н1об}$	0,169

Расчет изменения эксплуатационных расходов и дополнительных единовременных затрат, вызванных внедрением мероприятия, производится по фактическим данным за расчетный год.

#### 4.2. Расчёт экономической эффективности от внедрения технологии полимерного заводнения

Экономический эффект от обработки одиночной скважины оценивается по формуле (4.4):

$$Э_{1об} = C_n * \Delta Q_{н1об} - УПР * \Delta Q_{н1об} - З, \text{ тыс. руб.} \quad (4.4)$$

где  $\Delta Q_{н1об}$  – объём дополнительной добычи нефти после проведения полимерного заводнения (на одну скважину), тыс. т;

$C_n$  – стоимость нефти (товарная), руб./т;

УПР – условно–переменная часть расходов в себестоимости нефти, (51% от себестоимости нефти), руб./т;

З – затраты на проведение мероприятия, руб.

$$Э_{1об} = 23830 * 0,169 - 8212,7 * 0,169 - 526,85 = 2112,47 \text{ тыс. руб.}$$

Расчет годовой экономической эффективности, после проведения полимерного заводнения, проводится по формуле (4.5):

$$Эг = C_2 * Q_{н2} - C_1 * Q_{н1} - Н * \Delta Q_{н}, \text{ тыс. руб.} \quad (4.5)$$

где  $Q_{н1}$  и  $Q_{н2}$  – объём добычи нефти до и после проведения, тыс. т;

$\Delta Q_{н}$  – дополнительная добыча нефти, тыс. т;

$C_1$  и  $C_2$  – себестоимость добычи нефти до и после проведения мероприятия, руб./т;

Н – специальный норматив удельных приведенных затрат на 1 т дополнительной добычи нефти, руб./т.

$$\begin{aligned} \text{Э}_Г &= 16024,5 * 3175,36 - 16024,9 * 3171,8 - 65 * 3,56 \\ &= 55547,1 \text{ тыс. руб.} \end{aligned}$$

Таблица 13 – Показатели эффективности внедрения технологии полимерного заводнения

Параметр	Обозначение	Значение
Удельный экономический эффект (на одну скважино-операцию), тыс. руб.	Э <sub>1об</sub>	2121,47
Годовой экономический эффект, тыс.руб.	Э <sub>Г</sub>	55547,1

### 4.3. Расчёт чистой прибыли предприятия

Расчет чистой прибыли от внедрения технологии полимерного заводнения основан на принципе расчета выручки от реализации товарной продукции (дополнительной добычи нефти), которая определяется следующим образом (4.6):

$$\text{ЧП} = \text{Э}_Г - \frac{\text{НДПИ} \cdot \text{Э}_Г}{100\%} - \frac{N_{\text{п}} \cdot \text{Э}_Г}{100\%} - Z_{\text{общ}}, \text{ тыс. руб.} \quad (4.6)$$

где, НДПИ – налог на добычу полезных ископаемых (0% в соответствии сподп. 21 п. 1 ст. 342 НК РФ), %;

N<sub>п</sub> – налог на прибыль (20% от экономической эффективности), %;

Z<sub>общ</sub> – общие затраты на проведение кислотных обработок, тыс. руб.

$$\text{ЧП} = 55547,1 - \frac{0 * 55547,1}{100\%} - \frac{20 * 5547,1}{100\%} - 11063,85 = 33373,83 \text{ тыс. руб.}$$

### Вывод

В данном разделе была рассчитана экономическая эффективность и чистая прибыль предприятия от внедрения технологии полимерного заводнения. Годовой экономический эффект после проведения данных мероприятий составил 55547,1 тыс. руб. При использовании полимерного заводнения, воздействующего на 21 добывающую скважину, чистая прибыль

составила 33373 ,83 тыс. руб.

В результате представленных выше расчетов необходимо отметить, что применение данного метода на месторождении X приносит существенный экономический эффект, следовательно, можно рекомендовать метод полимерного заводнения для улучшения технико-экономических показателей деятельности предприятия. Но необходимо учитывать различные факторы (тип пласта, минералогический состав пород, его загрязнённость, пористость, проницаемость, пьезопроводность, а также другие литологические и фильтрационно-емкостные свойства), которые влияют на выбор технологии, марки полимера и его концентрации для достижения максимальной эффективности и получения необходимого результата.

## **5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

В настоящее время основным способом разработки нефтяных месторождений является заводнение нефтяных пластов. Для увеличения нефтеотдачи пласта и повышения эффективности процесса заводнения нефтяных коллекторов необходимо увеличить текущий коэффициент охвата пласта заводнением за счет закачки раствора в нефтенасыщенные участки через нагнетательную скважину. Такими возможностями обладает метод полимерного заводнения.

Полимерное заводнение один из наиболее распространённых третичных методов повышения нефтеотдачи пластов. Применение технологии полимерного заводнения может быть реализовано как на одной, так и на нескольких скважинах участка.

Для эффективной реализации технологии полимерного заводнения важно грамотно составить план, ориентированный на выбор скважины, провести расчет времени, требуемого на закупку компонентов и приготовление состава, иметь утвержденную комиссией конкретную дату закачки, провести заблаговременное бронирование необходимого оборудования и др. Необходимо следовать не только утвержденному плану, но и требованиям по безопасности и охране труда.

Работы проводятся на открытых кустовых площадках операторами по поддержанию пластового давления (ППД) на нефтяных месторождениях Западной Сибири.

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

Работы по полимерному заводнению проводятся лицами, работающими вахтовым методом. Данный вид работ регулируется Трудовым Кодексом РФ. 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.).

Рациональная организация рабочей зоны обеспечивает удобную рабочую позу, возможность применения передовых приемов и методов труда, минимальные траектории движений рабочего и движений предметов труда, соблюдение строгой последовательности, при которой один элемент работы плавно переходит в другой. При этом размещение средств оснащения и предметов труда должно подчиняться основным требованиям, нарушение которых ведет к непроизводительным затратам рабочего времени и энергии работника, преждевременному утомлению и снижению производительности труда, нерациональному использованию производственных площадей.

## **5.2. Производственная безопасность при выполнении работ полимерного заводнения**

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.

Работник подвержен вредному воздействию, находясь на территории производственного объекта, которое классифицируется согласно ГОСТ 12.0.003-2015 (таблица 14).

Таблица 14 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ на кустовых площадках

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Полевые работы: 1. Обследование элементов конструкций на целостность и отсутствие видимых повреждений;	1. Отклонение показателей климата на открытом воздухе;	1. Электрический ток;	- ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация - ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. - ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ.

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
2. Монтаж, демонтаж оборудования;	2. Превышение уровня шума и вибрации;	2. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования;	Вибрационная безопасность. Общие требования. - ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация. - Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ, Технический регламент о требованиях пожарной безопасности. - ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования - ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов
3. Обеспечение санитарного порядка на территории объектов;	3. Недостаточная освещенность;	3. Давление (разрушение аппарата, работающего под давлением).	
4. Работа с оборудованием, работающим под высоким давлением;	4. Повышенная запыленность рабочей зоны.		
5. Работа в темное время суток.			

## **Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению**

### *Анализ показателей микроклимата*

Изменение показателей климата может привести к ухудшению общего самочувствия рабочего. Допустимые нормы для работы на открытых площадках не производятся, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего. При изменении показателей климата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами и соответствуют времени года.

Спецодежда должна быть хлопчатобумажной, изо 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 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 2).

Таблица 15 – 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

**Превышение уровней шума.** В непосредственной близости от рабочего места оператора ППД могут находиться машины КРС (капитальный ремонт скважин) либо агрегаты для ОПЗ, которые создает уровень звука, не превышающий допустимый согласно ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Норма на открытой местности составляет 80 дБА, а 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. Согласно СП 51.13330.2011 (Защита от шума) мероприятия для устранения уровня шума: наушники и противοшумные вкладыши.

**Превышение уровня вибрации.** Согласно ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ 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. Данная вибрация обусловлена работой

двигателя, поднимающего скребок из скважины. Мероприятия по защите от вибрации: использование резиновых перчаток и резиновых прокладок в блоке установки двигателя.

**Недостаточная освещённость рабочей зоны.** При работе в темное время суток объект должен быть освещен, во избежание травматизма. В качестве осветительных приборов применяются фонари и прожектора. Норма освещенности не ниже 10 люксов (СП 52.13330.2011). Мероприятия по улучшению освещенности не требуются.

**Повышенная запыленность рабочей зоны.** Кустовая площадка огорожена насыпью песка со всех сторон с целью предотвращения разгорания лесного пожара. С учетом сильных ветров может происходить попадание песка в носовую область оператора ППД, что негативно влияет на его здоровье. Мероприятия для устранения попадания песка в носовую область: использование респираторов.

**Электрический ток.** 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 должны иметь заземление.

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 электробезопасности: 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, защитное отключение.

Индивидуальные средства защиты: диэлектрические перчатки, инструменты с изолированными рукоятками, диэлектрические боты, изолирующие подставки.

### ***Пожарная безопасность***

Источники: оборудование, работающее с горючими веществами, оборудование использующие электричество.

Пожарная безопасность представляет собой единый комплекс организационных, технических, режимных и эксплуатационных мероприятий по предупреждению пожаров. Общие требования пожарной безопасности изложены в техническом регламенте. Ответственным за обеспечение пожарной безопасности в организациях и на предприятиях являются руководители или лица, исполняющие их обязанности. В эти обязанности входит:

- 1) Обеспечение своевременного выполнения противопожарных мероприятий при эксплуатации подчиненных им объектов;
- 2) Слежение за выполнением соответствующих правил пожарной безопасности;
- 3) Контроль боеготовности пожарных частей и добровольных пожарных дружин;
- 4) Назначение ответственных за обеспечение пожарной безопасности установки.

Для обеспечения пожарной безопасности на нефтегазовых

предприятиях опираются на следующие основные документы: ФЗ «О пожарной безопасности», ГОСТ 12.1.004-91 «ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования», СП 12.13130.2009 «Свод правил. Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности», СНиП 21-01-97\* «Пожарная безопасность зданий и сооружений», СНиП 2.11.03-93 «Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы», НПБ 88-01\* «Установки пожаротушения и сигнализации. Нормы и правила проектирования», НПБ 104-03 «Системы оповещения и управления эвакуацией людей при пожарах в зданиях и сооружениях», ВППБ 01-04-98 «Правила пожарной безопасности для предприятий и организаций газовой промышленности» и др.

Категория пожаровзрывоопасности помещения и кустовой площадки согласно техническому регламенту: класс пожароопасности – П-II (зона, расположенная в помещении, где выделяются горючие пыли или волокна); класс взрывоопасности – 2 (зона, в которых при нормальном режиме работы оборудования не образуются взрывоопасные смеси газов или паров жидкостей с воздухом, но возможно образование такой взрывоопасной смеси газов или паров жидкостей, только в результате аварии или повреждения технологического оборудования). Категория здания по пожароопасности – В1 (пожароопасное).

Места расположения первичных средств пожаротушения должны указываться в планах эвакуации, разработанные согласно техническому регламенту. Огнетушители необходимо размещать в заметных и легкодоступных местах, где исключается попадание на них прямых солнечных лучей и непосредственное воздействие с нагревательными приборами.

Ручные огнетушители необходимо размещать:

- навеской на вертикальные конструкции на высоте не более 1,5 м от уровня пола до нижнего торца огнетушителя и на расстоянии от двери, достаточном для ее полного открывания;

- установкой в пожарные шкафы.

На внешней стороне пожарного шкафа, на пожарном щите и соответственно на стенде должен быть указан порядковый номер и номер телефона ближайшей пожарной части. Порядковые номера пожарных щитов и шкафов указывают после следующих буквенных индексов: «ПЩ», «ПК». Пожарный инвентарь необходимо размещать на видных местах, иметь свободный доступ к ним и не препятствовать эвакуации во время пожара.

Необходимый минимум первичных средств пожаротушения:

- порошковые огнетушители типа ОП-3(3шт); ОУ-3(2шт);
- накидки из огнезащитной ткани размером 1,2 x 1,8 м и 0,5 x 0,5 м.

***Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования.*** 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.

Для защиты от данных опасных факторов используются коллективные средства защиты, – устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Согласно ГОСТ 12.2.062-81 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.

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.

***Давление (разрушение аппарата, работающего 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 при полимерном заводнении в нагнетательные скважины закачивается только вода с малыми концентрациями водорастворимых полимеров, то влияние, оказываемое ими 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.

### **5.3. Экологическая безопасность**

Работа по полимерному заводнению 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.

В соответствии с нормами технологического проектирования для предотвращения попадания химических реагентов и технологических жидкостей в гидросферу, регламент должен предусматривать полную герметизацию всего оборудования, арматуры.

#### ***Загрязнение атмосферы***

Для повышения эффективности нефтедобычи применяют различные химические реагенты, полученные на базе углеводородов нефти и газа, а также отходы нефтеперерабатывающих и нефтехимических производств. Утилизация побочных продуктов и отходов нефтепереработки и нефтехимии, с одной стороны, позволяет в значительной степени решить экологические проблемы этих производств, а с другой - широкое применение

органических реагентов для нефтяной и газовой промышленности усложняет в этих отраслях решение задач по охране окружающей среды.

Используемые химические реагенты разнообразны по химической природе, физико-химическим свойствам, функциональному назначению. Некоторые применяемые реагенты не опасны для объектов природной среды. Так, многие полимерные реагенты нетоксичны из-за высокой молекулярной массы, которая лишает их возможности разрушать живую пленку.

Среди предприятий наибольший вклад в загрязнение атмосферы вносят теплоэнергетические объекты (тепловые электрические станции, отопительные и производственные котельные агрегаты), металлургические, химические и нефтехимические заводы. В том числе и при полимерном заводнении, где эксплуатация сопровождается:

- Загрязнением углеводородами, сероводородом, оксидами серы и азота при эксплуатации скважин;
- Выделением отработанных газов транспортными средствами.

#### ***Загрязнение литосферы***

Загрязнение земной поверхности при полимерном заводнении может сопровождаться:

- Нарушением и загрязнением почвенного и растительного покрова;
- Активизацией экзогенных геологических процессов;
- Снижением биопродуктивности экосистем;
- Нарушение экологической обстановки при строительстве и эксплуатации трубопроводов.

#### ***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.

***Организационные мероприятия по предупреждению загрязнения объектов природной среды.***

В процессе освоения скважины продукты освоения (нефть, отработанная вода) должны собираться в передвижные металлические емкости по 25 м<sup>3</sup> с последующей откачкой нефти и пластовой воды в нефтесборный коллектор.

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

Чрезвычайные ситуации, которые могут возникнуть на кустовой площадке на месторождениях Западной Сибири:

- 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.

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

- работы по нагнетанию в скважину воды 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 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 воды и после временной остановки в зимнее время необходимо убедиться в отсутствии в коммуникациях насосных установок и нагнетательных линиях ледяных пробок.

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.

Наиболее распространенными и опасными аварийными ситуациями при эксплуатации механизированным фондом являются пожары и разливы нефти. При аварийных ситуациях с открытыми разливами нефти или с поступлением в воздушную среду газа поступают опасные газы, которые могут являться источниками отравления организма, поэтому все работы на кусте, включая добычу нефти, должны быть прекращены.

## **Вывод**

Выполненная магистерская диссертация направлена на применение полимерного заводнения с целью увеличения добычи нефти на новых скважинах месторождения X.

При этом полимерное заводнение является крайне сложным технологическим процессом, который производится как в дневное, так и ночное время, при любых температурных условиях.

Работы ведутся под высоким давлением и напряжением, используется крупногабаритная техника, а также загрязняющие воздух машины. Все это может стать причиной нанесения вреда здоровью человека либо возникновения ЧС.

Для того чтобы этого избежать в рамках данного раздела выделены основные опасные и вредные факторы, с учетом регламентных документов указаны допустимые отклонения параметров, приведена последовательности действий при возникновении ЧС.

Следование указаниям позволит избежать серьезных последствий.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе была проведена оценка эффективности применения полимерного заводнения на Северо-Хохряковском месторождении.

Анализ показал, что текущее состояние месторождения позволяет провести на нем полимерное заводнение и достичь повышения нефтеотдачи пласта.

Эффективность технологии полимерного заводнения в значительной степени определяется свойствами используемых реагентов. Выбор реагентов должен осуществляться с учетом индивидуальных особенностей и состояния разработки конкретного месторождения.

На основании анализа и математических расчетов определена оптимальная концентрация полимера марки Superpusher K129 для технологии полимерного заводнения, которая составила 1,3 г/л.

1. Обоснованно, что геолого-промысловые характеристики, такие как увеличение обводненности и уменьшению дебита нефти приводят к снижению добычи нефти за последний период до 30% и указывает на снижение показателей эффективности технологии ГРП. Все эти факторы говорят о необходимости применения физико-химических методов. Проанализированные особенности основного продуктивного пласта ЮВ<sub>1</sub>, позволяют утверждать эффективность применения полимерного заводнения.

2. Произведен анализ использующихся на различных месторождениях полимеров разных производителей, что послужило основой для выбора реагента Superpusher К 129 с учетом свойств пластовой воды и нефти.

3. Доказана возможность проведения технологии проведения полимерного заводнения на продуктивном пласте ЮВ<sub>1</sub> технико-экономическими расчетами и составлена программа закачки полимерного раствора в течении года.

– Суммарная накопленная добыча нефти составит 3175,36 тыс.т за один год;

– Чистая прибыль от реализации данной технологии составит 33373.83 тыс. руб. при стоимости операций полимерного заводнения около 2112,47 тыс. руб.

## СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ СТУДЕНТА

№	Наименование работы, ее вид	Характер работы	Выходные данные	Объем, стр.	Соавторы
<b>Прочие публикации: 2</b>					
1	Пути оптимизации разработки месторождений на поздней стадии эксплуатационного цикла	Печатный	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 г.: в 2 т. – Томск: Изд-во ТПУ, 2020. – Т. 2. – С. 34-35.	2	-
2	Анализ эффективности геолого-технических мероприятий на месторождениях Республики Татарстан (на примере АО "Булгарнефть")	Печатный	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 г. : в 2 т. — Томск : Изд-во ТПУ, 2020. — Т. 2. — [С. 628-629].	2	Уфимцев Г.Н.

## Список используемых источников

1. Берлин А.В. Физико-химические методы повышения нефтеотдачи. Полимерное воздействие (обзор) // Научно-технический вестник ОАО «НК- Роснефть». - 2011. - №22. - С. 16-24.
2. Брезицкий С.В. Использование полимеров – реальная возможность увеличения коэффициента нефтеизвлечения из залежей, разрабатываемых в режиме заводнения / С.В. Брезицкий, С.А. Власов, Я.М.Каган // [Электронный ресурс] URL: <https://refdb.ru/loo1645k/2951321-pall.html>.
3. Бурдынь Т.А. Методы увеличения нефтеотдачи пластов при заводнении / Т.А. Бурдынь // – М.: Недра. – 1983. – 190 с.
4. «Варьеганнефтегаз» на 35 % нарастил суточную добычу нефти на Северо-Хохряковском месторождении в Югре», // Управление информационной политики ПАО «НК «Роснефть» 12 августа 2019г. URL: <https://www.rosneft.ru/press/news/item/196407/>;
5. Газизов А.Ш., Галактионова Л.А. Повышение нефтеотдачи пластов на поздней стадии разработки месторождений -применением полимердисперсных систем и других химреагентов // Нефтепромысловое дело. – 1995. - №2-3. – С. 29-34
6. Гладков Е.А. Оптимизация третичных МУН для месторождений с длительной историей разработки // [Электронный ресурс] URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=21252250>.
7. Коршак А.А. Основы нефтегазового дела / А.А. Коршак, А.М. Шаммазов. – Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2002. – С. 165-166.
8. Кошмин В.Г., Малютина А.Е. и др. «Анализ разработки месторождения ХХХ». ОАО «NNN», г. Актау, 2004 г.
9. Маскет М. Течение однородных жидкостей в пористой среде / М. Маскет// –М.–Ижевск, Институт компьютерных исследований. – 2004. – 628 с.

10. Методы увеличения нефтеотдачи (МУН) // [Электронный ресурс] URL:<http://www.shell.com.ru/content/dam/shellnew/local/country/rus/downloads/pdf/innovation/mun-brochure.pdf>.
11. Муслимов Р.Х. Современные методы повышения нефтеизвлечения: проектирование, оптимизация и оценка эффективности: Учебное пособие. – Казань: ФЭН, 2005. – 688 с.
12. Повышение эффективности полимерного заводнения [Электронный ресурс]. – URL: [https://snf-group.ru/wp-content/uploads/2015/05/Oil-30\\_Years\\_of\\_EOR.pdf](https://snf-group.ru/wp-content/uploads/2015/05/Oil-30_Years_of_EOR.pdf)
13. Применение современных методов увеличения нефтеотдачи в России // [Электронный ресурс] URL: <http://www.ey.com/ru/ru/industries/oil-gas/advanced-recovery-methods-in-russia>.
14. Рузин Л. М. Методы повышения нефтеотдачи пластов (теория и практика): учеб. пособие / Л. М. Рузин, О. А. Морозюк // – Ухта : УГТУ.– 2014. – 127 с.
15. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. М: Недра, 1985. – 308 с.
16. Технологии и техника методов повышения нефтеотдачи пласта // [Электронный ресурс] Геологическая энциклопедия. URL: [www.geokniga.org/sites/hgeokniga/files/inbox/2655/tehnologiya-i-tehnika-metodov-povysheniya-nefteotdachi-plasta.doc](http://www.geokniga.org/sites/hgeokniga/files/inbox/2655/tehnologiya-i-tehnika-metodov-povysheniya-nefteotdachi-plasta.doc).
17. Токарев М.А., Ахмерова Э.Р., Газизов А.А., Денисламов И.З. Анализ эффективного применения методов повышения нефтеотдачи на крупных объектах разработки: Учеб. пособие. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2001. – 115 с.
18. Уиллхайд Г.П. Заводнение пластов. / В. А. Коротовских, В. А. Краснов, Т. Р. Мусабилов и др.// – М.–Ижевск. – 2009. – 788 с.
19. Федорова А.Ф., Портнягин А.С., Шиц Е.Ю. Нефтевытесняющие свойства растворов полимеров в пластовых условиях месторождений юго-западной Якутии // – М.: Нефтегазовое дело. – 2012. – № 2. – С. 189.

20. Химченко П.В. Обоснование выбора полимера и композиции на основе полиакриламида для полимерного заводнения на месторождениях с высокой температурой и минерализацией: диссертация кандидата технических наук. – Москва, 2018. – С. 73-75.
21. Чеснокова К.А., Анализ разработки Северо-Хохряковского месторождения. - Тюменский ГНГУ, г. Тюмень, Россия // журнал № 4 (59), Том 11, 2015 Академический журнал Западной Сибири;
22. РД 39-0148311-206-85. Руководство по проектированию и технико-экономическому анализу разработки нефтяных месторождений с применением метода полимерного воздействия на пласт
23. ГОСТ 12.1.003-2014 Шум. Общие требования безопасности
24. СП 2.13330.2011 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНИП 23-05-95\*
25. ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования
26. ГОСТ 12.1.019-2017 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность
27. СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
28. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
29. ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
30. СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности

## Приложение А

(справочное)

### ANALYSIS OF POLYMER WATERFLOODING EFFICIENCY AT THE "X" FIELD.

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ94	Арестов Антон Анатольевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Шарф Ирина Валерьевна	д.э.н.		

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Болсуновская Людмила Михайловна	К.ф.н.		

## **Introduction**

Polymer flooding is one of the most effective methods of physical and chemical stimulation of the pay zone. The technology of polymer flooding is based on the fact that a high-molecular weight chemical reagent, a polymer, dissolves in water, which, even at low concentrations, is capable of significantly increasing the viscosity of water, reducing the conductivity of the medium, helping align the displacement front, thereby increasing the flooding coverage and extending the water-free period of well operation.

Polymer flooding is widespread because of its advantages. The method is good for oil recovery in the conditions of different stages of the field development with the uneven permeability, different properties, and reservoir structure, is carried out at low reagent consumption, does not require the application of expensive and complex equipment. Disadvantages of the method, such as decreasing stability of polymer solutions at high temperatures (thermal destruction) and mineralization of formation fluids, are usually eliminated by careful selection of polymer composition. However, the limitations of polymer flooding related to reservoir properties (permeability limitations) and limitations related to physical and chemical properties of the oil (oil viscosity) make this method selective when choosing an object for polymer stimulation.

The main property of polymers is the thickening of water, which leads to a decrease in the ratio of oil and water viscosities in the formation and reduces the conditions for water breakthrough due to the difference in viscosity or heterogeneity of the formation. In addition, polymer solutions, having higher viscosity, better displace not only oil but also bound formation water from the porous medium. Therefore, they interact with the skeleton of the porous medium, i.e. rock and a cementing agent. This causes adsorption of polymer molecules, which precipitate from the solution on the surface of the porous medium and block channels or deteriorate water filtration in them. The magnitude of adsorption is greatly influenced by the mineralization of the water and the mineral composition of the rock. To reduce adsorption there is a need to create a fresh water rim. At the

same time, the positive role of adsorption in washed formations is obvious, as it leads to permeability reduction and alignment of injectivity profile.

The polymer solutions recommended for application should have favorable rheological and oil displacing characteristics, stability of indicators and other positive properties, the research and regulation of which, as well as the development of the technology of polymer flooding regarding geological and physical conditions of the X field and peculiarities of development of the selected impact areas are devoted in this work.

Polymer flooding can be applied in its pure form as a method of enhanced oil recovery (EOR). In practice, in order to increase the efficiency of the method, polymer flooding is widely applied in combination with flow equalizing compositions: cross-linked polymer systems (CPS), viscoelastic systems (VUS), polymer-dispersed systems (PDS) with the injection of surface-active substances (surfactants).

## **1. PECULIARITIES OF POLYMER FLOODING APPLICATION IN OIL FIELDS**

### **1.1 History of polymer flooding**

For the first time application of water-soluble polymers for an increase of oil recovery factor was suggested in the USA in 1959. The Soviet Union lagged behind in this field and already in 1966 at Orlyanskoye field of Kuibyshev region the industrial variant of polymer flooding technology with the application of hydrolyzed polymer acrylamide as densifier was realized.

It should be noted that in those years there was no acrylamide polymer market as such. The oilmen adapted for their purposes the few polymers produced by the chemical industry for other purposes, mainly for use in ore enrichment and industrial and domestic water treatment technologies. In the USA, powdered polyacrylamide of Pusher 500 and 700 grades produced by Dow Chemical was used in polymer flooding technology. In the Soviet Union, the most widespread

were polymers produced in the form of 8-12 % solutions by the chemical plant in Kalush (Ukraine).

High efficiency of polymer flooding technology in the fields of USA and USSR, as well as the interest of polymer producing firms, have led to the creation of an international market of synthetic water-soluble polymers and to the increase of product assortment tens times. The development of the polymer market in the Soviet Union is illustrative in this respect. In spite of political barriers, close scientific-political relations were established between Soviet oilmen specializing in polymer flooding technology and foreign chemists-manufacturers of polymers. Foreign companies promptly supplied samples of polymer prototypes and industrial polymers, which were tested for a number of technological properties in laboratory and field conditions. Such interaction has led to obtaining a series of acrylamide polymers by the end of 70 – the beginning of 80s, which would satisfy the requirements for polymer-thickening agents in the oil industry. A kind of etalon of polyacrylamide in those years was DKS-ORPF-40NT polymer of Dai-ichi Koguo Seiyaki Co. Ltd" (Japan). The Ministries of oil and chemical industries had developed a program for the production of domestic polymers with properties similar to DKS-ORPF-40NT for the needs of the oil industry in the amount of 25 thousand tons per year. By early 1990 the program was close to implementation, but with the collapse of the USSR was suspended.

At present, the domestic chemical industry does not produce a single commercial acrylamide polymer suitable for use in polymer flooding technologies. The commercial market of acrylamide polymers is characterized by a wide range of polymer producers. It should be noted that these firms are represented not only by countries with a developed chemical industry (USA, Japan, UK, France, Germany), but also by developing countries, primarily China. The range of polymer grades and, accordingly, their physical, chemical, and technological properties, is extremely high. It is the analysis of products of the water-soluble polymers market that should be the first stage in designing the polymer flooding technology, since it allows the preliminary selection of samples promising for

industrial application and reduces the volume of experimental research based on accumulated data.

At the same time due to a variety of geological and technical conditions of polymers application as water thickener, there is no universal brand of polymers suitable for industrial implementation in any field. On the basis of market analysis, 10-15 polymer samples are selected, which are potentially suitable for technology implementation on the given site in order to choose the most prospective ones. The selection of these samples is the result of complex analysis of polymer assortment represented in the market by the set of technological, physical and chemical and molecular characteristics.

## **1.2 Characteristics of acrylamide polymers Molecular characteristics of acrylamide polymers**

As mentioned above, polymer flooding technology was first implemented about 50 years ago. From the very beginning, synthetic acrylamide polymers were chosen as the thickening polymers. Other water-soluble polymers were considered as alternatives: natural polymers (based on cellulose derivatives, biopolymers, polysaccharides) and other synthetic polymers, primarily polyoxyethylene.

Numerous laboratory studies and pilot tests conducted abroad and in Russia, have shown that all of the above classes of polymers, soluble in water, are inferior to synthetic polymers of acrylamide in some or other characteristics (technological, technical, economic). Therefore, the market of polymers suitable for waterflood technology is mainly represented by this class of compounds. Other polymers of biological or synthetic origin are considered only as modifying additives. The structural formula of hydrolyzed polyacrylamide is shown in Figure 1.

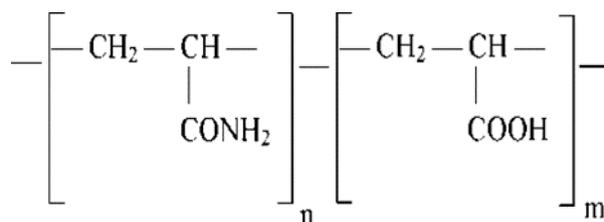


Figure 1 - Structural formula of hydrolyzed polyacrylamide

The value (n+m) in this formula represents the degree of polymerization; the degree of hydrolysis of the characterizes the mole fraction of carboxyl from the total number of functional groups, calculated from formula (1):

$$\alpha_{\text{гидр}} = \frac{m}{m+n} \quad (1)$$

A set of technical requirements for acrylamide polymers is given in Table 1.

Table 1 - Technical requirements for acrylamide polymers for polymer flooding technology

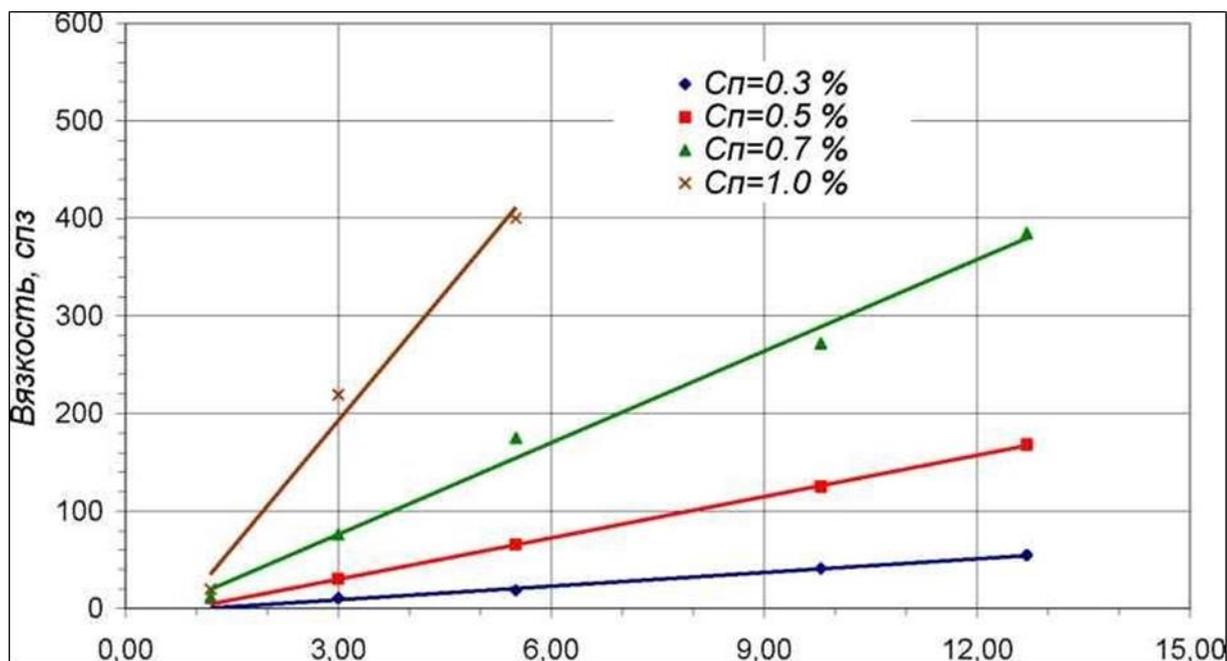
Indicator name	Unit	Norm
Merchandise form	-	Powder
Powder dispersibility: - fractions with a particle size of less than 0.25 mm - - Fraction with a particle size of more than 1.0 mm	% masses	no more 10 no more 10
Main substance content	% masses	at least 90
Acrylamide content	% masses	no more 0,1
Viscosity	dl/year	15 - 20
Carboxyl group content	% mole	5 - 30
Dissolution time - in fresh water - - in salt water	min	no more 60 no more 240
Insoluble residue	% masses	no more 0,3
Filterability of PAA solutions in porous		at least 5
Resistance factor of mechanically destructed PAA solutions		at least 5
Resistance Factor		at least 2
Thermal oxidative degradation resistance factor		at least 0,8
Shelf life of the polymer	months	at least 12
Polymer solutions should not (as compared to injected water) cause		

Note: filterability not less than 1 (satisfactory) is allowed in special cases.

From the molecular characteristics, Table 1 shows the characteristic viscosity and the content of carboxyl groups (degree of hydrolysis). Usually, the manufacturer characterizes polymers by the value of the degree of hydrolysis and the molecular weight (Figure 1).

The characteristic viscosity (or ultimate viscosity number) is related to the molecular weight by the Mark-Kuhn-Hauvinck equation. The thickening capacity of the polymer, that is, the increase in viscosity of the water in which the polymer

is dissolved compared to the viscosity of pure water, depends on the molecular weight of the polymer and its concentration. This relationship is shown in Figure 2.



**Molecular weight, mln**

Solvent salinity 15 g/l;  $t=25^{\circ}\text{C}$ ;  $j=6.1 \text{ s}^{-1}$

Additionally, the viscosity increases as a result of polyelectrolyte swelling due to charged carboxyl groups, increasing with increasing degree of hydrolysis.

Figure 3 shows the change in viscosity with the degree of hydrolysis.

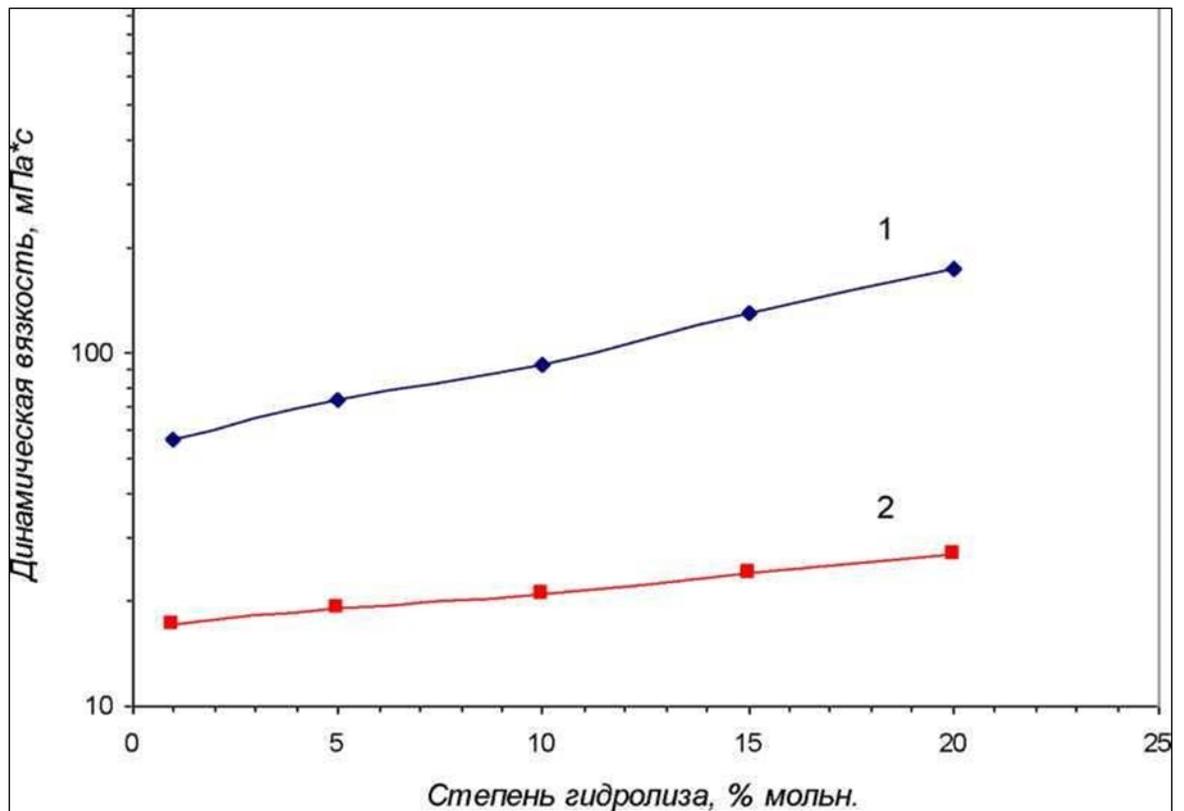


Figure 3 - Effect of the degree of hydrolysis of PAA (MM=15 mil.) on the viscosity of solutions

$C_p=0.2\%$ ; shear rate  $6.1\text{ s}^{-1}$ ;  $t=25^\circ\text{C}$

1 - fresh water;

2 - mineralized water.

The effect of polyelectrolyte swelling is greatest in fresh water, with low salinity. With increasing salinity, i.e. concentration of soluble salts, which are electrolytes, the viscosity of polymer solution due to inhibition of polyelectrolyte swelling decreases.

The range of molecular weights (MM) of industrial polymers is quite wide, from 200 thousand to 30 million. The same applies to the degree of hydrolysis (agidr), which varies from 0 to 60%.

For the polymer flooding technology, it is advantageous to use polymers with high values of molecular weights and the degree of hydrolysis.

In the USSR the molecular weight of polymers used for water flooding was 10-15 mln. and the degree of hydrolysis averaged 15%. At present, the polymers

with the molecular weight of up to 20 million and degree of hydrolysis up to 30% are used abroad.

However, an excessive increase in the molecular weight leads to deterioration of the polymer solubility. The increase of hydrolysis degree above 25-30% leads to polymer salting-out when contacting with hardness salts of formation and pumped water. There is also a risk of polymers leaching with a hydrolysis degree of 20-25%, especially in high-temperature formations. This is due to the fact that at high temperatures (more than 600C) there is spontaneous hydrolysis of amide groups of the polymer, with the formation of carboxylic groups.

### **Physical and chemical characteristics of polymers**

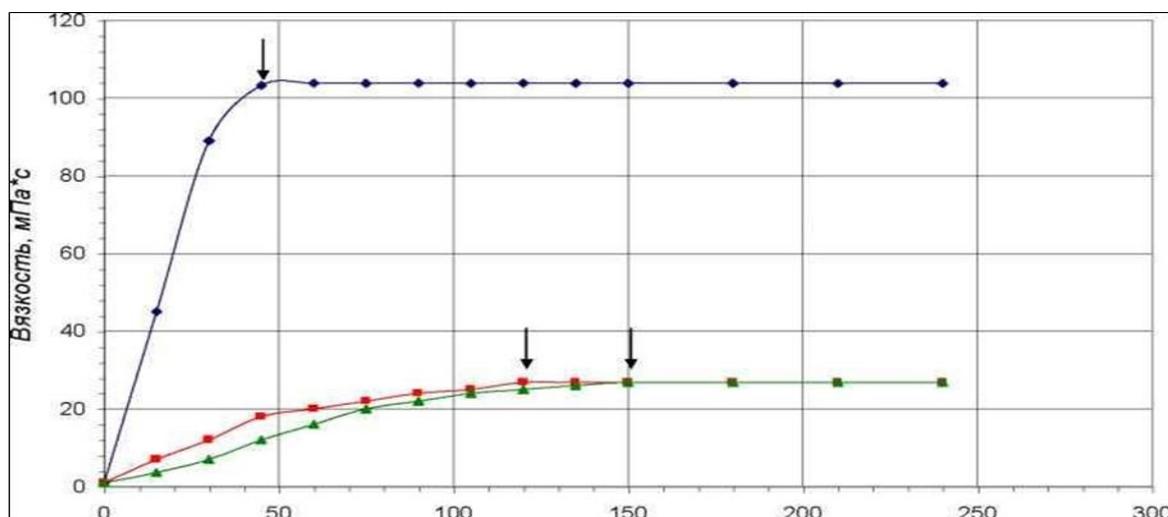
#### **Dissolution time of polymers**

More than 90% of acrylamide polymers are available in powder form with a main substance content of about 89-92%. The polymer dissolution process occurs in the injection line, which includes underground pipelines from the polymer dosing unit to the injection wellhead. Pumping of polymer slurry with the following dissolution takes place, in the overwhelming majority of cases, through the tubing. Injection through the annulus can be used to increase the travel time and thereby dissolve the polymer.

As shown in Table 1, the technological requirements for acrylamide polymers stipulate that the dissolution time of the powdered polymer in fresh water should not exceed 60 min., in saline waters - 240 min. Analysis of literature data shows that the dissolution time of the majority of commercial high-molecular polyacrylamides, determined in the laboratory conditions, is sufficiently close to the regulatory time of dissolution of the polymer.

The dissolution time of polymers, as compared to salts and other low molecular weight reagents, is due to the extremely high value of the molecular weight of the polymer and, accordingly, the long length of the macromolecules. The polymer dissolution process consists of 2 stages: swelling of polymer particles and the dissolution itself - the transition of swollen polymer particles into the

solution. The first stage is longer and is determined by diffusion processes. The kinetics of the dissolution process of high-molecular polyacrylamides is approximately the same for most brands and has the form shown in Figure 4.



**Time, min.**

Figure 4 - Dissolution kinetics of polyacrylamide ROLY-T-101 (MM=10,7 mn, Ag=5,6%) Cp=0,3%, j=6,1 s-1

The dissolution kinetics is reliably enough described by the characteristic change in the dynamic viscosity of the solution during the dissolution of the polymer (Figure 4).

As can be seen from the presented curves, the dissolution kinetics is characterized by a fast stage at the beginning of the process and a slower stage at the end. During the initial stage, approximately 80% of the polymer passes into the solution, then the dissolution process slows down. This is due to the heterogeneity of the powder in terms of particle size (larger polymer particles dissolve in the slow stage) and the macromolecular heterogeneity of the polymer. At the initial stage, smaller molecules move into the solution. In the slow stage, larger molecules and associates (conglomerates of several macromolecules) take considerable time to transfer into the solution.

One should also take into account that the data on kinetics and dissolution time of polymers in particular water obtained in the laboratory conditions in accordance with RD-39-0148311-206-85 differ greatly from the data on dissolution time of polymers in real conditions.

Numerous field studies during the implementation of polymer flooding technology and technology with the use of cross-linked polymer systems, with sampling along the technological line of polymer compositions movement show that under field conditions the dissolution time is 2-3 times shorter than the laboratory one. This difference is due to the diffusion mechanism of dissolution of high-molecular weight polymers. Individual particles of a polymer powder are close to spherical, with a diameter of the majority of particles in the range of 0.2-0.4 mm. The presence of larger particles increases the time of polymer dissolution, small particles belong to the dusty fraction, their proportion is limited by technical requirements.

Observations under a microscope show that the particles are porous and penetrated by a network of extremely fine channels (Figure 5).

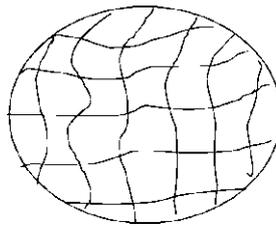


Figure 5 - Particle of polyacrylamide powder under the microscope

According to data obtained by saturation of particles under vacuum with inert liquid (isopropyl alcohol), the open porosity is approximately 13%. Due to small pore sizes, the total surface area of internal channels is extremely high, exceeding tens or hundreds of times the outer area of a spherical particle.

During the dissolution of the polymer in laboratory conditions water wets the outer surface of the particles. The swelling stage of polymer is quite slow due to the small contact surface of polymer with solvent. Solvent penetration through pore channels is difficult due to the counteraction of capillary forces. In real field conditions, polymer particles in the form of polymer slurry get to the pump intake and high pressure line quickly enough. Pressure rises almost instantly from atmospheric pressure to several tens of kg/cm<sup>2</sup>. At this pressure drop, capillary

forces are suppressed and water fills the polymer particle channels, multiplying the polymer-solvent contact surface and reducing polymer dissolution time.

### **Viscosity characteristics of polymer solutions**

Strictly speaking, the viscosity level of polymer-thickened water is the greatest determinant of the effectiveness of polymer flooding technology. Exact values of viscosity can be obtained only on the basis of laboratory experiments.

As mentioned above, the viscosity of polymer solutions is influenced by the molecular characteristics of the polymer, as well as the salinity of the solvent and temperature. High-molecular-weight acrylamide polymers are characterized by the manifestation of rheological properties - the dependence of dynamic viscosity on the flow regime. In a porous medium, during the flow of polymer solutions, the value of viscosity is also affected by the nature of the structure of the porous medium. Naturally, it is impossible to take into account all these parameters within the framework of the theoretical viscosity model. However, it is possible to calculate the viscosity of polymer solutions with a high degree of approximation, using the accumulated data on the viscosity of polymer solutions under standard conditions.

Standardization provides for the identity of polymer test conditions in terms of solvent salinity, temperature, shear stress range, in which the dynamic viscosity of polymer solutions is measured. For the X field, a model of Alb-Cenomanian water with a total mineralization of 116 g/l, which is close in composition to waters used in waterflooding, can be used as a polymer solvent.

The accumulated database on the technological characteristics of polymer solutions allows calculating viscosity values of polymer solutions of different grades without carrying out experiments and carrying out a preliminary selection of polymers with high thickening capacity.

Mathematical viscosity models such as the Huggins model (formula 2) can be used to calculate the viscosity:

$$\frac{\eta_{\text{omn}}}{c} - 1 = [\eta] + K_x \cdot c \cdot [\eta]^2$$

where  $\eta_{\text{rel}}$  - is the relative viscosity of the polymer solution;

$c$  - concentration of polymer in solution, g/dl;

$K$  - Huggins constant;

$[\eta]$  - characteristic viscosity, dl/g. and V.P. Budtov's model (formula 3):

$$H_{\text{max}} = H_0 (1 + c[\eta]\gamma)^{1/\gamma}$$

where  $H_{\text{max}}$  is the maximum Newtonian viscosity of the solution, mPa\*s,

$H_0$  - solvent viscosity, mPa\*s,

$s$  - polymer concentration in solution, g/dl;

$[\eta]$  - characteristic viscosity of the polymer in a given solvent, dl/g;  $\gamma$  - parameter of intermolecular hydrodynamic interactions characterizing mutual compression of macromolecular balls in a moderately concentrated solution, which depends on the thermodynamic quality of the solvent.

The models presented reflect the dependence of viscosity on polymer concentration. The equations also include a molecular characteristic in the form of a characteristic viscosity, which is functionally related to the value of the molecular mass (the Mark-Kuhn-Hauvinck equation (formula 4) is most commonly used:

$$[\eta] = K \cdot M^a$$

where  $K$ ,  $a$  - are empirical constants.

The influence of the degree of hydrolysis on the value of the molecular weight can be calculated using the approach developed at the institute

"Giproostokneft" under the leadership of L.V. Mineev. Based on direct measurement of the molecular weight by light scattering and parallel determination of the characteristic viscosity, samples with different degrees of hydrolysis was obtained the following ratio (formula 5):

$$[\eta] = \frac{\sqrt{2}}{c} \cdot \sqrt{\eta_{\text{rel}} - 1 - \ln \eta_{\text{rel}}}$$

Thus, with the molecular characteristics of a particular polymer grade, it is possible to approximate the viscosity at various PAA concentrations and select the desired concentration level. Calculations using the above formulas give viscosity

values relative to a narrow range of shear rates. Acrylamide polymers, especially high-molecular polymers, are characterized by extremely pronounced rheological properties, i.e. dependence of dynamic viscosity on shear rate.

A typical picture of the dependence of viscosity on the flow regime in a wide range of shear rates is shown in Figure 6.

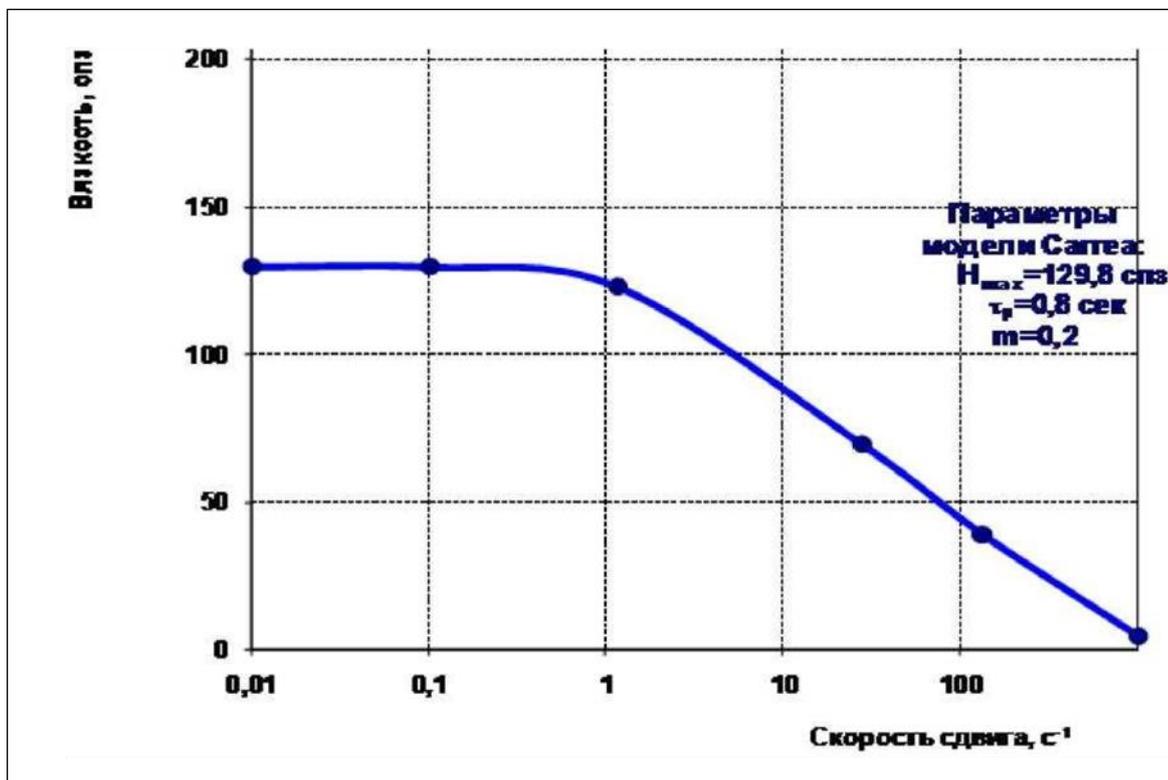


Figure 6 - Dependence of viscosity of PDA-1020 polymer solution in Cenomanian water on shear rate

Throughout the range, the dependence of viscosity on shear rate can be described by the Sagea equation (formula 6):

$$\mu_G = \frac{\mu_{\max}}{[1 + (G \cdot \tau_p)^2]^m}$$

where  $\mu_G$  is solution viscosity at shear rate  $G$ , mPa\*s,

$\mu_{\max}$  - the maximum Newtonian viscosity,

at  $G=0$ , mPa\*s,

$\tau_p$  - relaxation time, s,

$m$  - shear liquefaction index characterizing the degree of non-Newtonian behavior.

The given Sagra equation is a typical transcendental equation that can be solved only numerically.

The accuracy of the solution depends largely on available experimental data on the values of the highest Newtonian viscosity. This data is not always available due to the lack of viscometers that allow measurements at shear rates of less than 1 s<sup>-1</sup> (so called low-shear viscometers).

The values of the highest Newtonian viscosity in real conditions, i.e. in the conditions of a particular reservoir, are practically never realized. The range of real shear rates for filtration in porous media usually exceeds 1 s<sup>-1</sup>.

Real values of shear rates realized when injecting polymer solutions into a particular well can be calculated from equation (formula 7):

$$j = v \sqrt{\frac{2m}{k}}, \text{ где}$$

where  $j$  - is shear rate in the porous medium, s<sup>-1</sup>,  $v$  is linear filtration rate, m/s,  $t$  is formation porosity,

$k$  - formation permeability,  $\mu\text{m}^2$ .

For example, for typical reservoir parameters  $k < 0.2 \mu\text{m}^2$ ,  $t = 0.22$  and filtration rate in the remote reservoir zone 0.5 m/day, filtration rate will be (formula 8):

$$j = \frac{0,5}{86400} \sqrt{\frac{2 \cdot 0,22}{0,2 \cdot 10^{-12}}} = 8,6 \text{ c}^{-1}$$

In the vast majority of cases, the range of real shear rates (both averaged and in individual layers composing the product formation) refers to the region of the rheological curve (Figure 6), reflecting the pseudoplastic nature of the flow. Mathematical description of this area does not require the application of transcendental equations and is quite correctly described using elementary functions (exponential, logarithmic, and, best of all, power functions).

Thus, having the passport data on the polymer molecular characteristics and the data base on the rheological characteristics of polymer solutions under standard conditions one can calculate the range of viscosity properties of polymer solutions

of a particular brand as a function of polymer concentration and shear rate in a porous medium.

### **Stability of polymer solutions**

One of the disadvantages of flexible-chain synthetic acrylamide polymers is their susceptibility to mechanical, thermal-oxidative, and biological degradation. Destruction results in breaking of macromolecular chains, the decrease of molecular weight of the polymer, and consequently, reduction of the thickening ability of the polymer reagent. Mechanical degradation occurs when mechanical loads exceeding a certain critical value are applied to polymer molecules. For example, the shear rate can be a measure of the load.

For fluid flow in circular channels the shear rate is calculated by formula (9):

$$j = \frac{4Q}{\pi \cdot r^3} = \frac{8v}{d}$$

where  $j$  - shear rate, s

$Q$  - volumetric flow rate, m<sup>3</sup>/s,  $v$  - linear velocity, m/s,  $r$  - channel radius, m,  $d$  - channel diameter, m.

At flow in cracks the shear rate is also proportional to the linear filtration rate and inversely proportional to the characteristic size (formula 10):

$$j = \frac{12V}{b}$$

where  $b$  is the width (opening) of the cracks, m.

Here the characteristic size of pore channels is the root of permeability. As can be seen from the above formulas, the shear rate is proportional to the linear velocity of the fluid and inversely proportional to the size of the conductive channels. The maximum mechanical stress occurs when both features are combined. Polymer destruction as a result of mechanical destruction is seen as a result of the so-called throttle effect - fluid flowing through narrow holes from the high-pressure line.

When polymer flooding technology is implemented, mechanical destruction of polymers takes place in the pump assemblies (for this reason it is inadmissible to use centrifugal pumps for pumping polymer systems), in the narrowing of pipelines. Mechanical destruction in porous medium takes place only in the near bottomhole zone, at a small distance from the wellbore. As the filtration radius increases, the filtration rate hyperbolically decreases and the probability of mechanical destruction approaches zero.

Thus, with the long duration of polymer flooding, usually measured in years, the process of mechanical destruction of polymers as a result of destruction is very short and amounts to several hours. Another peculiarity of mechanical destruction of polymers is that during the long period of research on this process, no polymer grades distinguished by increased resistance to mechanical destruction or additives that increase this resistance have been identified. Undoubtedly, polymer grades that are promising for polymer flooding technology should be tested for resistance to mechanical degradation, but this test is purely experimental.

At the stage of polymer market analysis, it should be taken into account that susceptibility to mechanical degradation increases with increasing molecular weight of the polymer.

As an illustration, Figure 7 shows how the molecular weight of the polymer decreases when a polymer solution is stirred with a mechanical stirrer.

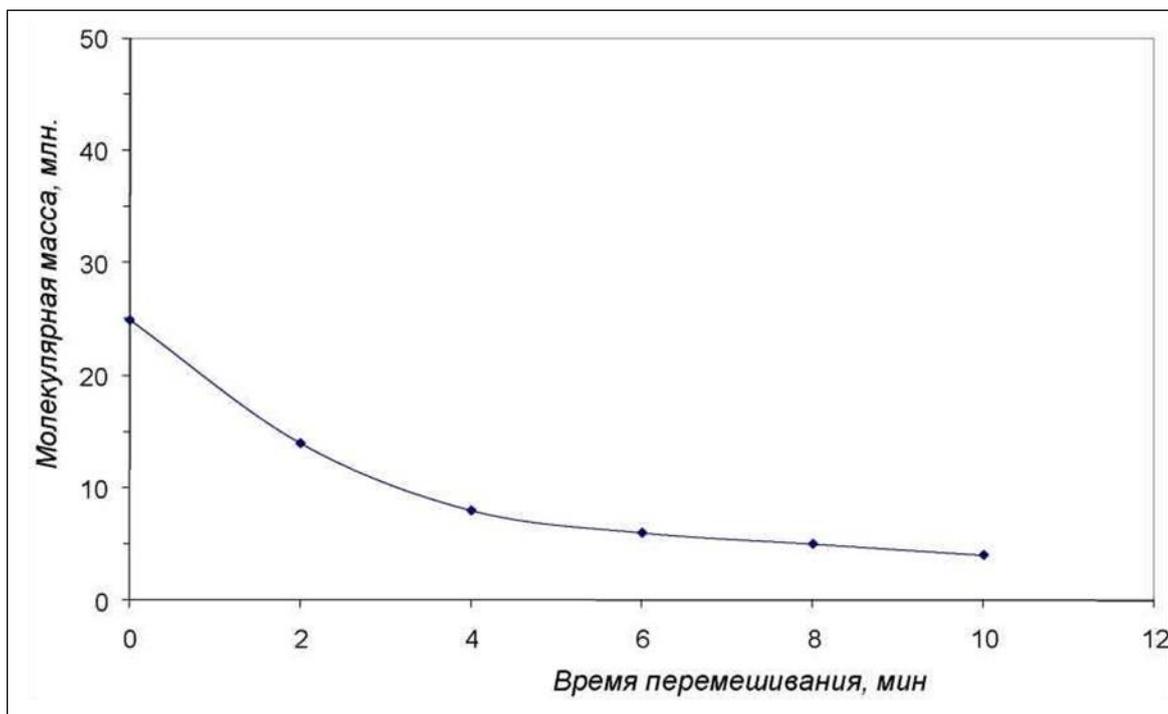


Figure 7 - Kinetics of mechanical degradation of polyacrylamide in solution at a stirring speed of 4000 rpm

This character of the influence of the molecular weight on the resistance to degradation once again shows that one should be quite careful in selecting a polymer with an ultra-high molecular weight. This applies both to the dissolution kinetics of the polymer and the resistance to mechanical degradation.

The increase in molecular weight of PAA also decreases the resistance to thermo-oxidative degradation and leads to deterioration of technological properties of solutions under the influence of temperature and additives which have redox properties. Unlike mechanical destruction, thermal-oxidative degradation under the effect of temperature and active additives contained in water, rock and polymer itself lasts for a long time - the whole period of polymer flooding. Moreover, not only the macromolecules present in the solution and creating the resistivity factor are destroyed, but also the molecules adsorbed on the rock, which gives rise to the residual resistivity factor.

Unlike mechanical degradation, thermo-oxidative degradation is more of a controllable process, both increasing and decreasing its rate. There are quite a lot of ways to increase the resistance of polymers to thermo-oxidative degradation,

including at the stage of polymer synthesis. Such methods include, in particular, the removal of active micro-impurities from the polymer. The process of thermo-oxidative degradation is a chain radical process.

Traces of active inorganic and organic substances can initiate this process. For example, copper additives at a negligible concentration (less than 0.5 mg/L) can increase the PAA thermo-oxidative degradation rate by several times. For a long time, the initial reagent for polymer (acrylamide) was produced on copper catalysts. Acrylamide and polyacrylamide synthesized from it contained traces of copper compounds, which resulted in an inflated rate of polymer degradation. At present, advanced companies use a biosynthesis-based method to produce acrylamide. The polymers synthesized from it are correspondingly more heat resistant due to the absence of copper.

The most common method of increasing the resistance of polymers to degradation is the use of degradation stabilizers. The most common stabilizers are chemicals containing sulfur (so-called deactivators) - mercaptobenzthiazole, mercaptobenzimidazole, thiourea. The concentration of deactivators (both individual and synergistic mixtures) is usually 0.5-1.5% of the polymer weight.

The listed methods slightly, but still increase the cost of the polymer. At the same time not all PAA manufacturers produce products, which are highly resistant to thermal oxidative degradation. The reason is not only the desire of some companies to save money on polymer production, but also the fact that the selection of effective stabilizers requires a large amount of research, both physicochemical and filtration.

For this criterion - resistance to thermal-oxidative degradation, as well as for resistance to mechanical degradation, the choice of high-molecular polymers should be made very carefully for the same reason that the rate of degradation increases with the increase of the molecular weight of the polymer (Figure 8).

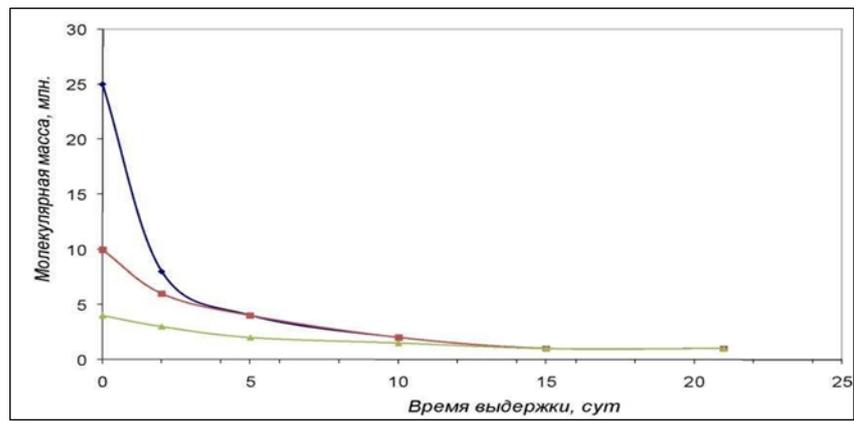


Figure 8 - Kinetics of thermooxidative degradation of polyacrylamides in aqueous solution at 70°C

## REFERENCES

1. Imane Guetni, Claire Marlièrea, David Rousseaua, Manuel Pelletier, Isabelle Bihannic, Frédéric Villiéras. Transport of EOR polymer solutions in low permeability porous media: Impact of clay type and injection water composition. *Journal of Petroleum Science and Engineering* (Volume 186, March 2020, 106690). <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0920410519311118> (дата обращения 16.05.2021)
2. L.F.Lamas, V.E.Botetchia, D.J.Schiozer, M.L.Rocha, M.Delshad. Application of polymer flooding in the revitalization of a mature heavy oil field. *Journal of Petroleum Science and Engineering* (Volume 204, September 2021, 108695). <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0920410521003557> (дата обращения 16.05.2021)
3. Qiuyan Li, Xiang'an Yue, Lijuan Zhang, Maen Husein. Production performance by polymer conformance control in ultra-low permeability heterogeneous sandstone reservoirs produced under their natural energy. *Journal of Petroleum Science and Engineering* (Volume 193, October 2020, 107348). <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0920410520304241> (дата обращения 16.05.2021)