

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** 21.03.01 Нефтегазовое дело  
**Отделение школы** Отделение нефтегазового дела

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
<b>АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОГО ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ</b>

УДК 622.276.43:678(571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5П	Игнатенко Маргарита Борисовна		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Деева Вера Степановна	к.т.н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кащук Ирина Вадимовна	к.т.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

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** 21.03.01 Нефтегазовое дело  
**Отделение школы** Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП

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

### ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы
---------------------

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5П	Игнатенко Маргарите Борисовне

Тема работы:

Анализ эффективного применения технологии полимерного заводнения на месторождениях Западной Сибири	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	2023/ от 18.03.2019

Срок сдачи студентом выполненной работы:

16.06.2019

#### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p><b>Исходные данные к работе</b></p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Технологическая схема разработки месторождения ХХХ, тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.</p>
<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов,</i></p>	<p>Эффективная разработка месторождений с применением полимерных технологий; геолого-физические параметры залежи нефти, определяющие эффективное применение технологии полимерного заводнения; определение наиболее благоприятных геолого-физических условий для применения технологии полимерного заводнения; обзор наиболее распространенных химических реагентов,</p>

<i>подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	применяемых при полимерном заводнении; критерии эффективного применения технологий полимерного заводнения в условиях разработки нефтяных месторождений.
--	---

<b>Перечень графического материала</b> <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	
---	--

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

Раздел	Консультант
«Особенности применения полимерного заводнения на нефтяных месторождениях»	Максимова Юлия Анатольевна
«Схема реализации полимерного заводнения в условиях нефтяных месторождений»	
«Проведение полимерного заводнения и анализ эффективности с учетом естественного падения добычи нефти»	
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Кащук Ирина Вадимовна
«Социальная ответственность»	Черемискина Мария Сергеевна

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

«Особенности применения полимерного заводнения на нефтяных месторождениях»
«Схема реализации полимерного заводнения в условиях нефтяных месторождений»
«Проведение полимерного заводнения и анализ эффективности с учетом естественного падения добычи нефти»
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»
«Социальная ответственность»

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

**Задание выдал руководитель/консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Деева Вера Степановна	к.т.н.		

Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			
-----------------------	----------------------------	--	--	--

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2Б5П	Игнатенко Маргарита Борисовна		

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** 21.03.01 Нефтегазовое дело  
**Уровень образования** Высшее образование  
**Отделение школы (НОЦ)** Отделение нефтегазового дела  
**Период выполнения** Весенний семестр 2018 /2019 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

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

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	16.06.19
--	----------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
28.03.19	1. Особенности применения полимерного заводнения на нефтяных месторождениях	25
13.04.19	2. Схема реализации полимерного заводнения в условиях нефтяных месторождений	25
26.04.19	3. Проведение полимерного заводнения и анализ эффективности с учетом естественного падения добычи нефти	25
19.05.19	4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
28.05.19	5. Социальная ответственность	10

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Деева Вера Степановна	К.Т.Н.		

**Консультант (при наличии)**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

**СОГЛАСОВАНО:**

**Руководитель ООП**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			
--------------------------	-------------------------------	--	--	--

## Планируемые результаты обучения прикладного бакалавра

№	Результаты обучения	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
1	2	3
<b>Р1</b>	Применять <i>базовые</i> естественнонаучные, математические, инженерные и специальные технические знания для решения прикладных инженерных задач, соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики)	ОК-1, ОК-3, ОК-8, ОК-9, ОК-1, ППК-2, ППК-3, ППК-4, ППК-5, ППК-6, ППК-7, ППК-11
<b>Р2</b>	Применять <i>базовые профессиональные знания</i> в области современных нефтегазовых технологий для решения <i>междисциплинарных инженерных задач</i> нефтегазовой отрасли	ОК-1, ОК-3, ОК-6, ОК-7, ОК-1, ППК-3, ППК-4, ППК-6
<b>Р3</b>	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные <i>исследования</i> с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в <i>сложных и неопределённых условиях</i> ;	ОК-6, ОК-8, ОК-2, ППК-4, ППК-6
<b>Р4</b>	Проявлять <i>осведомленность о передовых знаниях и открытиях</i> в области нефтегазовых технологий с учетом <i>передового отечественного и зарубежного опыта</i> , уметь <i>использовать новые знания при обучении сотрудников</i>	ОК-1, ОК-3, ОК-1, ОК-3 ППК-4, ППК-6,
<b>Р5</b>	Внедрять в практическую деятельность <i>инновационные подходы</i> для достижения конкретных результатов	ОК-4 ОПК-6, ППК-4, ППК-5, ППК-6, ППК-11
<b>Р6</b>	Управлять <i>технологическими процессами</i> , эксплуатировать и обслуживать <i>оборудование нефтегазовых объектов</i> , обеспечивать их <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила <i>охраны здоровья и безопасности труда</i> , выполнять требования по <i>защите окружающей среды</i>	ОК-3, ОК-4, ОК-9, ОК-5, ОПК-5, ППК-1, ППК-2, ППК-3, ППК-5, ППК-6, ППК-7, ППК-8, ППК-9, ППК-11
<b>Р7</b>	Быстро ориентироваться и выбирать <i>оптимальные решения в многофакторных ситуациях</i> , владеть методами и средствами <i>математического моделирования</i> технологических процессов и объектов	ОК-5, ОК-6, ОК-5, ОК-5, ОПК-4, ППК-3, ППК-4, ППК-7, ППК-10
<b>Р8</b>	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при <i>разработке и реализации проектов</i>	ОПК-5, ППК-2, ППК-3, ППК-4, ППК-8, ППК-9
<b>Р9</b>	Эффективно работать <i>индивидуально</i> , в качестве <i>члена и руководителя команды</i> , умение формировать задания и <i>оперативные планы</i> всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести <i>ответственность за результаты работы</i>	ОК-1, ОК-3, ОК-6, ОК-8, ОК-8, ОПК-6, ППК-2, ППК-5, ППК-7, ППК-10, ППК-11
<b>Р10</b>	Самостоятельно учиться и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности	ОК-1, ОК-3, ОК-6, ОК-7, ОК-7, ОПК-2, ППК-3, ППК-4, ППК-6, ППК-8, ППК-10

## **Обозначения, определения и сокращения**

**ВУС** – вязко-упругие составы

**ВНФ** – водо-нефтяной фактор

**ГИС** – геофизические исследования скважин

**ПДС** – полимерно-дисперсные системы

**КРС** – капитальный ремонт скважин

**ОПЗ** – обработка призабойной зоны

**ПЗП** – призабойная зона пласта

**ПАА** – полиакриламид

**ПНП** – повышение нефтеотдачи пласта

**ППД** – поддержание пластового давления

**СПС** – сшитая полимерная система

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа написана на 99 страницах, содержит 23 рисунка и 23 таблицы.

**Ключевые слова:** МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ГОРИЗОНТ, ЗАЛЕЖЬ, ПЛАСТ, ОБЪЕКТ, СКВАЖИНА, МОДЕЛИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ, ПОЛИМЕРНОЕ ЗАВОДНЕНИЕ.

**Объект исследования** – месторождение ХХХ\*.

\*Обозначение месторождения ХХХ здесь и далее по тексту связано с договорными обязательствами перед нефтедобывающей компанией в области неразглашения коммерческой тайны.

**Цель работы** – обоснование целесообразности применения полимерного воздействия на участке скважин. Анализ опытных работ на данном участке.

В первой главе автором представлена краткая история применения полимерного заводнения. В следующей главе проведен анализ на основе лабораторных, физико-химических, реологических и фильтрационных исследований, на его основе выбран наиболее оптимальный полимер для внедрения полимерного заводнения.

В результате выполнения работы с использованием геолого-гидродинамической модели месторождения и выделения критерий применимости полимерного заводнения произведен подбор перспективного объекта. Дано обоснование применения технологии. Проведен анализ опытной закачки полимерного состава с оценкой эффекта.

В Заключении представлена эффективность применения полимерного заводнения и даны рекомендации о дальнейшем внедрении технологии полимерного заводнения на рассматриваемом месторождении ХХХ.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	12
1. ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ.....	15
1.1. История применения полимерного заводнения.....	15
1.2. Характеристика полимеров акриламида .....	17
2 СХЕМА РЕАЛИЗАЦИИ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ В УСЛОВИЯХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ .....	34
2.1. Выбор химических реагентов для полимерного заводнения .....	34
2.1.1. Обзор физико-химических показателей образцов полимеров.....	35
2.1.2. Обзор реологических исследований выбранных образцов в.....	39
свободном объеме на модельной воде .....	39
2.1.3. Обзор фильтрационных исследований растворов полимеров на модельных образцах.....	42
2.2. Реология раствора полимера марки Superpusher K129.....	51
2.3. Формирование и обоснование участков применения полимерного заводнения .....	57
2.4. Выбор участков применения технологии полимерного заводнения .....	60
2.5. Схема реализации полимерного воздействия .....	64
2.6. Техника и технология использования полимерного заводнения.....	65
2.6.1. Описание установки полимерного заводнения и схема подключения.....	65
2.6.2. Программа закачки полимерного раствора.....	68
3. ПРОВЕДЕНИЕ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ И АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ С УЧЕТОМ ЕСТЕСТВЕННОГО ПАДЕНИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ .....	70
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	75
4.1. Данные для расчёта экономической эффективности .....	77

4.2. Расчёт экономической эффективности от внедрения технологии полимерного заводнения .....	79
4.3. Расчёт чистой прибыли предприятия .....	80
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....	83
5.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	83
5.2. Производственная безопасность при выполнении работ на кустовой площадке.....	85
5.3. Экологическая безопасность .....	91
5.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	93
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	96
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	98

## ВВЕДЕНИЕ

Полимерное заводнение является одним из высокоэффективных методов физико-химического воздействия на продуктивный пласт. Технология применения полимерного заводнения заключается в том, что в воде растворяется высокомолекулярный химический реагент - полимер, обладающий способностью даже при малых концентрациях существенно повышать вязкость воды, снизить проводимость среды, способствуя выравниванию фронта вытеснения, тем самым увеличивая охват заводнением и продлевая безводный период эксплуатации скважин.

Широкое распространение полимерного заводнения обусловлено его достоинствами. Метод хорошо подходит для извлечения нефти в условиях различных стадий разработки месторождений с неравномерной проницаемостью, различных по свойствам и строению коллекторов, осуществляется при небольших расходах реагента, не требует применения дорогостоящего и сложного оборудования. Недостатки метода такие, как снижение стабильности растворов полимеров при высоких температурах (термическая деструкция) и минерализации пластовых флюидов, как правило, устранимы за счет тщательного подбора состава полимерной композиции. Однако, ограничения полимерного заводнения связанные с коллекторными свойствами пласта (ограничения по проницаемости), и ограничения связанные с физико-химическими свойствами нефти (вязкость нефти) определяют данный метод как избирательный при выборе объекта полимерного воздействия.

Основное свойство полимеров заключается в загущении воды, что приводит к уменьшению соотношения вязкостей нефти и воды в пласте и сокращению условий прорыва воды, обусловленных различием вязкостей или неоднородностью пласта. Кроме того, полимерные растворы, обладая повышенной вязкостью, лучше вытесняют не только нефть, но и связанную пластовую воду из пористой среды. Поэтому они вступают во взаимодействие со скелетом пористой среды, т.е. породой и цементирующим веществом. Это

вызывает адсорбцию молекул полимеров, которые выпадают из раствора на поверхность пористой среды и перекрывают каналы или ухудшают фильтрацию в них воды. На величину адсорбции большое влияние оказывает минерализация воды и минеральный состав породы. Для снижения адсорбции существует необходимость создания оторочки из пресной воды. При этом очевидна положительная роль адсорбции в промытых водой пластах, поскольку она приводит к снижению проницаемости и выравниванию профиля приемистости.

Поскольку основным методом искусственного воздействия на нефтяные пласты остается, и в ближайшие годы будет оставаться заводнение, повышение его эффективности является задачей первостепенной важности. Одной из причин недостаточной эффективности заводнения является высокое соотношение вязкостей добываемой нефти в пластовых условиях и закачиваемой воды, при этом неоднородность пористой среды усугубляет неравномерность продвижения фронта вытеснения. В неоднородных по проницаемости пластах (при коэффициенте вариации проницаемости 0,7 и выше) добыча даже маловязкой нефти сопровождается преждевременными прорывами вытесняющего агента по наиболее проницаемым зонам, что приводит к снижению охвата пласта процессом вытеснения и нефтеотдачи в целом. Повышению эффективности системы заводнения может способствовать применение методов физико-химического воздействия на продуктивные пласты.

Отечественный и зарубежный опыт разработки нефтяных месторождений показывает, что одним из наиболее широко распространенных методов повышения нефтеотдачи, эффективность применения которого убедительно подтверждена результатами опытно-промышленных испытаний, является полимерное заводнение с использованием водорастворимых полимеров. Механизм полимерного заводнения основан на снижении подвижности закачиваемой воды в виде загущенных полимерных растворов,

частичной адсорбции полимера на породе и создании остаточного фактора сопротивления, выравнивании фронта продвижения закачиваемой воды по площади заводнения и вертикальному разрезу продуктивного пласта.

Рекомендуемые к применению полимерные растворы должны обладать благоприятными реологическими и нефтевытесняющими характеристиками, стабильностью показателей и другими положительными свойствами, исследованию и регулированию которых, а также разработке технологии полимерного заводнения, применительно к геолого-физическим условиям месторождения ХХХ и особенностям разработки выделенных участков воздействия, посвящена данная работа.

Полимерное заводнение может применяться в чистом виде как метод повышения нефтеотдачи пласта (ПНП). На практике, для увеличения эффективности метода, полимерное заводнение широко применяют в сочетании с потоковыравнивающими составами: сшитых полимерных систем (СПС), вязко-упругих систем (ВУС), полимер-дисперсных систем (ПДС), с закачкой поверхностно-активных веществ (ПАВ).

# **1. ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ**

## **1.1. История применения полимерного заводнения**

Впервые применение водорастворимых полимеров для увеличения коэффициента нефтеотдачи пластов было предложено в США в 1959 г. Отставание Советского Союза в этой области было незначительным, и уже в 1966 г. на Орлянском месторождении Куйбышевской области был реализован промышленный вариант технологии полимерного заводнения с использованием в качестве загустителя гидролизованного полимера акриламида.

Необходимо отметить, что в те годы рынок полимеров акриламида как таковой отсутствовал. Нефтяники для своих целей адаптировали те немногие полимеры, которые выпускались химической промышленностью для других целей, главным образом для применения в технологиях обогащения рудных ископаемых и очистки промышленных и бытовых вод. В США в технологии полимерного заводнения использовался порошкообразный полиакриламид марки Пушер 500 и 700 производства фирмы Доу Кемикэл. В Советском Союзе наиболее распространение получили полимеры, выпускаемые в виде 8-12 % растворов химическим заводом в г. Калуш (Украина).

Высокая эффективность технологии полимерного заводнения на месторождениях США и СССР и заинтересованность фирм производителей полимеров привели собственно к созданию международного рынка синтетических водорастворимых полимеров и увеличению ассортимента продукции в десятки раз. Показательно в этом отношении развитие рынка полимеров в Советском Союзе. Несмотря на политические барьеры, между советскими нефтяниками, специализирующимися в области технологии полимерного заводнения, и зарубежными химиками-производителями полимеров установились тесные научно-политические отношения. Зарубежные фирмы оперативно поставляли образцы опытных и промышленных образцов полимеров, которые проверялись по совокупности технологических свойств в

лабораторных и промысловых условиях. Такое взаимодействие привело к тому, что к концу 70 - началу 80 годов 20 века была получена серия полимеров акриламида, удовлетворяющих требованиям к полимерам-загустителям в нефтяной промышленности. Своего рода эталоном полиакриламида в те годы являлся полимер марки DKS-ORPF-40NT фирмы «Dai-Ichi Kogyo Seiyaki Co. Ltd» (Япония). Министерствами нефтяной и химической промышленности была разработана программа по производству отечественных полимеров по свойствам аналогичным DKS-ORPF-40NT для нужд нефтяной промышленности объемом 25 тыс. т в год. К началу 1990 г. программа была близка к реализации, однако с распадом СССР была приостановлена.

В настоящее время отечественная химическая промышленность не выпускает ни одного промышленного полимера акриламида, пригодного для применения в технологиях полимерного заводнения. Коммерческий рынок полимеров акриламида характеризуется широким спектром фирм-производителей полимеров. Следует отметить, что эти фирмы представлены не только странами с развитой химической промышленностью (США, Японией, Великобританией, Францией, Германией), но и развивающимися странами, прежде всего Китаем. Ассортимент марок полимеров и, соответственно, их физико-химических и технологических свойств, чрезвычайно высок. Именно анализ продукции рынка водорастворимых полимеров должен являться первым этапом при проектировании технологии полимерного заводнения, поскольку позволяет на основании накопленных данных осуществлять предварительный выбор образцов, перспективных для промышленного применения и сократить объем экспериментальных исследований.

В то же время из-за многообразия геолого-технических условий применения полимеров в качестве загустителя воды универсальной марки полимеров, пригодной для промышленного внедрения на любом месторождении не существует. На основании анализа рынка выбираются 10 - 15 образцов полимеров, потенциально пригодных для реализации технологии

на данном объекте с целью выбора наиболее перспективных. Выбор этих образцов является следствием комплексного анализа ассортимента полимеров, представленного на рынке по совокупности технологических, физико-химических и молекулярных характеристик.

## 1.2. Характеристика полимеров акриламида

### Молекулярные характеристики полимеров акриламида

Как указывалась выше, технология полимерного заводнения впервые была реализована примерно 50 лет назад. С самого начала в качестве полимеров-загустителей были выбраны синтетические полимеры акриламида. В качестве альтернативы рассматривались другие водорастворимые полимеры: природные (на основе производных целлюлозы, биополимеры, полисахариды) и другие синтетические полимеры, прежде всего полиоксиэтилен.

Многочисленные лабораторные исследования и опытно-промышленные испытания, проведенные за рубежом и в России, показали, что все из перечисленных классов полимеров, растворимых в воде, уступают синтетическим полимерам акриламида по тем или иным характеристикам (технологическим, техническим, экономическим). Поэтому рынок полимеров, пригодных для технологии полимерного заводнения, представлен, главным образом, данным классом соединений. Другие полимеры биологического или синтетического происхождения рассматриваются только в качестве модифицирующих добавок. Структурная формула гидролизованного полиакриламида показана на рисунке 1.

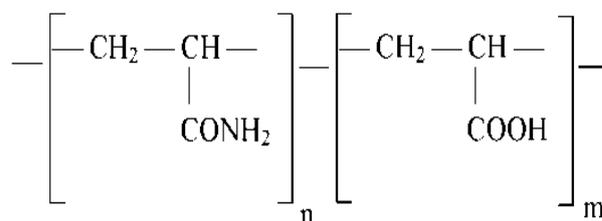


Рисунок 1 – Структурная формула гидролизованного полиакриламида

Значение (n + m) в этой формуле представляет собой степень

полимеризации; степень гидролиза  $\alpha_{гидр}$  характеризует мольную долю карбоксильных от общего числа функциональных групп, рассчитанную по формуле (1):

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

Совокупность технических требований к полимерам акриламида, приведены в таблице 1.

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

№	Наименование показателя	Единица измерения	Норма
1	Товарная форма	-	порошок
2	Дисперсность порошка: - фракции с размером частиц менее 0,25 мм - фракции с размером частиц более 1,0 мм	% масс	не более 10 не более 10
3	Содержание основного вещества	% масс	не менее 90
4	Содержание акриламида	% масс	не более 0,1
5	Характеристическая вязкость	дл/г	15 - 20
6	Содержание карбоксильных групп	% мольн	5 - 30
7	Время растворения: - в пресной воде - в соленой воде	мин	не более 60 не более 240
8	Нерастворимый остаток	% масс	не более 0,3
9	Фильтруемость растворов ПАА в пористой		не менее 5
10	Фактор сопротивления механически деструк- тированных растворов ПАА		не менее 5
11	Остаточный фактор сопротивления		не менее 2
12	Коэффициент стойкости к термоокислительной деструкции		не менее 0,8
13	Срок хранения полимера	мес	не менее 12
14	Растворы полимера не должны (по сравнению с закачиваемой водой) вызывать		

Примечание: допускается в особых случаях фильтруемость не менее 1 (удовлетворительная).

Из молекулярных характеристик в таблице 1 представлены – характеристическая вязкость и содержание карбоксильных групп (степень гидролиза). Обычно фирма-производитель характеризует полимеры величиной степени гидролиза и молекулярной массы (рисунок 1).

Характеристическая вязкость (или предельное число вязкости) связана с молекулярной массой уравнением Марка-Куна-Хаувинка. Загущающая способность полимера, т.е. увеличение вязкости воды, в которой растворен полимер, по сравнению с вязкостью чистой воды, зависит от молекулярной массы полимера и его концентрации. Эта зависимость представлена на рисунке 2.

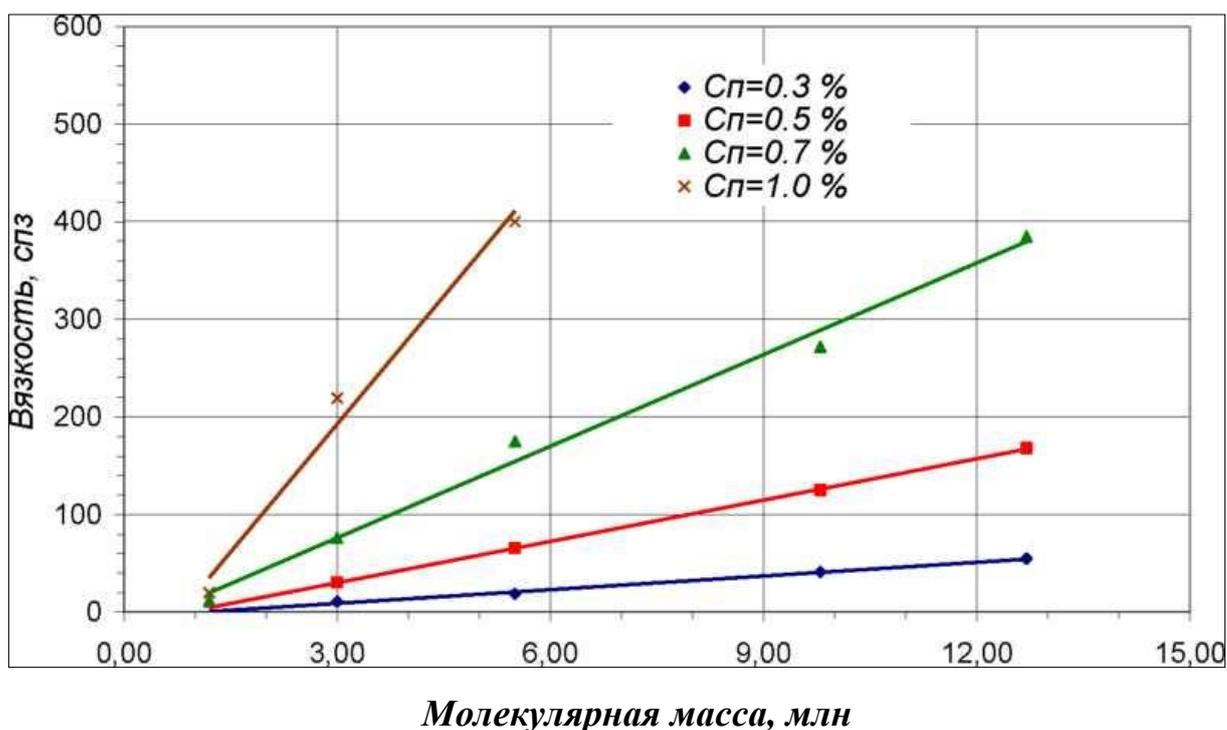


Рисунок 2 – Зависимость вязкости растворов полиакриламидов от молекулярной массы

Минерализация растворителя 15 г/л;  $t=25^{\circ}\text{C}$ ;  $j=6,1 \text{ c}^{-1}$

Дополнительно вязкость увеличивается в результате полиэлектролитного набухания за счет заряженных карбоксильных групп,

возрастая с увеличением степени гидролиза. На рисунке 3 показано изменение вязкости с изменением степени гидролиза.

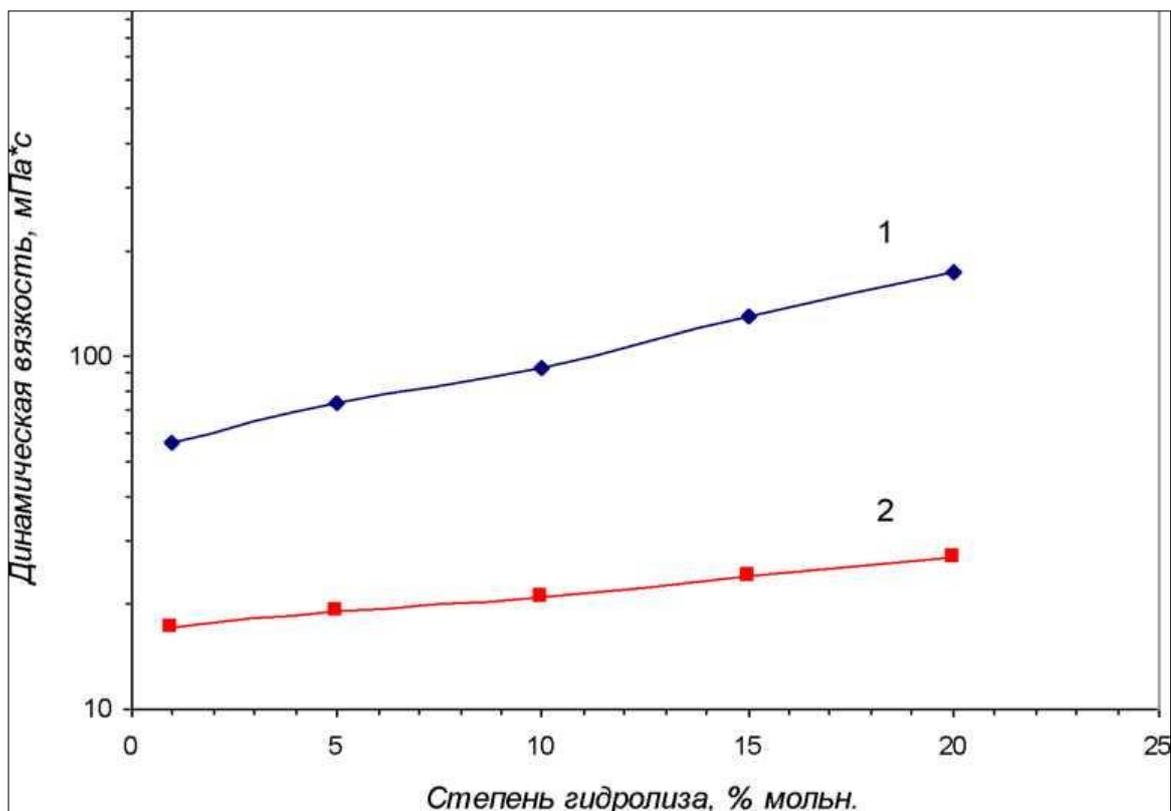


Рисунок 3 – Влияние степени гидролиза ПАА (ММ=15 млн.) на вязкость растворов

$C_{II}=0,2\%$ ; скорость сдвига  $6,1\text{ с}^{-1}$ ;  $t=25^{\circ}\text{C}$

1 - пресная вода;

2 - минерализованная вода.

Эффект полиэлектролитного набухания в наибольшей степени проявляется в пресных водах, с низкой минерализацией. С увеличением минерализации, т.е. концентрации растворимых солей, являющихся электролитами, вязкость полимерного раствора за счет подавления полиэлектролитного набухания уменьшается.

Диапазон молекулярных масс (ММ) промышленных полимеров достаточно широк, от 200 тыс. до 30 млн. То же самое относится и к степени гидролиза ( $\alpha_{\text{гидр}}$ ), изменяющейся от 0 до 60%.

Для технологии полимерного заводнения выгодно использовать

полимеры с большими значениями молекулярных масс и степени гидролиза.

В СССР молекулярная масса полимеров, используемых для загущения воды, составляла 10-15 млн., степень гидролиза в среднем составляла 15%. В настоящее время за рубежом используются полимеры с молекулярной массой до 20 млн. и степенью гидролиза до 30%.

Однако чрезмерное увеличение молекулярной массы приводит к ухудшению растворимости полимера. Увеличение степени гидролиза выше 25 - 30% приводит к высаливанию полимера при контакте с солями жесткости пластовых и закачиваемых вод. Существует опасность высаливания и полимеров со степенью гидролиза 20-25%, особенно в высокотемпературных пластах. Это связано с тем, что при повышенных температурах (более 60<sup>0</sup>С) происходит самопроизвольный гидролиз амидных групп полимера, с образованием карбоксильных.

### **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 процесса растворения высокомолекулярных полиакриламидов примерно одинакова для большинства марок и имеет вид, представленный на рисунке 4.

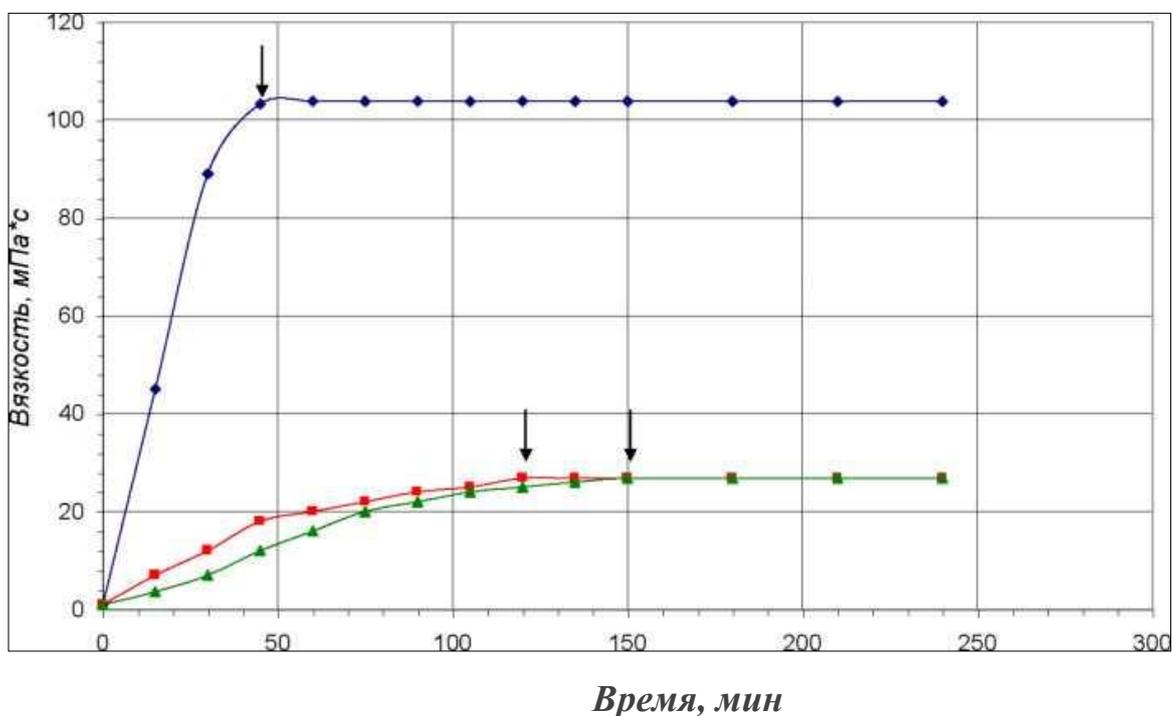


Рисунок 4 – Кинетика растворения полиакриламида марки POLY-T-101  
( $M_n=10,7$  млн.,  $a_r=5,6\%$ )  $C_n=0,3\%$ ,  $j=6,1$  с<sup>-1</sup>

Кинетику растворения достаточно надежно описывает характерное изменение динамической вязкости раствора в процессе растворения полимера (рисунок 4).

Как видно из представленных кривых, 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.

Необходимо также учитывать, что данные по кинетике и времени растворения полимеров в конкретной воде, полученные в лабораторных условиях в соответствии с РД-39-0148311-206-85, значительно отличаются от данных по времени растворения полимеров в реальных условиях.

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.

Наблюдения под микроскопом показывают, что частицы пористы и пронизаны сетью чрезвычайно мелких каналов (рисунок 5).

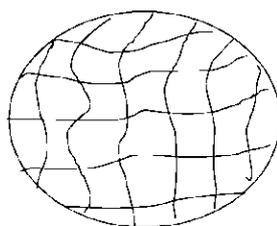


Рисунок 5 – Частица порошка полиакриламида под микроскопом

По данным, полученным при насыщении частиц под вакуумом инертной жидкостью (изопропиловым спиртом), открытая пористость составляет примерно 13%. Вследствие малых размеров пор суммарная поверхность внутренних каналов чрезвычайно высока и в десятки-сотни раз превышает внешнюю площадь сферической частицы.

При растворении полимера в лабораторных условиях вода смачивает внешнюю поверхность частиц. Стадия набухания полимера достаточно медленная из-за малой поверхности контакта полимера с растворителем. Проникновение же растворителя по поровым каналам затруднено из-за противодействия капиллярных сил. В реальных условиях промысла частицы полимера в виде полимерной пульпы достаточно быстро попадают на прием насоса и в линию высокого давления. Давление практически мгновенно от атмосферного возрастает до нескольких десятков кг/см<sup>2</sup>. При таком перепаде давления капиллярные силы подавляются, и вода заполняет каналы частиц полимера, многократно увеличивая поверхность контакта полимер-растворитель и сокращая время растворения полимера.

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

Строго говоря, уровень вязкости воды, загущенной полимером, в наибольшей степени определяет эффективность технологии полимерного заводнения. Точные значения вязкости могут быть получены только на основании лабораторных экспериментов.

Как было сказано выше, 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 ХХХ 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.

Для расчета вязкости могут быть использованы математические модели вязкости, например, модель Хаггинса (формула 2)):

$$\frac{\eta_{\text{отн}}}{c} - 1 = [\eta] + K_x \cdot c \cdot [\eta]^2 \quad (2)$$

где  $\eta_{\text{отн}}$  – относительная вязкость раствора полимера;

$c$  – концентрация полимера в растворе, г/дл;

$K_x$  – константа Хаггинса;

$[\eta]$  – характеристическая вязкость, дл/г.

и модель В.П. Будтова (формула 3)):

$$H_{\text{max}} = H_0 (1 + c[\eta]\gamma)^{1/\gamma} \quad (3)$$

где  $H_{\text{max}}$  – максимальная ньютоновская вязкость раствора, мПа\*с,

$H_0$  – вязкость растворителя, мПа\*с,

$c$  – концентрация полимера в растворе, г/дл;

$[\eta]$  – характеристическая вязкость полимера в данном растворителе, дл/г;

$\gamma$  – параметр межмолекулярных гидродинамических взаимодействий, характеризующий взаимное сжатие макромолекулярных клубков в умеренно концентрированном растворе, зависящее от термодинамического качества растворителя.

Представляемые модели отражают зависимость вязкости от концентрации полимера. В уравнения также входит молекулярная характеристика в виде характеристической вязкости, которая функционально связана с величиной молекулярной массы (наиболее часто используется уравнение Марка-Куна-Хаувинка) (формула 4)):

$$[\eta] = K \cdot M^a \quad (4)$$

где  $K, a$  – эмпирические константы.

Влияние степени гидролиза на величину молекулярной массы может быть рассчитано с использованием подхода, разработанного в институте «Гипровостокнефть» под руководством Л.В.Минеева. На основании прямого измерения молекулярной массы методом светорассеяния и параллельного определения характеристической вязкости, образцов с различной степенью гидролиза было получено следующее соотношение (формула 5)):

$$[\eta] = \frac{\sqrt{2}}{c} \cdot \sqrt{\eta_{i\dot{\sigma}t} - 1 - \ln \eta_{i\dot{\sigma}t}} \quad (5)$$

Таким образом, имея паспортные данные по молекулярным характеристикам той или иной марки полимера, можно приближенно рассчитать вязкость при различных концентрациях ПАА и подобрать требуемый уровень концентрации. Расчеты, проводимые по вышеприведенным формулам, дают значения вязкости, отнесенные к узкой области скоростей сдвига. Для полимеров акриламида, особенно высокомолекулярных, характерно чрезвычайно выраженное проявление реологических свойств, т.е. зависимости динамической вязкости от скорости сдвига.

Типичная картина зависимости вязкости от режима течения в широком диапазоне скоростей сдвига представлена на рисунке 6.

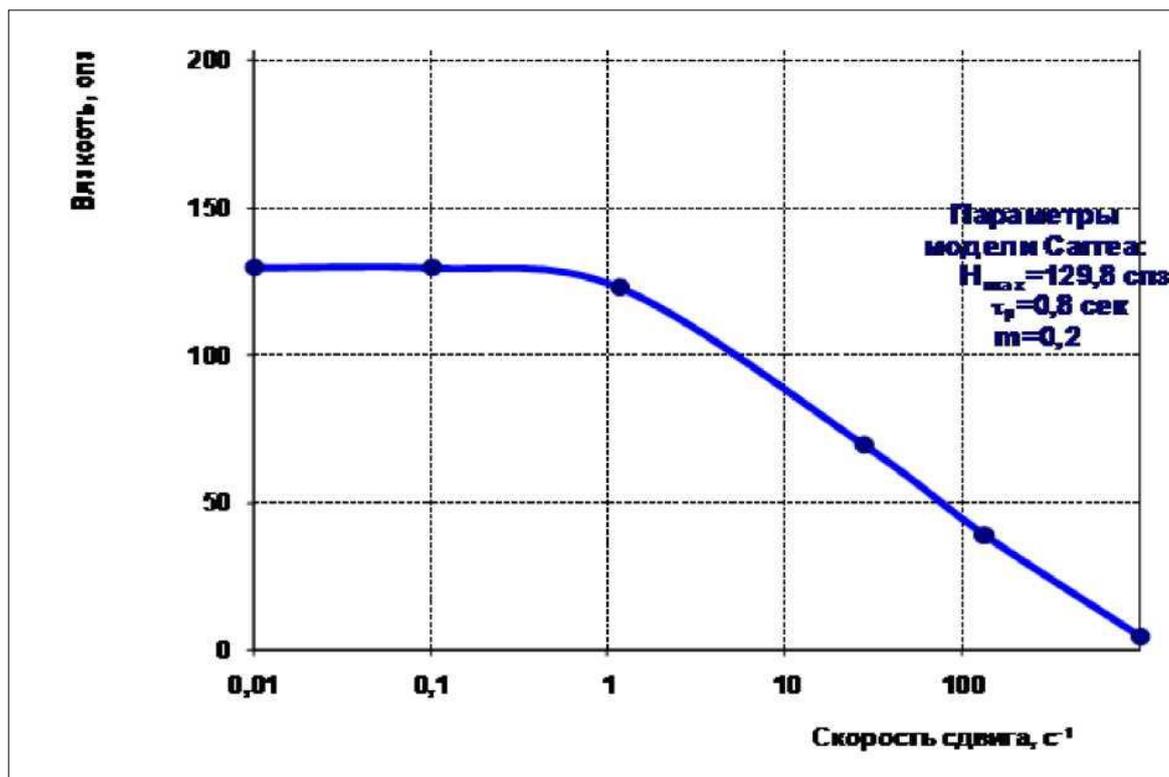


Рисунок 6 – Зависимость вязкости раствора полимера PDA-1020 в сеноманской воде от скорости сдвига

Во всем диапазоне зависимость вязкости от скорости сдвига может быть описана уравнением Саггеа (формула 6):

$$\mu_G = \frac{\mu_{max}}{[1 + (G \cdot \tau_p)^2]^m} \quad (6)$$

где  $\mu_G$  – вязкость раствора при скорости сдвига  $G$ , мПа\*с,

$\mu_{max}$  – максимальная ньютоновская вязкость, отвечающая условию  $\mu_{max} =$ , при  $G=0$ , мПа\*с,

$\tau_p$  – время релаксации, с,

$m$  – индекс сдвигового разжижения, характеризующий степень проявления неньютоновского поведения.

Приводимое уравнение Саггеа является типичным трансцендентным уравнением, которое может быть решено исключительно численным методом.

Точность решения во многом зависит от имеющихся экспериментальных данных по значениям наибольшей ньютоновской вязкости. Получение таких данных не всегда возможно из-за отсутствия вискозиметров, позволяющих проводить измерения при скоростях сдвига менее  $1 \text{ с}^{-1}$  (т.н. low-shear viscometers).

Значения наибольшей ньютоновской вязкости в реальных условиях, т.е. в условиях конкретного пласта, практически никогда не реализуются. Диапазон реальных скоростей сдвига при фильтрации в пористой среде обычно превышает значение  $1 \text{ с}^{-1}$ .

Реальные значения скоростей сдвига, реализуемые при закачке полимерных растворов в конкретную скважину, могут быть рассчитаны из уравнения (формула 7)):

$$j = v \sqrt{\frac{2m}{k}}, \text{ где} \quad (7)$$

где  $j$  – скорость сдвига в пористой среде,  $\text{с}^{-1}$ ,

$v$  – линейная скорость фильтрации, м/с,

$m$  – пористость пласта,

$k$  – проницаемость пласта,  $\text{мкм}^2$ .

Например, для типичных параметров пласта  $k < 0,2 \text{ мкм}^2$ ,  $t = 0,22$  и скорости фильтрации в удаленной зоне пласта  $0,5 \text{ м/сут}$ , скорость фильтрации составит (формула 8)):

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

В подавляющем большинстве случаев диапазон реальных скоростей сдвига (как усредненных, так и в отдельных пропластках, слагающих продуктивный пласт) относится к области реологической кривой (рисунок 6), отражающей псевдопластический характер течения. Математическое описание этой области не требует применения трансцендентных уравнений и достаточно корректно описывается при использовании элементарных функций

(экспоненциальной, логарифмической, а лучше всего степенной).

Таким образом, располагая паспортными данными по молекулярным характеристикам полимера, базой данных по реологическим характеристикам полимерных растворов в стандартных условиях, может быть рассчитан диапазон вязкостных свойств растворов полимеров конкретной марки как функция концентрации полимера и скорости сдвига в пористой среде.

### ***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. Механическая деструкция имеет место при приложении к молекулам полимера механических нагрузок, превышающих некоторое критическое значение. Мерой нагрузки может являться, например, скорость сдвига.

При течении жидкости в каналах круглого сечения скорость сдвига рассчитывается по формуле(9):

$$j = \frac{4Q}{\pi \cdot r^3} = \frac{8v}{d} \quad (9)$$

где  $j$  – скорость сдвига, с

$Q$  – объемный расход, м<sup>3</sup>/с,

$v$  – линейная скорость, м/с,

$r$  – радиус канала, м,

$d$  – диаметр канала, м.

При течении в трещинах скорость сдвига также пропорциональна линейной скорости фильтрации и обратно пропорциональна характерному размеру (формула 10)):

$$j = \frac{12V}{b} \quad (10)$$

где  $b$  – ширина (раскрытие) трещин, м.

Здесь характерным размером поровых каналов является корень из проницаемости. Как видно из вышеприведенных формул, скорость сдвига пропорциональна линейной скорости движения жидкости и обратно пропорциональна размерам проводящих каналов. Максимальная механическая нагрузка имеет место при сочетании обоих признаков. Наглядно разрушение полимера в результате механической деструкции прослеживается в результате т.н. дроссельного эффекта – истечении жидкости через узкие отверстия из линии высокого давления.

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.

В качестве иллюстрации на рисунке 7 показана динамика уменьшения молекулярной массы полимера при перемешивании механической мешалкой раствора полимера.

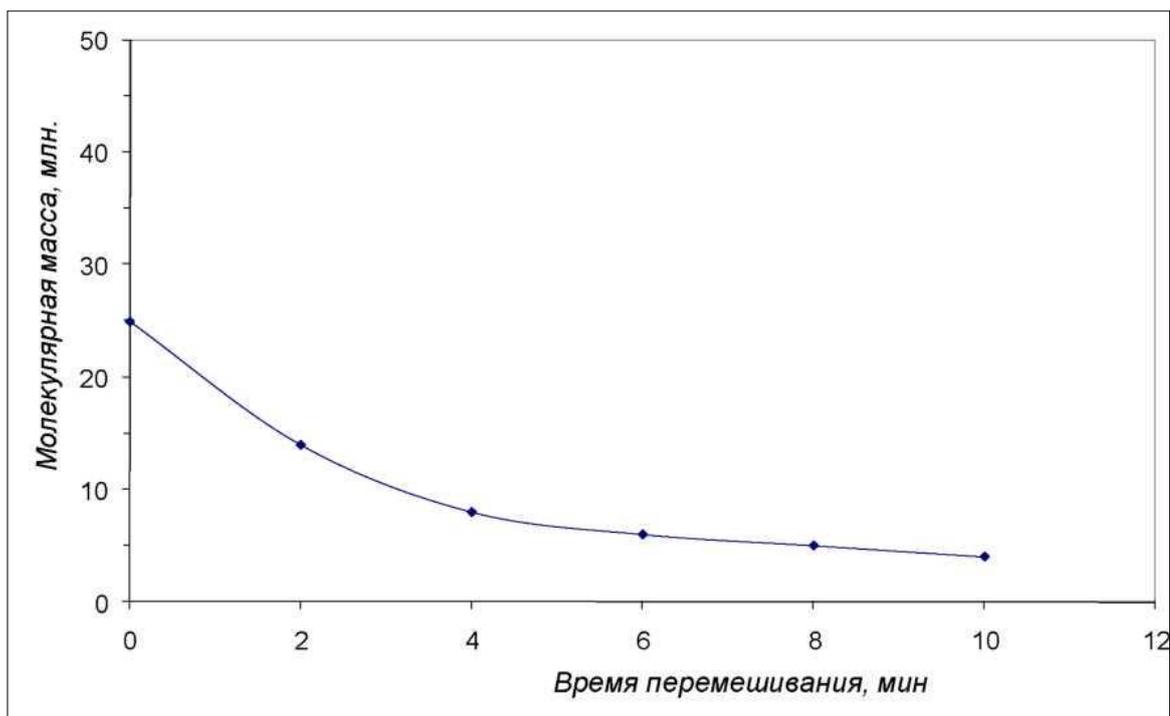


Рисунок 7 – Кинетика механической деструкции полиакриламида в растворе при скорости перемешивания 4000 об/мин

Такой характер влияния молекулярной массы на стойкость к деструкции лишний раз показывает, что следует достаточно осторожно подходить к выбору полимера со сверхвысокой молекулярной массой. Это касается как кинетики растворения полимера, так и стойкости к механической деструкции.

Рост молекулярной массы ПАА уменьшает также стойкость и к термоокислительной деструкции и приводит к ухудшению технологических свойств растворов под действием температуры и добавок, обладающих окислительно-восстановительными свойствами. В отличие от механических разрушений, термоокислительная деструкция под действием температуры и активных добавок, содержащихся в воде, породе и в самом полимере, продолжается длительное время – весь период полимерного заводнения. Причем происходит разрушение не только макромолекул, присутствующих в

растворе и создающих фактор сопротивления, но и молекул, адсорбированных на породе, благодаря чему возникает остаточный фактор сопротивления.

В отличие от механической деструкции, термоокислительная деструкция является в большей степени управляемым процессом, как в сторону увеличения, так и уменьшения ее скорости. Имеется достаточно много способов увеличения стойкости полимеров к термоокислительной деструкции, в том числе и на стадии синтеза полимеров. К таким способам относится, в частности, удаление активных микропримесей из полимера. Процесс термоокислительной деструкции является цепным радикальным процессом.

Инициировать этот процесс могут следы активных неорганических и органических веществ. Например, добавки меди при ничтожно малой концентрации (менее 0,5 мг/л) могут в несколько раз увеличить скорость термоокислительной деструкции ПАА. Длительное время исходный реагент для полимера (акриламид) получали на медных катализаторах. При этом акриламид и синтезированный из него полиакриламид содержали следы соединений меди, что приводило к завышенной скорости деструкции полимера. В настоящее время передовые фирмы используют способ получения акриламида на основе биосинтеза. Синтезируемые из него полимеры, соответственно, более термостойкие из-за отсутствия меди.

Самым распространенным методом увеличения стойкости полимеров к деструкции является применение стабилизаторов деструкции. Наиболее распространенными стабилизаторами являются химические вещества, содержащие в своем составе серу (так называемые дезактиваторы) – меркаптобензтиазол, меркаптобензимидазол, тиомочевина. Концентрация дезактиваторов (как индивидуальных, так и синергетических смесей) обычно составляет 0,5-1,5% от массы полимера.

Перечисленные методы незначительно, но все же увеличивают себестоимость полимера. При этом не все фирмы - производители ПАА выпускают продукцию, отличающуюся повышенной стойкостью к

термоокислительной деструкции. Причиной является не только стремление отдельных фирм экономить на производстве полимеров, но и то, что подбор эффективных стабилизаторов требует большого объема исследований, как физико-химических, так и фильтрационных.

По данному критерию – стойкости к термоокислительной деструкции, как и по стойкости к механической деструкции, следует достаточно осторожно подходить к выбору высокомолекулярных полимеров по той же причине, что скорость к деструкции возрастает с увеличением молекулярной массы полимера (рисунок 8).

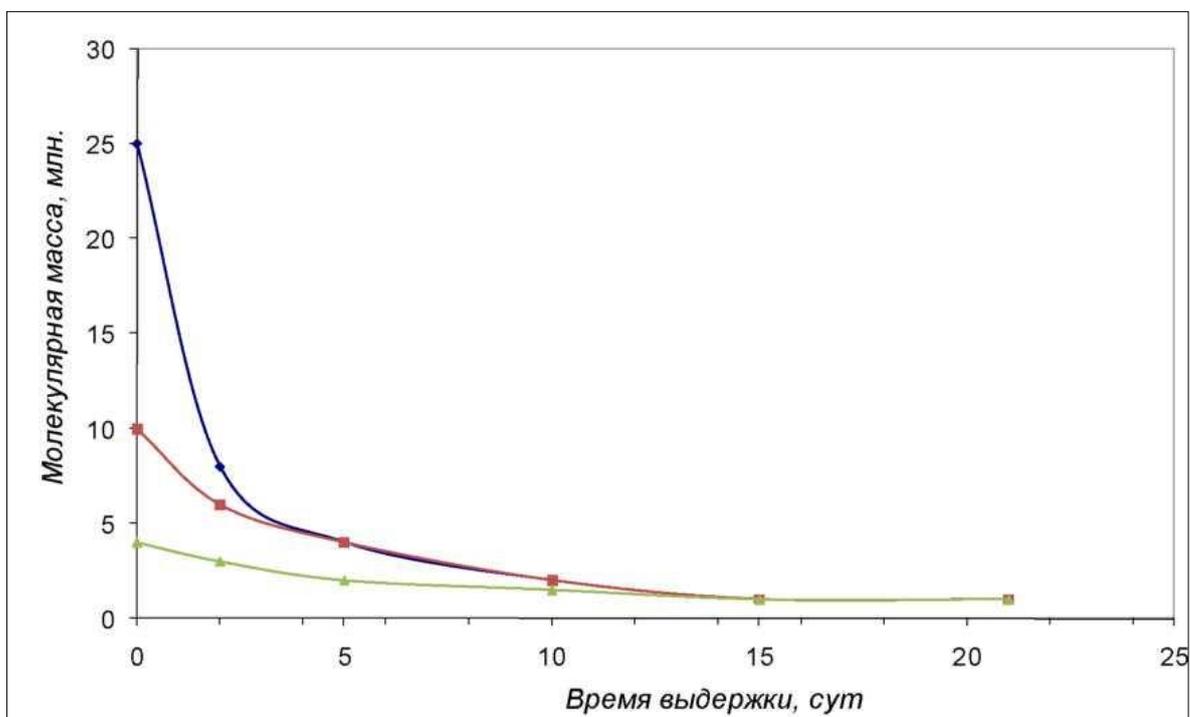


Рисунок 8 – Кинетика термоокислительной деструкции полиакриламидов в водном растворе при температуре 70°C

## **2. СХЕМА РЕАЛИЗАЦИИ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ В УСЛОВИЯХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

### **2.1. 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.

### **2.1.1. Обзор физико-химических показателей образцов полимеров**

#### *Анализ молекулярных характеристик полимеров*

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.
1	Superflock A 100	“KEMIRA”	90,3	4	13,7	6,9
2	Superflock A 110		90,0	10,6	15,7	8,4
3	FP 5115	“SNF FLOENGER”	91,2	7,3	14,4	7,3
4	FP 5115 SH		90,6	9,6	17,4	10,4
5	FLOCOMB C 6210		90,2	10,8	23,6	18,4
6	Superpusher K 129		90,8	7,7	22,1	16,7
7	FLOPAAM 1630 S		90,0	8,1	26,2	23,2
8	FLOPAAM 6010 S		91,0	13,1	23,2	17,4
9	FA 920 VHM		91,2	1,0	17,3	11,2
10	AN 910 VHM		91,8	8,0	20,9	15,0
11	АН 912 VHM		90,4	2,1	16,9	10,5
12	SANFLOC AM-200P		«SANYO Chemical Co.	91,9	13,9	19,6
13	POLEOR ATC №800	Китайские фирмы	90,5	1,3	15,7	9,3
14	POLEOR-Z 3020		90,8	22,1	21,7	14,0
15	POLEOR ATC A-1800		91,2	19,5	18,6	10,6
16	ОПТИХАН (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.

### ***Анализ растворимости полимеров***

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

Анализ показал, что 11 из 15 образцов полимеров акриламида удовлетворительно растворяются в высокоминерализованной модельной воде месторождения ХХХ (таблица 3). Плохой растворимостью в данной воде характеризуются образцы полимеров марок FLOCOMB C 6210, FLOPAAM 6010 S, POLEOR-Z 3020, POLEOR ATC A-1800. 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.

Необходимо отметить, что в реальных условиях промысла время растворения полимеров будет в 2 – 3 раза меньше, чем определенное в лабораторных условиях, из-за действующего перепада давления (до нескольких десятков кг/см<sup>2</sup>) при попадании частиц полимера на прием насоса и в линию высокого давления (см. главу 1.).

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	Superpusher K	FLOP AAM	FLOP AAM	FA 920 VHM	AN 910 VHM	AH 912 VHM	SANFLOC	POLEOR ATC	POLEOR-Z	POLEOR ATC	OPTIXAN
1	Дисперсность порошка, % масс.: - фракции с размером частиц менее 0,25 мм  - фракции с размером частиц более 1,0 мм	< 10  < 10	2,5  3,6	3,3  2,5	2,1  2,8	3,8  3,1	4,0  3,6	3,0  2,9	2,5  3,0	3,7  4,2	4,1  4,0	3,6  3,1	3,5  4,3	4,3  3,0	4,0  3,0	4,3  2,5	3,9  4,0	тонкодисперсный порошок
2	Время растворения, мин	< 240	240	240	150	180	300	210	210	300	240	240	240	240	240	300	300	30
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	-

### **2.1.2. Обзор реологических исследований выбранных образцов в свободном объеме на модельной воде**

При движении полимерного раствора в линии нагнетания и при фильтрации в пористой среде возникают различные режимы течения. При этом реологические свойства растворов полимеров не могут быть охарактеризованы каким-то определенным значением вязкости. Вязкость полимерных растворов существенным образом зависит от скорости сдвига. Применительно к полимерным растворам, используемым для полимерного заводнения, можно выделить четыре типа течения: ньютоновское (идеальное), псевдопластическое, дилатантное и комбинированное. Течение растворов полиакриламидов при низких скоростях сдвига (менее  $1 \text{ с}^{-1}$ ) носит явно выраженный ньютоновский характер. В низкосдвиговой области вязкость полимерного раствора максимальна и является постоянной величиной.

При простом сдвиговом течении с увеличением скорости сдвига эффективная вязкость растворов полиакриламидов снижается, т.е. наблюдается проявление псевдопластического режима течения. При фильтрации в пористой среде, в зависимости от ее характеристик, а также от свойств полимера и растворителя, может проявляться как псевдопластический режим течения полимерного раствора, так и дилатантный. Иногда с ростом скорости сдвига в пористой среде может наблюдаться смена псевдопластического режима дилатантным (или наоборот); такое течение называется комбинированным.

Диапазон реальных скоростей сдвига в пласте на расстояниях от 5 и более метров от скважин на выбранных объектах для полимерного заводнения в среднем составляет от 1 до  $200 \text{ с}^{-1}$ . Фильтрация растворов непосредственно в призабойной зоне происходит под действием высоких сдвиговых нагрузок, при которых происходит частичное разрушение макромолекул полимера с необратимым снижением вязкостных характеристик раствора (т.н. механическая деструкция). В связи с этим, оценка стойкости полимеров к механической деструкции является важным этапом при выборе загущающего

реагента для конкретного промышленного объекта. На величину вязкости полимерных растворов при равных сдвиговых нагрузках влияют молекулярные характеристики полимера, концентрация, минерализация растворителя и температура.

Как видно из представленных данных, течение растворов анализируемых полимеров в свободном объеме в диапазоне скоростей сдвига  $0,61 - 122,0 \text{ с}^{-1}$  носит явно выраженный псевдопластический характер. При одной и той же концентрации полимеров различие в вязкости растворов у разных образцов весьма существенно и зависит от их молекулярного строения (молекулярной массы, строения мономерных звеньев, содержания анионных групп и др.). С увеличением температуры растворов полимеров от  $25$  до  $40^\circ\text{C}$  их кажущаяся вязкость снижается в  $1,15 - 1,35$  раза. Анализируя реологические данные, можно расположить исследуемые образцы полимеров в порядке увеличения их загущающей способности в следующий ряд (таблица 4).

Таблица 4 – Загущающая способность полимеров ( $C_p=1,5 \text{ г/л}$ ;  $C_s=116 \text{ г/л}$ ;  $j=6,1 \text{ с}^{-1}$ )

Загущающая способность	Марка полимера	Динамическая вязкость, мПа*с	
		t =25°C	t =40°C
max	ОПТИХАН (ксантан)	110,1	92,2
↑	FLOPAAM 1630 S	19,2	14,1
	Superpusher K 129	15,4	12,8
	AN 910 VHM	15,0	12,5
	SANFLOC AM-200P	13,7	11,4
	FA 920 VHM	11,8	10,4
	FP 5115 SH	11,5	10,2
	AN 912 VHM	11,5	10,1
	POLEOR ATC #800	10,6	7,9
	Superfloc A 110	10,2	7,7
	FP 5115 SH	9	7,7
min	Superfloc A 100	9	7

Как видно из представленных данных, наибольшей кажущейся вязкостью в высокоминерализованной воде обладают растворы биополимера OPTIXAN. Уровень динамической вязкости в свободном объеме растворов ксантана примерно на порядок выше, чем у растворов полимеров акриламида в аналогичных условиях. Высокая вязкость является следствием жесткости макромолекул биополимеров, однако такие полимеры могут плохо фильтроваться через пористую среду.

По результатам анализа наибольший интерес как потенциальные реагенты для реализации технологии полимерного заводнения на месторождении ХХХ представляют следующие образцы полимеров: OPTIXAN (ксантан), FLOПААМ 1630 S, Superpusher К 129, АN 910 VHM и SANFLOC АМ-200Р. Остальные 7 образцов полимеров с меньшей вязкостью растворов исключены из дальнейшего анализа.

Для выбранных пяти образцов полимеров определены зависимости вязкости растворов от концентрации (таблица 5, рисунок 9) при температуре 40°C.

Таблица 5 – Зависимости вязкости растворов полимера Superpusher К129 от концентрации  $C_s=116$  г/л;  $t=40^\circ\text{C}$

Скорость сдвига, с-1	Вязкость, мПа*с			
	$C_{п}=0,5$ г/л	$C_{п}=1,0$ г/л	$C_{п}=1,5$ г/л	$C_{п}=2,0$ г/л
0,61	6,4	12,8	25,6	38,4
1,22	6,4	10,4	19,2	32,0
3,05	2,6	7,7	15,4	28,2
6,10	2,6	7,7	12,8	23,0
12,20	2,6	6,4	10,9	18,6
24,40	2,6	5,8	9,0	15,4
61,00	2,6	4,7	7,4	11,9
122,00	2,4	4,2	6,7	10,5

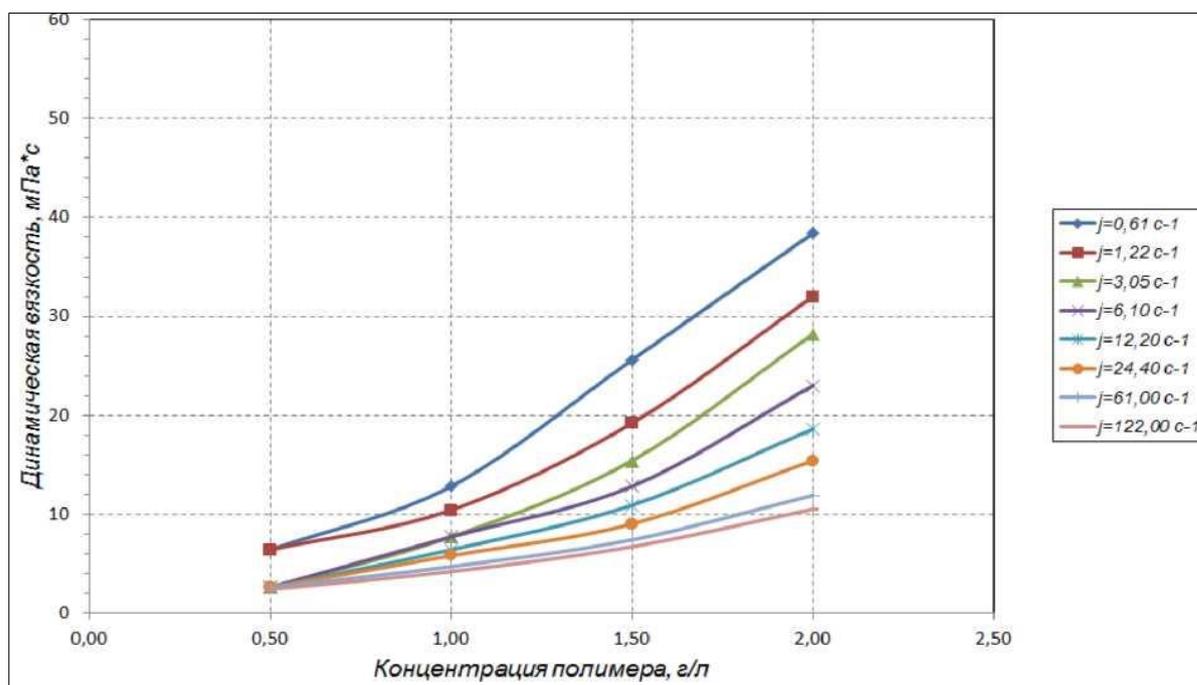


Рисунок 9 – Зависимости вязкости растворов полимера Superpusher K129 от концентрации  $C_s=116$  г/л;  $t=40^\circ\text{C}$

### 2.1.3. Обзор фильтрационных исследований растворов полимеров на модельных образцах.

Эффективность вытеснения нефти растворами полимеров в значительной степени определяется теми свойствами, которые они проявляют при фильтрации в пористой среде, в частности их реологическими характеристиками.

Процесс течения растворов полимеров в пористой среде определяется совокупностью различных факторов и зависит от свойств пористой среды (пористости, проницаемости, распределения пор по размерам, смачиваемости, минералогического состава), свойств нефти (вязкости), свойств растворителя (минерализации, рН среды, ионного состава), характеристик полимера (химического состава, молекулярного веса, молекулярно-массового распределения, конформации макромолекул) и ряда других параметров (температуры и скорости течения).

Отличительные особенности поведения полимерных растворов в

пористой среде обусловлены упруго-вязкими свойствами, адсорбцией и механическим улавливанием полимера. Это влияет на изменение реологических характеристик полимерных растворов и способствует появлению фактора сопротивления и остаточного фактора сопротивления.

Не всегда более вязкие полимерные растворы с одинаковой концентрацией имеют лучшие фильтрационные свойства. Это объясняется тем, что полимеры с разными молекулярными характеристиками обладают разной адсорбцией и способностью к механическому улавливанию. Изменения подвижности воды, прокачиваемой вслед за раствором полимера, показывают, что характер ее течения идентичен течению полимерного раствора, хотя значения характеристик для воды всегда ниже.

Был проведен обзор фильтрационных исследований отобранных полимеров на модельных кернах. Целью являлась сравнительная оценка основных технологических свойств полимерных растворов в пористой среде, дальнейшее сужение круга реагентов, выявление диапазона рабочих концентраций полимера. Основными анализированными технологическими параметрами являются: фильтруемость, фактор сопротивления, остаточный фактор сопротивления для исходных и деструктурированных растворов и коэффициент механической деструкции полимера. Указанные технологические свойства полимерных растворов оценивали на основе данных с фильтрационных экспериментов на насыпных моделях керна с проницаемостями, близкими к пластовым выбранного участка месторождения ХХХ.

### ***Анализ фильтруемости растворов полимеров***

Для проведения анализа исследований на модельных кернах были отобраны ряд полимеров марок Superpusher K129, FLOPAAM 1630 S, AN 910 VHM, SANFLOC AM-200P и Xantan Gum по результатам физико-химического анализа в свободном объеме.

По оценке фильтруемости растворов был рассмотрен ряд экспериментов

для указанных полимеров с концентрацией 1,5 г/л при температуре 40°C. Графики зависимости перепадов давления от прокаченного объема растворов представлены на рисунке 10.

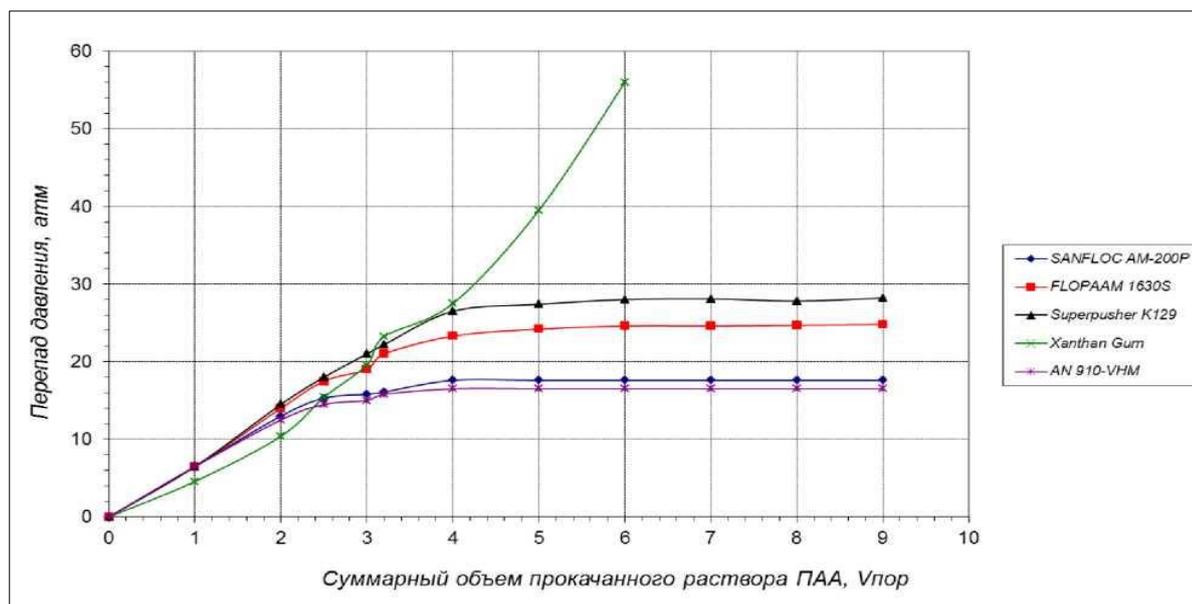


Рисунок 10 – Фильтруемость растворов полимеров

Растворитель - модельная вода 116 г/л;  $t=40^{\circ}\text{C}$ ;  $C_{\text{п}}=1,5$  г/л

Как показывает анализ, растворы полимеров марок Superpusher K129, FLOPAAM 1630 S, AN 910 VHM и SANFLOC AM-200P обладают хорошей фильтруемостью. Полимер с жесткой структурой марки Xanthan Gum имеет плохую фильтруемость, непрерывно растет давление на входном участке. Этот полимер в дальнейшем анализе не участвовал.

### ***Совместимость полимеров с закачиваемой водой***

Физико-химический состав вод, используемых для приготовления растворов полимеров при реализации полимерного воздействия, а также наличие в воде примесей оказывают существенное влияние на технологические свойства растворов полимеров, прежде всего на растворимость полимеров, деструкционное поведение, вязкостные, вязкоупругие и фильтрационные характеристики полимерных растворов. Важнейшими физико-химическими показателями вод, используемых в качестве растворителей ПАА, являются следующие: плотность, общая минерализация, шестикомпонентный состав,

эквивалентное соотношение щелочных и щелочно-земельных катионов, величина рН, содержание растворенного кислорода, концентрация двух и трехвалентного железа, и концентрация сульфид-иона.

Ранее рассмотренными исследованиями по влиянию различных показателей вод на характеристики полимерных растворов было установлено, что из приведенных показателей отрицательное влияние оказывают последние три показателя. На эти показатели установлены нормативы по содержанию их в водах, применяемых для растворения полимеров акриламида. Из них наличие в воде двухвалентного железа и сульфид иона повышает скорость окислительной деструкции полимеров, а трехвалентное железо является сшивателем для гидролизованных полимеров акриламида. Согласно технических требований к водам для приготовления растворов полимеров предельно-допустимое содержание этих ионов не должно превышать 2мг/л.

На участке месторождения ХХХ под полимерное заводнение закачиваемые воды содержат компоненты, которые могут влиять на свойства растворов полимеров. В таблице 6 представлен состав закачиваемых вод на участках нагнетательных скважин №1137 и №2041.

Таблица 6 – Состав закачиваемых вод на участках скважин №1137 и №2041 месторождения ХХХ

Показатели	Состав воды	
	Скважина 1137 (пласт Ю-1)	Скважина 2041 (пласт Ю-1)
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	1076	1072
НСО <sub>3</sub> <sup>-</sup> , г/л	0,110	0,171
СL, г/л	72,143	68,977
Са <sup>2+</sup> , г/л	3,800	3,900
Mg <sup>2+</sup> , г/л	2,280	2,100
Na, K, г/л	38,042	36,243
Fe <sup>2+</sup> (мг/л)	1,71	1,90
Fe <sup>3+</sup> (мг/л)	43,68	28,56
S <sup>2-</sup>	0	0
Минерализация, г/л	116,375	111,391

Данные в таблице 6 показывают, что в составе закачиваемых вод концентрация двухвалентного железа не превышает нормативную величину и составляет менее 2,0 мг/л. Трехвалентного железа содержится 28 и 44 мг/л, что может повлиять на свойства растворов выбранных полимеров. В связи с этим были проведен анализ совместимости выбранных полимеров с закачиваемой водой.

Анализ совместимости исследуемых полимеров с закачиваемой водой показал, что растворы полимеров марок Superpusher K129, FLOPAAM 1630 S на закачиваемых водах месторождения ХХХ достаточно стабильны и образование легко разрушающихся при перемешивании флокул, характерных для полимера марки FLOPAAM 1630 S, не приведет к забивке пласта в призабойной зоне скважины.

#### ***Анализ показателей механической деструкции растворов полимеров***

Коэффициент механической стойкости (D) характеризует свойство полимера противостоять механической деструкции и численно равен отношению фактора сопротивления деструктированного раствора полимера к фактору сопротивления исходного раствора, определенных в идентичных условиях. Оценка механической стойкости растворов полимера может быть произведена по отношению вязкостей деструктированного раствора к вязкости исходного.

В таблице 7 представлены данные по изменению вязкости растворов в результате механической деструкции. Приготовленные растворы полимера подвергали механической деструкции путем прокачки через керн при скорости, реализуемой в призабойной зоне нагнетательных скважин данного месторождения.

Таблица 7 – Механическая деструкция растворов ПАА ( $C_{\text{п}}=1,5$  г/л;  $C_{\text{с}}=116$  г/л;  $j=6,1$  с<sup>-1</sup>,  $T=25^{\circ}\text{C}$ )

Марка полимера	Вязкость раствора,спз		Степень стойкости к механической деструкции, отн.ед
	Исходного	Деструктированного	
FLOPAAM 1630 S	19,2	15,6	0,81
Superpusher K 129	15,4	12,5	0,81
AN 910 VHM	15,0	12,6	0,84
SANFLOC AM-200P	13,7	8,8	0,64

Степень стойкости растворов ПАА к механической деструкции рассматриваемых растворов полимеров марок FLOPAAM 1630 S, Superpusher K129, AN 910 VHM близки и составляют следующий диапазон величин от 0,81 до 0,84 (отн.ед). Деструкция полимера марки SANFLOC AM-200P значительно выше, стойкость к деструкции составляет 0,64 отн.ед.

#### ***Реология растворов полимеров в пористой среде***

В зависимости от свойств полимера, растворителя и пористой среды при фильтрации могут проявляться самые различные типы течения: ньютоновское, псевдопластическое, дилатантное и их комбинации. Характер течения определяется адсорбционными и вязкоупругими свойствами полимерной системы. Вода, закачиваемая через керн вслед за раствором полимера, течет в аналогичном режиме, только с меньшими факторами сопротивления.

Зависимость величины фактора сопротивления от фронтальной скорости фильтрации для исходных и деструктированных растворов представлены на рисунках 11 – 12.

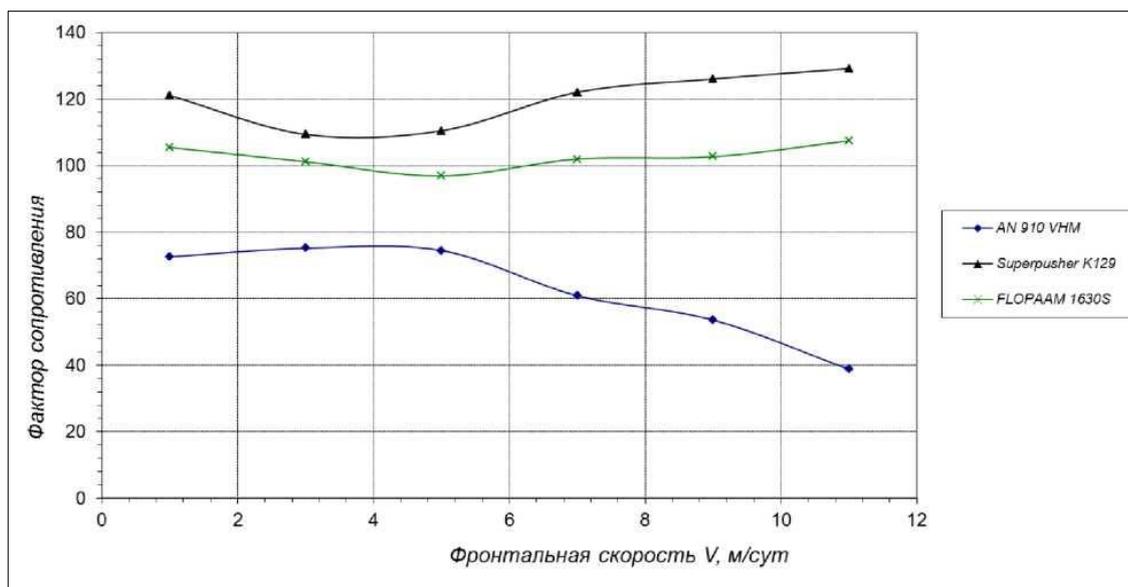


Рисунок 11 – Зависимость фактора сопротивления исходных растворов полимеров от скорости фильтрации

Растворитель - закачиваемая вода 116 г/л;  $C_{п}= 1,5$  г/л

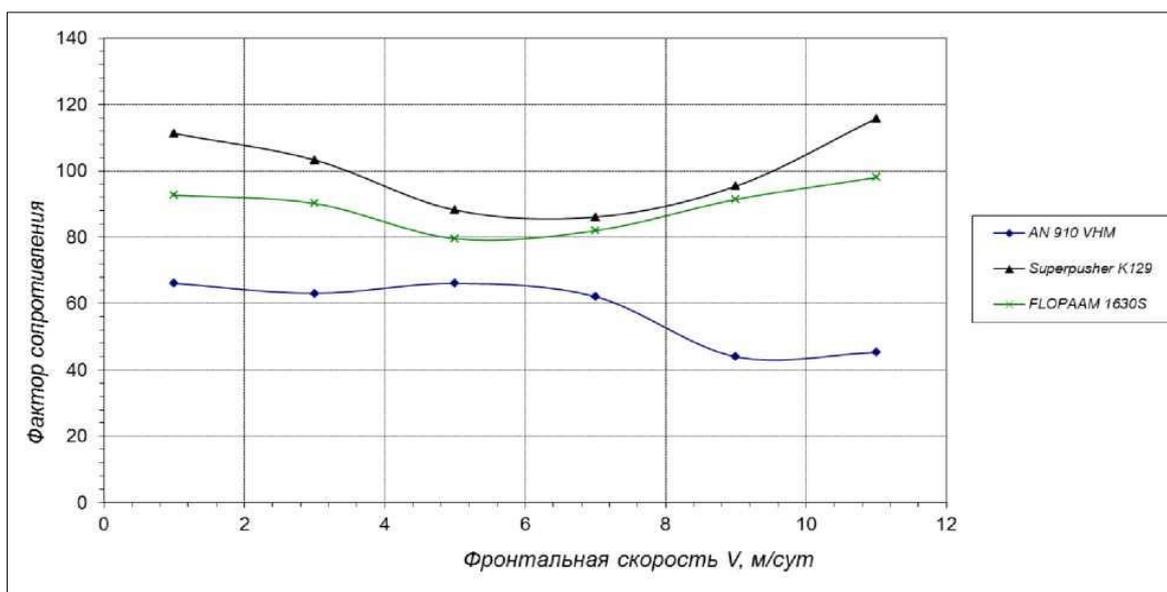


Рисунок 12 – Зависимость фактора сопротивления деструктурированных растворов полимеров от скорости фильтрации

Растворитель - закачиваемая вода 116 г/л;  $C_{п}=1,5$  г/л

Как показывают реологический анализ, при течении исследуемых растворов полимеров марки FLOPAAM 1630 S, Superpusher K129 в пористой среде с проницаемостью 500 мД, имеет место смешанный характер течения. Для растворов полимера марки AN 910 VHM величины факторов

сопротивления значительно ниже, чем для полимеров марок FLOPAAM 1630 S, Superpusher K129. С повышением скорости сдвига от 5-6 м/сут величина фактора сопротивления при фильтрации раствора марки AN 910 VHM резко уменьшается как для исходных, так и для деструктурированных растворов указанного полимера.

### ***Влияние концентрации растворов полимеров на фильтрационные характеристики***

Величина фактора сопротивления сильно зависит от концентрации раствора. Был проведен анализ фильтрационных экспериментов, в которых концентрации изменяли от большей к меньшей в диапазоне от 0,8 г/л до 1,5 г/л, исследования проводили при температуре 40°C. С повышением концентрации факторы сопротивления возрастают. Зависимости факторов и остаточных факторов сопротивления от концентрации растворов представлены на рисунках 13, 14.

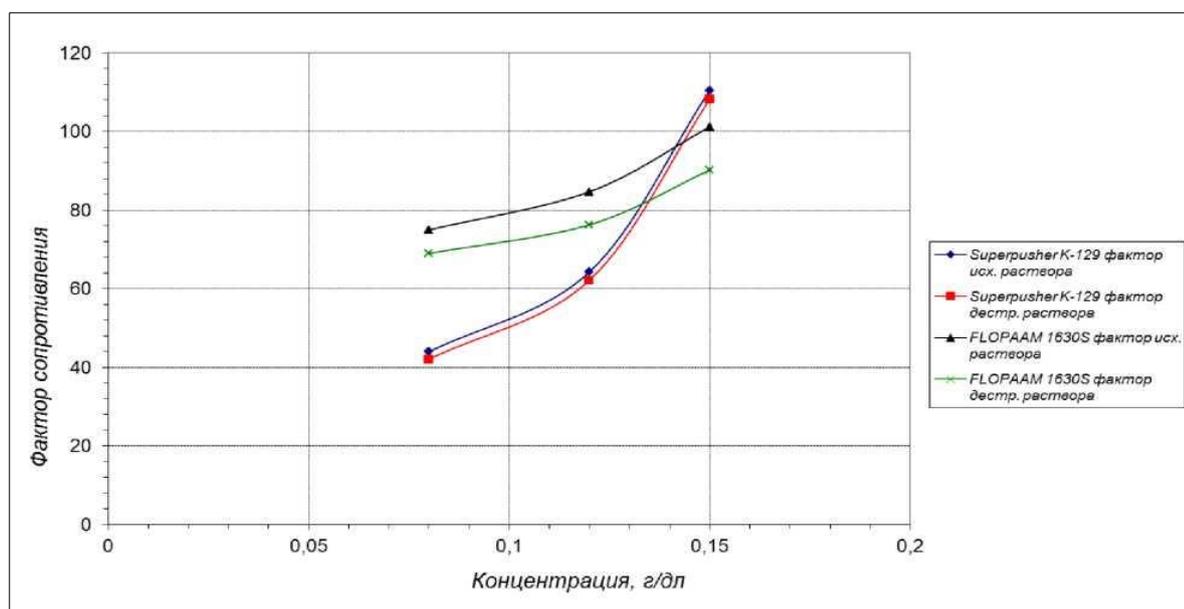


Рисунок 13 – Зависимость фактора сопротивления растворов полимеров от концентрации

Растворитель - закачиваемая вода 116г/л;  $\tau=40^{\circ}\text{C}$

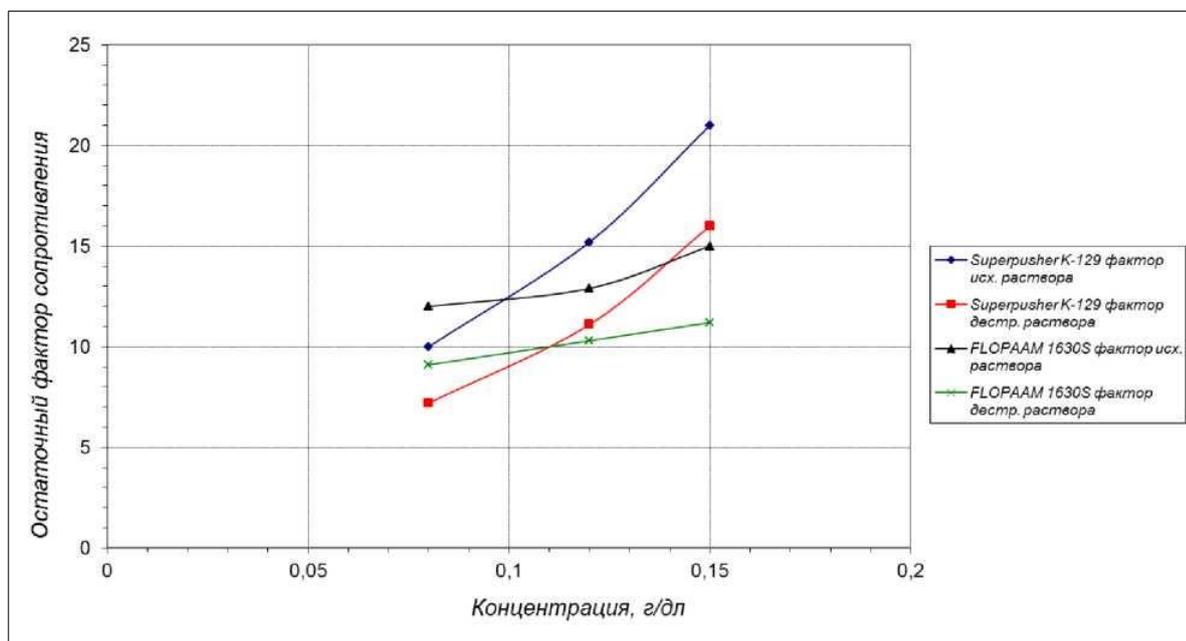


Рисунок 14 – Зависимость остаточного фактора сопротивления при прокачке воды после раствора полимера от концентрации в растворе

Растворитель - закачиваемая вода 116г/л;  $t=40^{\circ}\text{C}$

Анализ влияния концентрации растворов полимера (как исходных, так и деструктурированных) марки FLOPAAM 1630 S на факторы и остаточные факторы сопротивления, показали, что это влияние более плавное, чем для полимера марки Superpusher K129. Для полимера марки Superpusher K129 имеет место резкий характер возрастания факторов и остаточных факторов сопротивления при увеличении его концентрации в растворе.

В соответствии с технологическими требованиями, предъявляемыми к растворам полимеров, применяемых в технологии полимерного заводнения, фактор сопротивления механически деструктурированного раствора должен быть не менее 5, а остаточный фактор сопротивления – не менее 2. Полученные экспериментальные данные по влиянию концентрации растворов на факторы и остаточные факторы сопротивления деструктурированных растворов полимеров обеих марок показали значения на несколько единиц выше требуемых, даже для растворов с концентраций 0,8 г/л.

Для определения оптимальной концентрации полимера в закачиваемом в пласт растворе необходимо проводить опыты на естественных кернях с

использованием пластовых жидкостей и закачиваемой воды. Выбор осуществляется из соображений выравнивания подвижностей фаз в области фактических пластовых скоростей.

Результаты анализа экспериментальных исследований по изучению различных свойств растворов полимеров марок FLOPAAM 1630 S и Superpusher K129 в условиях, моделирующих пластовые месторождения ХХХ показали, что по совокупности свойств, для проведения фильтрационных исследований на естественных кернах может быть рекомендован полимер марки Superpusher K129 с концентрацией в диапазоне от 0,8 г/л до 1,5 г/л.

## 2.2. Реология раствора полимера марки Superpusher K129

Анализ зависимости фактора и остаточного фактора сопротивления от линейной скорости фильтрации раствора полимера Superpusher K129 проводили по данным эксперимента на модели элемента пласта дезагрегированного керна месторождения ХХХ. Температура во всех экспериментах составляла 40°C. Характеристики модели представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Характеристики модели элемента пласта месторождения ХХХ

Пористость, д.ед	Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	Коэф-т ост. водонасыщенности, %	Диаметр модели керна, см	Длины участков, см		Объём пор, см <sup>3</sup>
				Входной	Основной	
0,31	0,763	20,03	3,07	9,6	20,3	45,79

Через подготовленный керн последовательно прокачивались растворы полимера с концентрациями в диапазоне 0,8 г/л, 1,0 г/л, 1,5 г/л. Закачку растворов проводили начиная с наименьшей концентрации. Замеры перепадов давления осуществляли на 6 скоростях. Фильтрацию раствора осуществляли до установления стационарного режима фильтрации на каждой из скоростей. Далее рассчитывали подвижность раствора из уравнения Дарси по замеренным значениям расхода и перепада давления. По данным подвижности воды и раствора полимера вычисляли фактор сопротивления R. Вслед за раствором

полимера на тех же скоростях через керн прокачивали воду, на которой приготовлен полимер. На каждой скорости определяли подвижность воды, которую сравнивали с подвижностью воды до закачки раствора полимера и вычисляли остаточный фактор сопротивления Рост. Аналогичный цикл работ проводили на этом же керне для растворов других концентраций.

Результаты экспериментов представлены в таблице 9 и в виде графических зависимостей факторов сопротивлений от скорости закачки на рисунках 15 – 17.

Таблица 9 – Результаты экспериментов по зависимости факторов сопротивлений от линейной скорости фильтрации растворов полимера Superpusher K129

№ эксп.	Концентрация ПАА, г/л	Линейная скорость фильтрации, м/сут	Фактор сопротивления, д.ед	Остаточный фактор сопротивления, д.ед
1	0,8	0,9	44,02	21,04
		2,0	39,12	17,10
		3,1	30,05	15,25
		5,0	18,41	8,09
		7,5	11,1	4,34
		10,0	6,23	2,01
2	1,0	0,9	65,08	41,3
		2,0	52,2	32,38
		3,1	37,5	23,1
		5,0	24,23	11,99
		7,5	15,06	8,4
		10,0	10,64	6,32
3	1,5	0,9	75,2	51,5
		2,0	69,03	39,21
		3,1	54,9	30,14
		5,0	38,12	17,4
		7,5	33,36	13,22
		10,0	27,04	11,1

На основании этих данных построены графики зависимости фактора и остаточного фактора сопротивления от скорости фильтрации и подобраны аналитические зависимости.

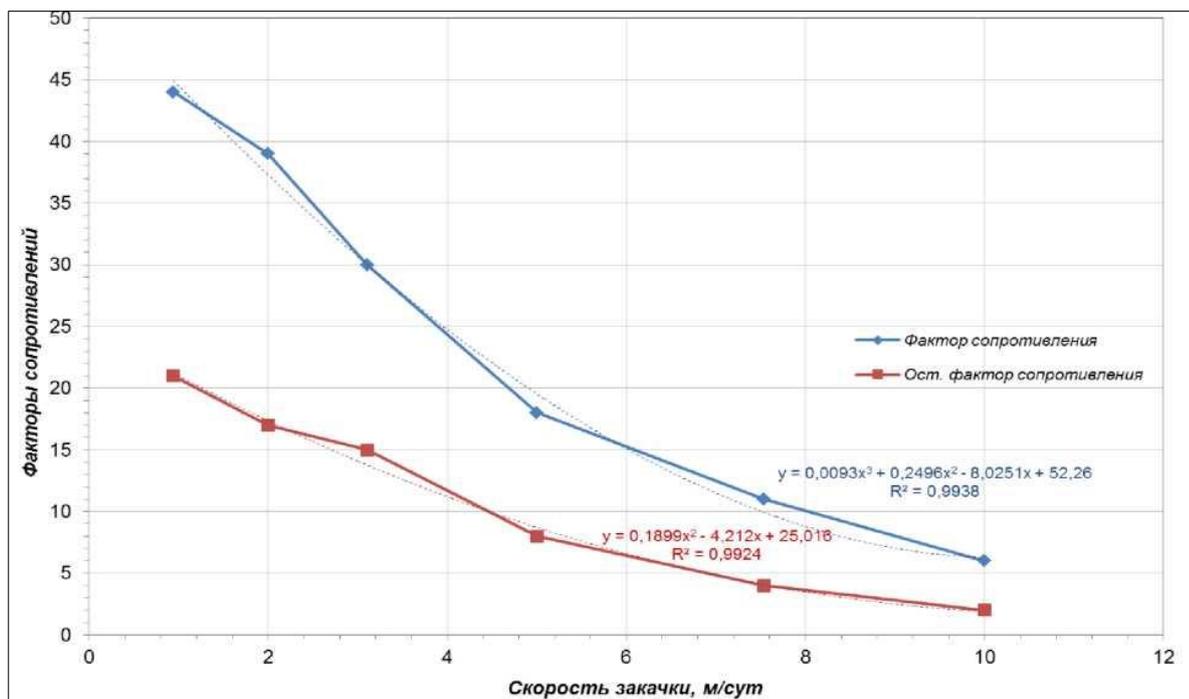


Рисунок 15 – Зависимость фактора и остаточного фактора сопротивления от скорости фильтрации,  $S_p=0,8$  г/л;  $K=0,763$  мкм<sup>2</sup>

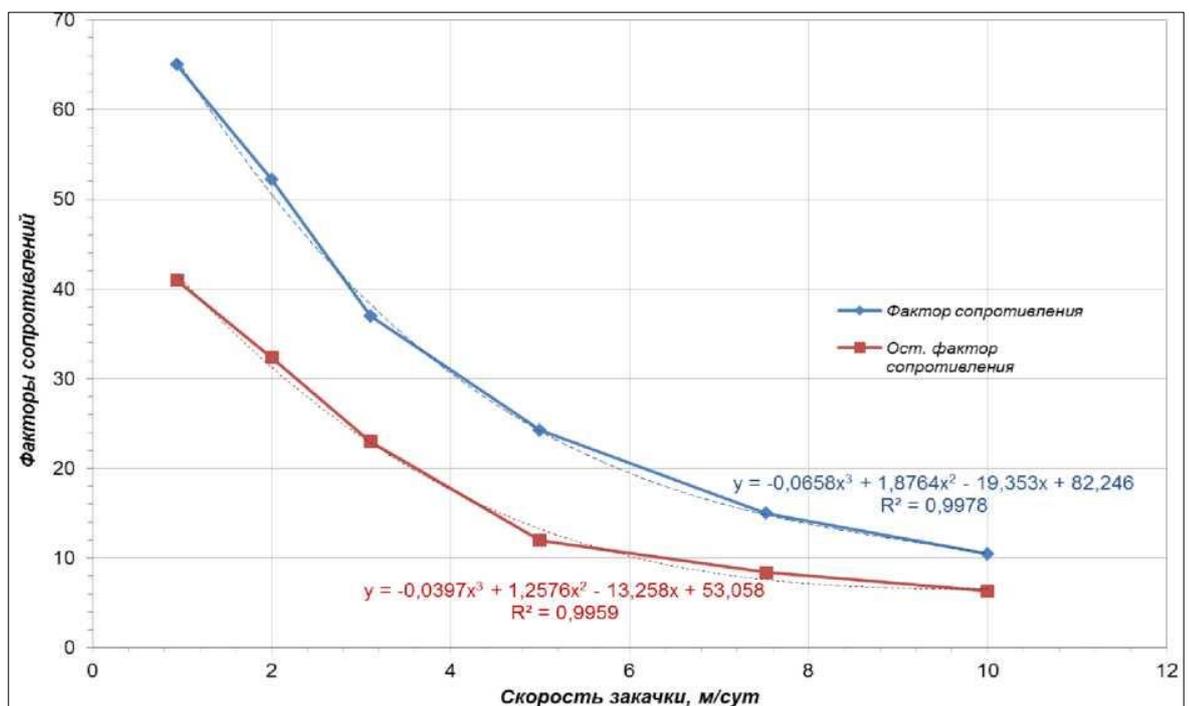


Рисунок 16 – Зависимость фактора и остаточного фактора сопротивления от скорости фильтрации,  $S_p=1,0$  г/л;  $K=0,763$  мкм<sup>2</sup>

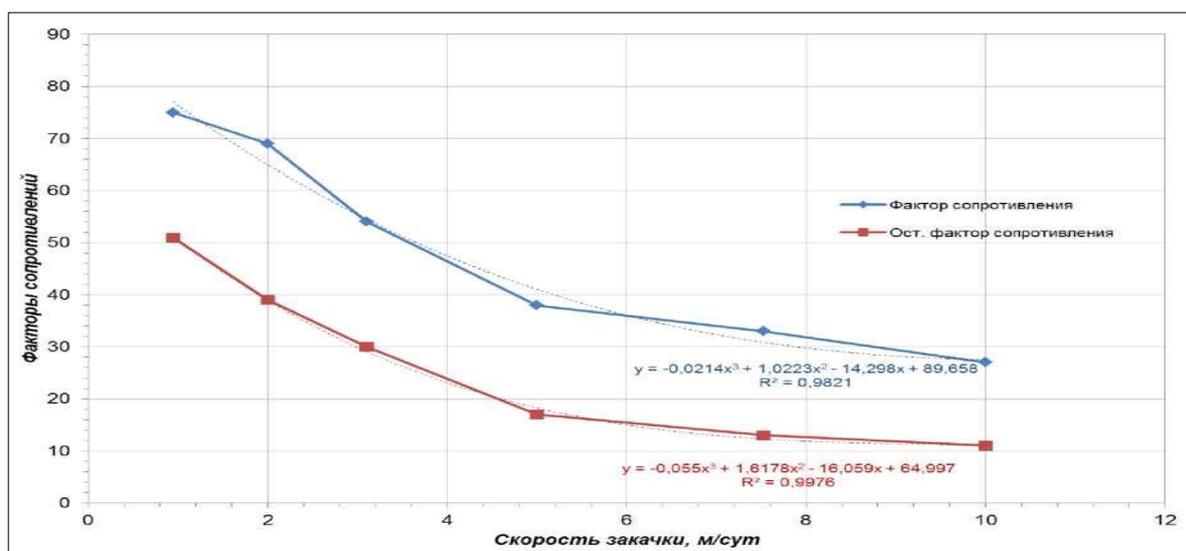


Рисунок 17 – Зависимость фактора и остаточного фактора сопротивления от скорости фильтрации,  $C_p=1,5$  г/л;  $K=0,763$  мкм<sup>2</sup>

Полученные для каждой концентрации аналитические зависимости закладывали в расчетную модель процесса полимерного заводнения. В результате расчетов получено оптимальное значение концентрации полимера в растворе для проведения полимерного заводнения на участке месторождения ХХХ.

Величина оптимальной концентрации составила 1,5 г/л.

Анализ зависимости фактора и остаточного фактора сопротивления от проницаемости керна и нефтевытесняющих свойств полимера марки Superpusher K129 с оптимальной концентрацией 1,5 г/л проводили в диапазоне проницаемостей 0,15 – 1,31 мкм<sup>2</sup>, реализуемых на месторождении ХХХ. Характеристика моделей элемента пласта приведена в таблице 10.

Таблица 10 – Характеристики моделей элемента пласта месторождения ХХХ

Модель	Пористость, д. ед	Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	Диаметр модели керна, см.	Длины участков, см		Объем пор, см <sup>3</sup>
				Входной	Основной	
1	0,31	0,15	3,07	9,6	20,3	44,71
2	0,3	0,723	3,07	9,6	20,2	44,57
3	0,3	1,31	3,07	9,6	20,2	45,33

На трех скоростях закачки для каждой модели керна с проницаемостью в пределах диапазона, характерного для данного пласта месторождения ХХХ, были получены зависимости фактора Р и остаточного фактора Рост сопротивления от проницаемости при определенной скорости фильтрации. Результаты представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Зависимость факторов и остаточных факторов сопротивления от проницаемости керна и скорости закачки  $C_{п} = 1,5$  г/л

№ экс	Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	Скорость закачки, м/сут	Фактор сопротивления, д.ед.	Остаточный фактор сопротивления, д.ед.
1	0,15	2,25	129,02	70,1
		3,75	101,11	61,43
		7,5	72,32	28,25
2	0,723	2,25	61,08	31,05
		3,75	42,1	24,03
		7,5	33,22	13,39
3	1,31	2,25	50,15	13,11
		3,75	31,01	8,03
		7,5	20,2	6,08

Полученные аналитические зависимости факторов и остаточных факторов сопротивления закладываются в расчетную модель процесса полимерного заводнения для проведения прогнозного расчета технологических показателей полимерного воздействия на пласт.

Для оценки коэффициентов нефтевытеснения был использован раствор полимера марки Superpusher K129 с концентрацией 1,5 г/л. Эксперимент проводился одновременно со снятием реологических характеристик. Коэффициент вытеснения нефти определялся для каждой проницаемости согласно рекомендациям ОСТ 39-070-78 «Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях».

Коэффициенты остаточной нефтенасыщенности после завершения опыта определяли объёмным методом.

Коэффициент вытеснения рассчитывали по формуле (11):

$$K_{\text{выт}} = \frac{K_{\text{ни}} - K_{\text{он}}}{K_{\text{ни}}}, \quad (11)$$

где  $K_{\text{выт}}$  – коэффициент вытеснения нефти водой, доли ед,

$K_{\text{нн}}$  – начальная нефтенасыщенность, доли ед,

$K_{\text{он}}$  – остаточная нефтенасыщенность, доли ед.

В таблице 12 представлены коэффициенты нефтевытеснения.

Таблица 12 – Коэффициент вытеснения нефти растворами полимеров

Модель керна №	Коэффициент начальной нефтенасыщеннос- ти, д.ед	Коэффициент нефтевытеснения, д.ед.		
		После вытеснения нефти водой	После вытеснения нефти полимером	Прирост значения коэффициента вытеснения нефти, %
1	0,763	0,643	0,731	8,8
2	0,751	0,531	0,623	9,8
3	0,775	0,527	0,669	14,2

Анализ результатов экспериментов показывает, что максимальный прирост коэффициента вытеснения нефти получен при фильтрации раствора полимера марки Superpusher K129 с концентрацией 1,5 г/л в керн с проницаемостью 1,31 мкм<sup>2</sup> при условии непрерывной закачки полимера, что экономически нецелесообразно.

Оптимальным является вариант закачки оторочки полимера в объеме 0,3 от объема пор пласта и последующей закачки воды.

Для оценки коэффициента вытеснения с закачкой оторочки полимерного раствора был использован раствор полимера с концентрацией 1,5 г/л в объеме 15,5 см<sup>3</sup> и вода, на которой приготовлен полимер. Закачку воды проводили до тех пор, пока происходило выделение нефти из керна. Результаты эксперимента представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Коэффициент вытеснения нефти с закачкой оторочки раствора полимера 0,3 объема пор

Коэффициент начальной нефтенасыщенности, д. ед	Коэффициент нефтевытеснения, д.ед.		
	После вытеснения нефти водой	После вытеснения нефти полимером и водой	Прирост значения коэффициента вытеснения нефти, %
0,761	0,531	0,623	9,2

Анализ показывает, что прирост значения коэффициента вытеснения нефти при закачке оторочки полимера в объеме 0,3 от объема пор керна с последующей закачкой воды составил 9,2%.

### **2.3. 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 опыта 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 ХХХ 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 мПа\*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 % масс. вязкость раствора становится независимой от концентрации соли до 3 %. 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 % 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 ХХХ, которые сведены в таблицу 14.

Таблица 14 – 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.

#### 2.4. Выбор участков применения технологии полимерного заводнения

Выбор скважин для полимерного заводнения по месторождению ХХХ проводился с использованием геолого-гидродинамической модели, а также

вышеприведенных критериев применимости.

Выбор объектов базировался на детальном анализе геологического строения пласта, фильтрационно-емкостных характеристик, степени проницаемостной неоднородности, а также рабочих характеристик скважин. Приоритет при выборе реагирующих скважин отдавался скважинам в зоне влияния закачки. Далее прогнозные значения рассчитывались в границах 9-ти точечного элемента разработки. Немаловажным фактором явилось техническое состояние скважин.

Проведение многовариантного анализа по различным сценариям использования критерий применимости позволило подобрать участки с оптимальными параметрами. В результате были выделены участки планирования работ по полимерному воздействию по пласту Ю-1 - участки нагнетательных скважин 2041 и 2049 (рисунки 18 – 19).

#### ***Краткая характеристика участков скв. 2041-2049 пласта Ю-1***

Участки, предлагаемые под полимерное заводнение, находятся к западу от центрального субмеридианального разлома. Участки характеризуется наличием песчаного тела, вытянутого в северо-восточно – юго-западном направлении, с эффективной толщиной до 29 м.

Скважины участков принадлежат области пласта с высокими фильтрационными характеристиками.

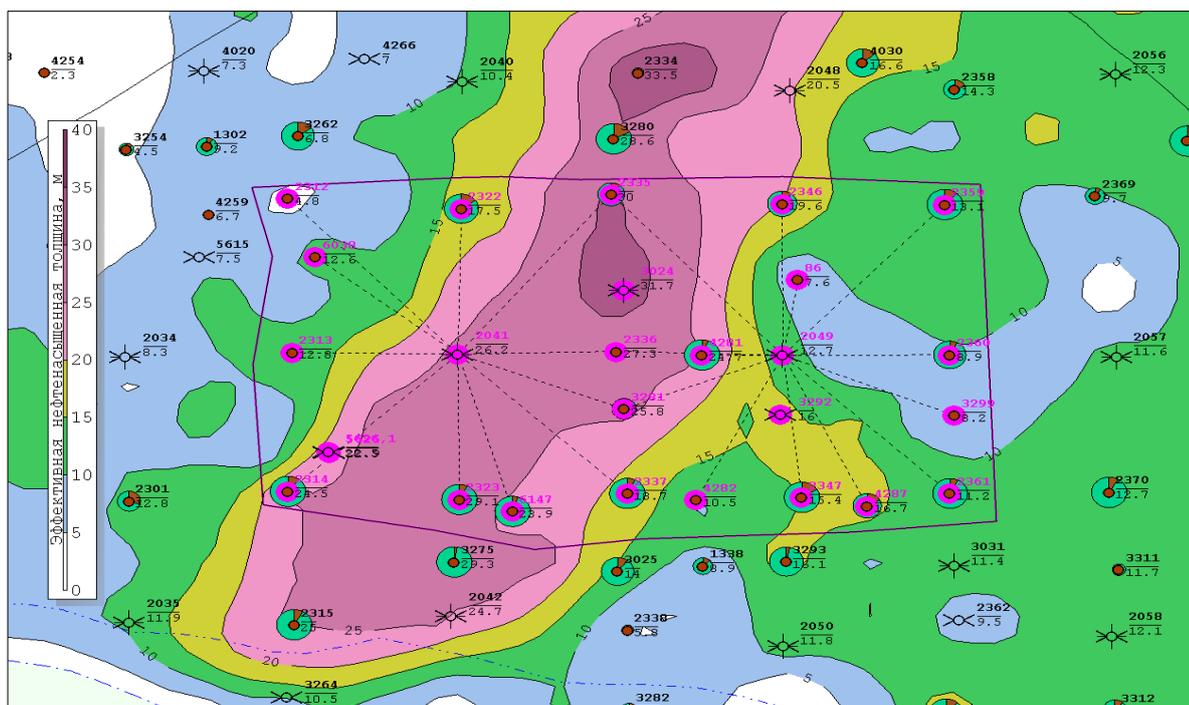


Рисунок 18 – Выкопировка с карты эффективной нефтенасыщенной толщины по участкам скв. 2041-2049

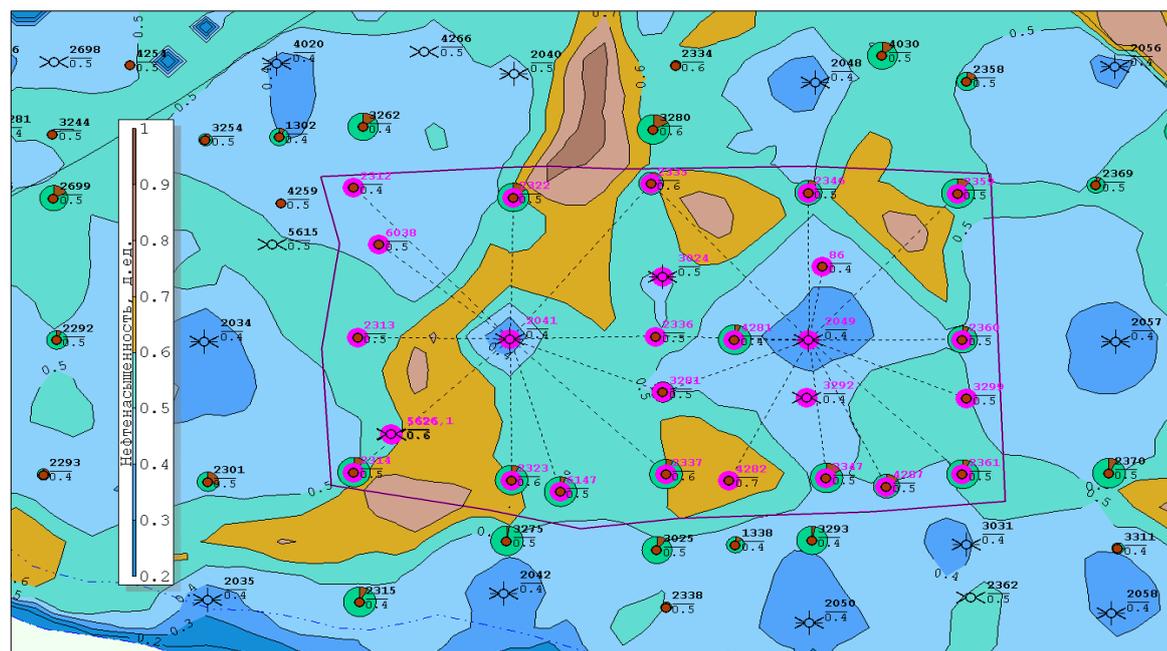


Рисунок 19 – Выкопировка с карты нефтенасыщенности по участкам скв. 2041-2049

Максимальное значение текущей нефтенасыщенности достигает величины 0,7 д. ед. (район скв. №4282) (рисунок 19).

Показатели разработки и состояние начальных балансовых и извлекаемых, а также текущих извлекаемых запасов нефти по участкам скважин 2041 и 2049 объекта Ю-1 представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Текущие показатели разработки участков скв.2041-2049

Наименование параметра	Участок скв.2041-2049
Пласт	Ю-1
Номера нагнетательных скважин	2041; 2049
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина пласта, м	15
Средняя проницаемость, мкм <sup>2</sup> (кern/геофизика)	0.423/ 0.493
Средняя пористость, д.ед.	0.24
Номера реагирующих добывающих скважин	86, 2312, 2313, 2314, , 2322, 2323, 2335, 2336, 2337, 2346, 2347, 2359, 2360, 2361, 3281, 3299, 4281, 4282, 4287, 6038, 6147
Средняя текущая нефтенасыщенность добывающих скважин, д. ед.	0.51
Начальные балансовые запасы нефти, млн.т	4.156
Поровый объем, тыс. м <sup>3</sup>	6183
Суммарный дебит нефти по участку, т/сут	132
Суммарный дебит жидкости по участку, т/сут	1234.9
Средняя обводненность, %	89.7
Накопленная компенсация отбора закачкой, %	50.05
Средний дебит по нефти скважин участка, т/сут	5.25
Средний дебит по жидкости скважин участка, т/сут	46.85
Приемистость скважин по тех.режиму на 2кв.2014, м <sup>3</sup> /сут	280 (скв.2041), 265 (скв.2049)
Максимальная средняя за месяц приемистость по истории разработки, м <sup>3</sup> /сут	388 (скв.2041), 404 (скв.2049)
Средняя минерализация попутно добываемой воды по скважинам участка, г/л	124.55
ВНФ (тек.), д.ед.	8.55
ВНФ (нак.), д.ед.	2.75
Минерализация закачиваемой воды, г/л	113.9

Средняя проницаемость вскрытых перфорацией интервалов нагнетательной скважины 2041 – 4417.3 мД, проницаемость колеблется в диапазоне min/max соответственно 419/25276 мД. Средняя проницаемость вскрытых перфорацией интервалов нагнетательной скважины 2049 – 367.6 мД, проницаемость колеблется в диапазоне min/max соответственно 67/947 мД. По добывающим скважинам максимальная проницаемость

составляет 1627 мД при среднем значении 553.02 мД.

## 2.5. Схема реализации полимерного воздействия

Был проведен анализ результатов лабораторных испытаний технологии полимерного заводнения, которые проводились с использованием полимера марки Superpusher K129, флюидов месторождения ХХХ на естественном керновом материале. При проведении анализа учитывалась температура пласта, минерализация пластовой и закачиваемой вод, а также вязкость нефти в пластовых условиях.

Анализ результатов показал, что прирост коэффициента вытеснения нефти при закачке раствора полимера с концентрацией 1,5 г/л на трех моделях керна составил в среднем 11,0 % по сравнению с коэффициентом вытеснения водой (таблица 16).

Таблица 16 – Коэффициент вытеснения нефти растворами полимеров

Модель керна №	Коэффициент начальной нефтенасыщенности, д. ед	Коэффициент нефтевытеснения, д. ед.		
		После вытеснения нефти водой	После вытеснения нефти полимером и водой	Прирост значения коэффициента вытеснения нефти, %
1	0,763	0,643	0,731	8,8
2	0,751	0,531	0,623	9,8
3	0,775	0,527	0,669	14,2

Применение полимерного воздействия на участке скв. № 2041+2049 позволит дополнительно добыть за шестилетний период времени 86378.6 т нефти. Результаты расчета эффективности полимерного воздействия на различных сетках скважин в условиях месторождения ХХХ приведены в таблице 17.

Таблица 17 – Сводная таблица расчета эффективности применения полимерного заводнения на различных сетках скважин участков месторождения ХХХ

№ п/п	Параметр	Участок скв. №2041+2049
1	Сетка скважин, м	400

№ п/п	Параметр	Участок скв. №2041+2049
3	Количество добывающих скважин участка, шт.	21
5	Дополнительная добыча нефти с применением полимерного заводнения, т	86378.6
9	Удельная эффективность применения технологии полимерного заводнения, т/скв.	4113.3

Согласно таблице 17, удельная эффективность применения полимерного воздействия по уч. скв. № 2041+2049 составит соответственно 4113,3 т нефти на скважину.

## **2.6. Техника и технология использования 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. При проектировании полимерного заводнения важными аспектами являются: геологическое обоснование участка проведения работ, выбор химии и технико-технологические вопросы реализации проекта.

При проработке технико-технологических вопросов важными критериями являются:

1. Инфраструктура системы ППД (распределение БКНС, линий нагнетания, ВРП);
2. Параметры работы системы ППД (давление на участках системы ППД, температура закачиваемой воды, расход воды);
3. Химический состав воды, содержание механических примесей и остатков нефтепродуктов;
4. Расположение источников энергоснабжения;
5. Характеристики оборудования для полимерного заводнения;
6. Схема подключения установки полимерного заводнения к системе ППД.

### **2.6.1. Описание установки полимерного заводнения и схема подключения**

Для проведения работ по полимерному заводнению планируется использование высокотехнологичного оборудования французского

производства компании SNF Floerger. Данное оборудование имеет компактную структуру и оборудовано уникальными блоками размельчения и приготовления полимера, а также азотной станцией способствующей предохранению полимерного раствора деструкции. Предлагаемый комплекс оборудования по полимерному заводнению разрешен к применению на опасных производственных объектах.

Предлагаемое оборудование обеспечивает закачку полимерного раствора одновременно, отдельно в 2 скважины, и соответствует следующим требованиям:

- Наличие специализированного модуля для измельчения полимера, ускорения его созревания и соблюдения однородности полимерного раствора;
- Наличие азотной станции, используемой при приготовлении полимерного раствора и его обработки перед закачкой, с целью предотвращения окисления и распада полимерного раствора;
- Плунжерные насосы с керамическими вставками;
- Наличие компьютеризированной системы контроля работы установки и параметров закачки полимерного раствора;
- Расход сухого порошка – до 100 кг/ч;
- Концентрация полимера – до 15 000 ppm;
- Производительность каждого насоса - до 180 л/мин;
- Объём баков дозревания оснащённых электромеханическими мешалками - не менее 5 м<sup>3</sup>;
- Диапазон давления – 7-140 бар;
- Макс. температура жидкости – 80 °С;
- Энергоемкость установки – до 150 кВт.

На рисунке 20 представлена технологическая линия приготовления и закачки полимера.

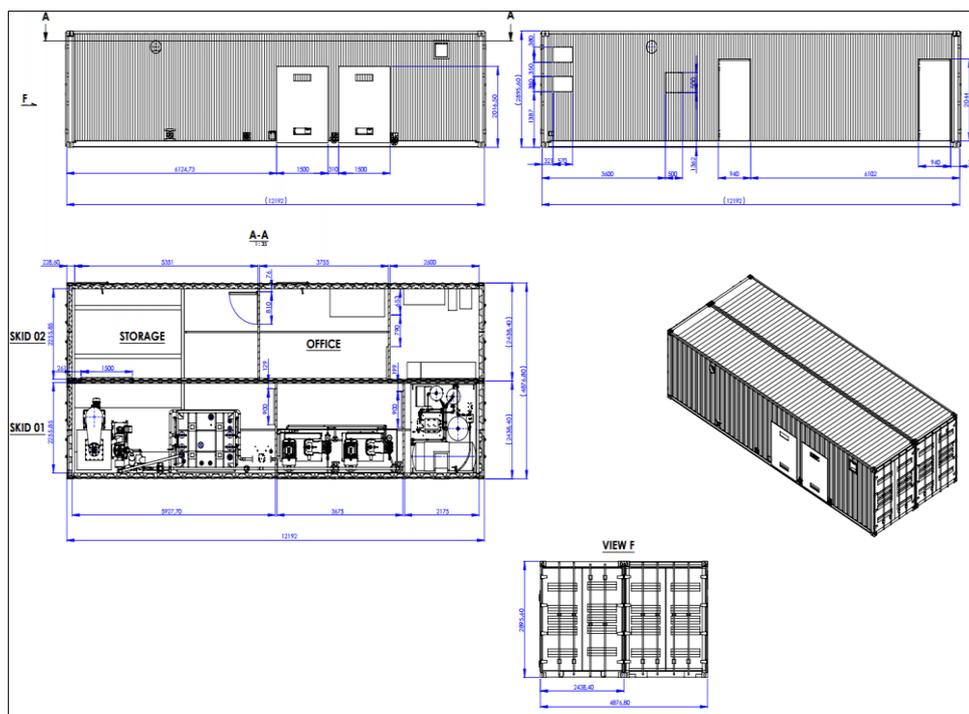


Рисунок 20 – Технологическая линия приготовления и закачки полимера

В SKID №1 входит следующее оборудование:

- 1) Бункер для приёма и подачи полимера к аппарату PSU, вместимостью до 1500 кг сухого полимера
- 2) Аппарат PSU, функции которого, предварительное смачивание, размельчение и окончательное смешивание с водой. Обеспечивает концентрацию вплоть до 15 000 ppm. Производительность до 100 кг/ч.
- 3) Блок дозревания маточного раствора. Представляет собой 4-х секционную ёмкость, объёмом 4-е кубических метра. Каждая секция оснащена электромеханической мешалкой.
- 4) Далее приготовленный маточный раствор при помощи дожимного насоса подаётся в узел закачки.
- 5) Узел закачки это два инжекционных насоса высокого давления, рассчитанных для закачки полимерного раствора в две скважины одновременно.
- 6) Для максимальной защиты маточного полимерного раствора от преждевременного окисления и создания инертной среды в баках

дозревания, смонтирована азотная станция, которая обеспечивает непрерывную подачу азота в процессе приготовления полимерного раствора.

В SKID№2 размещается:

- 1) Отсек для хранения полимера в мешках по 25кг на европаллетах. Вместимость 4тн.
- 2) Электрощитовая. Включает в себя силовое и низковольтное оборудование, преобразователи частоты, полный пакет КИПиА.
- 3) Операторская. Оснащена панелью управления электрикой и системой НМІ (управление и контроль процессом приготовления и закачки).

Установка оснащена системой обнаружения пожара и газа.

### 2.6.2. Программа закачки полимерного раствора

Работы по закачке полимерного раствора с использованием марки полимера Superpusher K-129 должны производиться согласно программе работ, как показано в таблице 18.

Таблица 18 – Программа закачки для опытного участка

Параметры закачки			Параметры полимера					
Номер дня закачки	Число дней	Концентрация полимера	Вязкость полимера	Приемистость скважины 2041	Приемистость скважины 2049	Количество полимера по скважине 2041	Количество полимера по скважине 2049	Накопленный полимер
		(ppm)	(сП)	м3/сут	м3/сут	(т)	(т)	(т)
1	1	500	2,5	250	250	0,12	0,12	0,25
2	1	1000	5	250	250	0,25	0,25	0,75
3	1	2000	19,7	250	250	0,5	0,5	1,75
4	1	3000	38	250	250	0,75	0,75	3,25
5-20	15	4000	60	250	250	15,0	15,0	33,25
21-22	2	3000	38	250	250	1,5	1,5	36,25
23-30	7	2000	19,7	250	250	3,5	3,5	43,25
31-60	30	2000	19,7	250	250	15	15	73,25
61-90	30	2000	19,7	250	250	15	15	103,25
91-120	30	2000	19,7	250	250	15	15	133,25
121-150	30	2000	19,7	250	250	15	15	163,25
151-180,5	30,5	2000	19,7	250	250	15,25	15,25	193,75

2015 год								
1-365	365	2000	19.7	250	250	182,5	182,5	559
2016 год								
1-366	366	2000	19.7	250	250	183	183	925
2017 год								
1-365	365	2000	19.7	250	250	182,5	182,5	1290
2018 год								
1-365	365	2000	19.7	250	250	182,5	182,5	1655

Необходимая концентрация полимера составит 2000 ppm, обеспечивая вязкость 19.75 сП. Программа закачки описана ниже:

- Закачка полимерного раствора будет производиться в нагнетательные скважины №№ 2041 и 2049 со средними значениями объемов закачки (приемистости) 250 м<sup>3</sup>/сут в каждую.
- Концентрация полимера в обеих скважинах будет одинаковой - от минимальной 500 ppm с увеличением в течение первых 5 дней до 4000 ppm с целью отслеживания реакции пласта и скважин на закачку полимера.
- После достижения максимальной концентрации закачка должна быть продолжена при концентрации 4000 ppm в последующие 15 дней. Цель - создание высоковязкого экрана.
- После закачки высоковязкого экрана концентрация полимерного раствора должна быть снижена до концентрации 2000 ppm в течение 3 дней.
- В последующие 4 года планируется продолжать закачку полимера с концентрацией 2000 ppm.

### 3. ПРОВЕДЕНИЕ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ И АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ С УЧЕТОМ ЕСТЕСТВЕННОГО ПАДЕНИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ

Для оценки эффективности в качестве базового варианта используются эмпирические модели разработки, построенные до проведения мероприятия (за период базы сравнения). Оценивается дополнительная добыча нефти, как разность между фактическим объемом добытой нефти и количеством нефти, которое могло бы быть добыто при базовом режиме разработки.

Показатели разработки участка скв. 2041-2049 с прогнозом по характеристикам вытеснения приведены в виде графика на рисунках 21-22. Технологический эффект мероприятия приведен в таблице 19 и представлен на рисунке 23.

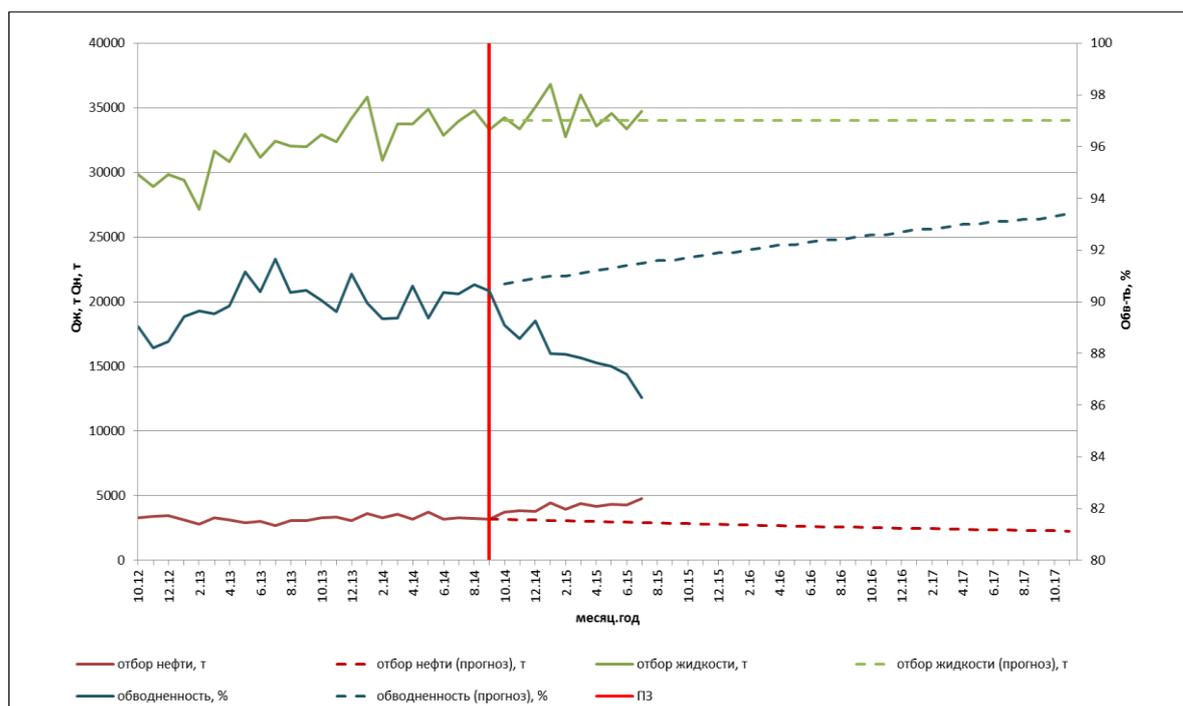


Рисунок 21 – График разработки с прогнозом (характеристика вытеснения) участка скважин 2041-2049. Месторождение XXX, пласт Ю-1

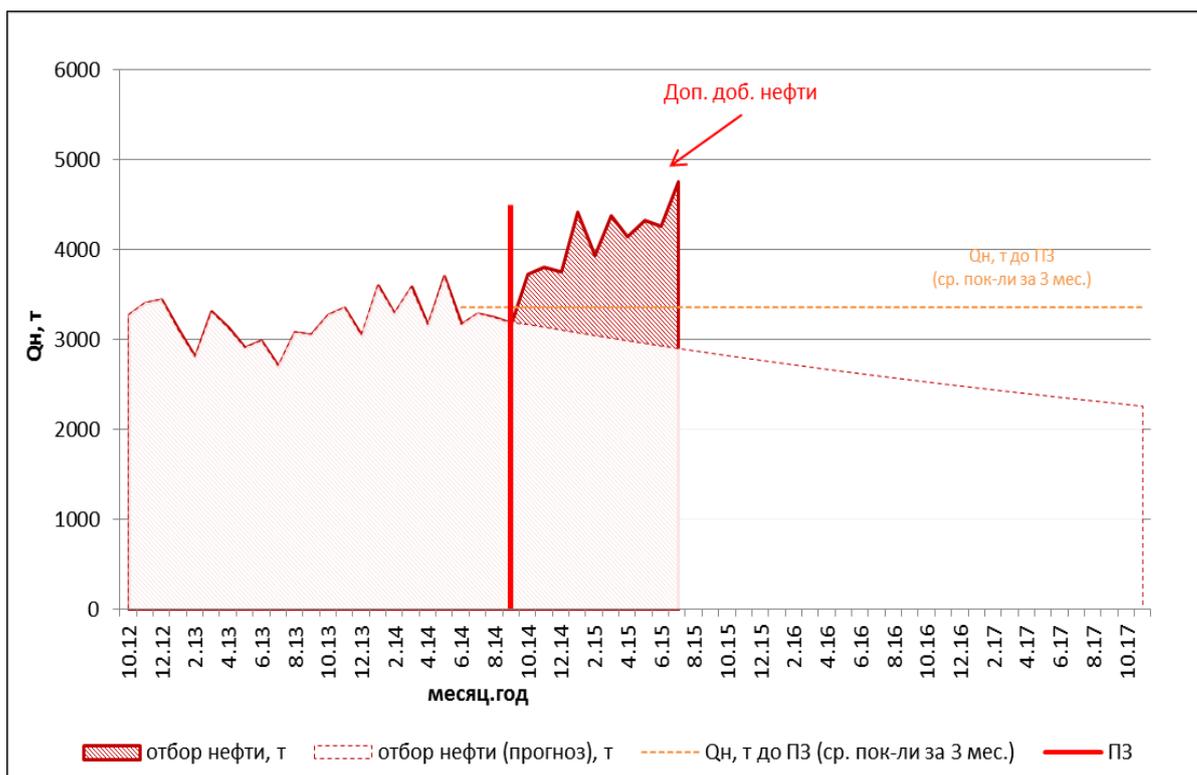


Рисунок 22 – График доп. добычи нефти с учетом её естественного падения по участку скважин 2041-2049. Месторождение XXX, пласт Ю-1

Таблица 19 – Сопоставление фактической и проектной доп. добычи нефти по прямому счёту на основе отчетных данных

Месяц.год	Накопл. доп. доб. нефти факт, т	Накопл доп. доб. нефти по проекту, т	Доп доб нефти факт, т	Доп доб нефти по проекту, т
10.14	372.6	341.0	372.6	341.0
11.14	905.9	682.0	533.3	404.5
12.14	1341.2	1086.5	435.3	452.4
01.15	2383.5	1538.9	1042.3	531.1
02.15	3259.4	2070.0	875.9	574.9
03.15	4281.6	2645.0	1022.2	657.6
04.15	5154.2	3302.6	872.6	721.1
05.15	6124.3	4023.7	970.0	707.2
06.15	7136.4	4730.9	1012.1	846.3
07.15	8560.4	5577.2	1424.0	879.8
08.15		6457.0		972.3
09.15		7429.3		1001.5
10.15		8430.9		1098.0
11.15		9528.8		1160.9
12.15		10689.8		1183.8

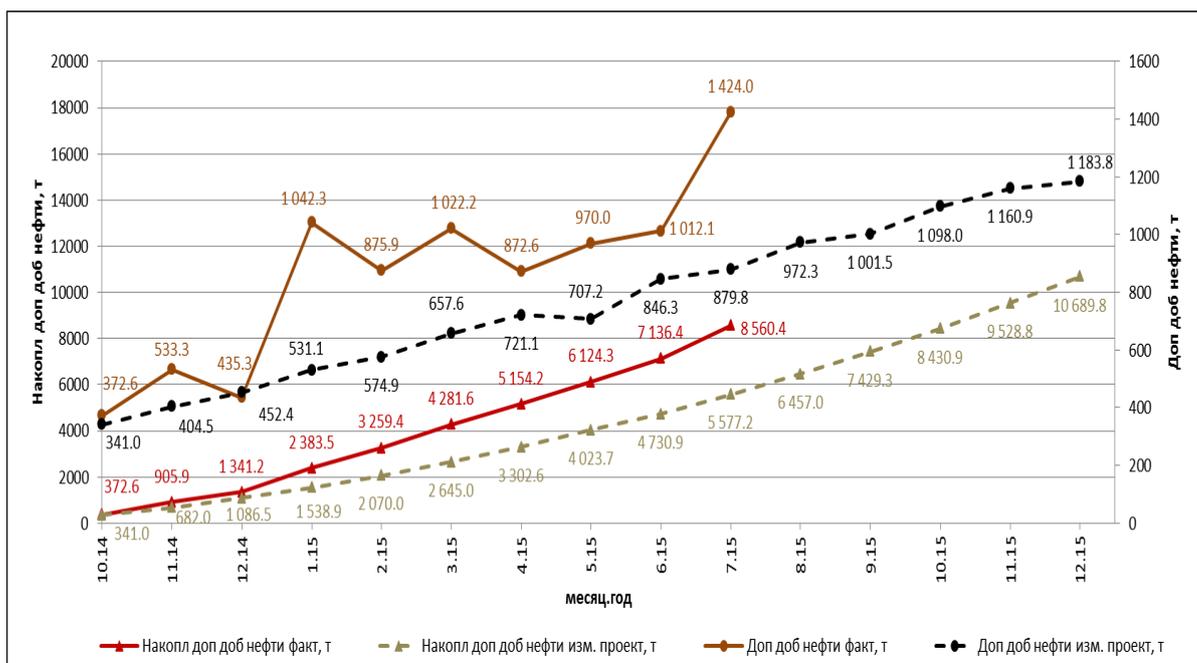


Рисунок 23 – График сопоставления фактической и проектной доп. добычи нефти по прямому счёту на основе отчетных данных

Анализ результатов геолого-гидродинамического моделирования процесса полимерного заводнения по участкам нагнетательных скважин №№2041,2049 показывает, что применение технологии позволит дополнительно добыть за пятилетний период времени 11569,7 м<sup>3</sup>. Удельная эффективность на участках за первый год продолжения эффекта составит 201,8 м<sup>3</sup> нефти на скважину. Проведение рекомендуемых мероприятий по выделенным участкам скважин позволит увеличить коэффициента нефтеизвлечения в среднем на 0,02 д. ед.

Анализируя период исследовательского этапа, продолжительностью около 7 месяцев, можно отметить полученную дополнительную добычу нефти по прямому счёту – 4281.6 тонн (по отчетным данным), 6001.4 тонн (по замерным) и с учетом естественного падения нефти (по характеристикам вытеснения) – 5974 тонн.

По состоянию на 01.08.2015 г. за 10 месяцев по замерным дополнительная добыча нефти составила 12170,1 т, по отчетности – 8560,3 т.

Показатели разработки реагирующих скважин опытного участка по замерным и отчетным данным значительно отличаются. В связи с тем, что замерные данные являются первоисточником, следует использовать их для оценки технологической эффективности полимерного заводнения.

С учетом естественного падения добычи нефти за 10 месяцев по отчетным данным доп. добыча нефти составила 11245,8 т, снижение обводненности – 5,2 %. Падение добычи нефти по характеристикам вытеснения на участке скв. 2041-2049 составило не более 12 % за 1 год.

Проведенный анализ работы по закачке полимерного раствора показывает, что данные работы успешны и целесообразны для дальнейшего проведения площадного полимерного заводнения.

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

*Студенту:*

Группа	ФИО
2Б5П	Игнатенко Маргарите Борисовне

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело 21.03.01

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Определены стоимости ресурсов необходимые для расчета величины экономического эффекта
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Нормы затрат на проведение полимерного заводнения скважин определены по методическим указаниям
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Налог на прибыль 20 %; Налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ)

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

1. <i>Обоснование проведения мероприятия с точки зрения экономики</i>	Проведено обоснование проведения мероприятия с точки зрения экономической эффективности
2. <i>Расчет экономической эффективности</i>	Выполнены расчеты экономической эффективности использования технологии полимерного заводнения
3. <i>Расчет чистой прибыли предприятия от мероприятий</i>	Выполнен расчёт чистой прибыли от полимерного заводнения и доказана целесообразность данной технологии

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

--

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кащук Ирина Вадимовна	К.Т.Н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5П	Игнатенко Маргарита Борисовна		

#### **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**

Данные, необходимые для проведения расчёта экономической эффективности, представлены в таблице 19.

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

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 ХХХ. 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:

$$З = \frac{З_{\text{общ}}}{N}, \text{ тыс. руб./ скважино-операция} \quad (12)$$

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

$N$  – объём внедрения, скважино-операций.

$$Z = \frac{10052,72}{21} = 478,7 \text{ тыс. руб./ скважино-операция}$$

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

$$\Delta Q_{\text{н}} = Q_{\text{н2}} - Q_{\text{н1}}, \text{ тыс.т} \quad (13)$$

где,  $Q_{\text{н1}}$  – объём добычи нефти до внедрения технологии, тыс. т;

$Q_{\text{н2}}$  – объём добычи нефти после внедрения технологии, тыс. т.

$$\Delta Q_{\text{н}} = 3059,433 - 3055,8 = 3,633 \text{ тыс. т}$$

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

$$\Delta Q_{\text{н1об}} = \frac{\Delta Q_{\text{н}}}{N}, \text{ тыс.т} \quad (14)$$

где,  $\Delta Q_{\text{н}}$  – объём дополнительной добычи нефти после внедрения технологии (на всех скважинах), тыс. т;

$N$  – объём внедрения, скважино-операций.

$$\Delta Q_{\text{н1об}} = \frac{3,633}{21} = 0,173 \text{ тыс. т}$$

Таблица 20 – Параметры для расчёта экономической эффективности от проведения полимерного заводнения

Параметры	Обозначение	Значение
Объём внедрения, скважино-операций	$N$	21
Стоимость нефти (товарная), руб./т	$C_{\text{н}}$	23830
Общие затраты на проведение полимерного заводнения, тыс. руб.	$Z_{\text{общ}}$	10052,72
Затраты на проведение на одной скважине, тыс. руб./скважино-операция	$Z$	478,7
Условно-переменная часть расходов в себестоимости нефти, руб./т	УПР	8172,7
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, руб./т	$H$	65
Объем добычи нефти до проведения технологии, тыс. т	$Q_{н1}$	3055,8
Объем добычи нефти после внедрения технологии, тыс. т	$Q_{н2}$	3059,433
Объем дополнительной добычи нефти после внедрения технологии (на всех скважинах), тыс. т	$\Delta Q_n$	3,633
Объем дополнительной добычи нефти после внедрения технологии (на одну скважину), тыс. т	$\Delta Q_{н1об}$	0,173

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:

$$Э_{1об} = C_n * \Delta Q_{н1об} - УПР * \Delta Q_{н1об} - З, \text{ тыс.руб.} \quad (15)$$

где  $\Delta Q_{н1об}$  – объем 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.

$$Э_{1об} = 23830 * 0,173 - 8172,7 * 0,173 - 478,7 = 2230,013 \text{ тыс.руб.}$$

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

$$Э_r = C_2 * Q_{н2} - C_1 * Q_{н1} - H * \Delta Q_n, \text{ тыс.руб.} \quad (16)$$

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

$\Delta Q_n$  – дополнительная добыча нефти, тыс. т;

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

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

$$\mathcal{E}_r = 16024,5 * 3059,433 - 16024,9 * 3055,8 - 65 * 3,633 = 56758,544$$

тыс.руб.

Таблица 21 – Показатели эффективности внедрения технологии полимерного заводнения

Параметр	Обозначение	Значение
Удельный экономический эффект (на одну скважино-операцию), тыс. руб.	$\mathcal{E}_{1об}$	2230,013
Годовой экономический эффект, тыс. руб.	$\mathcal{E}_r$	56758,544

#### 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:

$$\text{ЧП} = \mathcal{E}_r - \frac{\text{НДПИ} * \mathcal{E}_r}{100\%} - \frac{N_{п} * \mathcal{E}_r}{100\%} - Z_{общ}, \text{ тыс.руб.} \quad (20)$$

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

$N_{п}$  – налог на прибыль (20% от экономической эффективности), %;

$Z_{общ}$  – общие затраты на проведение кислотных обработок, тыс. руб.

$$\text{ЧП} = 56758,544 - \frac{0 * 56758,544}{100\%} - \frac{20 * 56758,544}{100\%} - 10052,72 =$$

35354,115 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 56758,544 тыс. руб. При использовании полимерного заводнения, воздействующего на 21 добывающую скважину чистая прибыль составила 35354,115 тыс. руб.

В результате представленных выше расчетов необходимо отметить, что применение данного метода на месторождении ХХХ 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.

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 2Б5П	ФИО Игнатенко Маргарите Борисовне
----------------	--------------------------------------

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело (21.03.01)

### Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<i>Характеристика объекта исследования и области его применения</i>	<i>Объект исследования – кустовые площадки на месторождениях Западной Сибири</i>
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
<b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</b>	<i>Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом Организация рабочей зоны</i>
<b>2. Производственная безопасность</b> <i>2.1. Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению 2.2. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению</i>	<i>Рассмотрение источников опасных и вредных факторов:</i> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>обследование элементов конструкций на целостность и отсутствие видимых повреждений;</i></li> <li>• <i>монтаж, демонтаж оборудования;</i></li> <li>• <i>обеспечение санитарного порядка на территории объектов;</i></li> <li>• <i>работа оборудованием, работающим под высоким давлением;</i></li> <li>• <i>работа в темное время суток.</i></li> </ul> <i>Выяснение мер по обеспечению безопасности работы персонала.</i>
<b>3. Экологическая безопасность</b>	<i>Оценка и анализ воздействия работ по полимерному заводнению на атмосферу, литосферу и гидросферу. Комплекс мер по охране окружающей среды.</i>
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях</b>	<i>Оценка возможных чрезвычайных ситуаций. Описание наиболее вероятной ЧС – взрыва, его источников, комплекса мер по обеспечению безопасности.</i>

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

### Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

### Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5П	Игнатенко Маргарита Борисовна		

## **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 на кустовой площадке

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 22).

Таблица 22 – 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	

<p>Полевые работы:</p> <p>1) обследование элементов конструкций на целостность и отсутствие видимых повреждений;</p> <p>2) монтаж, демонтаж оборудования;</p> <p>3) обеспечение санитарного порядка на территории объектов;</p> <p>4) работа с оборудованием, работающим под высоким давлением;</p> <p>5) работа в темное время суток.</p>	<p>1. Отклонение показателей климата на открытом воздухе;</p> <p>2. Превышение уровней шума и вибрации;</p> <p>3. Недостаточная освещенность;</p> <p>4. Повышенная запыленность рабочей зоны.</p>	<p>1. Электрический ток;</p> <p>2. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования;</p> <p>3. Давление (разрушение аппарата, работающего под давлением).</p>	<p>Требования безопасности к уровню шума: ГОСТ 12.1.003-83 (1999);</p> <p>Требования безопасности к уровню вибрации: ГОСТ 12.1.012-90;</p> <p>Защитное заземление, зануление: ГОСТ 12.1.030-81;</p> <p>Естественное и искусственное освещение: СП 52.13330.2011;</p> <p>Оборудование производственное. Общие требования безопасности: ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ;</p> <p>Оборудование производственное. Ограждения защитные: ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ.</p>
--	---	---	--

### **Анализ вредных производственных факторов и обоснование**

#### **мероприятий по их устранению**

#### *Отклонение показателей климата на открытом воздухе.*

Отклонение показателей климата может привести к ухудшению общего самочувствия рабочего. Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего. При отклонении показателей климата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами и соответствуют времени года.

Спецодежда должна быть хлопчатобумажной, 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 23).

Таблица 23 – Погодные условия, при которых работы на открытом воздухе приостанавливаются

<b>Скорость ветра, м/с</b>	<b>Температура воздуха, °С</b>
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 12.1.003-83 (1999). Норма на открытой местности составляет 80дБА, 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 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.

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

***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 и электроинструменты должны иметь заземление и подлежать занулению отдельной жилой кабеля с сечением жилы не менее сечения рабочих жил. Защитное заземление должно удовлетворять ряду

требований, изложенных в ГОСТ 12.1.030-81 «Защитное заземление. Зануление».

Для защиты персонала от поражения электрическим током при пробое изоляции электрифицированных механизмов и электроинструмента они должны быть оборудованы устройствами защитного отключения (УЗО). Одной из защитных мер является также ограничение напряжения до 12- 36 В для переносного электрооборудования, местного или ремонтного освещения.

Для предотвращения негативного воздействия электрического тока на рабочих используются средства коллективной и индивидуальной защиты (ГОСТ Р 12.1.019-2009).

Коллективные средства электрозащиты: изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль, установка оградительных устройств, предупредительная сигнализация и блокировка, использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов, применение малых напряжений, защитное заземление, зануление, защитное отключение.

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

***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:**

Таким образом, в данной главе были рассмотрены:

- правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности для лиц, работающих вахтовым методом;
- опасные и вредные производственные факторы и обоснованы мероприятия по их устранению;
- вопросы, касающиеся влияния работ по полимерному заводнению на атмосферу, гидросферу и литосферу;
- безопасность в чрезвычайных ситуациях.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

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 месторождения ХХХ, осуществлялся на основе анализа рынка полимеров. Для проведения анализа было выбрано 16 образцов водорастворимых полимеров различного типа. Из них 15 образцов представляют собой синтетические водорастворимые сополимеры акриламида с различными мономерами, улучшающими совместимость с высокоминерализованными водами и стойкость к термоокислительной деструкции. Молекулярные массы приведенных образцов полимеров акриламида находятся в диапазоне от 7 до 23 млн.; содержание карбоксильных групп варьируется в пределах от 1 до 22 % мольн. Результаты анализа растворимости полимеров показали, что 11 из 15 образцов полимеров акриламида и образец ксантановой камеди удовлетворительно растворяются в высокоминерализованной модельной воде месторождения ХХХ.

На основании анализа реологических свойств полимеров в свободном объеме были выбраны 5 образцов с наилучшими вязкостными характеристиками. В ходе анализа на основе лабораторных, физико-химических, реологических и фильтрационных исследований, выбран наиболее оптимальный полимер для внедрения полимерного заводнения на нефтяных месторождениях.

На основании анализа и математических расчетов определена оптимальная концентрация полимера марки Superpusher K129 для технологии полимерного заводнения, которая составила 1,5 г/л. Отмечены высокие значения факторов (от 20 до 129 д. ед) и остаточных факторов сопротивления (от 6 до 70 д.ед.) для диапазона проницаемостей 0,15 – 1,31 мкм<sup>2</sup> при

фильтрации полимера с концентрацией 1,5 г/л.

На основе многовариантного анализа по различным сценариям, с использованием критериев применимости технологий ПНП, с исключением участков с неблагоприятными геолого-физическими и технико-технологическими факторами для анализа закачки полимерного состава был выбран участок продуктивного горизонта Ю-1, состоящий из двух нагнетательных скважин 2041 и 2049, и 14 реагирующих добывающих скважин. Дано обоснование применения технологии. Проведен анализ опытной закачки полимерного состава с оценкой эффекта.

Оценена эффективность применения полимерного заводнения и даны рекомендации о дальнейшем внедрении технологии полимерного заводнения на рассматриваемом месторождении ХХХ.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ 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. Федорова А.Ф., Шиц Е.Ю., Портнягин А.С. Исследование возможности применения растворов полимеров в качестве агентов вытеснения на месторождениях с аномально низкими пластовыми температурами // Нефтегазовое дело. - 2008. - №1.
3. Орынбасар Е.К., Будянская С.Б. и др. Авторский надзор за реализацией уточненного проекта разработки месторождения ХХХ, Актау, 2011.
4. Хисамов Р.С., Газизов А.А., Газизов А.Ш. Увеличение охвата продуктивных пластов воздействием. М: ОАО ВНИИОЭНГ, 2003. - 568с.
5. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. М: Недра, 1985. – 308 с.
6. Халимов Э.М. Технология повышения нефтеотдачи пластов, М: Недра, 1984. - 272 с.
7. Липатов Ю.С. Сергеева Л.М. Адсорбция полимеров. Киев: Наукова думка, 1972. –196 с.
8. Муслимов Р.Х. Современные методы повышения нефтеизвлечения: проектирование, оптимизация и оценка эффективности: Учебное пособие. – Казань: ФЭН, 2005. – 688 с.
9. Николаев, А. Ф Водорастворимые полимеры / А. Ф. Николаев, Г. И. Охрименко JL: Химия, 1979. - 144 с.
10. Дорофеев В.И., Рудская Л.П. и др. «Оказание научно-технической помощи при внедрении технологии полимерного воздействия и оценка ее эффективности». КазНИПИнефть, г. Актау 1996 г.
11. ГОСТ Р ИСО 26000-2012. Руководство по социальной ответственности. – М: Стандартиформ, 2014. – 23 с.

- 12.ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
- 13.ГОСТ 12.1.003-83 (1999) ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. Стандартиформ, 1999. – 25 с.
- 14.ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
- 15.Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Серия 08. Выпуск 19. — М.: Закрытое акционерное общество «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2013. – 288 с.
- 16.Кошмин В.Г., Малютина А.Е. и др. «Анализ разработки месторождения ХХХ». ОАО «NNN», г. Актау, 2004 г.
- 17.Крупин А. А., Дорофеева Л. Е. и др. «Пересчет начальных запасов нефти, газа и попутных компонентов юрской продуктивной толщи месторождения ХХХ (по состоянию изученности на 01. 01. 2006 г.)». ТОО «Научно-производственный центр», г. Актау, 2007 г.
- 18.РД 39-01/06-0001-89. Методические рекомендации по комплексной оценке эффективности мероприятий, направленных на ускорение научно-технического прогресса в нефтедобывающей промышленности. - М.: Министерство топлива и энергетики РФ, 1989. - 124 с.
- 19.Методические рекомендации по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. Утверждены приказом МПР РФ от 21.03.2007 №61 М. - 2007. - 95 с.
- 20.Методика по планированию, учету и калькулированию себестоимости добычи нефти и газа» Утв. Минтопэнерго и Минэкономики РФ 29.12.1995 г.