



Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение высшего образования  
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов  
Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело  
Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

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

УДК 622.276.43:678.7(571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7П	Власенко Артур Александрович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гладких Марина Алексеевна			

### КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Спицына Любовь Юрьевна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Фех Алина Ильдаровна			

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2021 г.

**Планируемые результаты обучения**

<b>Код</b>	<b>Результат освоения ООП</b>	<b>Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон</b>
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОК(У)-1, ОК(У)-2, ОК(У)-4, ОК(У)-6, ОК(У)-7, ОК(У)-8, ОПК(У)-1, ОПК(У)-2)</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-3, ОК(У)-5, ОК(У)-9, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6)</i>
P3	Осуществлять и корректировать технологические процессы при эксплуатации и обслуживании оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-1, ПК(У)-2, ПК(У)-3, ПК(У)-6, ПК(У)-7, ПК(У)-8, ПК(У)-10, ПК(У)-11)</i>
P4	Выполнять работы по контролю промышленной безопасности при проведении технологических процессов нефтегазового производства и применять принципы рационального использования природных ресурсов, а также защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ, (ПК(У)-4, ПК(У)-5, ПК(У)-9 ПК(У)-12, ПК(У)-13, ПК(У)-14, ПК(У)-15)</i>
P5	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК (У)-23, ПК (У)-24)</i>
P6	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-4, ОПК(У)-3, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-25, ПК(У)-26)</i>
P7	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, формировать задания и оперативные планы, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы при разработке и эксплуатации месторождений	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-9, ПК(У)-14), требования профессионального стандарта 19.021 Специалист по промышленной геологии</i>
P8	Управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке и реализации проектов нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-9, ПК(У)-11), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата</i>
P9	Повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности на опасных производственных объектах, соблюдать правила охраны труда и промышленной безопасности, выполнять требования по защите окружающей среды	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-6, ОПК(У)-7, ПК(У)-4, ПК(У)-7, ПК(У)-13), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата, 19.021 Специалист по промышленной геологии.</i>

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП

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

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

В форме:

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7П	Власенко Артур Александрович

Тема работы:

Анализ эффективности применения технологии полимерного заводнения на нефтяных месторождениях Западной Сибири	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№89-12/с от 30.03.2021

Срок сдачи студентом выполненной работы:

--	--

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	Анализ применения разных видов заводнения. Анализ выбора полимера для заводнения. Анализ особенностей применения полимерного заводнения. Физико-химические свойства полимера. Ограничения применения полимера. Анализ технологического процесса полимерного заводнения. Сравнительный анализ различных свойств закачиваемого полимера.
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и	Доцент, Спицына Любовь Юрьевна

ресурсосбережение	
«Социальная ответственность»	Старший преподаватель, Фех Алина Ильдаровна
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b>	
Область применения полимерного заводнения	
Анализ технологического процесса полимерного заводнения	
Выводы и рекомендации по выбору оптимального состава полимерного заводнения	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	

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

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гладких Марина Алексеевна			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7П	Власенко Артур Александрович		

## ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

**ПЗ** – полимерное заводнение;

**ПАВ** – поверхностно-активные вещества;

**БП** – биополимер;

**ГФУ** – геолого-физические условия;

**ПАА** – полиакриламид;

**ПЗП** – призабойная зона пласта;

**КНС** – кустовая насосная станция;

**ВРБ** – водораспределительный блок;

**ППД** – поддержание пластового давления;

**СПС** – сшитые полимерные состав;

**МСПС** – модернизированный сшитый полимерный состав;

**ПДС** – полимердисперсный состав;

**МПДС** – модифицированный полимердисперсный состав;

**АМГ** – агент модифицирующий гелеобразующий;

**ПГС** – полимерно-гелевая система;

**ПЭЦ** – простой эфир целлюлозы;

**СИЗ** – средства индивидуальной защиты;

**УДХ** – установка дозирования реагентов.

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 92 страницы, в том числе 16 рисунков, 30 таблиц. Список литературы включает 46 источников.

Ключевые слова: полимерное заводнение, коэффициент охвата пласта заводнением, полимер, увеличение нефтеотдачи, деструкция полимера.

Объектом исследования являются технологии полимерного заводнения.

Цель исследования – анализ применения технологии полимерного заводнения на нефтяных месторождениях Западной Сибири.

В процессе исследования были рассмотрены реагенты, применяемые при полимерном заводнении. Проведен анализ технологий и сопутствующих им химических реагентов, применяющихся для увеличения охвата пласта заводнением и уменьшения остаточной нефтенасыщенности.

В результате исследования выявлен положительный эффект полимерного заводнения. С помощью данной технологии можно увеличить охват пласта заводнением и добыть остаточную нефть.

Область применения: нагнетательные скважины.

Потенциальная экономическая эффективность связана с дополнительной добычей нефти за счет применения полимерного заводнения.

## Оглавление

ВВЕДЕНИЕ.....	9
1 ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ.....	10
1.1 Анализ применения разных видов заводнения .....	11
1.3 Анализ геологических особенностей применения полимерного заводнения.....	16
1.4 Физико-химические свойства полимеров .....	22
1.5 Ограничения применения полимеров .....	25
2. Анализ технологического процесса полимерного заводнения. ....	28
2.1 Технология производства полимера .....	28
2.2 Технология подготовки воды .....	33
2.3 Технология приготовления раствора .....	40
2.4 Технология закачки в пласт. ....	41
2.5 Сравнительный анализ различных составов закачиваемого полимер .....	45
2.5.1 Сшитые полимерные системы.....	45
2.5.2 Полимер-дисперсный состав .....	46
2.5.3 Полимерно-гелевая система .....	48
2.5.4 Биополимеры .....	48
2.5.5 Простой эфир целлюлозы .....	49
2.5.6 АСП-заводнение .....	50
3. ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ВЫБОРУ ОПТИМАЛЬНОГО СОСТАВА ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ .....	51
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	55
4.1 Потенциальные потребители технологии .....	55
4.2 Технология QuaD .....	56
4.3 Бюджет технологии проведения полимерного заводнения.....	58
4.3.1 Данные для расчета экономической эффективности .....	58

4.3.2 Расчёт экономической эффективности от внедрения технологии полимерного заводнения .....	60
4.3.3 Расчёт чистой прибыли предприятия .....	61
4.4 Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности технологии.....	62
4.5 SWOT – анализ.....	64
4.6 Определение возможных альтернатив проведения научных исследований .....	66
4.7 Разработка графика анализа технологии .....	67
4.8 Бюджет научно-технического исследования .....	68
4.8.1 Расчет затрат на специальное оборудование .....	69
4.8.2 Заработная плата исполнителей .....	69
4.8.3 Отчисления во внебюджетные фонды.....	72
4.8.4 Накладные расходы .....	72
4.9 Вывод по экономическому разделу .....	73
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....	76
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .	76
5.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия .....	79
5.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия .....	81
5.3 Экологическая безопасность .....	83
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	84
5.5 Выводы по разделу социальная ответственность.....	86
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	87
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	88



## ВВЕДЕНИЕ

В связи с тем, что большинство месторождений находятся на поздней стадии разработки, то необходимо применять методы повышения нефтеотдачи. Основной задачей данных методов является увеличение коэффициента извлечения нефти и коэффициента охвата пласта заводнением. Для решения данной задачи применяют технологию заводнения. Однако помимо традиционного заводнения, существует полимерное заводнения, которая позволяет более эффективно воздействовать на пласт.

Использование полимера позволяет загущать воду и снижать динамическую неоднородность потоков флюида, тем самым увеличить охват пласта заводнением. Также полимерный раствор позволяет стабилизировать фронт вытеснения и предотвратить преждевременный прорыв воды к добывающим скважинам.

Актуальность данной работы: применение полимерного заводнения вместо традиционного заводнения.

Целью выпускной квалификационной работы является определение критериев эффективности применения технологии полимерного заводнения на нефтяных месторождениях Западной Сибири.

Для достижения цели поставлены следующие задачи:

1. Определить сущность полимерного заводнения;
2. Проанализировать геолого-физические условия применения;
3. Изучить процесс деструкции полимера;
4. Рассмотреть различные составы реагентов и технологию полимерного заводнения.

## 1 ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ

При разработке многопластовых месторождений не обеспечивается равномерное нефтевытеснение, в результате чего в малопроницаемых зонах остается нефть. Для уменьшения нефти в граничных слоях применяют реагенты, которые улучшают смачиваемость породы вытесняющей водой. Поэтому применение полимерного заводнения (ПЗ) является наиболее перспективным методом увеличения нефтеотдачи.

Полимерное заводнение – технология повышения нефтеотдачи путем увеличения коэффициента охвата пласта заводнением. Сущность данного метода заключается в том, что полимеры растворяют в воде, чтобы увеличить вязкость воды и снизить ее подвижность. Реагенты способны проникать вглубь пласта и создавать потокоотклоняющие экраны. Нефть, которая была удержана капиллярными силами или не была охвачена, остается в пласте. Изменение соотношения подвижностей нефти и вытесняющего флюида может улучшить показатели заводнения и повысить коэффициент нефтеотдачи.[1] ПЗ способствует извлечению остаточной нефти. Полимерный раствор проникает в высокопроницаемые пропластки, тем самым уменьшает динамическую неоднородность потоков жидкости и увеличивает охват пласта заводнением.

Стабилизация фронта вытеснения происходит за счет свойства полимера загущать воду, а так же это способствует предотвращению преждевременного прорыва воды из нагнетательных скважин в добывающие. Так, растворение полимера с концентрацией 0,1 % можно увеличить вязкость до 3-4 мПа·с.[1]

Полимерные растворы, обладая повышенной вязкостью, лучше вытесняют не только нефть, но и связанную пластовую воду из пористой среды. Они вступают во взаимодействие со скелетом пористой среды, т.е. породой и цементирующим веществом.[2] Это вызывает адсорбцию молекул полимеров из раствора на поверхности пористой среды, что приводит к сужению каналов и ухудшению фильтрации через них воды, а на фронте вытеснения создается вал «неактивной» воды. А так как полимерный раствор поступает сначала в высокопроницаемые слои, то за счет этих двух эффектов – повышения вязкости

раствора и снижения проводимости среды – происходит уменьшение динамической неоднородности потоков жидкости и как следствие – повышение охвата пластов заводнением.

### **1.1 Анализ применения разных видов заводнения**

Сущность процесса заводнения заключается в закачке воды в нефтяной пласт с помощью нагнетательных скважин, для поддержания пластового давления при разработке нефтяной залежи.

Заводнение может быть искусственным и естественным. Естественное заводнение происходит за счет соединения нижних водоносных горизонтов с объектом разработки. Однако эффективность данного заводнения проявляется только при высоком напоре водоносных горизонтов.

В промышленности чаще используется искусственное заводнение, когда через нагнетательные скважины закачивается вода в пласт. Искусственное заводнение делится на законтурное, приконтурное и внутриконтурное.

Каждый из видов обладает своими особенностями. Так при законтурном заводнении, нагнетательные скважины бурятся за пределами залежи, вблизи внешнего контура. Добывающие скважины располагаются рядами. Для того чтобы эффективно использовать данный вид заводнения, пласт должен обладать хорошей пористостью ( $K_{пор} - 12-17 \%$ ), проницаемостью ( $K_{прн.} - 5$  мД) и небольшой шириной водонефтяной зоны. Однако данный вид заводнения широкого применения не получил.

Использование приконтурного заводнения эффективно при небольших залежах, а так же возможно использование совместно с законтурным, при условии что в законтурной зоне идет снижение проницаемости. Нагнетательные скважины расставляют вблизи внешнего контура нефтеносности, непосредственно внутри залежи.

Процесс внутриконтурного заводнения заключается в разделении залежи на отдельные площади, каждая из них имеет свою систему разработки. Нагнетательные скважины располагаются непосредственно на нефтяной части пласта. Применяют данный способ на крупных месторождения

платформенного типа с широкими водонефтяными зонами. Внутриконтурное заводнение подразделяют на площадное, блоковое, избирательно и очаговое.

При блоковом заводнения скважины располагают прямолинейно-параллельными рядами, чередуя ряды нагнетательных и добывающих скважин. Благодаря данной системе залежь можно разрабатывать по блокам независимо друг от друга. Так же из положительных сторон можно отметить, что можно переходить от одной системы рядов к другой.

Блоковое заводнения делится по числу рядов добывающих и нагнетательных скважин на: однорядные, трехрядные и пятирядные системы. Если идет чередования рядов нагнетательных и добывающих скважин, то это однорядная система.[1] Ее используют при низких значениях проницаемости и высокой вязкости. Когда на три ряда добывающих скважин бурят один ряд нагнетательных, то это трехрядная система.

Пятирядную систему используют, когда неоднородность и прерывистость пласта незначительна, вязкость низкая, а проницаемость высокая. При данной системе на 5 добывающих рядов всего один ряд нагнетательных скважин. В реальных условиях используют смешанные блоковые системы, когда нагнетательные ряды располагаются как в крест, так и параллельно.

В зависимости от образующейся фигуры сетки скважин, площадное заводнения подразделяют на пятиточечное, семиточечное и девятиточечное. Во всех этих видах нагнетательные скважины находятся в центре фигуры, а добывающие расставлены по углам. Так пятиточечная четка образует квадрат, семиточечная – шестиугольник. Так же хотелось бы отметить что девятиточечная система считается наиболее интенсивной. Однако у площадного заводнения есть недостаток, из-за того что расстановка скважин происходит на стадии проектирования, то на деле не все скважины реализуются.

При сильной неоднородности пластов используют избирательное заводнение, при котором местоположения скважин определяют уже после разбуривания и под особенности строения продуктивных пластов

В качестве вспомогательного способа применяют очаговое заводнения. При данном виде заводнения нагнетательные скважины выбирают из числа добывающих или уже разбуренных скважин с целью вовлечения в процесс разработки ранее не охваченных вытеснением линз или частей пласта.

Однако помимо простой закачки воды в пласт, в нее добавляют различные вещества, такие как поверхностно-активные вещества, полимеры и щелочи. Это делается с целью снижения поверхностного натяжения на границе фаз вода-нефть, уменьшения разницы вязкости между водой и нефтью, тем самым увеличивая нефтеотдачу пласта.

## **1.2 Анализ выбора полимера для заводнения**

Существует множество различных агентов для полимерного заводнения, но в основном на промысле используется полиакриламид с разными добавками.

Промышленные полимеры делятся на два класса: полиакриламиды и полисахариды. Далее в работе мы будем обращаться именно к ним. На рисунке 1 представлена типичная молекулярная структура полимеров.

Биополимеры ксантановой смолы, например, полисахарид ксантан (ксантановая камедь) – по своей природе является полисахаридом и относится к группе стабилизаторов. Общая формула  $(C_{35}H_{49}O_{29})_n$ . [3] Раствор ксантана устойчив к ферментам, спиртам, ПАВам, кислотам (кроме соляной) и щелочам, высоким (до 120 °С) и низким (до – 18 °С) температурам. В смеси с другими камедями эффект применяется в качестве загустителя для буровых растворов.

Полисахариды образуются в процессе бактериального брожения за счет полимеризации молекул сахаридов (рисунок 1 (b)). Однако после процесса остается много обломков, которые необходимо убрать до закачки полимера (Веллингтон, 1980). Из недостатков полисахаридов можно выделить их чувствительность к бактериальному воздействию после закачки в пласт. Но при этому они невосприимчивы к минерализации и жесткости воды. На рисунке 1

(b) можно видеть причину данной невосприимчивости. Так как молекулу полисахарида можно считать неионогенной, следовательно, на нее не действует ионогенное экранирование. В результате того, что структура полисахарида более развернутая, чем у частично гидролизованного полиакриламида, а вращение углеродной связи с атомом кислорода в кольце не полное, то увеличение вязкости раствора происходит за счет сцепления и добавления в раствор более жесткой структуры. Полисахариды не дают уменьшения проницаемости. Молекулярный вес полисахаридов колеблется в районе миллионов г/моль.

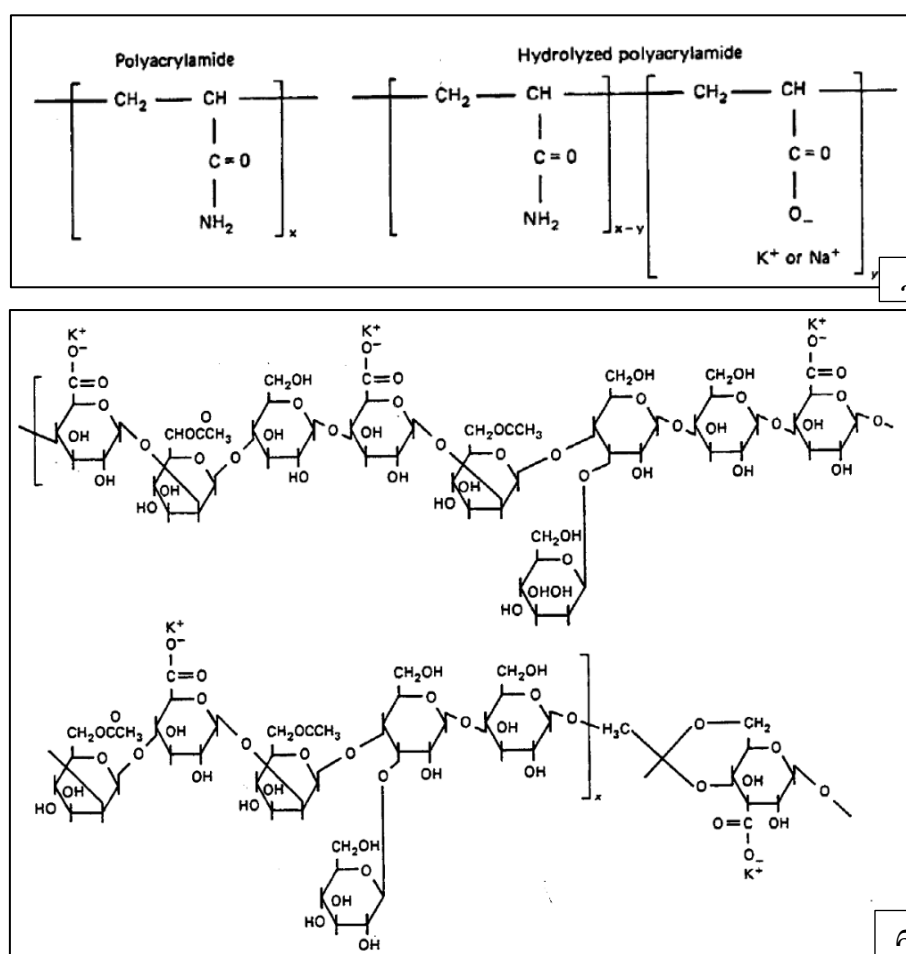


Рисунок 1 – Молекулярные структуры (Уилхйт и Доминквец, 1977)

(a) – Частично гидролизованный полиакриламид

(b) – Полисахарид (биополимер)

В 1960-х годах в СССР изучали методы увеличения вытесняющей способности воды, которые заключались в добавлении различных химических

реагентов для увеличения вытеснения нефти из малопроницаемых зон пласта. Биополимер «Продукт БП-92» в 1999 году был внедрен на Покамасовском месторождении. Было произведено 69 операций по закачке реагента в пласт. В пласт было закачено 50 тыс. м<sup>3</sup> реактива. Технологический эффект от применения данного полимера составил более 500 тонн дополнительно добытой нефти на 1 тонну реагента.

Полиакриламиды или частично гидролизованные полиакриламиды состава  $(-\text{CH}_2\text{CHCONH}_2-)_n$  используются в нефтяной промышленности для заводнения пластов и проведения ремонтно-изоляционных работ в скважине, также применяются при нефтедобыче как регулятор водоотдачи и ингибитор набухания глины.[3]

Полиакриламиды называют частично гидролизованными из-за того, что в процессе полимерного заводнения полимер подвергается частичному гидролизу. В результате гидролиза, анионные карбоксильные группы  $(-\text{COO}^-)$  оказываются разбросанными вдоль основной цепи макромолекулы. Мономерное звено макромолекулы полимера представлено молекулой акриламида.

Степень гидролиза помогает оптимизировать определенные свойства, такие как растворимость в воде, вязкость и удерживающая способность. Стараются сделать так, чтобы степень гидролиза составляла 30-35% акриламидных мономеров. Потому что если степень гидролиза будет намного меньше, то полимер не сможет раствориться в воде. А если степень гидролиза будет слишком большой, то полимер будет слишком чувствителен к действию минерализации и жесткости (Шуп, 1998).

Характерная особенность гидролизованного полиакриламида увеличивать вязкость заключается в его большом молекулярном весе.

Частично гидролизованные полиакриламиды обладают особенностью увеличивать вязкость за счет большого молекулярного веса. Усиление этой способности происходит за счет анионного отталкивания между молекулами полимера и между сегментами одной и той же молекулы. В результате

отталкивания, молекулы раствора растягиваются и сцепляются с другими растянутыми молекулами. Это приводит к уменьшению подвижности при повышенных концентрациях

Недостатком частично гидролизованного полиакриламида является чувствительность к минерализации и жесткости воды. Так как при повышенных данных показателей, отталкивание молекул уменьшается. Это происходит из-за ионного экранирования, т.к. свободно вращающиеся углерод-углеродные связи (рисунок 1 (а)) позволяют молекуле свернуться в клубок. Следовательно снижается сцепление и тем самым уменьшается эффективность полимера. Однако частично гидролизованный полиакриламид обладает стойкостью к действию бактерий, является относительно недорогим агентом и дает постоянное уменьшение проницаемости.

Каждый из классов по своему эффективен и выгоден в применении. Хотя частично гидролизованный полиакриламид дешевле полисахаридов, но при высокой минерализации разница в цене будет не значительна. Ксантовые смолы лучше загущают жесткую воду, а полиакриламиды более стабильны в щелочных условиях.[1] Также хотелось бы отметить, что оба класса претерпевают химическую деструкцию и не допускают высокого содержания кислорода или ионов железа, а лучше и полностью исключить кислород. Поэтому необходимо подбирать полимер исходя из пластовых условий.

### **1.3 Анализ геологических особенностей применения полимерного заводнения**

При выборе полимера необходимо рассмотреть геолого-физические условия (ГФУ) применения для ПЗ, чтобы применение ПЗ было более эффективным. В последнее время диапазон ГФУ значительно расширился. Изменения в количестве и качестве полимера связаны с новыми разработками в нефтехимии. Так, благодаря работе ученых удалось создать полимеры, сохраняющие свою структуру под воздействием высоких пластовых температур и минерализации пластовой воды. Кроме того, с целью повышения



устойчивости полимера к жестким средам применяют специальные защитные добавки.

Строение Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна представлено преимущественно переслаиванием песчано-алевритовых толщ и глинистых покрышек. Нижняя покрышка, куда входят отложения васюганской свиты верхней юры и нижнемеловые отложения, является одновозрастной большей части коллекторов и сочленяется с ними по латерали. В зоне сочленения распространена толща переслаивающихся песчано-алевритовых коллекторов и глинистых флюидоупоров, имеющих важное значение в нефтегазоносном отношении (рисунок 2). Стоит отметить, что отложения, залегающие ниже и выше по разрезу, имеют разную степень катагенетического преобразования. Чем ниже залегают толща, тем выше степень изменения.

Залегающий выше по разрезу флюидоупор отличается значительной толщиной и изолирующими свойствами (рисунок 2). Большая толщина нефтегазоносных комплексов, превышающая 2 км, резкая фациальная изменчивость отдельных пластов и пачек пород, присутствие глинистых и глинисто-карбонатных прослоев обуславливают значительное изменение фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов. Толщины пластов-коллекторов в основном имеют значение 2-5 м. Покрышки над нефтяными залежами превышают 10 м, а над уникальными газовыми – достигают 800 м.[4]

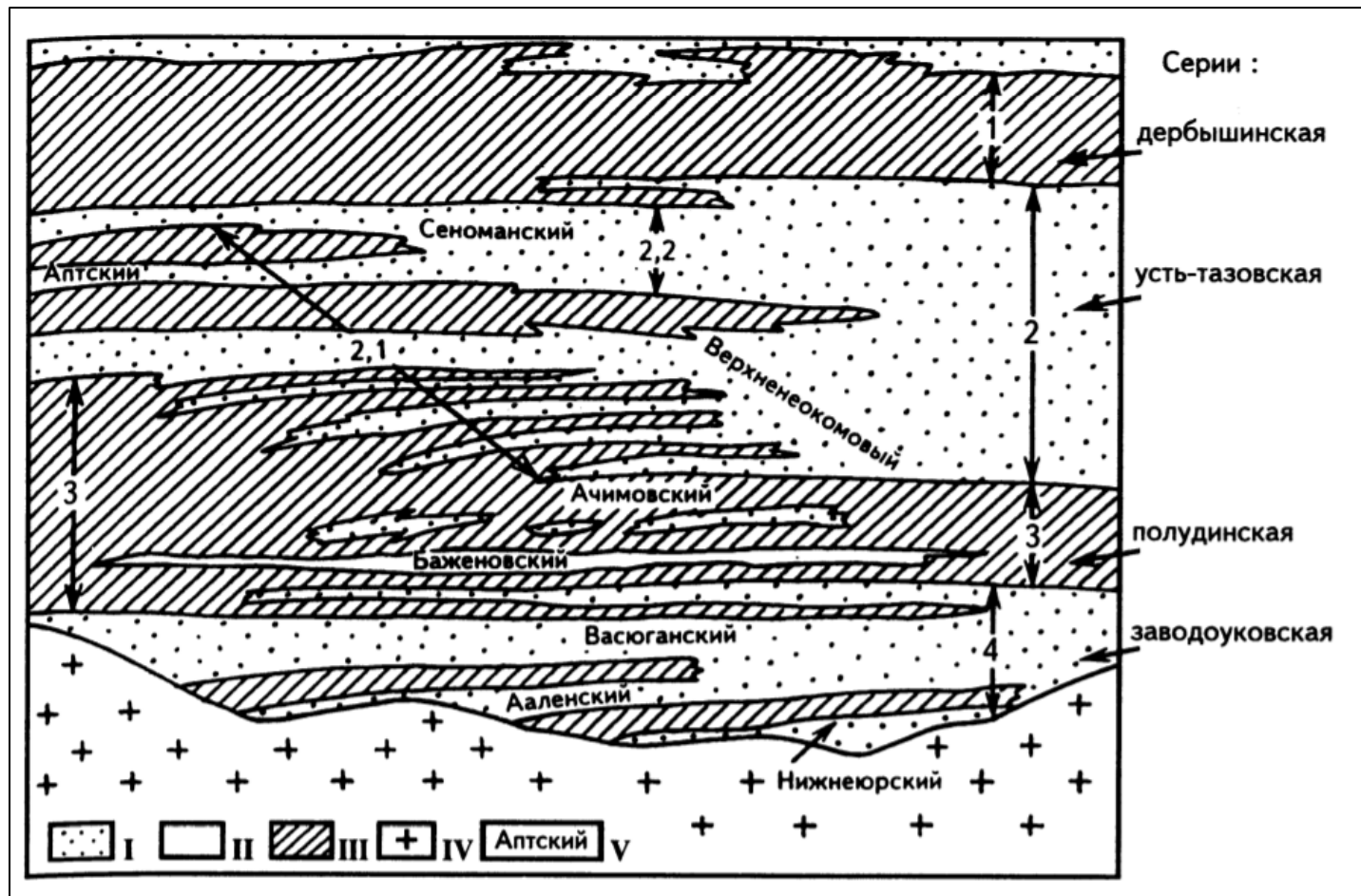


Рисунок 2 – Схематическое изображение нефтегазоносных объектов осадочного чехла Западно-Сибирской плиты  
(по И.И. Нестеру и М.Я. Рудкевичу)

I – коллекторы; II – нетрадиционные коллекторы; III – флюидоупоры; IV – породы фундамента; V – названия региональных нефтегазоносных комплексов. Цифрами на схеме обозначены: 1 – покрывка мелового комплекса; 2 – меловой комплекс: 2.1 – осложненная часть, 2.2 – неосложненная часть; 3 – покрывка юрского комплекса; 4 – юрский

КОМПЛЕКС

Для полимерного заводнения предложено несколько критериев отбора (таблица 1).

Таблица 1 – Параметры полимерного заводнения

Характеристики коллектора	Текущий диапазон применения
Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	0,01 – 1
Температура, °С	80 – 120
Литологический состав	Песчаник
Вязкость нефти в пласте, мПа·с	< 40
Плотность нефти, кг/м <sup>3</sup>	< 965,9
Минерализация, г/л	< 270
Нефтенасыщенность, %	> 20

Предпочтительнее выбирать для ПЗ однородные пласты, которые характеризуются более равномерным характером течения.

Применяя полимерное заводнение, необходимо учитывать такие важные параметры, как проницаемость пласта, пластовая температура и минерализация воды, поскольку, например, при низкой проницаемости возможно возникновение проблемы, связанной с приемистостью реагента пластом.

Фильтрационно-емкостные свойства терригенных пород имеют разные значение как с глубиной, так и по латерали. Так, величина пористости с глубиной колеблется от 5 до 35 %, а проницаемость составляет от 0,1 до 3000 мД. Среди разных типов коллекторов чаще всего встречаются первично – и вторично-поровые, а также порово-трещинные; на глубинах свыше 3 км – трещинные коллекторы. Значение пористости зависит от многих факторов: от медианного размера зерен, гранулометрический состав пород, цемент (глинистый или карбонатный), степень отсортированности осадка, степень его уплотнения и преобразования.

Учитывая тот факт, что в карбонатных коллекторах присутствуют такие ионы, как  $\text{Ca}^{2+}$  и  $\text{Mg}^{2+}$ , в данных коллекторах происходит осаждение полимера солями кальция и магния, что отрицательно сказывается на процессе заводнения. Так же карбонатные коллектора следует избегать из-за неоднородности и низкой проницаемости скелета породы.

Стабилизаторы позволяют полимеру сохранять устойчивость к высокой пластовой температуре, а также не дают полимеру осаждаться из раствора. Оценить температуру внутри пласта возможно с помощью геотермического градиента, который показывает прирост температуры на каждые 100 м с глубиной, а также с помощью геотермической ступени – величина, обратная геотермическому градиенту. Наряду с нормальными пластовыми температурами присутствуют участки с аномально высокими или аномально низкими пластовыми температурами. Таким образом, аномально высокая температура характерна для антиклинальных структур, а аномально низкая – для синклинальных.

Пониженные значения пластовой температуры в синклиналях объясняются тем, что синклинальные впадины вмещают в себя больше глинистого осадка, которые обладают низкой теплопроводностью. Антиклинали, наоборот, слагают больше песчаники, имеющие повышенную теплопроводность. Повышенную следует считать температуру, значение которой составляет более 95 °С при градиенте более 4 °С/100 м.

Давление для закачки полимерных растворов в пласт должно быть выше давления обычного заводнения. Соответственно, давление должно быть около 20 МПа. Такое давление необходимо, чтобы поддерживать пластовое давление из-за повышения вязкости вытесняющего агента, появления дополнительного сопротивления среды, а также из-за проявления кажущейся вязкости раствора. По этим причинам ПЗ окажется малоэффективным в слабопроницаемых пластах. В ходе фильтрации через пористую среду в растворе проявляется кажущаяся вязкость, как уже говорилось выше. Вязкость оказывается в 10-20 раз выше вязкости, измеренной вискозиметром. В результате этого ПЗ более

эффективности применять для нефти, обладающей высокой вязкостью, чтобы увеличить коэффициент охвата пласта заводнением.

При перемешивании полимера и пластовой воды наблюдается разрушение молекул и соответственно снижение вязкости. Если пластовая вода обладает высокой минерализацией, то концентрация полимера должна быть в 2-3 раза выше. Однако для эффективного ПЗ лучше использовать слабоминерализованную воду с небольшим содержанием кальция и магния.

При неэффективном вытеснении происходит прорыв воды к добывающим скважинам, что способствует увеличению обводнения. В данном случае соотношение подвижностей нефти и воды неблагоприятное (коэффициент подвижности близок к 1), поэтому закачка полимера в пласт повысит коэффициент охвата. Причинами прорывов могут служить: зональная и слоистая неоднородности пласта, залегание подошвенных вод, наличие высокопроницаемых трещин или каналов (особенно характерно для трещиновато-пористого коллектора), а также негерметичность эксплуатационной колонны.

В пределах Западной Сибири свойства нефти в условиях пласта отличаются многообразием как по степени газонасыщенности, так и по физическим свойствам. Так, в частности, газовый фактор дифференциального разгазирования колеблется от 27-30 м<sup>3</sup>/т до 120-180 м<sup>3</sup>/т. Соответственно, с ростом газосодержания давление насыщения увеличивается от 6-8 МПа до 19-22 МПа, вязкость нефти при пластовых давлениях и температуре изменяется от 0,6-1,0 мПа·с до 8-10 мПа·с.[5]

Так как для эффективного полимерного заводнения нужны пласты терригенных пород, со средней проницаемостью 0,2-1 мкм<sup>2</sup> и вязкостью нефти в пределах 3-40 мПа·с, то месторождения Западной Сибири оптимально подходят для этого метода.

### **Недоступный поровый объём**

В малых участках порового пространства, из-за их размера, молекулы полимера не могут проникать в них, вследствие чего, часть порового

пространства остается незатронутой или недоступной для полимера. Это приводит к ускорению прохождения полимерного раствора через проницаемую среду. С другой стороны, недоступный поровый объем можно объяснить с помощью эффекта исключения пристенной области из зоны течения. Слой полимерной жидкости у стенки поры имеет меньшую вязкость, чем жидкость в центре, что вызывает кажущееся проскальзывание жидкости.

Предельное значение недоступного порового объема достигает 30 % от всего порового пространства. Так же при увеличении молекулярного веса полимера и уменьшении отношения проницаемости к пористости, недоступный поровый объем становится более выраженным. Следовательно, можно сказать, что недоступный поровый объем зависит от молекулярного веса полимера, проницаемости среды, пористости и распределения пор по размерам. [6]

#### **1.4 Физико-химические свойства полимеров**

При использовании в промышленности полимерных соединений, одним из важных факторов является их физическое состояние. Так существует три физических состояниях полимеров: порошкообразное, бульонные культуры и эмульсии.

Самым первым появились порошкообразные полимеры. Данный вид полимеров чаще всего используют из-за простоты хранения и легкой транспортировки. Однако отдельное внимание стоит уделить их смешиванию, так как существует тенденция, что полимер при первом контакте с водой будет образовывать очень вязкие гидрационные слои вокруг частиц. Это приводит к замедлению последующего растворения.

Из бульонной культуры намного проще приготовить полимерный раствор, нежели из порошкообразного полимера, так как она представляет из себя водную суспензию полимера. Однако связи с большим объемом воды, которое необходимо транспортировать и хранить, данное физическое состояние полимера выходит значительно дороже. Одним из недостатков бульонных культур является их высокая вязкость, из-за чего для перемешивания требуется специальное оборудование.

В полимерной эмульсии содержание полимерного раствора во взвешенном состоянии достигает 35 % в несущей масляной фазе. Благодаря инвертированию водомасляной эмульсии и добавлению воды, мы получаем полимерный раствор нужной для закачки концентрации. Эмульсия имеет примерно ту же скорость течения, что и масляная фаза.

### **Зависимость вязкости полимера от концентрации**

В основу построения кривой зависимости вязкости от концентрации (рисунок 3) легло уравнение Флори Хаггинса (Флори, 1953) [6]:

$$\mu'_1 = \mu_1 * [1 + a_1 * C_{41} + a_2 * C_{41}^2 + a_3 * C_{41}^3 + \dots +] \quad (1)$$

где  $C_{41}$  – концентрация полимера в водной фазе,

$\mu_1$  – вязкость раствора (растворителя),

$a_1, a_2$  и т.д. являются константами.

В связи с тем что полимер находится в водной фазе, то индекс 1 у концентрации полимера можно опустить. Концентрация полимера измеряется в  $г/м^3$ . Линейный член уравнения (1), отвечает за диапазон разбавления, в котором молекулы полимера действуют независимо (без зацепления). В общем случае уравнение можно сократить по кубическому члену.

Как видно из рисунка 3, для раствора полимера Ксанфлад, при концентрации  $1000 г/м^3$  в 1% раствора NaCl и температуре  $24 ^\circ C$ , вязкость равна  $60 мПа*сек$  ( $60$  сантипуаз). Из чего можно сделать вывод, что в данных условиях Ксанфлад является хорошим загустителем.

Загущающую способность полимера можно определить через его характеристическую вязкость:

$$[\mu] = \lim_{C_4 \rightarrow 0} \left[ \frac{\mu'_1 - \mu_1}{\mu_1 * C_4} \right] \quad (2)$$

Характеристическая вязкость является критерием загущающей способности полимера, и как член  $a_1$  в уравнение (1) является константой. И если рассматривать пример упомянутый ранее, то для полимера Ксанфлада в тех же условиях характеристическая вязкость будет равна  $60$  дл/гр. Так же хотелось бы отметить, что она не чувствительна к концентрации полимера.

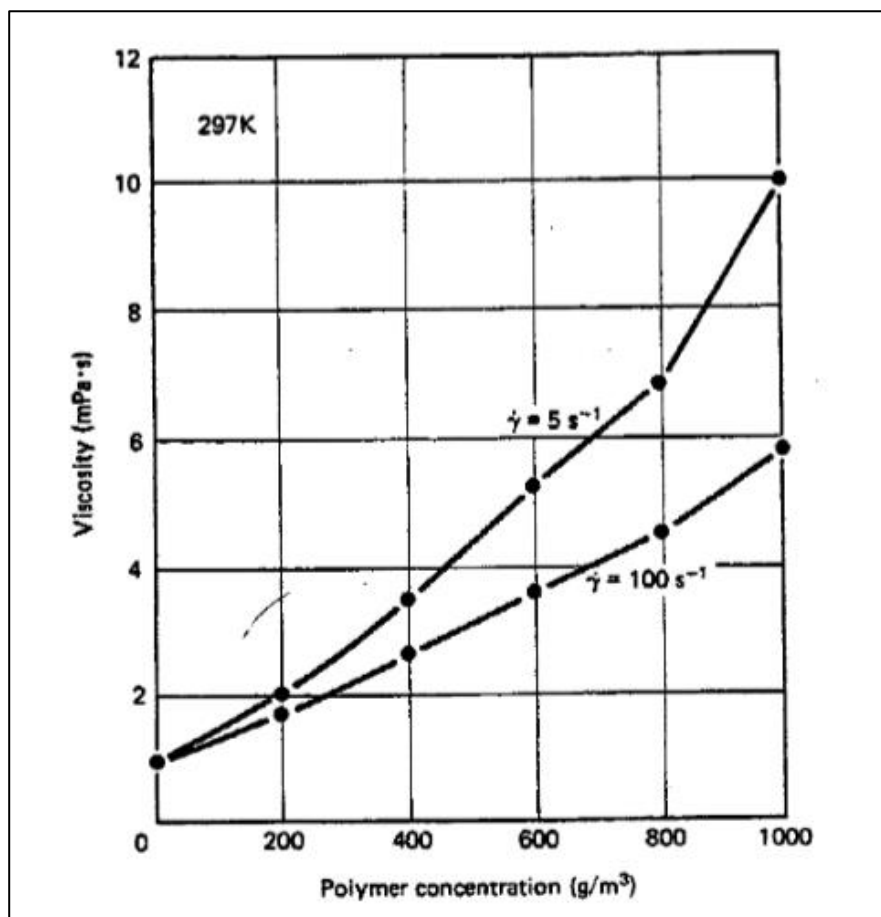


Рисунок 3 – Зависимость вязкости раствора полимера Ксанфлад от концентрации в 1% NaCl (Цаур, 1978)

Но при увеличении молекулярного веса полимера характеристическая вязкость увеличивается, согласно формуле:

$$[\mu] = K' * M_w^a \quad (3)$$

Показатель степени колеблется между 0.5 и 1.5, и его величина выше в случае хороших растворителей, как например, пресная вода.

$K'$  – константа, характерная для конкретного полимера.

Так же по уравнению Флори можно определить размер полимерных молекул в растворе:

$$d_p = 8 * (M_w * [\mu])^{1/3} \quad (4)$$

Если рассматривать ксантановые смолы, молекулярный вес которых составляет 2 миллиона г/моль, то по уравнению (4)  $d_p$  равно приблизительно 0.4 мкм. Данный размер порового сужения встречается в песчаника с низкой и



средней проницаемостью. В результате, мы можем предположить, и фактически наблюдаем многочисленные взаимодействия полимера и породы.

### **1.5 Ограничения применения полимеров**

В процессе полимерного заводнения молекулы полимера могут подвергаться различным деструкциям, вследствие чего ухудшается заводнение и уменьшается нефтеотдача.

Деструкция делится на 4 вида: химическая, термическая, механическая и микробиологическая.

Химическая деструкция происходит за счет взаимодействия молекул полимера с кислородом воздуха [1]

Полимер перед закачкой в пласт растворяют в «воде для растворения», а затем в «воде для разбавления». Вода, с помощью которой получают необходимый раствор для заводнения, содержит в своем составе элементы, способные вступать в реакцию: растворенный кислород  $O_2$ , сероводород  $H_2S$ , железо  $Fe^{2+}$  и пр. Благодаря взаимодействию окислителя и восстановителя образуются свободные радикалы. При контакте с ПАА происходит разрушение полимера. Важно, чтобы полученный раствор содержал небольшое количество кислорода и ограниченное количество поглотителей кислорода. Например, можно использовать акцепторы свободных радикалов. Данный метод заключается в применении поглотителей кислорода (например, бисульфита аммония  $NH_4HSO_3$ ), с помощью которых возможно снизить содержание в воде, используемой для закачки, кислорода до 0-20 частей на миллиард (0-20 ppb).

Термическая деструкция наступает при температуре выше  $130\text{ }^\circ\text{C}$ , а в минерализованной пластовой воде – выше  $70\text{ }^\circ\text{C}$ . [7]

Реакции осаждения взаимодействующих между собой гидролизованным ПАА и двухвалентными ионами пластовой воды ( $Ca^{2+}$ ,  $Mg^{2+}$ ) происходят при определенных температурах. Эти реакции ведут к потере вязкости раствора закачки. Гидролиз полимера также может происходить и при низких температурах ( $50\text{ }^\circ\text{C}$ ) при определенных значениях pH раствора. Данный процесс приведет к повышенной анионности полимера, в результате чего соли

кальция и магния будут осаждают полимер. Поэтому при высоких температурах следует выбирать полимер с низкой анионностью или с низкой кажущейся вязкостью.

Механическая деструкция происходит при высоких скоростях сдвига, т.е. при движении растворов полимеров по трубам, насосам и в призабойной зоне пласта.

Сдвиговое напряжение или сдвиг – фактор, который влияет на наличие механической деструкции полимера. Разделение полимера на отдельные части происходит под действием сдвига. В результате данного процесса образуются свободные радикалы, которые так же, как и при химической деструкции, способны разрушать полимерные молекулы в ходе цепной реакции. Основной сдвиг наблюдается в нагнетательной линии. Это объясняется тем, что в данном месте происходит затор или уменьшение внутреннего диаметра. Также сдвиг можно наблюдать при прохождении жидкости по насосам или в призабойной зоне пласта. В трубах и оборудовании скорость потока жидкости рекомендуется не более 5 м/с .[7]

## **1.6 Достоинства и недостатки применения полимерного заводнения**

На основе вышесказанного, можно отметить достоинства и недостатки применения полимерного заводнения.

### **Достоинства метода полимерного заводнения:**

- снижает обводненность флюида;
- увеличивает коэффициент охвата;
- частичное удаление связанной воды из порового пространства.

### **Недостатки метода полимерного заводнения:**

- в связи с резким ростом вязкости в ПЗП, снижается приемистость нагнетательной скважины;
- ограниченность применения по температуре (более 90 °С), проницаемости и минерализации;

- небольшой эффект от закачки полимера в пласты с большим содержанием солей, а так же в однородный пласт с маловязкой нефтью.

Таким образом, выбор полимера и/или защиты полимера является важным звеном в процессе ПЗ. Для более эффективного применения необходимо снизить риск наступления деструкции, а также проанализировать геолого-физические условия применения. Наиболее главные параметры, которым должны удовлетворять полимеры: пластовая температура, проницаемость пласта и минерализация закачиваемой воды. Устойчивость полимера к повышенной пластовой температур продлевает эффект заводнения и тем самым повышается нефтеотдачу.

## 2. Анализ технологического процесса полимерного заводнения.

Для эффективного применения полимерного заводнения, сначала идет подбор объекта воздействия и подбор самого полимера с возможными добавочными реагентами, таких как ПАВ, щелочь и т.д. Затем идет экономическое обоснования эффективности, для этого моделируют процесс воздействия на пласт. Далее наступает этап проектирования и выбора оборудования, так же прорабатывают варианты транспортировки и хранения полимера. Когда уже идут работы по закачиванию полимерного раствора, важно следить за правильностью закачки, отбирать пробы и производить мониторинг процессов.[8]

### 2.1 Технология производства полимера

Полимеры — вещества, состоящие из «мономерных звеньев», соединённых в длинные макромолекулы химическими или координационными связями. Хотя в наше время существует множество разных полимеров, но чаще всего используют ПАА при полимерном заводнении.

Полиакриламид – полимер, состоящий из акриламида (-CH<sub>2</sub>CHCONH<sub>2</sub>-) и его производных (рисунок 4). Радикальная полимеризация является основным методом синтеза полимеров на основе АА. Данный тип полимеризации представляет собой процесс, при котором свободные радикалы являются активными центрами роста макромолекул.

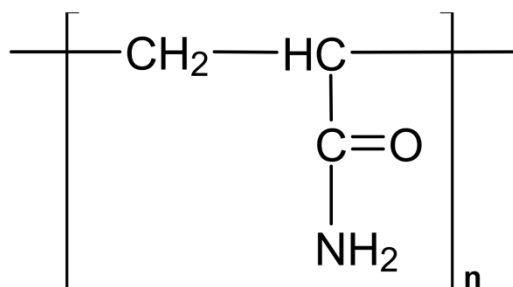


Рисунок 4 – Элементарное звено макромолекулы полиакриламида

В качестве сырья для синтеза полиакриламидных полимеров используется пропилен, получаемый из сырой нефти.[9] Основным мономером в процессе полимеризации является акриламид. Его получают из акрилонитрила, который в свою очередь является производным пропилена. В

результате окислительной реакции из пропилена также может получаться акриловая кислота. На рисунке 5 показаны различные стадии процесса получения акриламида и акриловой кислоты из нефти. Следует учитывать, что себестоимость продукции зависит от стоимости пропилена и соответственно от цены на нефть.[9]

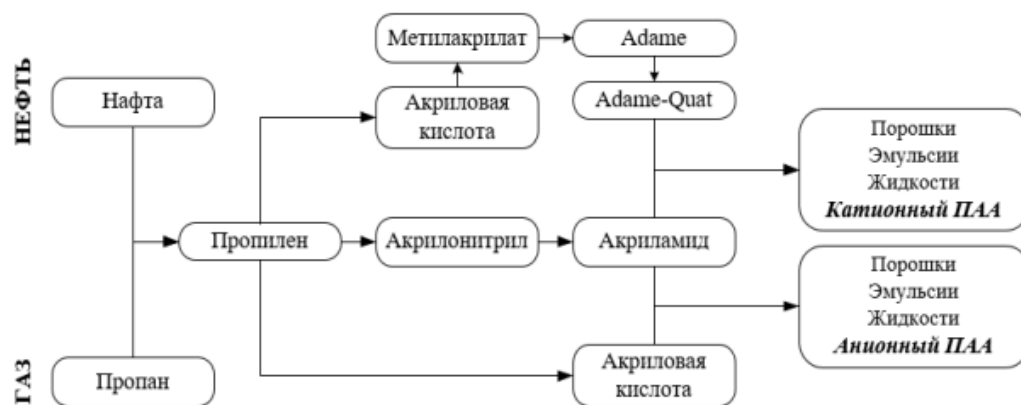


Рисунок 5 – схема получения акриламида и акриловой кислоты

Существуют разные технологии производства полиакриламидов, но полученные в процессе полимеры имеют разные характеристики, а также разное количество содержания жесткого и мягкого геля. Различают несколько процессов производства: сополимеризация, согидролиз и постгидролиз.

Сополимеризация – процесс совместной полимеризации акриламида и акриловой кислоты (рисунок 6). В результате получают полимеры с узким распределением по анионности, с максимальной молекулярной массой около 20 миллионов Дальтон и с очень хорошей растворимостью.

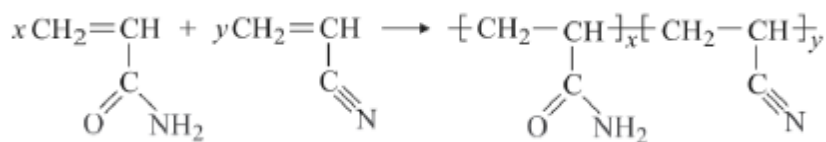


Рисунок 6 – реакция сополимеризации

Согидролиз – процесс, при котором акриламид подвергается гомополимеризации в присутствии основания, т.е. происходит гидролиз (рисунок 7). Получаемые в результате полимеры имеют широкий диапазон анионности, максимальную молекулярную массу 18 миллионов Дальтон, хорошую растворимость и очень крутое распределение по анионности.

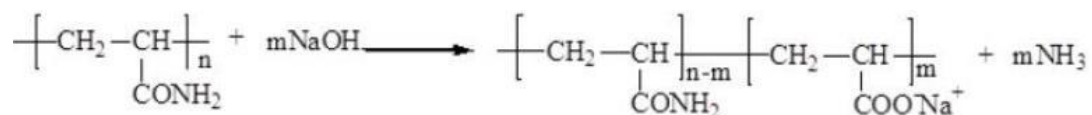


Рисунок 6 – реакция согидролиза

Процесс постгидролиза заключается в том, что гомополимер акриламида, находящийся в состоянии геля подвергается гидролизу с использованием основания, а затем высушивается (рисунок 8). В результате может получиться полимер с молекулярной массой около 22 миллионов Дальтон, характеризующийся, однако, очень большим диапазоном анионности и проблемами с растворимостью в присутствии двухвалентных катионов.

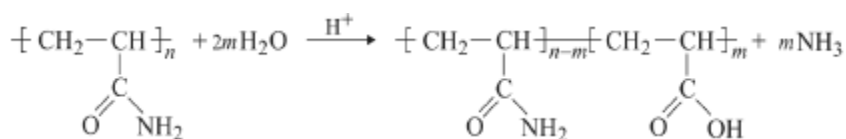


Рисунок 8 – реакция постгидролиза

Анионность является одной из важных характеристик полимеров. При повышенной анионности, в карбонатных породах в процессе гидролиза полимера возможно его осаждение солями магния и кальция. Из-за этого в процессе ПЗ будет наблюдаться закупорка пор. Поэтому для большей эффективности процесса в пластах с повышенной температурой, выбирают процесс образования полимера с низкой анионностью, в результате чего будет увеличиваться вязкость раствора.

На рисунке 9 представлена зависимость анионной активности от различных технологий получения полимера. Как видно из графика, процесс сополимеризации обладает наименьшей анионной активностью и при этом дает наибольшее число молекул полимера. Так же хотелось бы отметить, что процесс постгидролиза имеет наибольшую анионную активность, что в свою очередь будет отрицательно сказываться на процессе ПЗ.

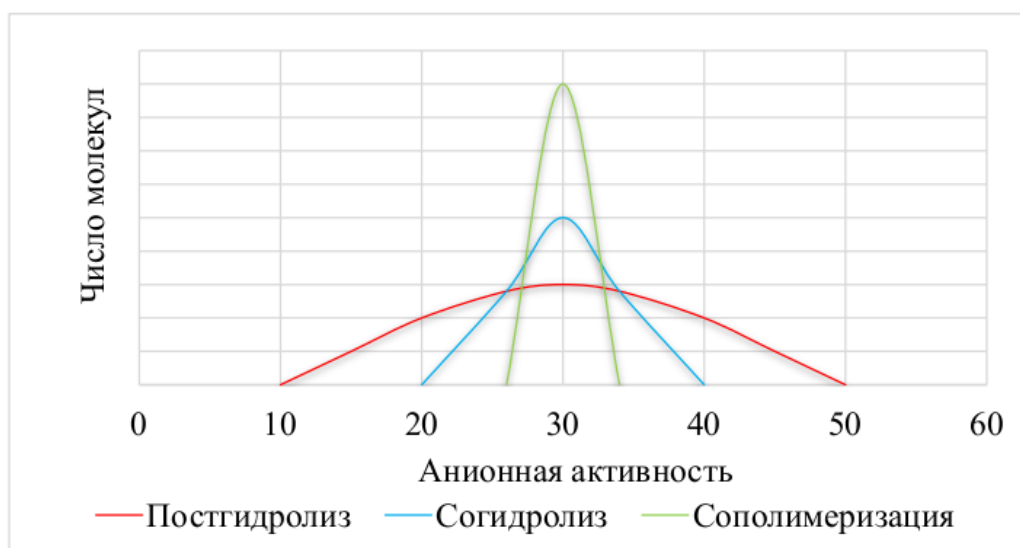


Рисунок 9 – График зависимости полидисперсности от технологии полимеризации

В процессе производства полиакриламида существует вероятность образования мягких или жестких нерастворимых частиц геля. Отличительной чертой мягких частиц от жестких является то, что под действием усилия сдвига в процессе закачивания, мягкие частицы геля могут деформироваться и дробиться, а жесткие не деформируются и могут вызывать закупоривание пор на вскрытой поверхности песчаного пласта в коллекторе.

Как было ранее отмечено, что при разных технологиях производства образуются полимеры с разными молекулярными массами. Молекулярная масса полимера играет немаловажную роль в процессе ПЗ. Чем выше молекулярная масса, тем больше может быть проблем с растворимостью и фильтрующей способностью реагента, что негативно скажется на начальном этапе ПЗ, а именно на смешении полимера с водой. Так, полимеры, получаемые в результате использования технологии сополимеризации, содержат очень малое количество мягких гелей и почти не содержат жестких гелей, тогда как полимеры, получаемые путем постгидролиза, отличаются наибольшим количеством содержания частиц жесткого геля. Чем больше молекулярная масса, тем больше образуется жесткого геля.

Количество нерастворимых веществ, образующихся в процессе изготовления полимеров, зависит от следующих факторов:

- Качество мономеров и химических реагентов, используемых в процессе производства;

- Производственное оборудование;
- Технологические процессы;
- Молекулярная масса конечного продукта;
- Контроля за температурой процесса.

Подводя итоги по вышесказанному, можно составить сравнительную характеристику технологию производства полимера (таблица 3). Из данной таблицы видно, что наиболее оптимальной технологией производства полимера является процесс сополимеризации.

Таблица 3 – Технология производства полимера

Технология производства	Сополимеризация	Согидроллиз	Постгидроллиз
Молекулярная масса, млн г/моль	20	18	22
Растворимость	Очень хорошая	Хорошая	Плохая
Распределение анионности	Узкое	Широкое	Очень широкое
Нерастворимые частицы геля	Мягкие частицы	Мягкие и жесткие частицы	Жесткие частицы

Говоря про производство полимеров невозможно упустить тот факт, что полимеры подвергаются различным деструкциям, в результате чего необходимо добавлять различные стабилизаторы. Например, добавление сульфонированных мономеров (AMPS/ATBS) способно повысить термическую устойчивость полимера. 2-акриламидо-2-метилпропан сульфокислота C7H13NO4S – мономер, используемый для изменения свойств анионных полимеров. Высокую степень гидрофильности и анионный характер придает сульфонатная группа ( $RSO_2O-M^+$  и  $RSO_2OR_1$ , где R, R1 — органический радикал, M<sup>+</sup> - катион). Также данный стабилизатор позволяет полимерам лучше поглощать воду и придает улучшенные транспортные характеристики. В случаях, когда минеральные соли осаждают полимер, что



негативно сказывается на процессе ПЗ, добавление в полимерный раствор даже небольшого количества стабилизатора способно препятствовать осаждению двухвалентных катионов. В результате снижается количество осадков минеральных солей (кальций  $\text{Ca}^{2+}$ , магний  $\text{Mg}^{2+}$ , железо  $\text{Fe}^{2+}$  и  $\text{Fe}^{3+}$ , алюминий  $\text{Al}^{3+}$ , цинк  $\text{Zn}^{2+}$  и барий  $\text{Ba}^{2+}$ ).

## **2.2Технология подготовки воды**

Вода является важным агентом в процессе заводнения пластов, поэтому качество воды играет важную роль. Так как пластовая вода, отделяемая от нефти в процессе ее сбора и подготовки, сильно минерализованная, то ее нельзя сливать в реки и водоемы. Поэтому пластовые воды используют при закачивании в продуктивные или поглощающие пласты. Однако не только в процессе заводнения используют пластовые воды, помимо них еще используют ливневые воды, которые попали в промышленную канализацию, а так же пресные воды после процесса обессоливания нефти. В общем все эти воды называют сточными и используют в соотношении: пластовые 85-88%, пресные 10-12% и ливневые 2-3%.

В промышленности происходит циркуляция водоснабжения сточными водами. Сначала сточные воды поступают через нагнетательную скважину в пласт. После чего добывающая скважина вместе с нефтью добывает воду, откуда вода, проходя через систему сбора и подготовки нефти и газа с блоком водоподготовки, поступает в систему ППД. [10]

В процессе заводнения происходит износ нефтепромыслового оборудования и трубопроводов из-за содержания в сточных водах растворенных газов, таких как кислород, сероводород, углекислый газ, которые увеличивают их коррозионную активность. Так же это приводит ко вторичному загрязнению сточных вод продуктами коррозии. А содержание в сточных водах закисного железа может привести к образованию осадков и углекислого газа при его окислении.

Пред закачкой в продуктивный или поглощающий пласт сточных вод, их необходимо очистить, так как возможно снижение приемистости

продуктивного или поглощающего пласта связи с наличием в сточных водах капелек нефти и механических примесей. В таблице 4 представлены нормы качества сточных вод, закачиваемых в продуктивный пласт[11].

Таблица 4 – Нормы качества сточной воды для закачки в продуктивные пласты

Вид коллектора	Допустимое содержание в воде, мг/л		
	Нефти	Механических примесей	Железа
Пористо-трещиноватый и трещиноватый	25	30	2
Слаботрещиноватый	15	10	1
Гранулярный	1	2	0,5

Подготовка воды для закачки включает в себя:

- Коагулирование;
- Декарбонизацию (подщелачивание);
- Обезжелезивание;
- Хлорирование;
- Фильтрацию;
- Ингибирование.

Коагулирование – процесс, при котором мельчайшие взвешенные частицы укрупняются, образуя хлопьевидные частицы, и выпадают в осадок. Для это, в воду добавляются коагуляторы, такие как сульфат алюминия, хлорид железа, железный купорос и т.д. Фильтрацию проводят с целью очистки воды от взвешенных частиц.

Содержание в воде бикарбонатов магния и кальция приводят, при попадании в пласт, к затруднению фильтрации за счет осаждения. Для удаления этих компонентов проводят декарбонизацию. Декарбонизация – процесс, который заключается в смягчение воды, за счет ее подщелачивании гашеной

известью. В результате этого процесса доводят рН воды до 7-8, а также происходит коагуляция примесей.

Обезжелезивание – процесс удаления солей железа из воды. Этот процесс производится для того, чтобы избежать загрязнение призабойной зоны пласта железистыми осадками. Данный процесс можно осуществлять с помощью аэрации или известкования. Сущность аэрации состоит в том, что воду обогащают кислородом, образуя из солей железа гидрат окиси железа, который выпадает в осадок в виде хлопьев. Однако, используя данный метод мы не можем удалить все соли железа, а так же повышается коррозионная активность воды и для проведения процесса нужно сложное оборудование.

Хлорирование – обработка воды хлором для удаление микроорганизмов и бактерий. Иногда для удаления сульфатфосстанавливающие бактерии (СВБ) применяют реагенты-бактерициды. Наиболее эффективным реагентом является формалин.[12]

Ингибирование – процесс добавления в воду ингибиторов, которые замедляют коррозионные процессы. Ингибиторы бывают сероводородной, кислородной и углекислотной кислоты.

Для заводнения использую установки по подготовки сточных вод открытого и закрытого вида.[11]

Сначала рассмотрим установку открытого типа, которая представлена на рисунке 10. После установки подготовки нефти сточные воды поступают в песколовку 1, где происходит осаждение крупных механических примесей. Далее сточные воды самотеком поступают в нефтеловушку 3, в которой за счет малой скорости движения (менее 0,03 м/с) капли нефти диаметром более 0,5 мм всплывают на поверхность. Тем самым происходит отделение нефти от воды, а так же механических примесей II. Отделившуюся нефть, с помощью нефтесборных труб и насоса 2, направляют на установку подготовки нефти для повторной обработки. Однако на данном этапе в сточной воде еще находится большое содержание механических примесей и немного нефти, и для их отделения сточные воды направляют в пруды-отстойники 4, где они могут

отстаиваться от нескольких часов до двух суток. Так же в воду могут добавляться химические вещества, такие как известь, аммиак, сернокислый алюминий и т.д. Это делается для ускорения процесса осаждения взвешенных частиц. На данной стадии очистке в сточной воде содержание нефти составляет 30—40 мг/л, а механических примесей — 20— 30 мг/л. Этой стадии очистки достаточно для закачки сточных вод в поглощающий пласт, для этого вода поступает, через камеры 5 и 6, на прием насоса 7, который осуществляется закачку ее в поглощающий пласт. Чтобы подготовить воду к закачиванию в нагнетательные скважины, ее после прудов-отстойников через камеру 6, с помощью насоса 8, направляют на переменные работающие фильтры 9 и 10. В данных фильтрах вода с помощью фильтрующих материалов, таких как кварцевый песок, графит, керамзитовый песок и т.д., до очищается от нефти и механических примесей. После фильтра содержание нефти и механических примесей составляет 2—10 мг/л. Из фильтров вода поступает в емкость 11, откуда насосом высокого давления 14 закачивается в нагнетательную скважину.

Однако спустя 12-16 часов работы фильтр загрязняется и происходит переключение на другой фильтр. Чтобы очистить фильтр, через него из емкости 11 с помощью насоса 13 пропускают очищенную воду, тем самым производят промывку фильтра. Длительность промывки составляет 15 - 18 мин. Вода с промываемой грязью сбрасывается в илонакопитель 12.

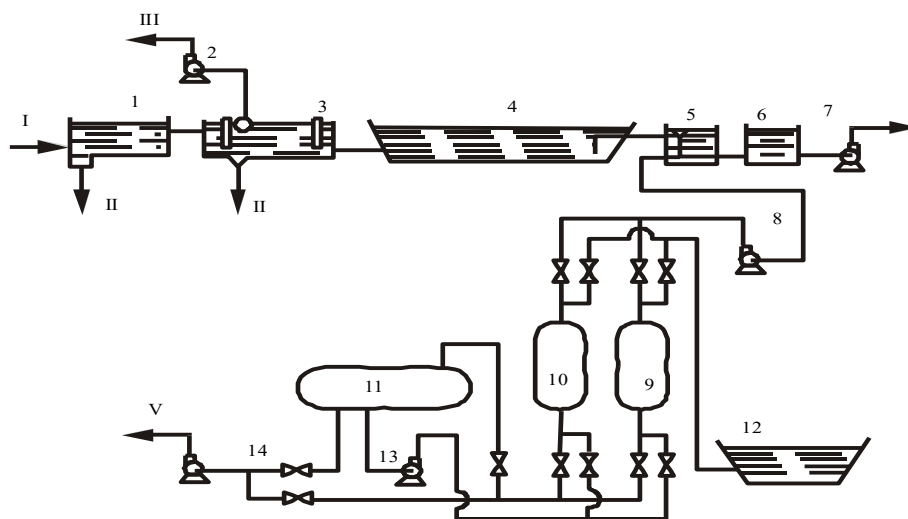


Рисунок 10 – Технологическая схема установки по подготовке сточных вод открытого типа:

I – сточные воды; II – механические примеси; III – нефть; IV – очищенная вода для поглощающих пластов; V – очищенная вода. 1 – песколовка; 2, 7, 8, 13, 14 – насосы; 3 – нефтеловушка; 4 – пруды-отстойники; 5, 6 – камеры; 9, 10 – фильтры; 11 – емкость; 12 – илонакопитель.

Перейдем к установке закрытого (рисунок 11) типа, которую используют для исключения контакта воды с кислородом, чтобы не допустить окислительной реакции.[11]

Сначала происходит смешивание водонефтяной эмульсии I, поступающей с промысла, с горячей пластовой водой VII, которая поступает из отстойников или подогревателей-деэмульгаторов, во втором случае в воде будет содержаться реагент-деэмульгатор. После чего смешенная жидкость проходит каплеобразователь 1 и поступает в резервуар-отстойник с гидрофильным фильтром 2, в котором происходит предварительный сброс воды. За счет сифонного устройства происходит поддержание заданного слоя воды под слоем нефти. В результате смешивания эмульсии с горячей водой и турбулентного перемешивания в каплеобразователе, происходит смена эмульсии с обратной на прямую. А в резервуаре-отстойнике происходит отделение нефти от воды, в результате прохождения эмульсии через жидкостный гидрофильный слой. Обезвоженная нефть II выводится с верхней

части резервуара-отстойника 2. После чего сточные воды перемещаются в резервуар-отстойник 3 такого же типа, тока уже с гидрофобным жидкостным фильтром. Через лучевой перфорированный распределитель сточная вода проходит жидкостный гидрофобный фильтр (слой нефти), в результате чего вода опускается вниз, освобождаясь от нефти. Освободившаяся нефть V направляется на установку подготовки нефти. Так же на границе нефть-вода может образовываться неразрушаемая эмульсия IV, которую тоже направляют на установку подготовки нефти. После отделения нефти от воды, вода отстаивается и направляется в емкость 4, после чего насосом 5 закачивается в поглощающие или нагнетательные скважины.

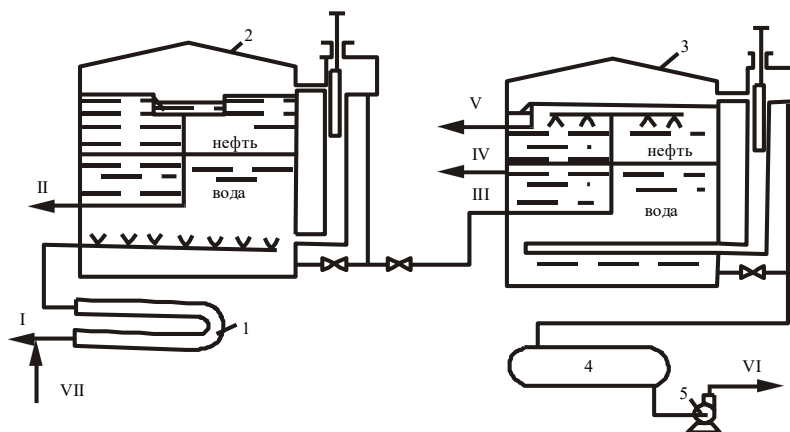


Рисунок 11 – Технологическая схема установки по подготовке сточных вод закрытого типа, основанная на принципе отстоя:

I – водонефтяная эмульсия; II – обезвоженная нефть; III – сточная вода; IV – неразрушаемая эмульсия; V – уловленная нефть; VI – очищенная вода; VII – горячая пластовая вода. 1 – каплеобразователь; 2 – гидрофильный фильтр; 3 – гидрофобный жидкостный фильтр; 4 – емкость; 5 – насос.

Требования к воде для закачки в пласт в процессе заводнения сформулированы в ОСТ 39-225-810 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству» [13]:

1. Водородный показатель (рН);
2. Фильтрационная характеристика;
3. Совместимость с пластовой водой и породой;
4. Размер частиц механических примесей и эмульгированной нефти;

5. Содержание нефти и механических примесей (таблица 5);

Таблица 5 – Допустимое содержание механических примесей и нефти

Проницаемость пористой среды коллектора, мкм <sup>2</sup>	Коэффициент относительной трещиноватости коллектора	Допустимое содержание в воде, мг/л	
		Механических примесей	Нефти
До 0,1 вкл.	-	До 3	До 5
Свыше 0,1	-	До 5	До 10
До 0,35 вкл.	От 6,5 до 2 вкл.	До 15	До 15
Свыше 0,35	Менее 2	До 30	До 30
До 0,6 вкл.	От 35 до 3,6 вкл.	До 40	До 40
Свыше 0,6	Менее 3,6	До 50	До 50

6. Содержание растворенного кислорода;

7. Набухаемость пластовых глин;

8. Коррозионная активность;

9. Содержание сероводорода;[14]

10. Наличие СВБ;

11. Содержание ионов трехвалентного железа.

Исходя из вышесказанного, можно выделять основные параметры, требуемые для закачивания в пласт воды (таблица 6). Так же хотелось бы отметить что контролировать качество воды нужно в двух местах: на выходе из водоочистой установки и на устье наиболее удаленной нагнетательной скважины. И для того чтобы не наступила химическая деструкция, необходимо минимизировать содержание в воде кислорода, сероводорода и железа.[13]

Таблица 6 – Основные требования к качеству закачиваемой воды

Параметр	Значение
Содержание нефти в воде	Менее 50 мг/л
Содержание кислорода	Менее 0,5 мг/л
Содержание твердых частиц	Менее 50 мг/л

Продолжение таблице 6

Размер твердых частиц	Менее 5 мкм
Водородный показатель pH	4,5-8,5

### 2.3 Технология приготовления раствора

В зависимости от физического состояния полимера выбирается и установка по приготавлению раствора. Так как наиболее часто применяют порошковый полимер, то его необходимо растворить в воде перед закачкой. На рисунке 12 представлена схема установки для приготовления раствора полимера.

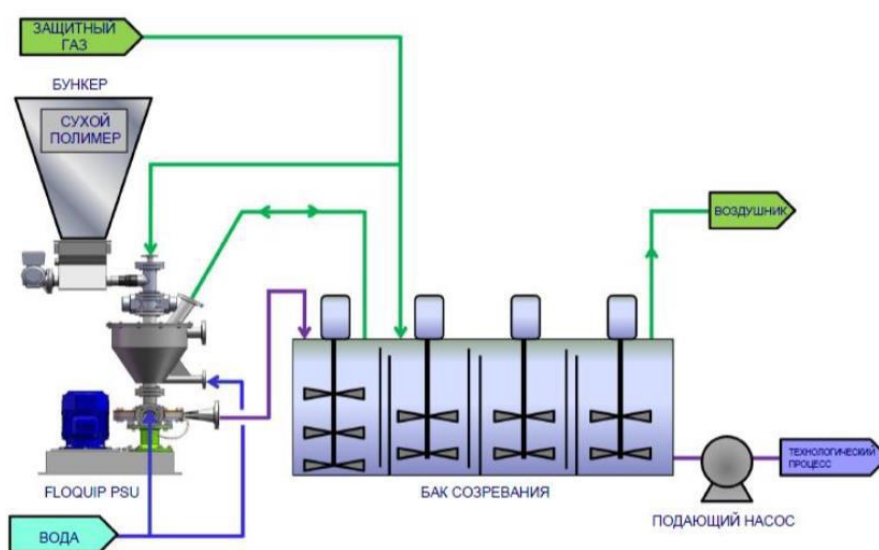


Рисунок 12 – Схема установки для растворения порошка полимера

Перед попаданием полимера в бункер-накопитель, его хранят в сухом и отапливаемом месте в виде мешков весом 750 кг. С помощью автоматизированной разгрузки полимер попадает в бункер-накопитель, откуда поступает в установку измельчения и поточного дозирования FLOQUIP PSU™ (ПИМ). Данная установка позволяет снизить время растворения более чем на 50% без образования комочков, даже при высоких концентрациях. На данном этапе частицы молекулы разрезаются, постепенно смачиваются и смешиваются. Во время данного процесса установка измельчения заполнена азотом для исключения химической деструкции полимера. Азот генерируется за счет покачивания воздуха через углеродное молекулярное сито, на котором адсорбируется кислород и образуется азот.[15]



После установки измельчения раствор попадет в бак созревания, где с помощью мешалок происходит гомогенизация раствора. Полимерный раствор выдерживается в емкостях 40 минут, а перемещение раствора между секциями происходит путем переливания. На данном этапе с помощью лабораторий анализируется полученная вязкость раствора и дальнейшее разбавление до нужной вязкости.

Потом раствор нужной концентрации с помощью фильтров подается на насос. На данном этапе исключается механическая деструкция, за счет использования плунжерных насосов высокого давления. Благодаря этому насосу раствор подается на прием насоса кустовой насосной станции (КНС).

## 2.4 Технология закачки в пласт.

В процессе закачки воды в пласт используются кустовые насосные станции (КНС), системы трубопроводов состоящих их водоводов, распределительные блоки (ВРБ), а также оборудования для подготовки закачиваемого агента и системы нагнетательных скважин. На рисунке 13 представлена принципиальная схема расположения сооружений для осуществления заводнения.[16]

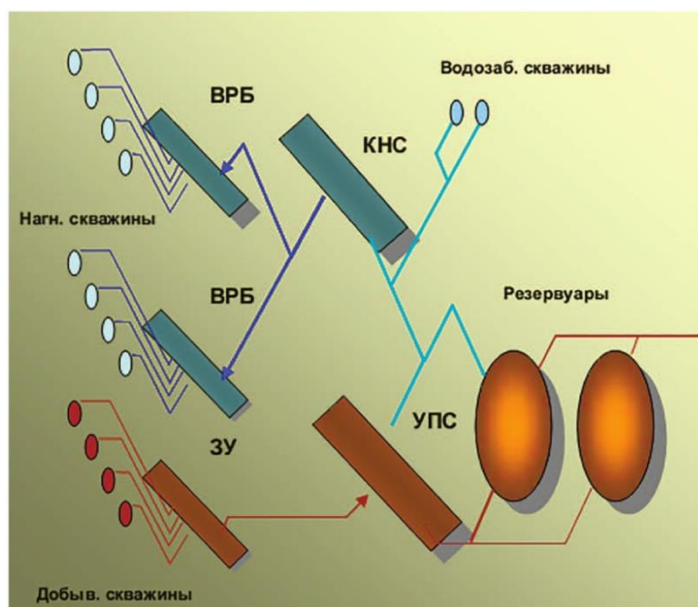


Рисунок 13 –Принципиальная схема системы ППД

КНС - кустовая насосная станция; ВРБ – водораспределительная батарея;  
ЗУ- замерная установка; УПС- установка предварительного сброса воды

Вода с помощью КНС поступает в ВРБ по высоконапорным водоводам. В зависимости от числа нагнетательных скважин и расстояния между ними, а также числа КНС, рассчитывается протяженность водоводов. Попав на ВРБ, вода распределяется по нагнетательным скважинам для поддержания ППД.

Нагнетательные скважины состоят из наземного и подземного оборудования. Наземного оборудования состоит из нагнетательной арматуры и обвязки скважины. В подземного оборудования входит: эксплуатационная колонна, насосно-компрессорные трубы и пакер. Оборудование нагнетательной скважины представлено на рисунке 14.



Рисунок 14 – Схема оборудования нагнетательной скважины

Перед началом закачки необходимо очистить призабойную зону нагнетательных скважин, чтобы обеспечить хорошую приемистость. В процессе закачки реагента нужно следить чтобы его скорость не превышала 5 м/с, для того чтобы не наступала механическая деструкция. Оптимальное давление закачки является 20-22 МПа.

Полимерный раствор закачивают в виде оторочек размером до 40-50 % от объема порового пространства. Закачка раствора осуществляется из расчета 1-1,5 м<sup>3</sup> на 1 м перфорированной толщины. Для более вязких растворов

следует применять следующие объемы растворов на 1 м перфорированной толщины скважины в зависимости от приемистости:

- До 100 м<sup>3</sup>/сут – 1,5-2,5 м<sup>3</sup>;
- 100 – 300 м<sup>3</sup>/сут – 2,5-4 м<sup>3</sup>;
- 300 – 600 м<sup>3</sup>/сут – 4-5 м<sup>3</sup>;
- Более 600 м<sup>3</sup>/сут – 6-7 м<sup>3</sup>.

Начиная закачку раствора, первые несколько дней необходимо закачивать только половину целевой вязкости при половине объема закачки, до тех пор пока не стабилизируется давление. После чего повышаем вязкость раствора до целевой и в течение 2-3 дней поддерживаем половину объема закачки. Дальше уже повышаем объем закачки до необходимого уровня.[17]

В связи с тем, что в пласт закачивается вместо воды более вязкий раствор, то возникают проблемы с приемистостью. При вводе полимерного раствора необходимо следить за давлением, так как из-за мобилизации остаточной нефти оно начинает расти. Следовательно, в процессе роста давления необходимо снижать скорость и объем закачки, чтобы не повредить целостность коллектора. Однако из-за образующихся в процессе бурения микротрещин или той же закачки воды, более холодной, чем пластовая температура, приемистость оказывается выше ожидаемой. Полимерный раствор попадает в микротрещины, проливая их и уменьшая скорость сдвига вблизи скважины, тем самым снижает риск наступления механической деструкции.

Через нагнетательную скважину вводится полимерный раствор в жидком состоянии, необходимой концентрации. Продвигаясь по высокопроницаемым каналам, полимерный раствор вступает во взаимодействие с породой и цементируется. После чего, вода уже не может проходить по этим каналам и следовательно проходит по дополнительным, которые ранее не вовлекались. В результате наблюдается уменьшение неоднородности потоков жидкости и увеличение охвата пласта заводнением.

На рисунке 15 представлена стабилизация фронта вытеснения и увеличение охвата пласта заводнением.

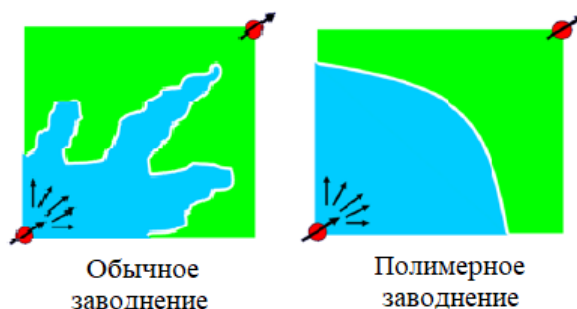


Рисунок 15 – Принцип действия полимерного раствора

В процессе осуществления полимерного заводнения необходимо следить за рядом параметров, таких как:

- Пластовая температура
- Приемистость скважины
- Объем добытой нефти
- Проницаемость пласта
- Пластовое давление
- Давление нагнетания
- Объем закаченного реагента
- Скорость нагнетания реагента в пласт

Так же ведется контроль продвижения контура нефтеносности.

Для оценки работы нагнетательной скважины используют график Холла. Метод построения графика Холла (рисунок 16) основан на использовании данных по нагнетанию через некоторое время после установления режима, что позволяет снизить влияние изменения дебита и давления. График в начале имеет вид восходящей вогнутой, связанное с увеличением параметров. Но со временем имеет вид прямой линии. По углу наклона кривой можно оценить скин-фактор и сделать предположения об загрязнении призабойной зоны пласта.



Рисунок 16 – График Холла

## 2.5 Сравнительный анализ различных составов закачиваемого полимер

Для более эффективного использования ПЗ необходимо тщательно изучать ГФУ и только после чего можно оптимально подобрать нужный состав полимера.

Полимер должен удовлетворять ряд требования, таких как:

- Высокая вязкость;
- Хорошая растворимость;
- Устойчивость к механической (сдвиговая стойкость), химической (использовать защитные системы для минимизации количества примесей в воде), термической (за счет добавления в раствор стабилизаторов) и биологической деструкции;
- Хорошая фильтрующая способность (перенос полимера в проницаемой среде).

### 2.5.1 Сшитые полимерные системы

Сшитые полимерные системы – это гидрогели на основе водорастворимых полимеров, в частности полиакриламида, с целью увеличения охвата пласта заводнением. Данный способ эффективно применять при снижении добыче нефти и росте обводнённости, что характерно для третьей

стадии разработки. В раствор полимера добавляют незначительное количество реагентов-сшивателей, после чего в результате химической реакции происходит сшивка макромолекул полимера в его водном растворе, а также образование геля. Вязкость раствора увеличивается на стадии сшивания. В качестве сшивателей чаще всего используют ацетат хрома ( $\text{Cr}(\text{CH}_3\text{COO})_3$ ) или цитрат алюминия ( $[\text{C}_3\text{H}_4\text{OH}(\text{COO})_3]\text{Al}$ ).

Сшитые полимеры способны глубоко проникать в пласт, за счет использования медленно сшивающихся композиций «полимер-сшиватель». Благодаря этому, глубоко проникающий сшитый полимерный, способствует эффективному регулированию фильтрационных потоков.[18] СПС обладает достаточно высокой кажущейся вязкостью, а так же вязкопластичными и вязкоупругими свойствами, что и обеспечивает их эффективное применение по сравнению с остальными составами.

На Приобском месторождении был применён модернизированный СПС (МСПС) с термостабильным полимером. В 2012-2013 годах 28 скважин были обработаны МСПС. В результате закачки состава в пласт удалось дополнительно добыть 62,4 тыс. т нефти. В 2014 году данным составом были обработаны 43 скважины. Объем дополнительно добытой нефти составил 95,3 тыс. т. Удельный технологический эффект при этом составил 2,2 тыс. т нефти на скважинообработку.[19]

### **2.5.2 Полимер-дисперсный состав**

Полимердисперсный состав состоит из полимерного раствора (ПАА) и суспензии минеральных частиц (глин). Воздействие на пласт основано на снижении проницаемости обводненного пласта за счет образования устойчивой к размыву массы под флокулирующим действием ПАА. [20]

При закачке ПДС в пласт движущийся впереди суспензии полимерный раствор модифицирует поверхность породы вследствие адсорбции и механического удержания макромолекул полимера, снижая тем самым концентрацию раствора. Частицы глины и породы пласта, поступающие в виде суспензии, вступают во взаимодействие с макромолекулами полимера,

адсорбированными на породе и находящимися во взвешенном состоянии. При этом с одной стороны ограничивается проникновение частиц глины в мелкие поры, а с другой - происходит прочное удержание дисперсных частиц во взвешенном состоянии, способствующем флокуляции. Наличие свободных сегментов макромолекул после первичной адсорбции обеспечивает прочную связь дисперсных частиц образующихся полимердисперсных агрегатов с поверхностью пород, создавая тем самым объемную, устойчивую в динамическом потоке массу. В результате образования ПДС в высокопроницаемом обводненном пропластке происходит уменьшение подвижности жидкости, и закачиваемая вода вынуждена двигаться по менее проницаемым прослоям, более эффективно вытесняя остаточную нефть.[21]

Со временем ПДС модифицировали (МПДС). МПДС обладает структурно-механическими свойствами и состоит из полимера, сшивающего агента (АМГ) и глинистых частиц. Благодаря этому свойству можно добыть нефть из неоднородных пластов с большими промытыми зонами.

Закачку осуществляют последовательным чередованием оторочки ПАА и глинистой суспензии. Также одновременно закачивают сшивающий агент. В частицы глины и полимера внедряется АМГ. Частицы глинистой суспензии вступают во взаимодействие с ПАА.

Метод МПДС был использован Хохряковском месторождении. Закачивали водный раствор ПАА со специальным сшивателем АМГ и глинистой суспензии. Благодаря методу произошло перераспределение фильтрационных потоков, увеличился охват заводнения и снизилась обводненность продукции. Закачав 600-3000 м<sup>3</sup> реагента, технологический эффект составил 1583 т на скважинооперацию. За 2007-2008 гг. удалось дополнительно добыть 48,4 тыс. т нефти, за 2009 г. – 24,1 тыс. т. Действие МПДС продолжалось на протяжении 6-7 месяцев, после чего необходимо было снова обработать пласт с учетом остаточной нефтенасыщенности.[22]

### **2.5.3 Полимерно-гелевая система**

Полимерно-гелевая система представляется собой однокомпонентную гелевую систему, в основание которой входит ПАА. Данная система обладает стабильностью к высокой минерализации, к механической деструкции и термоокислительной устойчивостью.

ПГС обладает маленькими размерами частиц. За счет этого система может проникать в глубь пласта, тем самым увеличивая охват заводнением. Так же ПГС обладает высокой термостабильностью и солестойкостью, что позволяет увеличить время эффективности применения данного состава.

На Комсомольском месторождении была использована технология ПГС. Применялась технология на трех нагнетательных скважинах и за год удалось добыть дополнительно 6 тыс. т нефти.[23]

### **2.5.4 Биополимеры**

Бурное развитие биотехнологии привело к возможности использования в нефтяной промышленности биополимеров, которые являются полисахаридами. Биополимеры бывают как растительного, так и микробного происхождения.[24]

Биополимеры обладают способностью изменять реологические свойства водных систем, при малых концентрациях. Они повышают вязкость и образуют гели.

Биополимеры обладают рядом преимуществ по сравнению с синтетическими полимерами, одно из которых это безопасность для человека и окружающей среды. Биополимеры устойчивы при температурах до 100-120 °С, а некоторые представители даже до 150 °С. Так же их можно применять как в кислых, так и в щелочных средах.[24]

Важным свойством биополимеров является устойчивость к механической и химической деструкции. Однако биополимеры восприимчивы к биологической деструкции, что препятствует эффективному использованию.



Существует несколько видов биополимеров: «Ксанат», продукт БП-92, «Симусан» и другие. Продукт БП-92 является результатом процесса жизнедеятельности микроорганизмов и представляется собой полисахарид.[24]

Продукт БП-92 широко применяется на месторождениях Западной Сибири. Например, на Покамасовском месторождении удалось дополнительно добыть 8,8 тыс. т нефти. Эффективность от применяемой технологии проявляется спустя 1-3 месяца после закачки полимера в пласт. Обводненность пласта снижается, а добыча увеличивается. Средний технологический эффект от применения данного состава составил более 500 т на скважинооперацию.

### **2.5.5 Простой эфир целлюлозы**

Совместно с полимером можно использовать простой эфир целлюлозы (ПЭЦ). Данный состав можно использовать как на ранней, так и на поздней стадии разработки. Если на ранней стадии использовать полимер с ПЭЦ без сшивателя, то вода будет загущаться, но без образования геля. За счет снижения подвижности вытесняющего агента будет происходить выравнивания фронта вытеснения, а следовательно и увеличение охвата пласта заводнением.

В качестве ПЭЦ используют:

- Карбоксиметилцеллюлоза ( $[C_6H_7O_2(OH)_2(ONH_2COOH)]_n$ )
- метилцеллюлоза ( $[C_6H_7O_2(OH)(ONH_3)]_n$ ),
- Этилцеллюлоза ( $[C_6H_7O_2(OH)(ONH_2CH_3)]_n$ ),
- Оксипропилцеллюлоза ( $[C_6H_7O_2(OH)_2(ONH_2CH_2)OH]_n$ ) и т.д.

На поздней стадии, когда наблюдается высокая обводненность продукции, используют в качестве сшивателей поливалентные металлы (хром, марганец, железо). В результате добавления металла образуется гель, который блокирует поступление воды в промытые зоны, а следовательно вытесняющий агент направляется в ранее не охваченные заводнением зоны.

Данный состав, композиция «МЕТКА», был применен на Покачевском месторождении, компанией ООО «Лукойл-Западная Сибирь». В 2003 году было проведено 46 скважиноопераций. Дополнительно за счет применения данной технологии удалось добыть 75,4 тыс. т нефти. Удельный эффект составил 1093

т на скважинооперацию. В результате применения композиции «МЕТКА» удалось снизить обводненность, выронить профиль приемистости и увеличить дебит нефти.[25]

### **2.5.6 АСП-заводнение**

ASP заводнение – это совместное применение щелочи, ПАВ и полимера.

Данный состав закачивается двумя оторочками. Первой оторочкой идет ПАВ и щелочь. ПАВ способствует мобилизации остаточной нефти за счет снижения поверхностного натяжения на границе нефть-вода, увеличения гидрофильности породы и снижения капиллярного давления в резервуаре. Также в пласте поддерживается непрерывное сверхнизкое поверхностное натяжение и освобождение захваченной нефти.[26] Это происходит за счет взаимодействия щелочи и кислотных компонентов сырой нефти, в результате чего образуются дополнительные ПАВ в пласте. Второй оторочкой закачивается полимер, чтобы увеличить отношение подвижности нефти и закаченного раствора. При этом увеличивается коэффициент охвата пласта заводнением.

Данный вид заводнения применялся на Западно-Салымском месторождении. Для реализации пилотного проекта было построено 7 скважин, добыто 3 тыс. т дополнительной нефти. Применение данной технологии позволит увеличить КИН на 10% по месторождению.[27]

### **3. ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ВЫБОРУ ОПТИМАЛЬНОГО СОСТАВА ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ**

Одним из эффективных методов повышения нефтеотдачи является полимерное заводнение. С помощью данного метода увеличивается охват пласта заводнением. Но для эффективное использования технологии, необходимо тщательно изучать характеристики пласта.

Технологию полимерного заводнения можно разбить на несколько этапов. С начал изучают геологические характеристики, чтобы подобрать пласт-кандидат. После подбирают состав полимера и подготавливают воду для заводнения. На следующей стадии идет производство полимерного раствора с последующим анализом. На последней стадии происходит закачка раствора в пласт.

При выборе полимера особое внимание уделяют геолого-физическим условиям. Наиболее важными параметрами являются температура (80-120°C), проницаемость (0,01-2 мкм<sup>2</sup>) и минерализация пластовой воды (менее 270 мг/л). Также для большей эффективности технологии смотрят на вязкость нефти, ведь чем выше вязкость нефти, тем эффективнее будет воздействие на пласт. Из-за содержания в карбонатных коллекторах ионов кальция и магния, происходит осаждение полимера на поверхности породы, что является негативным последствием для полимерного заводнения.

Для производства полимера наиболее эффективным способом является сополимеризация. Оптимальная концентрация полимера в растворе составляет 0,1-0,15% масс. Перед закачкой раствора в пласт, необходимо подготовить воду необходимого качества, согласно ОСТ 39-225-88. При этом важно не допустить контакта воды с кислородом. Этого можно достичь используя установку подготовки воды закрытого типа.

В процессе закачки полимерного раствора в пласт, необходимо доставить его до нужного места в пласте. При этом оптимальным давлением считается 20-22 МПа. Система ППД – внутриконтурное заводнение. Для оценки работы нагнетательной скважины используется график Холла. Метод

построения графика основан на использовании данных по нагнетанию агента в пласт через некоторое время после установления режима работы.

При полимерном заводнении важно не допустить деструкции полимера. Для того чтобы не произошло термической деструкции, в полимерный раствор добавляют термический стабилизатор. Для предотвращения химической деструкции используют высококачественную воду, в которой содержание кислорода либо отсутствует либо минимально (менее 0,5 мг/л). Механическая деструкция наступает при скорости сдвига более 5 м/с, поэтому скорость потока жидкости не превышает 5 м/с. Биологическая деструкция встречается крайне редко.

Развитие в области нефтехимии способствовало образованию различных полимерных составов. За счет возможности производства разных полимерных составов позволило адаптировать их к разным пластовым условиям. Выделяют следующие типы полимерных составов: сшитый полимерный состав; полимердисперсный состав; полимерно-гелевая система; биополимеры; простой эфир целлюлозы; АСП-заводнение.

В таблице 7 представлены результаты использования разных полимерных составов на месторождениях Западной Сибири.

Таблица 7 – Сравнительная таблица эффективности полимерного заводнения

<b>Параметры</b>  <b>Тип полимера</b>	<b>Месторождение</b>	<b>Название полимера</b>	<b>Доп. добыча нефти, тыс. т</b>	<b>Средний технологический эффект, т нефти на 1 скважино-операцию</b>
СПС	Приобское	МСПС	95,3	2200
ПДС	Хохряковское	МПДС	24,1	1583
ПГС	Комсомольское	«Темпоскрин»	6	2015
БП	Покамасовское	Продукт БП-92	8,8	Более 500

Продолжение таблицы 7

ПЭЦ	Покачевское	«МЕТКА»	75,4	1093
АСП	Западно-Салымское	АСП	3	-
СПС	X	Superpusher K129	12,1	1200

Как видно из таблицы, наибольший эффект получили при использовании сшитого полимерного состава. При использовании данного состава на Приобском месторождении, было добыто наибольшее количество дополнительной нефти (95,3 тыс. т). А также сшитый полимерный состав имеет наибольший средний технологический эффект (2200 т нефти на одну скважинооперацию).

Хотелось бы отметить, что сшитый полимерный состав имеет ряд преимуществ: его можно использовать на поздней стадии разработки; данный полимерный состав способен проникать вглубь пласта на большие расстояния, что позволяет более эффективно воздействовать на фильтрационные потоки. Таким образом, технология полимерного заводнения позволяет увеличить охват пласта заводнением и добыть остаточную нефть из пласта. С помощью данной технологии происходит выравнивание фронта вытеснения нефти и продлевается безводный период эксплуатации месторождения. Однако, для эффективного использования технологии, необходимо тщательно подбирать полимерный состав под геологические характеристики. Также необходимо соблюдать технологический режим закачки раствора в пласт, чтобы не допустить преждевременного разрушения полимера.

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б7П	Власенко Артуру Александровичу

<b>Школа</b>	<b>Инженерная школа природных ресурсов</b>	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	<b>Отделение нефтегазового дела</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 «Нефтегазовое дело»,

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами не более 10620 тыс. рублей.</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Нормы расхода материалов, инструмента, норма амортизации и т.д. Минимальное значение интегрального показателя ресурсоэффективности – 3,0 балла</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Общая система налогообложения Налог на прибыль – 20%</i>

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

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Анализ потенциальных потребителей, оценка готовности проекта к коммерциализации</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Определение этапов работы; определение трудоемкости работ. Определение затрат</i>
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Оценка технологической и экономической эффективности</i>

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

1. Карта сегментирования рынка услуг;
2. Матрица SWOT;
3. Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности технологии;
4. Диаграмма Ганта;
5. Оценочная карта сравнения конкурентных технических решений.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Спицына Любовь Юрьевна	к.э.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2Б7П	Власенко Артур Александрович		

## **4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение**

В выпускной квалификационной работе рассмотрен более эффективный метод заводнения, а именно полимерное заводнение. Данная технология позволяет увеличить охват пласта заводнением и как результат увеличить нефтеотдачу.[28]

Основная цель расчетов – экономическая оценка проведения полимерного заводнения, отвечающая критерию достижения максимального экономического эффекта от возможно более полного извлечения нефти и получения прибыли за счет дополнительной добычи при соблюдении требований экологии и охраны окружающей среды.

Таким образом, целью данного раздела является экономическое обоснование предлагаемых мероприятий. С помощью расчетов дополнительно извлекаемых запасов нефти и расчета прибыли, можно судить о экономической эффективности и полезности применения предлагаемых мероприятий.

### **4.1 Потенциальные потребители технологии**

Для проведения анализа потребителей результатов исследования необходимо провести сегментирование целевого рынка. В качестве критерия сегментирования рассмотрим мероприятия по увеличению нефтеотдачи, такие как: кислотная обработка, полимерное заводнение. Вторым критерием рассмотрим размер компаний потребителей. Сегментирование произведем на примере двух организаций оказывающие выше перечисленные услуги: ООО «НефтеПром Сервис» и ООО «Альтаир».

На рынке обслуживания нефтедобывающей отрасли ООО «НефтеПром Сервис» работает с 2009 года.[29] За это время предприятие зарекомендовало себя как надежного и ответственного партнера, ввиду чего крупнейшие нефтедобывающие предприятия Пермского края и других регионов России доверяют ООО «НефтеПром Сервис» решение таких задач как: приготовление химических составов для повышения нефтеотдачи пласта, проведение работ по обработке призабойной зоны пласта, супервайзинг, очистка скважинного

оборудования от асфальтосмолопарафиновых отложений и прочих видов услуг. Предприятие специализируется на услугах в области проведения обработок ПЗП скважин, лабораторные исследования, супервайзинг и т.д. ООО «Альтаир» зарегистрировано в г. Томск в 2005 году, производит полный комплекс работ, связанных с выполнением гидродинамических исследований, повышением нефтеотдачи пласта и интенсификацией добычи на территории России.[30] Компания обладает полным набором современного оборудования, программного обеспечения и высококвалифицированными специалистами способными выполнять весь комплекс работ в области ГДИС и повышения нефтеотдачи пласта на самом высоком уровне. По выше сказанным параметрам построим карту сегментирования рынка таблица 8.

Таблица 8 – Карта сегментирования рынка услуг по увеличению нефтеотдачи пласта

	Кислотная обработка	Полимерное заводнение
Большие	Н	А
Средние	Н	А, Н
Малые		Н

В данной таблице: А – ООО «Альтаир», Н - ООО «НефтеПром Сервис»

Из карты сегментирования рынка можно сделать вывод, что компании ООО «Альтаир» стоит расширить виды услуг по увеличению нефтеотдачи пласта. Однако ООО «Альтаир» имеет больше опыта работы с полимерным заводнением по сравнению с ООО «НефтеПром Сервис», что в данной работе является основополагающим.

#### 4.2 Технология QuaD

Данный инструмент описывается качеством разработки и ее перспективность на рынке, а так же позволяет определить целесообразность вложения денежных средств в данный проект.

Построим оценочную карту для сравнения конкурентных технических решений (таблица 9) [28]



Таблица 9 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы	Максимальный балл	Относительное значение	Средневзвешенное значение
1	2	3	4	5	
<b>Показатели оценки качества разработки</b>					
1.Энергоэффективность	0,03	80	100	0,8	2,4
2.Помехоустойчивость	0,02	70	100	0,7	1,4
3.Надежность	0,1	85	100	0,85	8,5
4.Унифицированность	0,01	70	100	0,7	0,7
5.Уровень материалоемкости разработки	0,01	80	100	0,8	0,8
6.Уровень шума	0,01	70	100	0,7	0,7
7.Безопасность	0,03	90	100	0,9	2,7
8.Потребность в ресурсах памяти	0,01	50	100	0,5	0,5
9.Функциональная мощность (предоставляемые возможности)	0,1	75	100	0,75	7,5
10.Простота эксплуатации	0,1	80	100	0,8	8
11.Качество интеллектуального интерфейса	0,04	65	100	0,65	2,6
12.Ремонтопригодность	0,1	80	100	0,8	8
<b>Показатели оценки коммерческого потенциала разработки</b>					
13.Конкурентоспособность продукта	0,1	95	100	0,95	9,5
14.Уровень проникновения на рынок	0,1	100	100	1	10
15.Перспективность рынка	0,04	85	100	0,85	3,4
16.Цена	0,04	80	100	0,8	3,2
17.Послепродажное обслуживание	0,04	80	100	0,8	3,2
18.Финансовая эффективность научной разработки	0,05	100	100	1	5
19.Срок выхода на рынок	0,03	85	100	0,85	2,55
20.Наличие сертификации разработки	0,04	90	100	0,9	3,6
<b>Итого</b>	<b>1</b>				

Оценка качества и перспективности по технологии QuaD определяется по формуле:

$$P_{cp} = \sum B_i * B_i \quad (5)$$

где  $P_{cp}$  – средневзвешенное значение показателя качества и перспективности научной разработки;

$B_i$  – вес показателя (в долях единицы);

$B_i$  – средневзвешенное значение  $i$ -го показателя.

$P_{cp} = 84,25$ , отсюда следует, что разработку можно считать перспективной, что соответствует необходимым требованиям.

### 4.3 Бюджет технологии проведения полимерного заводнения

#### 4.3.1 Данные для расчета экономической эффективности

В качестве примера рассмотрим проведение полимерного заводнения на месторождении «Х». Данные, необходимые для проведения расчета экономической эффективности, представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Сопоставление фактической и проектной доп. добычи нефти по прямому счету на основе отчетных данных

Месяц. Год	Накопленная дополнительна я добыча нефти факт, т	Накопленная дополнительна я добыча нефти по проекту, т	Дополнительная добыча нефти факт, т	Дополнительная добыча нефти по проекту, т
окт.14	372,6	341,0	372,6	341,0
нояб.14	905,9	682,0	533,3	404,5
Дек.14	1341,2	1086,5	435,3	452,4
Янв.15	2383,5	1538,9	1042,3	531,1
Фев.15	3259,4	2070,0	875,9	574,9
Мар.15	4281,6	2645,0	1022,2	657,6
Апр.15	5154,2	3302,6	872,6	721,1
Май.15	6124,3	4023,7	970,0	707,2
Июн.15	7136,4	4730,9	1012,1	846,3
Июл.15	8560,4	5577,2	1424,0	879,8
Авг.15		6457,0		972,3
Сен.15		7429,3		1001,5
Окт.15		8430,9		1098,0
Нояб.15		9528,8		1160,9
Дек.15		10689,8		1183,8

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

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 «Х». 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:

$$З = \frac{З_{\text{общ}}}{N} \quad (6)$$

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

$N$  – объем внедрения, скважино-операций.

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

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

$$\Delta Q_{\text{н}} = \Delta Q_{\text{н2}} - \Delta Q_{\text{н1}}, \text{ тыс. т} \quad (7)$$

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

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

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

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

$$\Delta Q_{H1об} = \frac{\Delta Q_H}{N} \text{ тыс. т} \quad (8)$$

Где  $\Delta Q_H$  – объем дополнительной добычи нефти после внедрения технологии( на всех скважинах), тыс. т;

$N$  – объем внедрения, скважино-операций.

$$\Delta Q_{H1об} = \frac{3,633}{21} = 0,173 \text{ тыс. т}$$

Таблица 11 – параметры для расчета экономической эффективности от проведения полимерного заводнения

Параметры	Обозначение	Значение
Объем внедрения, скважино-операций	$N$	21
Стоимость нефти ( товарная), руб./т	$C_H$	22000
Общие затраты на проведение полимерного заводнения, тыс. руб.	$Z_{общ}$	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	8682,7
Себестоимость нефти до проведения технологии, руб./т	$C_1$	17024,9
Себестоимость нефти после проведения технологии, руб./т	$C_2$	17024,5
Специальный норматив удельных приведенных затрат, руб./т	$H$	65
Объем добычи нефти до проведения технологии, тыс.т	$Q_{H1}$	3055,8
Объем добычи нефти после проведения технологии, тыс. т	$Q_{H2}$	3059,433
Объем дополнительной добычи нефти после внедрения технологии (на всех скважину), тыс. т	$\Delta Q_H$	3,633
Объем дополнительной добычи нефти после внедрения технологии (на одну скважину), тыс. т	$\Delta Q_{H1об}$	0,173

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

#### 4.3.2 Расчёт экономической эффективности от внедрения технологии полимерного заводнения

Экономический эффект от обработки одиночной скважины оценивается по формуле:

$$Э_{1об} = C_H * \Delta Q_{H1об} - УПР * \Delta Q_{H1об} - Z, \text{ тыс. руб} \quad (9)$$

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;

$Z$  – затраты на проведение мероприятия, руб.

$$\mathcal{E}_{1об} = 22000 * 0,173 - 8682,7 * 0,173 - 478,7 = 1825,2 \text{ тыс.руб.}$$

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

$$\mathcal{E}_r = C_2 * Q_{н2} - C_1 * Q_{н1} - H * \Delta Q_n, \text{ тыс. руб.} \quad (10)$$

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.

$$\mathcal{E}_r = 17024,5 * 3059,433 - 17024,9 * 3055,8 - 65 * 3,633 = 60391,544 \text{ тыс. руб.}$$

Таблица 12 – Показатели эффективности внедрения технологии полимерного заводнения

Параметр	Обозначение	Значение
Удельный экономический эффект (на одну скважино-операцию), тыс. руб.	$\mathcal{E}_{1об}$	1825,2
Годовой экономический эффект, тыс. руб.	$\mathcal{E}_r$	60391,544

#### 4.3.3 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:

$$\text{ЧП} = \mathcal{E}_r - \frac{\text{НДПИ} * \mathcal{E}_r}{100\%} - \frac{N_n * \mathcal{E}_r}{100\%} - Z_{\text{общ}}, \text{ тыс. руб} \quad (11)$$

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

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

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

$$\text{ЧП} = 60391,544 - \frac{20 \cdot 60391,544}{100} - 10052,72 = 38260,52 \text{ тыс. руб.}$$

#### 4.4 Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности технологии

Эффективность научного исследования можно определить рассчитав две средневзвешенные величины: финансовая эффективность и ресурсоэффективность.

Рассчитаем интегральный финансовый показатель по формуле:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}} \quad (12)$$

где  $I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i}$  – интегральный финансовый показатель разработки;

$\Phi_{pi}$  – стоимость  $i$ -го варианта исполнения;

$\Phi_{\text{max}}$  – максимальная стоимость использования научного-исследования проекта (в т.ч. аналоги).

В качестве сравнения возьмем две сервисные организации, занимающиеся полимерным заводнением. Обе компании одинакова проводят полимерное заводнение, но с разными затратами. В первой (исп. 1) компании затраты составляют, как было сказано ранее, 10052,72 тыс. руб., а у второй (исп. 2) 10230 тыс. руб. Максимальное найденное значение затрат на проведение полимерного заводнения равно 10620 тыс. руб.

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}1} = \frac{10052,72}{10620} = 0,947;$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}2} = \frac{10230}{10620} = 0,963.$$

Интегральный показатель ресурсоэффективности рассчитывается по формуле:

$$I_{pi} = \sum a_i * b_i \quad (13)$$

где  $I_{pi}$  – интегральный показатель ресурсоэффективности для  $i$ -го варианта исполнения разработки;

$a_i$  – весовой коэффициент го варианта исполнения разработки;

$b_i$  – бальная оценка  $i$ -го варианта исполнения технологии.

Для расчета построим сравнительную оценку характеристик вариантов исполнения технологии в таблице 13.

Таблица 13 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения технологии

Критерии \ Объект исследования	Весовой коэффициент параметра	Исп.1	Исп.2
1. Способствует росту производительности труда пользователя	0,3	5	4
2. Удобство в эксплуатации	0,2	4	4
3. Энергосбережение	0,1	3	3
4. Надежность	0,25	5	4
5. Материалоемкость	0,15	4	3
<b>ИТОГО</b>	<b>1</b>		

$$I_{p-исп.1} = 5 * 0,3 + 4 * 0,2 + 3 * 0,1 + 5 * 0,25 + 4 * 0,15 = 4,45$$

$$I_{p-исп.2} = 4 * 0,3 + 4 * 0,2 + 3 * 0,1 + 4 * 0,25 + 3 * 0,15 = 3,75$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения технологии рассчитывается по формуле:

$$I_{исп.1} = \frac{I_{p-исп.1}}{I_{финр.1}} \quad (14)$$

$$I_{исп.2} = \frac{I_{p-исп.2}}{I_{финр.2}} \quad (15)$$

$$I_{исп.1} = 4,45 / 0,947 = 4,7;$$

$$I_{исп.2} = 3,75 / 0,963 = 3,9.$$

Сравнительная эффективность проекта вычисляется по формуле:

$$\mathcal{E}_{cp} = \frac{I_{исп.1}}{I_{исп.2}} \quad (16)$$

$$\bar{\Xi}_{cp}=4,7/3,9=1,21.$$

Составим таблицу 14 сравнительной эффективности технологий.

Таблица 14 – сравнительная эффективность технологий.

Показатели	Исп.1	Исп.2
1.Интегральный финансовый показатель технологии	0,947	0,963
2.Интегральный показатель ресурсоэффективности технологии	4,45	3,75
3.Интегральный показатель эффективности	4,7	3,9

Исходя из полученных результатов можно сделать выводы, что изначально рассматриваемый вариант полимерного заводнения был наиболее эффективным.

#### 4.5 SWOT – анализ

Проведем SWOT- анализ для исследования внешней и внутренней среды проекта. Анализ проводится в несколько этапов.

В первом этапе опишем сильные и слабые стороны проекта, а также выявим возможности и угрозы для реализации проекта, которые могут появиться в его внешней среде.

Результаты первого этапа SWOT- анализа представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Матрица SWOT- анализа

Сильные стороны технологии (С)	Слабые стороны технологии (Сл)
1.Технология ПЗ позволяет доизвлечь остаточную нефть; 2.Технология ПЗ снижает обводненность продукции; 3.Технология ПЗ можно использовать на разных стадиях разработки.	1.Учет геологических особенностей объекта; 2.Большие первоначальные вложения; 3.Негативное воздействие на окружающую среду.
Возможности (В)	Угрозы (У)
1.Повышение продуктивности скважины; 2. Увеличение КИН; 3. Увеличение охвата пласта заводнением.	1.Введение дополнительных государственных требований к осуществлению работ; 2.Развивающаяся конкуренция методов повышения продуктивности скважин.

Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условия окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений.



В рамках данного этапа необходимо построить интерактивную матрицу проекта. Ее использование помогает разобраться с различными комбинациями взаимосвязей областей матрицы SWOT. Возможно использование этой матрицы в качестве одной из основ для оценки вариантов стратегического выбора. Факторы помечаются либо знаком «+» (означает сильное соответствие сильных сторон возможностям), либо знаком «-» (что означает слабое соответствие); «0» – если есть сомнения в том, что поставить «+» или «-». Интерактивные матрицы проекта представлены в таблице 16,17,18,19.

Таблица 16 – Интерактивная матрица проекта

<b>Сильные стороны</b>				
Возможности проекта		C1	C2	C3
	B1	+	+	0
	B2	+	+	0
	B3	+	+	0

Проанализировав интерактивную таблицу 16 можно увидеть корреляцию сильных сторон и возможностей: B1C1C2, B2C1C2, B3C1C2.

Таблица 17 – Интерактивная матрица проекта

<b>Слабые стороны</b>				
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3
	B1	+	+	-
	B2	+	+	-
	B3	+	+	-

Проанализировав интерактивную таблицу 17 можно увидеть корреляцию сильных сторон и возможностей: B1Сл1Сл2, B2Сл1Сл2, B3Сл1Сл2.

Таблица 18 – Интерактивная матрица проекта

<b>Сильные стороны</b>				
Возможности проекта		C1	C2	C3
	У1	+	+	+
	У2	-	-	-

Проанализировав интерактивную таблицу 18 можно увидеть корреляцию сильных сторон и возможностей: У1С1С2С3.

Таблица 19 – Интерактивная матрица проекта

<b>Слабые стороны</b>				
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3
	У1	+	-	-
	У2	+	0	-

Проанализировав интерактивную таблицу 19 можно увидеть корреляцию сильных сторон и возможностей: У1Сл1, У2Сл1.

Таблица 20 – SWOT- анализа

	Сильные стороны: 1.Технология ПЗ позволяет доизвлечь остаточную нефть; 2.Технология ПЗ снижает обводненность продукции; 3.Технология ПЗ можно использовать на разных стадиях разработки.	Слабые стороны: 1.Учет геологических особенностей объекта; 2.Большие первоначальные вложения; 3.Негативное воздействие на окружающую среду.
Возможности: 1.Повышение продуктивности скважины; 2. Увеличение КИН; 3. Увеличение охвата пласта заводнением	-Возможность снизить обводненность продукции и продлить эффективность скважины -возможность дополнительно добыть нефть и увеличить доход компании	-Необходимо повышать квалификацию персонала
Угрозы: 1.Введение дополнительных государственных требований к осуществлению работ; 2.Развивающаяся конкуренция методов повышения продуктивности скважин.	-Высокая конкуренция способствует повышению экономичности и энергоэффективности технологии. -Возможность привлечения сторонних организаций	- отказ от проекта -импорт нового оборудования будет требовать больших затрат

В результате проведённого SWOP- анализ можно сказать, что технология ПЗ перспективна, актуальна и имеет высокую эффективность. Из недостатков хотелось бы отметить большие затраты и негативное воздействие на окружающую среду.

#### 4.6 Определение возможных альтернатив проведения научных исследований

Перед проведением полимерного заводнения производят исследования пласта и тщательно подбирают полимер. В таблице 21 представлены возможные морфологические характеристики полимерного заводнения.

Таблица 21 – морфологическая матрица для полимерного заводнения

	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>
А, Состояние агента	Порошок	Водный раствор	Эмульсия	

Продолжение 21 таблицы

Б. Исследуемые параметры пласта	Температура	Давление	Минерализация	Нефтенасыщенность
В. Состав полимера	Сшитый полимерный состав	Биополимеры	Полимер-дисперсный состав	АСП заводнение
Г. Добавляемые реагенты к полимеру	ПАВ	Дезмульгаторы	Сорбенты кислорода	Без добавок
Д. Контролируемые параметры при закачки	Приемистость скважины	Обводненность	Объем добытой нефти	Температур
Е. Параметры эффективности закачки	Снижение обводненность пласта	Увеличение охвата пласта заводнением	Увеличение дебита	Падение давления

В качестве решения проблемы исследования можно выбрать три варианта: А1В1В1Г1Д1Е3; А1В3В2Г3Д1Е3; А1В1В4Г4Д1Е3.

#### 4.7 Разработка графика анализа технологии

В рамках планирования выпускной квалификационной работы необходимо построить календарный и сетевые графики проекта. Линейный график представлен в виде таблицы 22.

Таблица 22 – Календарный план выполнения работы

Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников (ФИО ответственных исполнителей)
Ознакомление с темой работы	2	01.02.2021	3.02.2021	Власенко А.А
Описание общей теоретической части по теме	9	04.02.2021	15.02.2021	Власенко А.А Гладких М.А. (научный руководитель ВКР)
Изучение нормативно-технической базы	4	16.02.2021	20.02.2021	Власенко А.А
Изучение метода полимерного заводнения	19	21.02.2021	12.03.2021	Власенко А.А Гладких М.А. (научный руководитель ВКР)

Продолжение 22 таблицы

Финансовый менеджмент	18	13.03.2021	01.04.2021	Власенко А.А
Социальная ответственность	30	02.04.2021	01.05.2021	Власенко А.А
Заключение	23	02.05.2021	25.05.2021	Власенко А.А Гладких М.А. (научный руководитель ВКР)
Презентация	15	26.05.2021	10.06.2021	Власенко А.А

Для иллюстрации календарного плана проекта приведена диаграмма Ганта, на которой работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ. Для удобства отображения каждый месяц разделен на декады, таблица 23.

Таблица 23 – Календарный план-график проведения анализа по теме

Вид работ	Исполнители	Работы	Продолжительность работ														
			февраль			март			апрель			май			июнь		
			1-10	11-20	21-28	1-10	11-20	21-31	1-10	11-20	21-30	1-10	11-20	21-31	1-10	11-20	21-31
Ознакомление с темой работы	Бакалавр	2	■														
Описание общей теоретической части по теме	Бакалавр Руководитель	9	■	■													
Изучение нормативно-технической базы	Бакалавр	4		■													
Изучение метода полимерного заводнения	Бакалавр Руководитель	19		■	■												
Финансовый менеджмент	Бакалавр	18					■										
Социальная ответственность	Бакалавр	30						■	■	■							
Заключение	Бакалавр Руководитель	23									■	■	■				
Презентация	Бакалавр	15														■	

■ - бакалавр;  
■ - руководитель.

#### 4.8 Бюджет научно-технического исследования

При формировании бюджета проекта необходимо полностью и достоверно отразить все виды расходов, которые связаны с его выполнением.

Используются следующие статьи затрат:

- Материальные;
- На специальное оборудование для научных работ;
- Основная заработная плата исполнителей;
- Дополнительная заработная плата;
- Отчисления во внебюджетные фонды;
- Накладные расходы.

#### 4.8.1 Расчет затрат на специальное оборудование

В ходе выполнения научного-технического задания, в качестве специального оборудования использовался персональный компьютер.

Пример расчета амортизационных отчислений персонального компьютера:

1. Линейным способом, норма амортизационных отчислений составляет:

$$H_A = \frac{1}{n} \cdot 100\% = \frac{1}{5} \cdot 100\% = 20\%, \quad (17)$$

где  $n$  – предполагаемая продолжительность работы оборудования в месяцах.

2. Амортизационные отчисления специального оборудования:

$$A_c = S \cdot \frac{H_A \cdot T_{\text{раб.дн}}}{100 \cdot 365} = 53000 \cdot \frac{20 \cdot 103}{100 \cdot 365} = 2991,23 \text{ руб.}$$

где  $S$  – стоимость персонального компьютера;

$T_{\text{раб.дн}}$  – рабочие дни (дни использования персонального компьютера).

Результат расчетов приведен в таблице 24.

Таблица 24 – Затраты на специальное оборудование

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед.,руб.	Амортизация, руб.
Персональный компьютер	ед	1	53000,00	2991,23

#### 4.8.2 Заработная плата исполнителей

Заработная плата исполнителей включает в себя оплату труда руководителя и бакалавра, участвующих в выполнении проекта.

Статья включает в себя сумму основной и дополнительной заработной платы:

$$Z_{\text{зп}} = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}, \quad (18)$$

где  $Z_{\text{зп}}$  – суммарная заработная плата;

$Z_{\text{осн}}$  – основная заработная плата;

$Z_{\text{доп}}$  – дополнительная оплата труда (составляет 12-20% от  $Z_{\text{осн}}$ ).

Основная заработная плата представляет собой:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_p, \quad (19)$$

где  $T_p$  – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.;

$Z_{\text{дн}}$  – среднедневная заработная плата работника, руб./дн.

Среднедневная заработная плата:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d}, \quad (20)$$

где  $Z_m$  – месячный должностной оклад работника, руб./месяц;

$M$  – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

- при отпуске в 24 раб. дня,  $M=11,2$  месяца, 5-дневная неделя;
- при отпуске в 48 раб. дней  $M=10,4$  месяца, 6-дневная неделя;

$F_d$  – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб.дней.

Баланс рабочего времени работников, занятых в выполнении данного проекта сведен в таблицу 25.

Таблица 25 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Бакалавр
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней - выходные/праздничные	66	118

Продолжение 25 таблицы

Потери рабочего времени		
- отпуск	48	24
- невыходы по болезни	14	10
Действительный годовой фонд рабочего времени	299	247

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_{\text{м}} = Z_{\text{тс}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) \cdot k_{\text{р}}, \quad (21)$$

где  $Z_{\text{тс}}$  – заработная плата по тарифной ставке, руб./месяц;

$k_{\text{пр}}$  – премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% от  $Z_{\text{тс}}$ );

$k_{\text{д}}$  – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2 – 0,5;

$k_{\text{р}}$  – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска, как для северного района РФ).

Так же за трудовые успехи, за труд сверх установленной нормы и за особые условия труда полагается дополнительная заработная плата, которая рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}}, \quad (22)$$

где  $k_{\text{доп}}$  – коэффициент дополнительной заработной платы, принимаемый 0,15.

**Расчет заработной платы произведем на примере руководителя:**

1. Месячный оклад руководителя:

$$Z_{\text{м}} = 32000 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 62400 \text{ руб./месяц}$$

2. Среднедневная заработная плата руководителя:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{62400 \cdot 10,4}{299} = 2170,43 \text{ руб./день}$$

3. Основная заработная плата руководителя:

$$Z_{\text{осн}} = 2170,43 \cdot 28 = 60772,04 \text{ руб.}$$

4. Дополнительная заработная плата руководителя:

$$Z_{\text{доп}} = 0,15 \cdot 60772,04 = 9115,81 \text{ руб.}$$

5. Итоговая заработная плата руководителя:

$$Z_{\text{зп}} = 60772,04 + 9115,81 = 69887,85 \text{ руб.}$$

Аналогичные расчеты произведем для бакалавра. Результаты расчетов заработной платы сведем в таблицу 26.

Таблица 26 – Расчёт заработной платы

Исполнители	$Z_{\text{тс}}$ руб./месяц	$k_{\text{пр}}$	$k_{\text{д}}$	$k_{\text{р}}$	$Z_{\text{м}}$ руб./месяц	$Z_{\text{дн}}$ руб./день	$T_{\text{р}}$ , раб.дн	$Z_{\text{осн}}$ , руб.	$k_{\text{доп}}$	$Z_{\text{доп}}$ , руб	Итого, руб.
Руководитель	32000	0,3	0,2	1,3	62400	2170,43	28	60772,04	0,15	9115,81	69887,85
Бакалавр	15000	0,3	0,2	1,3	29250	1326,32	103	136610,9		20491,64	157102,54

#### 4.8.3 Отчисления во внебюджетные фонды

Отчисления во внебюджетные фонды – обязательные страховые отчисления, установленные на законодательном уровне Российской Федерации нормами государственного социального страхования, пенсионного фонда, медицинского страхования.

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot Z_{\text{зп}}, \quad (23)$$

где  $k_{\text{внеб}}$  – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды, установленный на уровне 30% на основании ФЗ от 24.07.2009 №212-ФЗ .

Результаты расчетов отчислений сведем в таблицу 27.

Таблица 27 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнители	$Z_{\text{зп}}$ , руб.	$k_{\text{внеб}}$	$Z_{\text{внеб}}$ , руб	Итого, руб.
Руководитель	69887,85	0,3	20966,4	90854,25
Бакалавр	157102,54	0,3	47130,76	204233,3

#### 4.8.4 Накладные расходы

В накладные расходы входят все прочие затраты, не попавшие в предыдущие расходы, такие как ксерокопирование, оплата услуг связи, электроэнергии и т.д.

$$Z_{\text{накл}} = (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}} + Z_{\text{м}} + Z_{\text{внеб}} + A_{\text{с}}) \cdot k_{\text{нр}}, \quad (24)$$

где  $k_{\text{нр}}$  – коэффициент, учитывающий накладные расходы, равный 0,16.



Суммарные накладные расходы проекта:

$$Z_{\text{накл}} = (197382,94 + 29607,45 + 91650 + 68097,16 + 2991,23) \cdot 0,16 = 62356,6 \text{ руб.}$$

#### 4.8.5 Формирование бюджета затрат научно-технического проекта

В данном разделе подсчитываются итоговые затраты (таблица 28) на научно-технический проект по полимерному заводнению.

Таблица 28 – Расчет бюджета затрат НИ

№	Наименование статьи	Сумма, руб.	% к итогу
1	Амортизация	2991,23	0,83
2	Затраты по основной заработной плате	197382,94	54,76
3	Затраты по дополнительной заработной плате	29607,45	8,21
4	Отчисления во внебюджетные фонды	68097,16	18,89
5	Накладные расходы	62356,6	17,31
<b>Бюджет затрат проекта</b>		<b>360435,38</b>	<b>100</b>

#### 4.9 Вывод по экономическому разделу

В данном разделе была рассчитана экономическая эффективность технологии полимерного заводнения. С помощью данного метода можно снизить обводненность продукции, увеличить охват пласта заводнением и доизвлечь остаточную нефть.

Так же хотелось бы отметить, что при применении полимерного заводнения необходимо учитывать геологические условия объекта заводнения, при выборе полимера. И хотя весь процесс от выбора полимера и до закачки его в пласт весьма дорогой, но как видно из расчетов, стоимость дополнительно извлеченной нефти сполна перекрывают затраты. Поэтому можно сказать, что метод с экономической точки зрения эффективный.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7П	Власенко Артуру Александровичу

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 « Нефтегазовое дело», профиль: « Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Тема ВКР:

<b>Анализ эффективности применения технологии полимерного заводнения на месторождениях Западной Сибири</b>	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: технологии применения полимерного заводнения. Область применения: нагнетательные скважины
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
<b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<p>Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 05.04.2021)// Собрание законодательства РФ – Глава 34, СТ. 212. Обязанности работодателя по обеспечению безопасных условий и охраны труда;</p> <p>ГОСТ 12.2.033-78 «Рабочее место при выполнении работ стоя»;</p> <p>ГОСТ 12.2.032-78 «Рабочее место при выполнении работ сидя»;</p> <p>ГОСТ 22269-76 Система "Человек-машина". Рабочее место оператора. Взаимное расположение элементов рабочего места. Общие эргономические требования.</p>
<b>2. Производственная безопасность:</b> 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	<p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- отклонение показателей климата на открытом воздухе;</li> <li>- превышение уровней шума и вибрации;</li> <li>- повышенная запыленность рабочей зоны;</li> <li>- недостаточная освещенность.</li> </ul> <p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- химические реагенты;</li> <li>- высокое давление;</li> </ul>

	- механические опасности.
<b>3. Экологическая безопасность:</b>	Атмосфера: загрязнение атмосферного воздуха. Гидросфера: загрязнение подземных вод. Литосфера: загрязнение почвы химическими веществами.
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	Возможные ЧС: - разрушение элементов, находящихся под высоким давлением; - разрыв трубопроводов, подающих реагенты в скважину; - нарушение электроснабжения. Наиболее типичная ЧС: - разрушение элементов, находящихся под высоким давлением.

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Фех Алина Ильдаровна	-		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7П	Власенко Артур Александрович		

## **5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

Любой производственный процесс сопровождается воздействием опасных и вредных факторов на сотрудников предприятия. Поэтому стоит ответственно подходить к безопасности сотрудников и делать все для организации безопасных условий труда. Социальная ответственность подразумевает, что существуют конкретные задачи и функции, которые люди должны выполнять в силу того положения, которое они занимают в организации. Для этого каждый сотрудник компании должен соблюдать правила безопасности, чтобы не возникали чрезвычайные ситуации.

Полимерное заводнение является одним из наиболее перспективных методов увеличения нефтеотдачи, при котором происходит равномерное вытеснение нефти из пласта. За счет этого происходит увеличение охвата пласта заводнением. Полимерное заводнение способствует извлечению остаточной нефти, проникая в высокопроницаемые пропластки.

В ходе реализации полимерного заводнения осуществляются работы по заданному режиму закачки полимерного раствора, проводится контроль за системами работы агрегата, а также проводится, обслуживание, монтаж и демонтаж используемого оборудования. Работы выполняются круглогодично. Работы по закачке полимерного раствора в пласт производят на кустовых площадках.

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

Работы по полимерному заводнению проводятся лицами, работающими вахтовым методом. Вахтовый метод - особая форма осуществления трудового процесса вне места постоянного проживания работников, когда не может быть обеспечено ежедневное их возвращение к месту постоянного проживания. Особенности работы вахтовым методом прописаны в Главе 34 ТК РФ.[31]

К работам, выполняемым вахтовым методом, не допускаются беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет;

работники в возрасте до восемнадцати лет. Также не допускаются лица, имеющие противопоказания по медицинским заключениям. Продолжительность вахты не должна превышать одного месяца. В редких случаях продолжительность может быть увеличена до трех месяцев. Период вахты включает в себя время выполнения работ и время междуменного отдыха.

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.).

Рабочее время и время отдыха в пределах учетного периода регламентируется графиком работы на вахте, который утверждается работодателем. Северные районы Западной Сибири в большинстве приурочены к районам Крайнего Севера. Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом на местности, приравненные к районам Крайнего Севера:

- выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в местностях, приравненным к районам Крайнего Севера. Процентные надбавки в Западной Сибири: по истечении первого года работы – 10%, за каждый последующий год работы – увеличение на 10% по достижении 50% заработка;

- предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих: в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера, - 16 календарных дней.

В связи с воздействием опасных и вредных факторов, согласно ГОСТ 22269-76 «Система "Человек-машина".[32] Рабочее место оператора. Взаимное расположение элементов рабочего места. Общие эргономические требования», необходимо предусмотреть средства защиты оператора от воздействия факторов, а также условия для экстренного ухода с рабочего места.

Согласно ГОСТ 12.2.033-78 «Рабочее место при выполнении работ стоя»[33] и ГОСТ 12.2.032-78 «Рабочее место при выполнении работ сидя»[34], необходимо рационально организовать рабочую зону, которая будет обеспечивать 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.

Конструкция рабочего стола должна обеспечивать оптимальное размещение на рабочей поверхности используемого оборудования. При этом допускается использование рабочих столов различных конструкций, отвечающих современным требованиям эргономики.

Конструкция рабочего стула (кресла) должна обеспечивать поддержание рациональной рабочей позы при работе на ПЭВМ, позволять изменять позу с целью снижения статического напряжения мышц шейно-плечевой области и спины для предупреждения развития утомления.

## **5.2 Производственная безопасность**

Закачка полимерных растворов осуществляется через нагнетательные скважины, обслуживание которых производит оператор ППД. Его рабочее место состоит из скважин, кустовой площадки, блоков автоматики.

Работая на производственных объектах, работник подвергается вредному воздействию опасных и вредных факторов. Классификация факторов представлена в нормативном документе ГОСТ 12.0.003-2015 (таблица 29).[35] Таблица 29 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ на кустовых площадках

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Приготовление раствора	Эксплуатация	
1) Отклонение показателей климата на открытом воздухе;	+		+	ГОСТ Р 54139-2010. Экологический менеджмент. Руководство по применению организационных мер безопасности и оценки рисков. Изменение климата; [36] ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности; [37] ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования; [38] ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны; [39] СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*; [40] ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности; [41] ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности. [42]
2) Превышение уровней шума и вибрации;		+	+	
3) Повышенная запыленность рабочей зоны;	+	+	+	
4) Недостаточная освещенность;	+	+	+	
5) Химические реагенты;		+	+	
6) Высокое давление;		+	+	
7) Механические опасности.	+	+	+	

### 5.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия

#### Отклонение показателей климата на открытом воздухе

При отклонении показателей климата предусмотрены средства индивидуальной защиты (СИЗ). СИЗ должны предотвращать или уменьшать риск действия производственных факторов. Они выбираются согласно ГОСТ 12.4.011-89 [43]. Для защиты головы от теплового облучения алюминиевые, фибровые каски. Также каска поможет избежать травм головы. Для исключения попадания песка в глаза или в носовую полость необходимо применять очки и респираторы. Так как при приготовлении полимерного раствора сотрудник работает с химическими реагентами необходимо использовать перчатки или рукавицы, которые также в холодный период года помогут избежать обморожения рук. Защитой от пониженной температуры служит теплая

спецодежда, а при осадках – плащи. Также сооружают помещения для обогрева сотрудников в холодное время года.

Так как работы по закачке полимерного раствора в пласт производятся на открытом воздухе, то существуют условия, при которых работы приостанавливаются. Такими условиями являются температура, скорость ветра, влажность воздуха (таблица 30).

Таблица 30 – 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	0

Если в такие условия не приостанавливать работу, то это может привести к несчастному случаю.

### **Превышение уровней шума и вибрации**

Вблизи работы оператора ППД может производиться капитальный ремонт скважины. Данный вид работ создает уровень шума, не превышающий допустимый согласно ГОСТ 12.1.003-2014 [37]. Значение уровня звука на рабочем месте не должен превышать 40-45 дБ, а на открытой местности – не более 80 дБ. Для снижения уровня шума работникам следует применять СИЗ. Из-за удаленности месторождений от места проживания работников их доставляют на вахту на вертолетах. Они создают уровень шума 95-100 дБ, что превышает норму. Поэтому необходимо выбрать средства защиты согласно СП 51.13330.2011 [44]: противοшумные вкладыши или наушники. Технологическая норма уровня вибрации составляет 92 дБ согласно ГОСТ 12.1.012-90 [38]. При значении уровня вибрации 92дБ частота составляет 63 Гц. Уровень вибрации на рабочем месте оператора ППД объясняется работой насосного агрегата по



закачке реагента в скважину. При работе с оборудованием при вибрации производительность работника снижается, а также растет число травм. Для защиты от вибрации рекомендуется применять резиновые перчатки.

### **Недостаточная освещенность**

Зачастую работникам приходится работать в ночное время суток и необходимо обеспечить достаточную освещённость рабочей зоны.

Плохое освещение негативно воздействует на зрение, приводит к быстрому утомлению, снижает работоспособность, вызывает дискомфорт, является причиной головной боли и бессонницы. Норма освещенности должна быть не ниже 10 люксов согласно СП 52.13330.2016.[40] Если норма освещенности соответствует нужному диапазону, то мероприятия по улучшению освещенности не требуется.

## **5.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия**

### **Химические реагенты**

При полимерном заводнении (ПЗ) наиболее часто используют полиакриламид (ПАА). При нарушении герметизации емкости для хранения химических реагентов в установке дозирования реагентов (УДХ) происходит разлив реагента в помещении. При контакте может вызывать раздражение глаз; при повторном контакте с кожей вызывает ее раздражение, а при длительной или чрезмерной ингаляции – раздражение дыхательных путей. Поэтому необходимо соблюдать меры осторожности при работе с реагентами при приготовлении раствора. Требования безопасности при работе с химическими реагентами прописаны в ГОСТ 12.1.007-76, при соблюдении которых можно избежать воздействия опасного фактора на здоровье работника.[42]

### **Высокое давление**

Аппараты, работающие под давлением – оборудование, в котором жидкость или газ находятся под давлением, превышающем атмосферное. Закачка полимерного раствора осуществляется под давлением 20-22 МПа. Насосы на кустовой насосной станции создают такое высокое давление и

производят подачу подающих воды с реагентом в нагнетательную скважину, а из нее в пласт. Чтобы не допустить чрезвычайных 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.

Нарушение герметичности оборудования может произойти при взрыве сосуда, работающего под избыточным давлением. При взрыве может произойти разрушение взрывной волной близкорасположенного оборудования, а также нанесение травм работнику, в том числе не совместимых с жизнью.

Также нарушение герметичности может быть вызвано дефектами (трещины, вмятины и т.д.), полученные при изготовлении, хранении и транспортировке сосудов, работающих под давлением. Для обнаружения дефектов необходим ежедневный внешний осмотр оборудования, применение средств измерений КИП, а также испытания сосудов и материалов, из которых они изготовлены.

### **Механические опасности**

При осуществлении процесса заводнения необходимо использовать высоконапорные насосы, которые могут создавать давление 200-500 атм. Насос имеет вращающиеся части, которые могут представлять опасность для жизни сотрудника. Поэтому очень важно использовать кожухи и ограждения, чтобы исключить вероятность соприкосновения человека с вращающимся механизмом.

Необходимо систематически проверять целостность защитных ограждений на движущихся и вращающихся механизмах, плановую и неплановую проверку пусковых и тормозных устройств, а также проверку состояния оборудования согласно ГОСТ 12.2.003-91 [41]. Также необходимо соблюдать технику безопасности и форму одежды (все пуговицы застегнуты).

### **5.3 Экологическая безопасность**

Процесс закачки полимерного раствора в пласт сопровождается техногенным воздействием на окружающую среду. Поэтому для минимизации вредного воздействия необходимо применять комплекс 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.

#### **Атмосфера**

Выбросы газа и сопутствующих вредных веществ на кустовой площадке могут привести к загрязнению атмосферного воздуха. Поэтому надо проводить мероприятия по охране атмосферы, такие как поддержание герметичности системы ППД и контроль за воздушной средой на КНС для определения опасной концентрации газа.

Мероприятия по защите атмосферы от загрязнения:

- проверка оборудования на герметичность;
- контроль выхлопных газов автотранспорта, находящегося на кустовой площадке, на содержание окиси углерода  $CO_2$ ;
- контроль источников выброса на содержание окиси углерода  $CO_2$ , окислов азота для подбора оптимального режима сжигания газа и уменьшения концентрации вредных веществ.

#### **Гидросфера**

Вторичное вскрытие пласта скважин при определённых условиях сопровождается:

- Загрязнением подземных вод химическими реагентами или нефтью при разливе;
- Бытовыми или твердыми отходами;
- Перетоками флюида в заколонном пространстве из-за нарушения целостности обсадной колонны.

Мероприятия по защите гидросферы заключаются в том, что при эксплуатации скважин продукты освоения (нефть, отработанная вода) необходимо собираться в передвижные металлические емкости по 25 м<sup>3</sup> с последующей откачкой нефти и пластовой воды в нефтесборный коллектор. После закачки химических реагентов через нагнетательную скважину ее необходимо промыть достаточным объемом инертной жидкости. Сброс жидкости производится в сборную емкость. Остатки реагентов собираются и доставляются в места утилизации или уничтожения.

### **Литосфера**

В процессе полимерного заводнения закачиваемый реагент проходит по высокопроницаемым каналам и цементирует их. Следовательно, нужно использовать такие реагенты, чтобы спустя некоторое время они разрушались и выводились из пласта, а не загрязняли почву. Так же возможен прорыв или коррозия подземного оборудования, следовательно произойдет утечка нефти, которая приведет к загрязнению почвы.

Мероприятия по защите литосферы:

- рекультивация земель: при разливе нефти необходимо ее собрать, внести удобрения и высадить растения;
- подбор оптимального типа полимера;
- контроль за герметичностью оборудования.

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

К возможным чрезвычайным ситуациям возникающих на кустовой площадке при закачке полимерного раствора в пласт относятся:

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

Процессы, идущие под высоким давлением, представляют наибольшую опасность для работников, так как существует вероятность нарушения герметичности оборудования, вследствие чего может произойти взрыв.

Согласно ГОСТ Р 22.0.01-2016 «Безопасность в чрезвычайных ситуациях» в случае возникновения ЧС необходимо оградить опасную зону, сообщить о ситуации руководству и начать мероприятия по спасению людей, если есть пострадавшие.[45] Действия при ЧС регламентированы инструкцией, с которой должен быть ознакомлен каждый сотрудник.

Согласно ФНиП ПБ «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» общие требования при работе по полимерному заводнению включают в себя следующие ключевые моменты[46]:

- 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.

### **5.5 Выводы по разделу социальная ответственность**

В данном разделе были проанализированы вредные и опасные факторы, влияющие на здоровье работников.

Компании всеми силами стараются обезопасить работников от воздействия вредных и опасных факторов. К один из таких мер относятся средства индивидуальной защиты, в состав которых входят: респиратор, защитные очки, каска, спец одежда, спец обувь и противогаз, в случае газоопасных работ. Каждому работнику выдаются СИЗ и строго отслеживается их применение в процессе работы, за отсутствие одного из предметов предусмотрено наказание.

Еще одним немало важным аспектов является соблюдение правил безопасности сотрудниками, а также проведение мероприятий по ознакомлению, повторению и проверки знаний сотрудников с правилами безопасности и действиями в случае наступления чрезвычайной ситуации, позволяет избежать наступления ЧС. Так же в случае наступления ЧС сотрудники смогут своевременно защитить себя и окружающих.

Полимерное заводнение как и любой технологический процесс оказывает негативное влияние на окружающую среду, поэтому надо уделять должное внимание экологической безопасности.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе были рассмотрены технологии полимерного заводнения и геологи-физические условия применимости. Благодаря применению данной технологии можно увеличить коэффициент охвата пласта заводнением и коэффициент нефтеотдачи, за счет снижения динамической неоднородности потоков жидкости.

Для эффективного применения технологии полимерного заводнения необходимо тщательно изучить параметры пласта такие, как температура, проницаемость и минерализация воды. Под конкретные условия подбирается состав полимера, чтобы минимизировать наступление деструкции и увеличить эффект. Также необходимо соблюдать технологический режим подготовки раствора и режим закачки в пласт.

Были рассмотрены разные составы полимеров, и наиболее эффективным оказался сшитый полимерный состав. У которого средняя технологическая эффективность составляет 2200 т нефти на одну скважинооперацию. Также была рассчитана выручка при использовании полимерного заводнения на месторождении Западной Сибири, которая составила 38260520 рублей.

Были рассмотрены меры производственной безопасности при выполнении работ по закачке полимерного раствора в пласт, которые позволяют избежать наступления вредных и опасных производственных факторов. Также были рекомендованы мероприятия по их устранению. При полимерном заводнении происходит загрязнение окружающей среды, поэтому также нужно уделять должное внимание экологической безопасности.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Методы и технологии повышения нефтеотдачи для коллекторов Западной Сибири: Учебное пособие / Г.Ф. Ильина, Л.К. Алтунина. – Томск: ТПУ, 2006. – С. 76-83.
2. Информационно-технический справочник по наилучшим доступным технологиям ИТС 28-2017 "Добыча нефти".
3. Выравнивание профиля приемистости нагнетательной скважины / притока добывающей скважины [Электронный ресурс]. – URL: <https://portal.tpu.ru/SHARED/h/НОМЯКОВ/studywork/Tab1/VPP.pdf>
4. Гайворонский, И. Н. Коллекторы нефти и газа Западной Сибири. Их вскрытие и опробование / И. Н. Гайворонский, Г. Н. Леоненко, В. С. Замахаев. – 2-е изд. – Москва : Геоинформмарк, 2003. – 367 с.
5. Характеристика пластовых флюидов Западной Сибири [Электронный ресурс]. – URL: [http://studopedia.su/18\\_66722\\_harakteristika-plastovih-flyuidov-vostochnoy-sibiri.html](http://studopedia.su/18_66722_harakteristika-plastovih-flyuidov-vostochnoy-sibiri.html)
6. Методы полимерного заводнения [Электронный ресурс]. – URL: <https://docplayer.ru/32040854-Metody-polimernogo-zavodneniya.html>
7. Вендина, Д. А. Анализ геологических условий, влияющих на полимерное заводнение / Д. А. Вендина // Проблемы геологии и освоения недр : Труды XXIV Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных, посвященного 75-летию Победы в Великой Отечественной войне, Томск, 06–10 апреля 2020 года. – Томск: Национальный исследовательский Томский политехнический университет, 2020. – С. 55-56.
8. Галимов, Р. И. Технология полимерного заводнения на поздней стадии разработки месторождений / Р. И. Галимов. — Текст: непосредственный // Молодой ученый. — 2017. — № 40 (174). — С. 4-6. — URL: <https://moluch.ru/archive/174/44555/> (дата обращения: 14.06.2021).
9. Повышение эффективности полимерного заводнения [Электронный ресурс]. – URL: [https://snf-group.ru/wp-content/uploads/2015/05/Oil-30\\_Years\\_of\\_EOR.pdf](https://snf-group.ru/wp-content/uploads/2015/05/Oil-30_Years_of_EOR.pdf)



10. Технология добычи нефти и газа. Технологические комплексы добычи и транспортировки: Учебник. – Старый Оскол : ООО «Тонкие наукоемкие технологии», 2020. – 332 с.
11. Шишмина Л.В. Сбор и подготовка продукции нефтяных скважин / Л.В. Шишмина. – Томск: ТПУ, 2011. – С. 123-126.
12. Коршак А.А. Основы нефтегазового дела / А.А. Коршак, А.М. Шаммазов. – Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2002. – С. 162-163.
13. ОСТ 39-225-88 Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству.
14. Мониторинг качества нефтепромысловых сточных вод в ОАО "Татнефть" / Л. В. Кудряшова, Р. З. Сахабутдинов, Е. С. Буслаев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 7. – С. 58-60.
15. Химченко П.В. Новые принципы в применении технологии полимерного заводнения, как одного из методов повышения нефтеотдачи пластов / П.В. Химченко // Концепт. – 2014. – Т.20. – С. 1366-1370.
16. Коршак А.А. Основы нефтегазового дела / А.А. Коршак, А.М. Шаммазов. – Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2002. – С. 165-166.
17. Полимерное заводнение для увеличения нефтеотдачи на месторождениях легкой и тяжелой нефти / А. Тома, Б. Саюк, Ж. Абиров, Е. Мазбаев // Территория Нефтегаз. – 2017. – № 7-8. – С. 58-68.
18. Гумерова, Г. Р. Технология применения сшитых полимерных составов / Г. Р. Гумерова, Н. Р. Яркеева // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. – 2017. – № 2. – С. 63-79.
19. Абдулов М.А. Применение потокоотклоняющих технологий на Приобском месторождении / М.А. Абдулов // Академический журнал Западной Сибири. – 2018. – Т.19, №6(77). – С. 94-95.
20. Полимердисперсная система воздействия на пласт [Электронный ресурс]. – URL: <https://studopedia.org/7-48717.html>

21. Методы интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи для месторождений Западной Сибири: учебное пособие / Апасов Т.К., Апасов Р.Т., Апасов Г.Т. – Тюмень: ТИУ, 2015. – С 98-112.

22. Апасов Т.К. Анализ применения комплексных методов повышения нефтеотдачи на Хохряковском месторождении / Т.К. Апасов [и др.] // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2011. – №1. – С. 31-36.

23. Каушанский Д.А. Многофункциональная инновационная технология повышения нефтеотдачи пластов на поздней стадии разработки «Темпоскрин-Люкс» // Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов: Материалы IV Международного научного симпозиума, Москва, 18-19 сентября 2013 г. – Москва, 2013. – Т.1 – С. 168-172.

24. Гимазова Г.К. Обзор методов увеличения нефтеотдачи пласта путем потокоотклонения и выравнивания профиля приемистости / Г.К. Гимазова [и др.] // Вестник Казанского технологического университета. – 2014. – Т.17, №4. – С. 257-262.

25. Методы и технологии повышения нефтеотдачи для коллекторов Западной Сибири: Учебное пособие / Г.Ф. Ильина, Л.К. Алтунина. – Томск: ТПУ, 2006. – С. 76-83.

26. Маркова, О. М. Успешное применение технологии ASP заводнения для повышения нефтеотдачи. Отечественный и зарубежный опыт / О. М. Маркова, А. А. Севастьянов. — Текст : непосредственный // Молодой ученый. — 2019. — № 46 (284). — С. 34-37.

27. Никитина А. Салым Петролеум: Технология АСП как решение проблемы истощения традиционных запасов / А. Никитина // Нефтегазовая Вертикаль. – 2014. – №10. – С. 24-26.

28. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: учебно-методическое пособие / И.Г. Видяев, Г.Н. Серикова, Н.А. Гаврикова, Н.В. Шаповалова, Л.Р. Тухватулина, З.В. Криницына; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во ТПУ, 2014. – 36с.

29. ООО «НефтеПром Сервис» [Электронный ресурс]. – URL: [http://npserv.ru/#\\_o-predpriyatii](http://npserv.ru/#_o-predpriyatii)

30. ООО «Альтаир» [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.altairoil.ru/#contacts>

31. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 05.04.2021)

32. ГОСТ 22269-76 Система "Человек-машина". Рабочее место оператора. Взаимное расположение элементов рабочего места. Общие эргономические требования.

33. ГОСТ 12.2.033-78 «Рабочее место при выполнении работ стоя»;

34. ГОСТ 12.2.032-78 «Рабочее место при выполнении работ сидя»;

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

36. ГОСТ Р 54139-2010. Экологический менеджмент. Руководство по применению организационных мер безопасности и оценки рисков. Изменение климата;

37. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности;

38. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования;

39. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны;

40. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95\*;

41. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности;

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

43. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.

44. СП 51.13330.2011. Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003\*.

45. ГОСТ Р 22.0.01-2016 «Безопасность в чрезвычайных ситуациях»

46. 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.