

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений  
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

### ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА

Тема работы
<b>АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ МЕТОДОВ ЗАВОДНЕНИЯ ПРИМЕНЯЕМЫХ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ РОССИИ</b>

УДК 622.276.43

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б95	Сапарова Сапарбиби		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шишмина Людмила Всеволодовна	К.Х.Н., С.Н.С.		

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Креницына Зоя Васильевна	К.Т.Н		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД ШБИП	Гуляев Милий Всеволодович			

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП, должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лукин Алексей Анатольевич	К.Г.-М.Н.		

## ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ

### 21.03.01 Нефтегазовое дело

#### ООП «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Код компетенции	Наименование компетенции
<b>Универсальные компетенции</b>	
УК(У)-1	Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач
УК(У)-2	Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений
УК(У)-3	Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде
УК(У)-4	Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(ых) языке(ах)
УК(У)-5	Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально-историческом, этическом и философском контекстах
УК(У)-6	Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни
УК(У)-7	Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности
УК(У)-8	Способен создавать и поддерживать в повседневной жизни и в профессиональной деятельности безопасные условия жизнедеятельности для сохранения природной среды, обеспечения устойчивого развития общества, в том числе при угрозе и возникновении чрезвычайных ситуаций и военных конфликтов
УК(У)-9	Способен принимать обоснованные экономические решения в различных областях жизнедеятельности
УК(У)-10	Способен формировать нетерпимое отношение к коррупционному поведению
<b>Общепрофессиональные компетенции</b>	
ОПК(У)-1	Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общеинженерные знания
ОПК(У)-2	Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений
ОПК(У)-3	Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента
ОПК(У)-4	Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные
ОПК(У)-5	Способен понимать принципы работы современных информационных технологий и использовать их для решения задач профессиональной деятельности
ОПК(У)-6	Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и технологии

<b>ОПК(У)-7</b>	Способен анализировать, составлять и применять техническую документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами
<b>Профессиональные компетенции</b>	
<b>ПК(У)-1</b>	Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-2</b>	Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-3</b>	Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-4</b>	Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-5</b>	Способен обеспечивать и контролировать выполнение показателей разработки месторождений и производственных процессов при эксплуатации скважин
<b>ПК(У)-6</b>	Способен обеспечивать выполнение работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования, проводить организационно-техническое обеспечение процесса добычи углеводородного сырья
<b>ПК(У)-7</b>	Способен выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-8</b>	Способен использовать нормативно-технические требования и принципы производственного проектирования для подготовки предложений по повышению эффективности разработки месторождений и перспективному развитию процессов по добыче углеводородного сырья

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений  
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП  
 \_\_\_\_\_ А.А. Лукин  
 (Подпись) (Дата) (ФИО)

### ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б95	Сапарова Сапарбиби

Тема работы:

<b>АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ МЕТОДОВ ЗАВОДНЕНИЯ ПРИМЕНЯЕМЫХ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ РОССИИ</b>	
<i>Утверждена приказом директора (дата, номер)</i>	97 – 10/с от 07.04.2023

Срок сдачи обучающимся 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, учебники, учебные пособия, материалы периодических изданий.
<b>Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке</b>	Системы разработки с применением заводнения пластов; требования, предъявляемые к нагнетаемой в пласт воде; объект и методы исследования; анализ эффективности закачки полимерных систем на Бурейкинском месторождении; финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение; социальная ответственность.

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

<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
Раздел	Консультант
1. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, Криницына Зоя Васильевна
2. Социальная ответственность	Старший преподаватель, Гуляев Милий Всеволодович

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

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шишмина Людмила Всеволодовна	К.Х.Н., С.Н.С.		

**Задание принял к исполнению обучающийся:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б95	Сапарова Сапарбиби		

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений  
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела  
 Период выполнения весенний семестр 2022/2023 учебного года

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

<b>Группа</b> 2Б95	<b>ФИО</b> Сапарова Сапарбиби
-----------------------	----------------------------------

Тема работы:

<b>АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ МЕТОДОВ ЗАВОДНЕНИЯ ПРИМЕНЯЕМЫХ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ РОССИИ</b>
---

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
10.04.2023	Работа с литературными источниками. Введение	10
17.04.2023	Системы разработки с применением заводнения пластов	10
21.04.2023	Требования, предъявляемые к нагнетаемой в пласт воде	10
01.05.2023	Объект и методы исследования	15
10.05.2023	Анализ эффективности закачки полимерных систем на Бурейкинском месторождении	20
26.05.2023	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
02.06.2023	Социальная ответственность	15
15.06.2023	Оформление работы, составление презентации, подготовка доклада	5

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шишмина Людмила Всеволодовна	К.Х.Н., с.Н.С		

**СОГЛАСОВАНО:**

**Руководитель ООП**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лукин Алексей Анатольевич	К.Г-М.Н.		

**Обучающийся**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б95	Сапарова Сапарбиби		

## Реферат

Выпускная квалификационная работа 104 страницы, 22 рисунка, 20 таблиц, 32 источника.

Ключевые слова: заводнение, ASP-заводнение, коэффициент извлечения нефти, увеличение нефтеотдачи, мицеллярные растворы, поверхностно-активные вещества, полимеры.

Объектом исследования является Бурейкинское месторождение, на котором проводились работы с применением различных видов заводнения для увеличения нефтеотдачи.

Цель работы – анализ эффективности применения современных методов заводнения, которые приводят к повышению КИН.

В процессе работы были рассмотрены как классические, так и современные методы заводнения пластов. Рассмотрены факторы, оказывающие как благоприятное, так и неблагоприятное воздействие на пласт при применении метода заводнения. Применение заводнения приводит к увеличению нефтеотдачи пласта, добыче трудноизвлекаемых запасов, в некоторых случаях к ухудшению качества нефти. Среди современных видов заводнения наибольшее применение получили такие методы заводнения как: мицеллярное заводнение, различные модификации полимерного заводнения и нестационарный метод закачки. Использование полимерного заводнения в сопровождении с закачкой сшитых полимерных систем на месторождении Бурейкинское показало, что СПС увеличивает дебит нефти, а полимерные системы КПС, МГС-КПС, МГС-КПС помогают замедлить динамику снижения дебита нефти и снижают дебит жидкости. Значение текущего КИН в среднем увеличилось в 1,3 раза по сравнению с контрольным участком, и составило 0,45 д.ед.

Реализация ASP-заводнения на 13 скважинах месторождения X за 3 года привела к дополнительной добыче нефти в размере 172 тыс. тонн. При этом чистый дисконтированный доход за рассматриваемый период составил 3215625,8 тыс. руб.

## Содержание

Введение.....	10
1 Системы разработки с применением заводнения пластов.....	12
1.1 Классификация видов заводнения.....	13
1.2 Показатели эффективности заводнения нефтяных месторождений .....	19
1.3 Технологическая эффективность применения воды как агента вытеснения.....	28
1.3.1 Применение ASP заводнения.....	28
1.3.2 Опыт применения нестационарного (циклического) метода заводнения .....	30
1.3.3 Заводнение мицеллярными растворами .....	32
2 Требования, предъявляемые к нагнетаемой в пласт воде.....	38
3 Объект и методы исследования .....	41
3.1 Геологическая характеристика Бурейкинского месторождения.....	41
3.2 Геолого-физическая характеристика Бурейкинского месторождения..	42
3.3 Динамика показателей разработки месторождения .....	43
4 Анализ эффективности закачки полимерных систем на Бурейкинском месторождении .....	46
4.1 Применение циклической закачки сшитых полимерных систем .....	46
4.2 Результаты реализации технологии увеличения КИН с применением ASP композиций.....	49
4.3 Применение полимерного заводнения.....	51
4.4 Моделирование ПАВ – полимерного заводнения .....	55
4.4 Оборудование для подготовки воды .....	59
5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение... 67	
5.1 Формирование бюджета затрат на реализацию ASP- заводнения.....	67
5.1.1 Оборудование для проведения ASP–заводнения.....	67
5.1.2 Расчет амортизационных отчислений.....	68
5.1.3 Расчет материальных затрат на проведение технологии ASP-заводнения .....	69
5.1.4 Расчет заработной платы работников .....	69
5.1.5 Расчет отчислений во внебюджетные фонды .....	70
5.1.6 Расчет суммарных затрат на проведение мероприятия по ASP-заводнению .....	71
5.2 Расчет экономической эффективности мероприятия.....	72
Выводы по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» .....	76
6 Социальная ответственность .....	80



6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	80
6.2 Производственная безопасность .....	85
6.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия .....	86
6.2.1.1 Воздействие газовых компонентов и аэрозолей, загрязняющих чистый природный воздух примесей.....	86
6.2.1.2 Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума .....	88
6.2.1.3 Аномальные микроклиматические параметры воздушной среды...	89
6.2.1.4 Отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения .....	89
6.2.1.5 Основные и непосредственные причины электротравм .....	90
6.2.1.6 Производственные факторы, связанные с электрическим током ....	91
6.2.1.7 Пожаровзрывоопасность .....	92
6.3 Экологическая безопасность.....	94
6.3.1 Защита атмосферы .....	94
6.3.2 Защита гидросферы.....	94
6.3.3 Защита литосферы.....	95
6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	96
Вывод по разделу социальная ответственность.....	97
Заключение .....	98
Список используемых источников.....	100

## **Введение**

Известно, что разработка нефтяных месторождений за счет природной (пластовой) энергии теряет темпы развития, и существует необходимость применимости методов, направленных на увеличение нефтеотдачи пластов. Когда пластовая энергия оказывается истощена, темп отбора нефти замедляется, но может быть восстановлен путем нагнетания в залежь источника вторичной энергии.

В основу вторичного извлечения нефти и газа положено искусственное введение в залежь источника энергии по стволу одной скважины для увеличения отбора нефти и газа из другой.

Наиболее распространенным методом стимуляции вторичного извлечения является заводнение. Метод заводнения пластов один из эффективных и недорогих средств увеличения нефтеотдачи пластов.

В настоящее время широко используется комплекс технологий воздействия на месторождения, основанный на методе заводнения, который применяется для разработки залежей с различными геолого-физическими условиями. В этой связи, классификация существующих систем заводнения и результаты применения метода приобретают особое значение в контексте оптимизации процесса разработки месторождений в целом. Таким образом, дальнейшее развитие метода заводнения и анализ опыта его применения должны быть основой для повышения эффективности добычи полезных ископаемых.

Как показано авторами [1], в некоторых случаях сочетание неоднородности строения продуктивных пластов и высокой вязкости нефти приводит к опережающему вытеснению нефти водой системы ППД из высокопроницаемых зон пласта. Это имеет такие последствия как снижение добычи нефти, рост обводненности продукции скважин, недоизвлечение нефти из слабопроницаемых зон пласта.

Объектом исследования является Бурейкинское месторождение. Бурейкинское месторождение (Республика Татарстан) примечательно тем, что

на нем для увеличения добычи нефти проводились работы с применением широкого набора методов.

Целью работы – анализ эффективности применения современных методов заводнения, которые приводят к повышению КИН.

Задачи:

- изучить системы разработки нефтяных месторождений;
- изучить классические и современные методы заводнения пластов;
- изучить факторы, влияющие на эффективность извлечения нефти в условиях применения заводнения пластов;
- изучить требования, предъявляемые к нагнетаемой в пласт воде;
- проанализировать применение различных видов заводнения на Бурейкинском месторождении.

## **1 Системы разработки с применением заводнения пластов**

В эпоху конца 19 века литература начала отмечать появление нового способа увеличения нефтеотдачи – закачки воды в нефтяной пласт. Этот метод был одобрен в США в 1921 году и затем начал использоваться на предприятиях СССР в сороковых годах.

Однако, в связи с современными условиями, необходимо провести более глубокий анализ эффективности данного мероприятия на месторождениях нефти. В настоящее время все большее количество компаний используют этот метод, и поэтому его эффективность должна быть тщательно исследована. Учитывая, что метод заводнения находится в долгосрочной перспективе, затраты на его внедрение могут быть оправданы, если он окажется наиболее эффективным среди других методов повышения добычи нефти. Относительно этого, осуществление более детального анализа исходной работы может дать ответы на многие вопросы, особенно связанных с повышением производительности и снижением затрат на добычу нефти. Таким образом, метод нагнетания воды в пласт остается востребованным и требует дальнейшего изучения.

В научных кругах активно обсуждается тема проектирования нефтяных месторождений с использованием заводнения. Множество исследований было проведено для определения основных проблем, которые возникают при работе с данной технологией. Важным аспектом, который необходимо учитывать, является влияние заводнения на производительность месторождений и их экономическую целесообразность. Кроме того, появляются технические проблемы, связанные со спецификой работы оборудования в условиях повышенной влажности и коррозивного воздействия. Важно учитывать также экологические аспекты и возможность негативного воздействия на окружающую среду. В связи с этим, необходимо проводить комплексные научные исследования при проектировании нефтяных месторождений с использованием заводнения в целях повышения эффективности работы и минимизации негативного влияния на окружающую среду.

В исследовании влияния технологии заводнения на процессы добычи нефти возникают следующие проблемы, которые требуют особого внимания: направления распространения фронта закачиваемой воды, потери закачиваемой воды в пласт, слабая гидродинамическая связь между забоями добывающих и нагнетательных скважин, преждевременный прорыв закачиваемой воды от нагнетательных скважин к добывающим, существование слабодренируемых невыработанных зон пласта, а также снижение темпов добычи жидкости за счет снижения пластового давления. Для более эффективного решения этих проблем необходимо проводить более глубокие исследования направлений распространения закачиваемой воды, анализировать пластовые циркуляции и потери воды, изучать пластовые условия скважин и определять способы устранения нежелательных прорывов закачиваемой воды. Кроме того, следует более детально рассмотреть вопросы, связанные со слабодренируемыми зонами пластов и подходящими методами предотвращения снижения темпов добычи жидкости за счет снижения пластового давления.

Классификация систем разработки пласта основывается на расположении скважин и виде энергии, используемой для перемещения нефти. При этом, в зависимости от расположения нагнетательных скважин по отношению к залежи нефти, различают такие виды систем, как законтурное, приконтурное и внутриконтурное заводнение. Определение наиболее эффективной системы зависит от конкретных условий месторождения и его геологических характеристик[2].

### **1.1 Классификация видов заводнения**

Законтурное заводнение представляет собой процесс закачки воды в ряд нагнетательных скважин, которые расположены за пределами внешнего нефтеносного контура на расстоянии от 100 до 1000 м



Рисунок 1 – Схема законтурного заводнения [2]

Рекомендуется использовать законтурное заводнение в случаях, когда существует хорошая гидродинамическая связь между нефтеносным пластом и размещением нагнетательных скважин, при условии относительно небольших размеров залежи нефти и однородном пласте с хорошими коллекторскими свойствами. Такой метод является наиболее оптимальным для достижения максимальной скорости добычи нефти, при минимальном объеме извлекаемой воды. Это может значительно снизить затраты на необходимый дебит и уменьшить расход воды.

В связи с проблемами, возникающими в процессе законтурного заводнения, рассмотрим следующие недостатки этого метода добычи нефти.

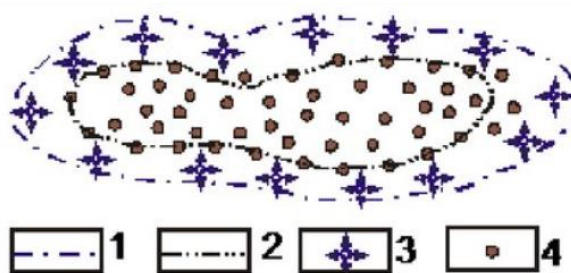
При использовании законтурного заводнения при добыче нефти возникает несколько проблем, которые необходимо решать. Одной из них является повышенный расход энергии для извлечения нефти. Вызвано это, прежде всего, фильтрационным сопротивлением зоны пласта, находящейся между линией нагнетательных скважин и контуром нефтеносности. Нагнетаемая вода должна преодолевать это сопротивление, что требует дополнительных затрат энергии.

Второй недостаток законтурного заводнения – воздействие на залежь, которое происходит замедленно. Это связано с тем, что линия нагнетания находится на достаточном расстоянии от места добычи. Таким образом, эффективность добычи снижается.

Третьим недостатком законтурного заводнения является повышенный расход воды, что связано с оттоком воды за пределы линии нагнетания во

внешнюю область пласта. Это может привести к дополнительным затратам на воду, что также влияет на экономическую эффективность добычи нефти. Однако, технологические решения, направленные на минимизацию этих недостатков, могут улучшить производительность добычи при использовании законтурного заводнения[2].

Дополнительные исследования показали, что законтурное заводнение, хотя и используется в нефтедобывающей отрасли, не является совершенным методом. Его применение требует дальнейших улучшений для повышения эффективности и минимизации затрат энергии и воды. Один из методов, который может улучшить результаты процесса заводнения, – это приконтурное заводнение. Он обеспечивает более интенсивное воздействие на залежь нефти за счет размещения нагнетательных скважин рядом с контуром нефтеносности или между внешним и внутренним контурами. Результаты этого метода могут быть эффективнее, чем у законтурного заводнения, при соблюдении определенных условий. Однако, как и любой другой метод, приконтурное заводнение также требует дополнительных исследований для определения его эффективности на практике.



Контур нефтеносности: 1 – внешний, 2 – внутренний;  
Скважины: 3 – нагнетательные, 4 – добывающие.

Рисунок 2 – Система разработки нефтяной залежи с приконтурным заводнением [2]

Возможность применения метода приконтурного заводнения подчинена ряду условий, которые необходимо учитывать при его использовании. В первую очередь, необходимо обеспечить сниженную гидродинамическую связь между пластом и внешней областью, чтобы достичь желаемого эффекта. Важным условием успешного применения метода является

необходимость интенсификации процесса эксплуатации. Этого можно добиться путем снижения фильтрационных сопротивлений на линиях нагнетания и отбора через близкое их расположение. Однако следует убедиться, что такой подход не приведет к росту издержек на обслуживание скважин и не негативно скажется на их эксплуатационных параметрах. Наконец, следует учитывать относительно небольшой размер залежи в контексте возможности применения метода приконтурного заводнения. Однако данное условие не столь жестко, как предыдущие, и может быть компенсировано другими факторами, включая выбор оптимальной схемы работы скважин и гидравлический расчет, учитывающий особенности конкретной залежи. В целом, применение метода приконтурного заводнения может быть эффективным инструментом в управлении добычей нефтегазовых ресурсов при соблюдении всех соответствующих условий.

Описанный метод является одним из способов решения проблем, связанных с добычей нефти и газа, и может иметь определенные особенности применения в различных условиях и на разных месторождениях. Важно учитывать специфику каждого конкретного случая и принимать меры по максимальному использованию имеющихся возможностей для эффективной работы скважин.

Приконтурное заводнение является процессом закачки воды в залежи нефти и газа, который может привести к увеличению выработки запасов за счет снижения сопротивления при фильтрации. Несмотря на то, что данное заводнение является более экономичным с энергетической точки зрения, у него существуют недостатки, необходимые для рассмотрения.

Один из проблемных аспектов заводнения - увеличение риска образования языков и конусов обводнения. Они возникают из-за того, что вода, закачиваемая в залежи, может проникать в несколько участков грунта одновременно, создавая языки обводнения. Это приводит к снижению эффективности заводнения, так как участки с языками обводнения требуют дополнительной стимуляции для выкачивания нефти и газа.



Еще одним недостатком приконтурного заводнения является факт закачки воды не только в водонасыщенную часть залежи, но и в нефтенасыщенную. Это приводит к неэффективной потере воды и примесей, что увеличивает экономические затраты на очистку нефти от них. Тем не менее, следует учитывать, что приближение искусственного контура питания к внутреннему контуру нефтеносности и ряду добывающих скважин является одним из главных достоинств приконтурного заводнения. Это интенсифицирует выработку запасов за счет снижения сопротивления при фильтрации и уменьшения затрат на транспортировку воды. Таким образом, приконтурное заводнение является эффективным инструментом для увеличения выработки нефти и газа, но требует учета и управления некоторыми недостатками, такими как риски образования языков и конусов обводнения и потеря воды и примесей в нефтенасыщенных участках залежи.

Это может привести к ухудшению качества нефти и увеличению содержания воды в ней. Для минимизации этих недостатков необходимо тщательно планировать процесс приконтурного заводнения, учитывая различия в физических свойствах грунта на разных участках залежи. Кроме того, необходимо учитывать геометрические особенности залежи, чтобы оптимизировать режим закачки воды.



Рисунок 3 – Схема приконтурного заводнения [2]

Технологический процесс воздействия на пласт, называемый внутриконтурным заводнением, применяется при использовании системы нагнетательных скважин. Эти скважины, размещенные внутри контура

нефтеносности, могут быть расположены по разным схемам. Их основное назначение – нагнетать воду, повышающую давление в пласте и повышая таким образом скорость добычи нефти. Необходимость в использовании внутриконтурного заводнения возникает при работе на месторождениях с большим давлением, что может ухудшить возможность добычи нефти. Однако, при этой технологии необходимо учитывать ряд технических, экономических и экологических факторов для эффективного использования.

Описываемая технология сильно интенсифицирует процесс добычи нефти и сокращает временные затраты на извлечение запасов из залежи. Это происходит благодаря более эффективному воздействию на пласт, чем при использовании других технологий добычи. В то же время, внутриконтурное заводнение существенно повышает добычу нефти из залежи.

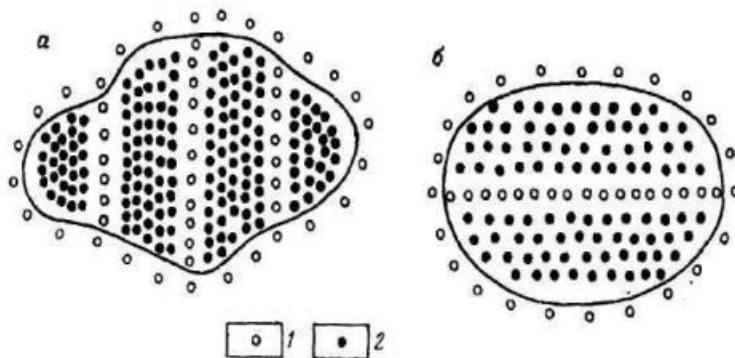
Первые опыты применения этой технологии были проведены на месторождении Ромашкинское в Республике Татарстан.

При проектировании нефтяных месторождений возможно использование разнообразных схем внутриконтурного заводнения. Одним из вариантов является разделение залежей на полосы и кольца с помощью нагнетательных скважин. Другой вариант предусматривает создание центрального разрезающего ряда с несколькими поперечными рядами, которые сочетаются с приконтурным заводнением.

При выборе схемы расположения нагнетательных скважин необходимо учитывать множество факторов. Основным критерием являются геологические условия, которые включают в себя различные характеристики залежей, такие как их глубину и размеры. Помимо этого, необходимо учитывать экономическую целесообразность в сроках выработки запасов нефти и газа.

Важным критерием при выборе является уровень капитальных вложений. Это связано с тем, что выбор определенной схемы внутриконтурного заводнения может повлиять на стоимость проекта. Однако, необходимо учитывать не только стоимость, но и эффективность выбранной

схемы. Таким образом, выбор схемы заводнения должен быть основан на комплексном анализе многих факторов, включая геологические и экономические условия. К тому же, уникальные особенности каждого месторождения могут потребовать индивидуального подхода к проектированию внутриконтурного заводнения.



1 – нагнетательные скважины; 2 – добывающие скважины  
а) с разрезанием залежи; б) осевое.

Рисунок 4 – Схемы внутриконтурного заводнения [2]

Сравнительный анализ энергетической эффективности различных методов нагнетания показывает, что использование внутриконтурного заводнения является наиболее эффективным. Такой подход позволяет достичь значительной экономии энергии, поскольку передача воды на большие расстояния требует большего энергетического затрат.

## 1.2 Показатели эффективности заводнения нефтяных месторождений

При изучении эффективности системы заводнения необходимо проанализировать множество различных показателей, которые могут быть разделены на два класса – геолого-физические характеристики пласта и технологические показатели эксплуатации скважин.

Первый класс показателей включает в себя ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства пластов, характер и степень неоднородности по площади и разрезу, вязкостные свойства пластовых флюидов и закачиваемой воды, а также энергетическую характеристику пластов. Эти показатели взаимосвязаны и могут влиять на эффективность процесса заводнения.

Однако, прежде чем делать выводы о эффективности системы заводнения, необходимо проанализировать второй класс показателей – технологические показатели эксплуатации скважин. К таким показателям можно отнести параметры скважинного оборудования, состояние резервуаров для воды, скорость и количество закачиваемой воды, частоту очистки скважин и другие технические характеристики.

Данные показатели также могут повлиять на эффективность процесса заводнения и должны быть учтены при оценке данной системы. Поэтому, для более точной оценки эффективности заводнения, необходимо проанализировать все вышеперечисленные параметры и их взаимосвязи.

Первичное значение имеет оценка фильтрационно-емкостных свойств пластов, поскольку они являются основными характеристиками, влияющими на движение жидкости в пласте. Важно также учитывать характер и степень неоднородности пластов, которые существенно влияют на распределение закачанных жидкостей.

Оценка вязкостных свойств пластовых флюидов и закачиваемой воды имеет также большое значение при анализе эффективности системы заводнения. Она позволяет предсказывать поведение жидкостей и определять наилучшие условия эксплуатации скважин.

Кроме того, энергетическая характеристика пластов также является значимым показателем. Она позволяет оценить степень использования энергии в зоне закачки и определить эффективность системы заводнения в целом.

Определение эффективности нефтяной добычи зависит от множества факторов, включая тип системы заводнения, соотношение добывающих и нагнетательных скважин, плотность сетки скважин и темпы отбора нефти. Однако, также необходимо учитывать темпы промывки пласта и приемистость нагнетательных скважин, которые также оказывают значительное влияние на эффективность добычи.

Тип системы заводнения определяет, какая доля общего объема пластовой воды поступает в скважины и как она распределяется в пласте. Кроме того, соотношение числа добывающих и нагнетательных скважин влияет на расход необходимой энергии для работы пласта. Плотность сетки скважин определяет, насколько плотно расположены скважины на месторождении, что влияет на степень освоения залежей нефти. Темпы отбора нефти напрямую связаны с продуктивностью скважин и их нагнетательными параметрами. Темпы промывки пласта, в свою очередь, влияют на количество пластовой воды, которая может быть удалена из пласта, что влияет на качество отбора нефти. Наконец, приемистость нагнетательных скважин определяет, как быстро скважина может нагнетать воду в пласт, что влияет на скорость выведения нефти.

Таким образом, понимание различных факторов, влияющих на эффективность нефтяной добычи, позволяет разрабатывать оптимальные стратегии добычи, обеспечивая эффективную работу месторождения и увеличение добычи нефти.

Один из важных факторов – тип системы заводнения. Существуют различные типы систем заводнения, каждый из которых может иметь свои преимущества и ограничения. Кроме того, важно учитывать соотношение числа добывающих и нагнетательных скважин при разработке месторождения.

Плотность сетки скважин также оказывает влияние на процесс добычи нефти. Чем выше плотность сетки, тем более равномерно распределена нагрузка на скважины, что может привести к увеличению производительности месторождения.

Темпы отбора нефти и темпы промывки пласта также имеют важное значение. При слишком высоких темпах отбора нефти, скважина может быстро выйти из эксплуатации из-за низкие давления, а слишком низкие темпы могут снизить общую производительность месторождения.

Приемистость нагнетательных скважин также является важным фактором, который может определять эффективность работы всей системы.

Таким образом, при оптимизации добычи нефти необходимо рассматривать множество факторов, учитывая их взаимодействие и оптимизируя работу всей системы[4].

Рисунок 5 представляет графическое изображение различных показателей, необходимых для анализа эффективности системы заводнения.



Рисунок 5 – Классификация основных показателей эффективности заводнения нефтяных месторождений [4]

Проведенный анализ позволяет утверждать, что определение индивидуальной значимости каждого фактора влияния является задачей неразрешимой. В связи с этим, для более эффективного и точного исследования следует использовать метод сопоставительного анализа данных, в рамках которого рассматривается соотнесение групп показателей разработки вместо анализа отдельных параметров. Такой подход позволяет сравнить и выявить отличия в результате воздействия различных факторов, что является наиболее оптимальным и точным методом анализа. Однако следует учитывать, что проведение сравнительного анализа требует более

тщательного подхода к сбору и обработке данных, что может привести к увеличению объема работы. Тем не менее, применение данного метода является более эффективным для достижения более точных результатов в исследовании воздействия факторов на процесс заводнения в целом.

В научно-исследовательской практике для контроля движения фронта нагнетаемой воды по площади продуктивного пласта используются трассерные (индикаторные) исследования. Их суть заключается в определении реальных фильтрационных потоков, которые достигаются путем введения меченой жидкости в нагнетательную скважину. Эта жидкость оттесняется к добывающим скважинам с помощью вытесняющего агента, после чего пробы из добывающих скважин проходят лабораторный анализ и интерпретацию результатов. Таким образом, проводится оценка гидродинамической связи между нагнетательными и добывающими скважинами.

Однако, трассерные исследования не только позволяют контролировать продвижение фронта нагнетаемой воды, но и выявляют скорости фильтрации внутри пласта, фильтрационно-емкостные свойства высоко- и среднепроницаемых зон, а также степень неоднородности. Эти данные позволяют более точно оценить параметры продуктивного пласта и оптимизировать процесс добычи.

Следовательно, использование трассерных исследований в нефтегазовой промышленности является необходимым шагом для более эффективной и экономически выгодной добычи полезных ископаемых [5].

Воздействие процесса заводнения на функционирование скважин является одним из ключевых вопросов, требующих внимания на этапе эксплуатации месторождений. Для осуществления оценки данного фактора, необходимо провести анализ забойных и пластовых давлений, а также проанализировать данные о приёмистости и забойных давлениях нагнетательных скважин.

Определение забойных и пластовых давлений является неотъемлемой частью проведения оценки воздействия процесса заводнения на работу

скважин. Именно средствами измерения данных параметров можно проанализировать изменения давлений на протяжении времени после начала процесса. Важным элементом является также анализ приёмистости скважин. Данные о приёмистости позволяют оценить объём нефти, поступающей из скважины за определенное время.

Кроме того, необходимо оценить поведение забойных давлений в нагнетательных скважинах. Изменение забойных давлений нагнетательных скважин является неотъемлемой частью процесса заводнения. Используя данные о забойных давлениях, можно оценить воздействие данного процесса на работу скважин и принять меры по оптимизации производства нефти. Таким образом, для оценки воздействия процесса заводнения на работу скважин, необходимо провести комплексный анализ забойных и пластовых давлений, анализ приёмистости и забойных давлений нагнетательных скважин. Полученные результаты дают возможность принимать решения по оптимизации производства и обеспечить эффективное функционирование скважин на долгосрочной перспективе.

В геологической науке зачастую используется показатель приёмистости как важную характеристику пласта. Он показывает, насколько плотно вода взаимодействует с окружающим ее пластом и зависит от объема воды, закачиваемого в единицу времени. Для того, чтобы применить данный показатель в технологических расчетах, необходимо использовать коэффициент приемистости. Он вычисляется как отношение объема закачиваемой воды к репрессии, создаваемой на забое скважины в процессе закачки. Важно отметить, что точность расчетов может зависеть от различных факторов, таких как статическое давление и геологические условия пласта. Поэтому, при проведении технологических расчетов необходимо учитывать все внешние и внутренние факторы, которые могут повлиять на коэффициент приемистости пласта. В процессе отбора нефтяной продукции одним из ключевых параметров является количество нагнетаемой воды. Для его измерения используются различные методы. Один из них - измерение в



поверхностных условиях на устье скважины с применением расходомеров различной конструкции. Другой метод - измерение в интервале перфорации пласта-коллектора с использованием глубинных расходомеров. В последнем случае строится профиль приёмистости вскрытого пласта (пластов). Он отображает зависимость расхода жидкости или газа от глубины, на которой проводятся измерения. Этот профиль интегральный. Полученная информация имеет значительную важность для повышения эффективности процесса заводнения нефтяных пластов и увеличения коэффициента извлечения нефти. Также, она может быть использована для характеристики эффективности заводнения, которую можно оценить по различным коэффициентам[2].

Анализируя эффективность заводнения было выявлено, что существует множество коэффициентов, характеризующих ее, однако основными являются следующие:

- коэффициентом дренирования залежей  $\eta_{др}$ ;
- коэффициентом охвата пласта заводнением  $\eta_{охв}$ ;
- коэффициентом вытеснения нефти водой из пористой среды  $\eta_{выт}$ ;

Коэффициент дренирования залежей  $\eta_{др}$  – определяет долю общего нефтенасыщенного объёма, в котором обеспечена фильтрация жидкостей данной системой скважин  $V_{др}$ , и выражается отношением:

$$\eta_{др} = \frac{V_{др}}{V_{зал}}, \quad (1)$$

Коэффициент охвата пластов заводнением  $\eta_{охв}$  – определяет долю объёма дренируемого нефтенасыщенного пласта, охваченного (занятого) водой  $V_{зав}$ , и выражается отношением:

$$\eta_{охв} = \frac{V_{зав}}{V_{др}}, \quad (2)$$

Коэффициент вытеснения нефти водой из пористой среды  $\eta_{выт}$  – определяет степень замещения нефти водой в пористой среде и выражается отношением:

$$\eta_{\text{выт}} = \frac{1 - \sigma_{\text{св}} - \sigma_{\text{н.ост}}}{1 - \sigma_{\text{св}}}, \quad (3)$$

где  $\sigma_{\text{св}}$  – начальная насыщенность пористой среды водой;

$\sigma_{\text{н.ост}}$  – остаточная нефтенасыщенность пористой среды в зоне, занятой водой.

Эффективность заводнения может зависеть от различных факторов, которые могут влиять на этот процесс. Однако в таблице 1 представлены основные параметры, которые могут оказать существенное влияние.

Таблица 1 – Факторы, влияющие на эффективность заводнения [2]

Коэффициенты	Факторы
Коэффициент дренирования залежей	<ul style="list-style-type: none"> <li>• расчлененность, прерывистость (монолитность), сбросы пластов;</li> <li>• условия залегания нефти, газа и воды в пластах;</li> <li>• размещение добывающих и нагнетательных скважин относительно границ выклинивания пластов;</li> <li>• состояние призабойных зон пластов, как следствие качества вскрытия и изменения при эксплуатации;</li> </ul>
Коэффициент охвата пластов заводнением	<ul style="list-style-type: none"> <li>• макронеоднородность пластов (слоистость, зональная изменчивость свойств);</li> <li>• трещиноватость, кавернозность;</li> <li>• соотношение вязкостей нефти и вытесняющего рабочего агента.</li> </ul>
Коэффициент вытеснения нефти водой из пористой среды	<ul style="list-style-type: none"> <li>• микронеоднородность пористой среды по размеру пор и каналов (средняя проницаемость);</li> <li>• смачиваемость поверхности пор, степень гидрофильности и гидрофобности среды;</li> <li>• межфазное поверхностное натяжение между нефтью и вытесняющей водой.</li> </ul>

Вопросы оптимизации остаточных запасов нефти, лежащих в заводненных пластах, требуют тщательного исследования разнообразных факторов, существенно влияющих на процесс заводнения. Большая часть из них является управляемой, что открывает перед нас возможность влиять на показатели продуктивности месторождений путем настройки соответствующих параметров. Следует выделить следующие основные факторы, среди которых:

— размещение добывающих и нагнетательных скважин относительно границ выклинивания;

- состояние призабойных зон пластов, как результат первичного вскрытия пласта, и их дальнейших изменений при эксплуатации;
- трещиноватость пласта;
- вязкостные свойства нефти и вытесняющей воды;
- межфазное поверхностное натяжение между двумя фазами (нефть и вытесняющая вода);
- смачиваемость поверхности пор.

При принятии решений по повышению добычи остаточных запасов необходимо провести точный анализ факторов, влияющих на данный процесс и выбрать наиболее оптимальные технологии и методы в зависимости от конкретной ситуации на месторождении. Одними из наиболее важных факторов, влияющих на эффективность методов заводнения, являются неуправляемые факторы, которые не могут быть контролируемыми. К ним относятся такие факторы, как расчлененность пластов, их прерывистость, сбросы и условия залегания нефти, газа и воды. Другим важным фактором является микронеоднородность пластов, а также тип коллектора, который определяет структуру пласта и его свойства. Однако, микронеоднородность пористой среды по размеру пор и каналов также является важным фактором. Объединение данных факторов в комплексе помогает принимать рациональные решения по увеличению остаточных запасов. В каждом конкретном случае можно выбрать наиболее эффективные технологии и методы, адаптируя их в соответствии с условиями месторождения.

Размер пор и каналов, а также уровень проницаемости являются важными параметрами, влияющими на скорость добычи и эффективность процесса в целом. Таким образом, при изучении процесса добычи необходимо учитывать все перечисленные факторы и стремиться контролировать все управляемые факторы, чтобы минимизировать влияние неуправляемых факторов на процесс добычи.

## **1.3 Технологическая эффективность применения воды как агента вытеснения**

### **1.3.1 Применение ASP заводнения**

Метод ASP-заводнения – современный комбинированный химический метод увеличения нефтеотдачи, основной задачей которого является закачка в пласт трех компонентов: поверхностно-активное вещество, щелочной агент и полимер. Механизм вытеснения нефти из пластов с помощью технологии ASP заводнения является комбинацией отдельных процессов, вызываемых данными компонентами.

Действие ПАВ компонента:

Поверхностно-активное вещество уменьшает сцепление на границе жидкость – горная порода, что способствует облегчению вытеснения нефти из ранее недоступных пор. ПАВ на основе сульфанатов даёт возможность достичь сверхнизкого поверхностного натяжения, что позволяет снизить остаточную нефтенасыщенность. Межфазное натяжение между нефтью и водой снижается до ультранизких 0,05-0,01 мН/м, что приводит к образованию нефтяных эмульсий (рисунок 6).

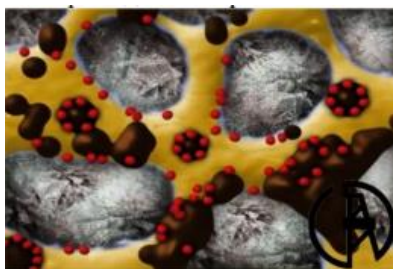


Рисунок 6 – ПАВ разбивает капли нефти [6]

Действие щелочного компонента:

Под воздействием щелочи меняется электрический заряд породы, что создаёт отталкивающий эффект с анионным раствором ПАВ, уменьшая его адсорбцию. Кроме того, гидролизуя кислые составляющие нефти, образуются дополнительные ПАВ, которые снижают межфазное натяжение.

Щелочными агентами могут выступать, как правило: гидроксид и карбонат натрия, силикат натрия, фосфат натрия, гидроксид аммония и т.д. Действие полимерного компонента:

- полимер повышает эффективность вытеснения за счет увеличения вязкости раствора ASP (рисунок 6);
- увеличивает подвижности флюида;
- увеличивает область вытеснения нефти по сравнению с обычным заводнением.

По статье [6], можно сделать вывод что процесс технологии ASP-заводнения состоит из следующих этапов:

Первым этапом проводят промывку водой. Может сопровождаться применением раствора солей для изменения солености и других свойств горных пород и флюида.

Во втором этапе в пласт закачивают раствор щёлочи для уменьшения процесса адсорбции ПАВ на пористых породах, а также для контроля минерализации в обеспечении минимального изменения смачиваемости.

Третий этап включает в себя закачку раствора ПАВ под высокой температурой и давлением в условиях коллектора. Он способствует снижению поверхностного натяжения на границе раздела «вода-нефть» и образует комбинацию щелочи и ПАВ. Их совместное воздействие аккумулирует нефть, захваченную в пласте после заводнения.

Четвертым этапом проводят закачку раствора полимера в пласт, учитывая температуру пласта и химические свойства коллектора. Он вытесняет нефть из пласта, повышает количество закачиваемой жидкости и её вязкость, увеличивает контактный объем резервуара и коэффициент охвата нефти [6].

Последний этап заключается в закачке пресной воды для оптимизации процесса восстановления химических реагентов и в дальнейшем вытеснения растворов ASP и полимеров к добывающим скважинам.

Данная технология заводнения имеет множество преимуществ, основным из которых является высокая эффективность применения, позволяющая достичь показатель КИН до 70%. Но одним из существенных недостатков является цена, которая является достаточно высокой и делает данный вид заводнения нерентабельным.

### **1.3.2 Опыт применения нестационарного(циклического) метода заводнения**

Полнота охвата пластов заводнением и нефтеотдача резко снижаются при геологической неоднородности пластов. Нагнетаемая вода прорывается к добывающим скважинам по высокопроницаемым слоям, оставляя не вытесненной нефть в малопроницаемых зонах. Для того чтобы повысить нефтеотдачу в слабо дренируемой залежи, в 50 годы было предложено циклическое заводнение, которое позволяет изменять направление фильтрационного потока.

Механизм, лежащий в основе процесса, связан с созданием искусственного давления путем изменения объемов нагнетания воды. Изменение объема закачиваемой воды может повлиять на уровень давления, повысив его или понизив.

При изменении давления в пласте возникают перепады давления, которые могут быть вызваны увеличением объема нагнетания воды или снижением отбора жидкости. Когда фронт нагнетания перемещается в пласте, возникают градиенты гидродинамического давления, которые меняют свою величину и направление. Нагнетаемая вода внедряется в застойные малопроницаемые зоны и вытесняет из них нефть, передвигая ее к зонам с интенсивным движением воды.

Искусственное создание давления является одним из методов увеличения добычи нефти, позволяя эффективно извлекать нефть из малопроницаемых пластов. Однако для достижения эффективного результата необходимо тщательно контролировать процесс и выбирать наиболее оптимальные параметры нагнетания воды.

При изучении физической сущности процесса цикл необходимо разделять на два полуцикла. В процессе нагнетания воды в первой половине цикла происходит увеличение давления в залежах, что приводит к сжатию нефти в малопроницаемых зонах и захвату ею воды. Следующая половина цикла характеризуется снижением давления, вызывающим задержку воды в малопроницаемых прослоях, в то время как нефть начинает выходить из них. Продолжительность цикла колеблется в пределах 3 – 11 суток, однако время увеличивается по мере продвижения фронта вытеснения и может достигать до 75 – 81 суток [3].

Этот процесс, известный как циклический метод вытеснения нефти, активно используется в индустрии для увеличения добычи нефти из малопроницаемых зон. Применение данного метода позволяет сократить количество неизвлекаемой нефти и улучшить эффективность добычи.

Циклический метод вытеснения нефти представляет собой сложный процесс, который требует точной оценки различных факторов, таких как проницаемость пород, давление и свойства нефти и воды. Важно также учитывать влияние различных параметров на продолжительность цикла и степень вытеснения нефти. На протяжении последних десятилетий циклический метод вытеснения нефти стал одним из наиболее широко применяемых методов в добыче нефти, что существенно повлияло на отрасль нефтедобычи и оптимизацию ее производственных процессов. Однако, для дальнейшего улучшения эффективности и устойчивости данного метода, требуется дополнительное исследование в области математического моделирования цикла вытеснения нефти и определения оптимальных параметров процесса.

Основные критерии эффективного применения метода по сравнению с обычным заводнением следующие:

- наличие слоисто-неоднородных или трещиновато-пористых гидрофильных коллекторов;
- высокая остаточная нефтенасыщенность;

- технико-технологическая возможность создания высокой амплитуды колебаний давления (расходов), которая реально может достигать 0,5 — 0,7 от среднего перепада давления между линиями нагнетания и отбора (среднего расхода);

- возможность компенсации отбора закачкой (в полупериод повышения давления нагнетания объем закачки должен увеличиваться в 2 раза, а в полупериод снижения давления — сокращаться до нуля в результате отключения нагнетательных скважин).

Изменение направления фильтрационных потоков достигается за счет дополнительного разрезания залежи на блоки, очагового заводнения, перераспределения отборов и закачки между скважинами, циклического заводнения [3].

Циклическое заводнение - один из наиболее эффективных методов для поддержания уровня добычи нефти и снижения обводненности в неоднородных пластах высоковязких нефтей. Для его реализации достаточно лишь незначительного резерва и мощности насосных станций, а также наличия активной системы заводнения, включающей поперечные разрезающие ряды, комбинацию приконтурного и внутриконтурного заводнения и другие методы.

Основным преимуществом метода является возможность увеличения охвата пластов заводнением, включая нефтенасыщенные зоны через перепады давления. Кроме того, он наиболее эффективен в первой трети основного периода разработки, но может быть использован на любой из его стадий.

Однако, на поздней стадии применение этого метода может оказаться нецелесообразным. В таком случае, рекомендуется использовать другие, более эффективные методы для повышения добычи нефти и снижения обводненности, учитывая всю специфику геологической структуры пласта.

### **1.3.3 Заводнение мицеллярными растворами**

Одной из значимых проблем, требующих решения, является эффективное извлечение остаточной нефти из пластов, которые сильно



истощены и заводнены. Говоря о остаточной нефти в заводненных пластах, важно учитывать их способность к задержке в неподвижном состоянии поверхностно-молекулярными силами. Для осуществления перемещения остаточной нефти необходимо полностью устранить или значительно снизить влияние капиллярных сил до такой степени, чтобы они оказались меньше гидродинамических сил, возникающих из-за перепада давления. Это позволит выровнять подвижность нефти в различных слоях и обеспечить ее движение.

Метод, основанный на мицеллярно-полимерном заводнении, предназначен для устранения капиллярных сил в заводненных пластах и вытеснения остаточной нефти при добыче углеводородов. Этот процесс включает последовательную закачку мицеллярного и полимерного растворов, которые продвигаются по пласту посредством воды.

Мицеллярные растворы являются коллоидными системами, состоящими из углеводородных жидкостей и воды, стабилизированными поверхностно-активными веществами. Данные вещества обладают масло- и водорастворимыми свойствами и могут эффективно удалять нефть из пористой среды благодаря крайне низкому межфазному натяжению на границе нефть – мицеллярный раствор. Применение мицеллярно-полимерного заводнения имеет определенную специфику и может быть эффективным методом для добычи углеводородов. Однако, необходимо провести дополнительные исследования для улучшения процесса и оптимизации его параметров. Также растворы обладают повышенной и регулируемой вязкостью, что способствует увеличению охвата пласта. Вслед за оторочкой мицеллярных композиций производится закачка полимерного раствора, что приводит к созданию буфера, предохраняющего оторочку от вязкостного разрушения проталкивающей водой.

В обычных условиях углеводородная жидкость, такая как нефть и керосин, не смешивается с водой. Однако, добавление растворимого в нефти и воде ПАВ, может привести к их смешению. Это возможно благодаря молекулам ПАВ, которые действуют как связующее звено между молекулами

углеводородной жидкости и воды, взаимодействуя с ними за счет энергии. Результатом такого смешения является однофазный гомогенный раствор или микроэмульсия. Однако, оптимальные мицеллярные растворы достигаются только при условии, что энергии взаимодействия ПАВ с водой и нефтью одинаковы и значительны по величине. Это является основным требованием для формирования устойчивых мицеллярных растворов в обычных условиях.

Чтобы эти растворы были стабильны в пласте, требуется добавление четвертого компонента: стабилизаторов. Они добавляются в зависимости от свойств пластовой нефти, солевого состава воды, насыщенности и строения пласта. Использование подходящих стабилизаторов в растворе является ключевым для производства стабильных мицеллярных растворов в пласте.

В качестве углеводородной жидкости (50–70%) можно применять сжиженный газ, керосин, сырую легкую нефть и другие жидкости, но с увеличением их так называемого алканового углеводородного числа повышается межфазное натяжение и ухудшаются условия применения [19].

Вода (20-35%) – важная составная часть раствора. Можно применять обычную пресную воду, пластовую минерализованную или подвергнутую специальной обработке, но с заданной соленостью и определенным солевым составом.

ПАВ (8-10%) обычно являются водонерастворимые вещества, алкилариловые сульфонаты, нефтяные сульфонаты, нонил-фенолы и др. могут применяться композиции различных водорастворимых неионогенных и анионных ПАВ. В качестве стабилизатора (2-3%) обычно используются спирты – изопропиловый, бутиловый, гексанол и др.

Как и говорилось ранее, для вытеснения остаточной нефти из заводненных пластов, все большее внимание уделяется мицеллярному методу. Этот метод основан на использовании мицеллярных растворов в качестве вытесняющих жидкостей. Мицеллярный раствор готовится на месторождении из составных компонентов, путем их перемешивания через циркуляцию насоса. Перед применением, раствор проходит через фильтр.

Использование мицеллярных растворов показало отличный результат в лабораторных исследованиях и промышленном опыте. Коэффициент вытеснения остаточной нефти на участках пласта, охваченных заводнением, достигает отметки в 60-90%.

Однако, следует учитывать ряд ограничений и проблем, связанных с этим методом. Основной недостаток заключается в том, что технология вытеснения остаточной нефти мицеллярными растворами довольно сложна. Ее успешное применение зависит от многих неуправляемых факторов и требует точного следования описанным шагам и порядку их выполнения. Важным условием успешной реализации метода является строгая последовательность нагнетания, соблюдение качественного и количественного состава и объема оторочек.

При использовании мицеллярных растворов недопустимы отклонения от обоснованной для конкретного пласта оптимальной технологии. В противном случае, результат может оказаться неудовлетворительным. Существующие проблемы в технологии вытеснения остаточной нефти мицеллярными растворами, требуют дальнейшего исследования и совершенствования метода.

При этом методе понятие оптимальной, проектной технологии приобретает буквальный, жесткий смысл, так как снижение концентрации химических реагентов и уменьшение объемов оторочек будут неизбежно ухудшать эффективность процесса.

При использовании метода мицеллярного заводнения возникает серьезная проблема – чувствительность к геологофизическим условиям месторождений, особенно к солевому составу пластов и воде, используемой для приготовления растворов. Неправильно подготовленные растворы могут не только уменьшить эффективность, но и полностью отменить применение этого метода.

Для обеспечения эффективного применения метода мицеллярного заводнения необходимо соблюдать определенные условия. Воду,

используемую для приготовления мицеллярных растворов, необходимо очистить от механических примесей, обезкислородить (деаэрация) и обработать бактерицидными средствами. Кроме того, важно учитывать свойства солей пласта и пластовой воды при выборе качества используемой воды.

Одним из ограничений применения метода мицеллярного заводнения является высокая потребность в химических реагентах. Для получения дополнительных 250 – 300 тыс. т нефти из залежи с начальными запасами 1 млн т, необходимо закачать в пласт 100 – 150 тыс. м<sup>3</sup> мицеллярного раствора и 300 – 400 тыс. м<sup>3</sup> полимерного раствора, на которые потребуется около 8 – 15 тыс. т нефтяных сульфонатов, 2 – 3 тыс. спиртов, 150 – 250 т полимеров и 25 – 50 тыс. т углеводов [19].

Таким образом, использование метода мицеллярного заводнения может быть эффективным при правильном приготовлении растворов и учете геологофизических условий месторождений. Однако, высокая потребность в химических реагентах может стать ограничивающим фактором его применения.

Метод мицеллярно-полимерного заводнения представляет собой перспективное направление промышленной химии, однако его широкое применение в настоящее время сдерживается несколькими факторами. В первую очередь, для организации производства метода в широких масштабах требуются огромные объемы различных химических продуктов. Кроме того, высокая стоимость всех компонентов мицеллярных растворов и их чувствительность к пластовым солям также ограничивают использование этой технологии.

Проблемы, связанные с применением мицеллярно-полимерного заводнения, насущно необходимо решать. Их происхождение в основном связано с недостаточной изученностью фундаментальных физико-химических основ и механизма пластовых процессов. По сравнению со всеми известными методами, мицеллярно-полимерное заводнения обладает самым

сложным механизмом процессов и является наиболее изученным и испытанным в промышленных условиях.

Для улучшения разработки и оптимизации процесса мицеллярно-полимерного заводнения, требуются дополнительные научные исследования в области физико-химических свойств компонентов мицеллярных растворов, а также разработка новых синтетических методов и их оптимизация. Также следует углублять знания в области механизма пластовых процессов и их влияния на эффективность процесса мицеллярно-полимерного заводнения.

Только при комплексном исследовании всех аспектов метода мицеллярно-полимерного заводнения, будет возможно раскрыть потенциал данной технологии в промышленности, снизить стоимость производства и повысить его конкурентоспособность на рынке.

## 2 Требования, предъявляемые к нагнетаемой в пласт воде

Технология подготовки и качество воды для применения при заводнении в пласты должны обосновываться для каждого месторождения индивидуально. Однако согласно ОСТ 39-225-88 существуют определённые нормы и показатели качества воды:

- Значение рН должно находиться в пределах: от 4,5 до 8,5.
- При снижении коэффициента приемистости нагнетательных скважин с начала закачки воды на 20 % следует проводить работы по восстановлению фильтрационной характеристики призабойной зоны и, при необходимости, улучшать качество закачиваемой воды.
- При контакте в пластовых условиях закачиваемой воды с пластовой водой и породой коллектора может быть допущено снижение фильтрационной характеристики.
- При закачке воды в поровые коллекторы проницаемостью свыше 0,1 мкм<sup>2</sup> должно быть 90 % частиц не крупнее 5 мкм. При закачке воды в поровые коллекторы проницаемостью до 0,1 мкм<sup>2</sup> - не крупнее 1 мкм.
- В зависимости от проницаемости и относительной трещиноватости коллектора допустимое содержание нефти и механических примесей устанавливается по таблице 2.

Таблица 2 – Допустимое содержание механических примесей и нефти в закачиваемой в продуктивный коллектор воде с целью поддержания пластового давления [7]

Проницаемость пористой среды коллектора, мкм <sup>2</sup>	Коэффициент относительной трещиноватости коллектора	Допустимое содержание в воде, мг/л	
		Механических примесей	нефти
до 0,1 включительно	–	до 3	до 5
свыше 0,1	–	до 5	до 10
до 0,35 включительно	от 6,5 до 2 включительно	до 15	до 15
свыше 0,35	менее 2	до 30	до 30
до 0,6 включительно	от 35 до 3,6 включительно	до 40	до 40
свыше 0,6	менее 3,6	до 50	до 50

- Содержание растворенного кислорода не должно превышать 0,5 мг/л.
- Набухаемость глин коллекторов в закачиваемой воде не должна превышать значения их набухаемости в воде конкретного месторождения.
- При коррозионной активности воды свыше 0,1 мл/год необходимо предусматривать мероприятия по антикоррозионной защите трубопроводов и оборудования.
- В воде, нагнетаемой в продуктивный коллектор, пластовые воды которых не содержат сероводород или содержат ионы железа, сероводород должен отсутствовать.
- Не допускается присутствие сульфатовосстанавливающих бактерий (СВБ) в воде, предназначенной для закачки в пласты, нефть, газ и вода которых не содержат сероводород.
- При заводнении продуктивных пластов, содержащих сероводород, устанавливать возможность образования сернистого железа, необходимость и мероприятия для удаления ионов трехвалентного железа из воды [7].

Однако, согласно [3] для обеспечения приемистости нагнетательных скважин, поддержания ППД и повышения нефтеотдачи следует учесть и следующие требования:

- Выпадение осадка и закупорка пор пласта обусловлены тем, что вода вступает в химическую реакцию с пластовыми водами;
- Содержание в воде углекислоты и сероводорода вызывает коррозию всего (наземного и подземного) оборудования.
- Использование поверхностных источников при нагнетании, должно быть подвержено биологической очистке от микроорганизмов и спор водорослей. Одной из причин закупорки пор пласта является попадание микроорганизмов и спор водорослей, вместе с нагнетаемой водой, в поры пласта. Также при благоприятных температурных условиях данные микроорганизмы и споры водорослей размножаются. Особую опасность представляет попадание в поры пласта анаэробных бактерий, способных

восстановить серу из ее соединений в минералах, составляющих пласт. Это обуславливает появление в пластовых водах сероводорода со всеми вытекающими из этого неблагоприятными последствиями — сероводородная коррозия подземного оборудования, засорение нефти и газа сероводородом и т. д.

- Нагнетаемая вода должна обладать хорошей способностью отмывать нефть от породы. Это достигается добавлением к воде ПАВ. Опыт показал, что устанавливать единые нормы по качеству воды для закачки в пласты нецелесообразно. Допустимое содержание механических примесей и эмульгированной нефти принимают с учетом проницаемости и трещиноватости пород до 5-50 мг/л, причем с увеличением трещиноватости повышается допустимое содержание. Диаметр фильтрационных каналов должен быть в 3 – 6 раз больше диаметра частиц. Пригодность воды оценивается в лаборатории (анализ состава и свойств, опыты по затуханию фильтрации через естественный керн) и пробной закачкой в пласт.

В своих работах [18,19] делают акцент на качество воды в качестве агента вытеснения в условиях низкопроницаемого коллектора. Исследования показали, что при закачке воды с содержанием ТВЧ происходит снижение проницаемости на 10-15%. А также подмечено, что чем меньше проницаемость коллектора, тем сильнее негативное воздействие механических примесей на пласт.

По лабораторным исследованиям было установлено, что коллектор с проницаемостью меньше  $0,001 \text{ мкм}^2$  не целесообразно рассматривать в качестве объекта разработки с системой ППД. Неучет качества закачиваемой воды приводит к завышению оценки КИН почти на 50%.

Но, однако существует мнение автора [18], что применение различных технологий по очистке закачиваемой воды не всегда дает положительный эффект. В некоторых случаях вода с учетом качества воды и без учета дает одинаковый эффект при применении в качестве агента вытеснения для низкопроницаемых коллекторов.



### 3 Объект и методы исследования

Анализ материала различных источников [1,6,8,9,11,12,15] показал, что на Бурейкинском нефтяном месторождении (Республика Татарстан) для поддержания пластового давления организовывалась циклическая закачка воды, содержащей различные полимерные системы с добавками ПАВ и других реагентов. Поэтому это месторождение было выбрано в качестве объекта исследования.

#### 3.1 Геологическая характеристика Бурейкинского месторождения

Бурейкинское месторождение находится на территории Октябрьского района Республики Татарстан, расположено на восточном бортовом склоне Мелекесской впадины, в северо-западной части Вишнево-Полянской террасы. Месторождение открыто в 1969 году, введено в разработку в 1979 году.

Нефтеносностью в промышленных масштабах обладают карбонатные отложения каширского, верейского, башкирского возрастов среднего карбона, бобриковского и турнейского возрастов нижнего карбона.

Согласно технологической схеме разработки (2003 г.) выделено два объекта эксплуатации, один из которых в отложениях бобриковского горизонта. Бобриковский горизонт – основной и наиболее выработанный к настоящему времени объект разработки. На этом объекте разрабатывается семь залежей нефти, всего их десять. По строению залежи являются пластово-сводовыми и массивными (рисунок 6).

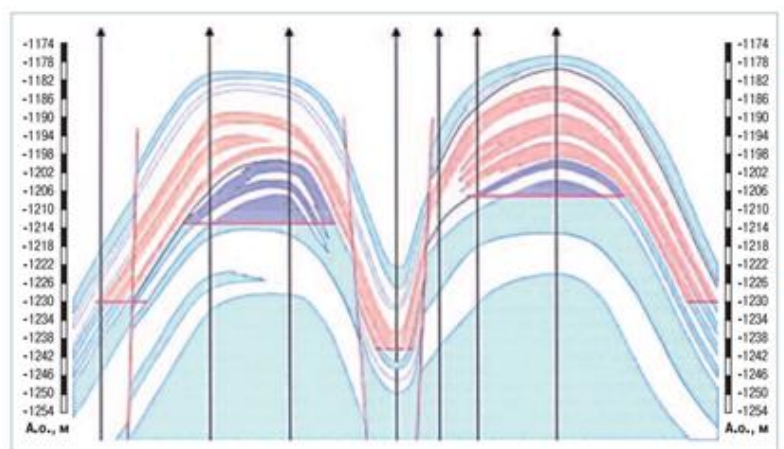


Рисунок 7 – Схема геологического профиля продуктивных отложений нижнего карбона на Бурейкинском месторождении [8]

Коллектор отложений бобриковского горизонта относится к поровому типу, сложен песчано-алевролитовыми породами.

Продуктивные отложения бобриковского горизонта характеризуются неоднородностью как по площади, так и по разрезу. Наибольшей степенью неоднородности обладает проницаемость (коэффициент вариации 0,615-0,8), невысокой однородностью характеризуется пористость (коэффициент вариации 0,202-0,473), высокую степень однородности имеет нефтенасыщенность (коэффициент вариации 0,1 – 0,138) [8]. В этой же работе приводятся и средние значения этих параметров:

- пористость 15,84 – 20,6 %,
- проницаемость 0,184 – 0,771 мкм<sup>2</sup>,
- нефтенасыщенность 52,8 – 80,38 %.

По этим данным автор [8] делает вывод, что коллектор бобриковского горизонта можно считать высокопроницаемым. Однако, в связи с неоднородностью коллектора и его свойств автор все-таки выделяет три типа коллектора в зависимости от проницаемости и глинистости:

группа 1 – песчаник высокопродуктивный (глинистость менее 2 %, проницаемость более 0,1 мкм<sup>2</sup>);

группа 2 – песчаник низкопродуктивный (глинистость менее 2 %, проницаемость менее 0,1 мкм<sup>2</sup>);

группа 3 – коллектор глинистый (глинистость более 2 %).

### **3.2 Геолого-физическая характеристика Бурейкинского месторождения**

Наиболее крупная залежь нефти изучаемого месторождения разделена на три блока. В статье [1] дается геолого-физическая характеристика одного из этих блоков (таблица 3).

Таблица 3 – Геолого-физическая характеристика участка бобриковского горизонта Бурейкинского месторождения [1]

Тип залежи	Пластовая, сводовая
Тип коллектора	Терригенный, поровый

### Продолжение таблицы 3

Средняя глубина залегания, м	1373
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	9
Средняя пористость, %	24
Проницаемость коллектора, мкм <sup>2</sup>	0,79
Начальное пластовое давление, МПа	13,8
Пластовая температура, °С	25
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	97,1
Коэффициент вытеснения нефти водой	0,502
Коэффициент песчанности	0,63
Коэффициент расчлененности	3,6
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м <sup>3</sup>	888
Плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м <sup>3</sup>	920
Объемный коэффициент для нефти	1,039

### 3.3 Динамика показателей разработки месторождения

Технологические схемы разработки (ТСР) месторождения составлялись в 1979, 1978, 1983, 1990, 2000 г. В них предлагалось размещение скважин по квадратной сетке 400×400 м [16].

Составление ТСР в 2003 году было сделано из-за пересчета запасов нефти. В этом варианте выделялось два объекта эксплуатации в отложениях бобриковского и верейско-башкирского горизонтов, планировалось пробурить 169 скважин, а для поддержания пластового давления применить циклическую закачку в карбонатные коллектора, а также использовать МУН, в том числе ПАВ, ОП-10 и другие реагенты и методы.

Для бобриковского объекта оптимальное забойное давление считалось равным 7,0 МПа.

В 2006 г. фонд скважин составлял 246 штук, в том числе эксплуатационных 154, нагнетательных 56, прочих 36.

Все добывающие скважины эксплуатируются механизированным способом.

В 2005 году обводненность продукции скважин достигла 64,3 %. Пластовое давление для бобриковского объекта снизилось до 11,99 МПа, текущий КИН составлял 0,11. В период до 2004 г. месторождение находилось на начальной стадии разработки.

Наиболее современные сведения по разработке Бурейкинского месторождения приведены в работе [8]. Водонефтяной контакт установлен на отметке 1231,5 м. Давление в начале разработки было 13,8 МПа. К началу 2020 г. пластовое давление снизилось до 8,6 МПа. Забойное давление к этому времени упало до 6,5 МПа. Компенсация отбора жидкости к 2019 г. возросла до 144,8 %.

Дебит нефти в 2020 г. составлял 2,21 т/сут, а дебит жидкости – 15,32 т/сут (рисунок 8). Динамика добычи нефти имеет четкую тенденцию к снижению начиная с 1996 г.

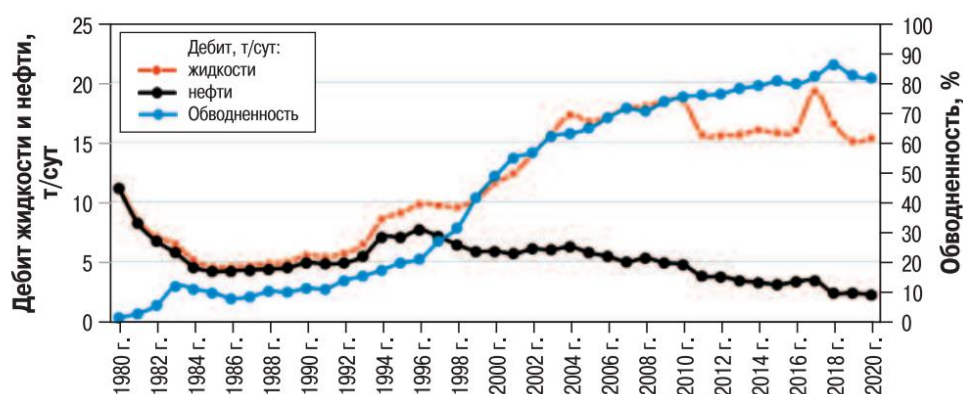


Рисунок 8 – Динамика показателей скважин бобриковского горизонта Бурейкинского месторождения [8]

Фонд действующих добывающих скважин составляет 57 штук. Распределение скважин действующего добывающего фонда по дебитам и по обводненности представлено в таблицах 4 и 5.

Таблица 4 – Распределение скважин по дебитам [по данным 8]

Показатель	Дебит, т/сут		
	1	5	Более 5
Количество скважин / % действующих добывающих	33/58	21/37	3/5

Таблица 5 – Распределение скважин по обводненности [по данным 8]

Показатель	Обводненность, %			
	Более 90	60–90	30–60	Менее 30
Количество скважин	37	10	7	3

Эти данные свидетельствуют, что в настоящее время месторождение характеризуется снижением добычи нефти, а продукция скважин

характеризуется высокой обводненностью. Однако, степень выработки извлекаемых запасов составляет 70 %. Именно это и обосновывает необходимость использования методов увеличения нефтеотдачи, в том числе с использованием ПАВ-полимерных систем, сшитых полимерных систем и ASP-композиций.

## **4 Анализ эффективности закачки полимерных систем на Бурейкинском месторождении**

### **4.1 Применение циклической закачки сшитых полимерных систем**

С начала 1990 годов на месторождениях Республики Татарстан внедрение технологии регулирования заводнения неоднородных пластов с использованием сшитых полимерных систем (СПС) стало распространенным. Данная технология основана на создании и введение в пласт геля, который образуется путем смешивания водного раствора полиакриламида (ПАА) и сшивателя, содержащего ионы поливалентных металлов.

Разработка проводилась в течении 11 лет на естественном режиме, затем в течении двух лет проводилась закачка воды. В отличии от стандартного заводнения, данная технология позволяет выравнивать профили приемистости нагнетательных скважин путем изменения направления фильтрационных потоков из промытых водой высокопроницаемых интервалов в менее проницаемые нефтенасыщенные прослойки. В данном случае происходила ежегодная циклическая закачка СПС в 12 нагнетательных скважин с применением стационарной установки «Кем–Трон». В течении года объем закачек варьировался в диапазоне от 500 до 1500 м<sup>3</sup>/скв при использовании концентрации полимера 0,3% и сшивателя (ацетата хрома) 0,03%.

На рисунке 9 можно наблюдать годовое увеличение объема дополнительной добычи нефти. Согласно данным ТатАСУнефть,к началу 2004 года накопленная дополнительная добыча нефти составила 501 тыс. т. Однако этот факт был бы точным при условии постоянства отбора жидкости.

Фактически, в процессе реализации и до внедрения технологии закачки СПС проводилась интенсификация отбора жидкости. Поэтому целесообразно разделить дополнительную добычу на две составляющие: добычу от закачки СПС и добычу, обусловленную интенсификацией отбора жидкости.

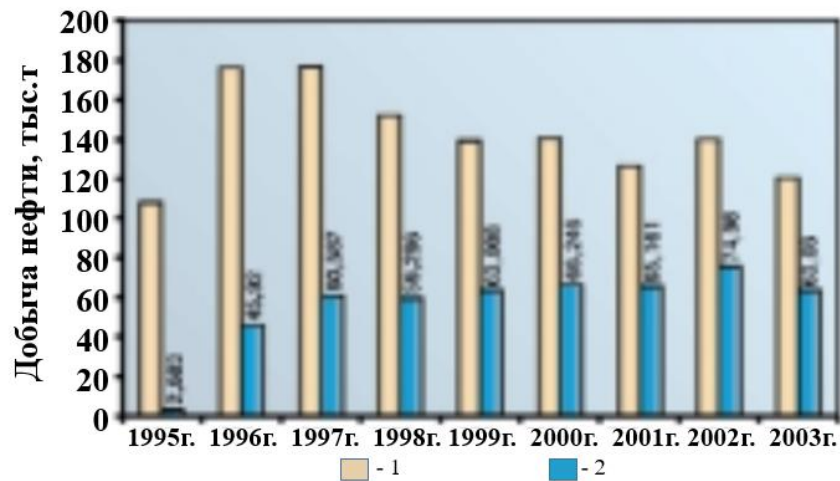


Рисунок 9 – Динамика добычи (1) и дополнительной (2) добычи нефти [9]

Изменение дебита во времени по разрабатываемому участку Бурейкинского месторождения математически описывается следующей формулой:

$$q_n = q_o \cdot e^{-\frac{q_o \cdot t}{Q_o}}, \quad (4)$$

где  $q_n$  и  $q_o$  – дебит и максимальный дебит нефти участка;

$Q_o$  – извлекаемые запасы нефти;

$t$  – время.

Следовательно, изменение обводненности  $B$  во времени также подчиняется экспоненциальному закону:

$$B = \frac{q_{ж} - q_o}{q_{ж}} = 1 - \frac{q_o}{q_{ж}} \cdot e^{-\frac{q_o \cdot t}{Q_o}}, \quad (5)$$

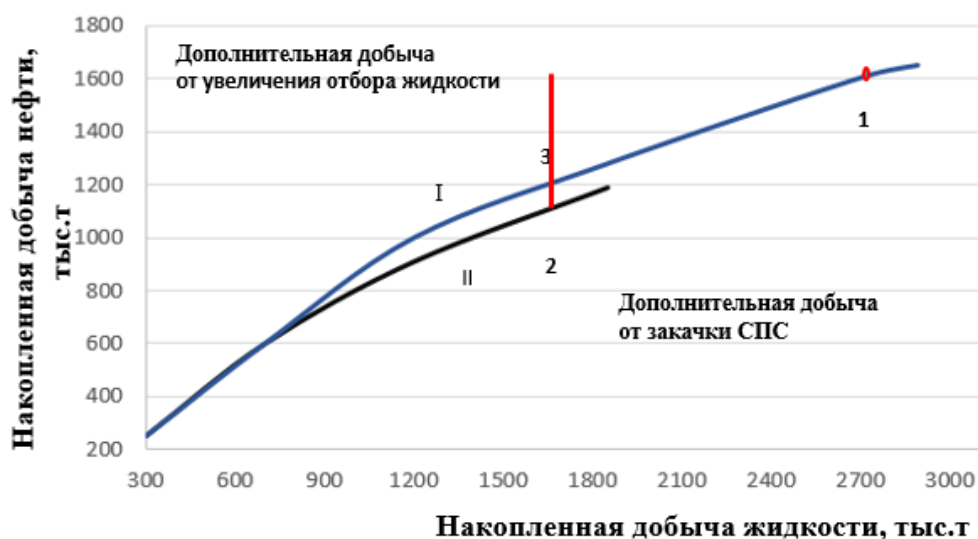
где  $q_{ж}$  – дебит жидкости участка.

Тогда изменение обводненности продукции во времени до применения технологии СПС в 1995 году можно подсчитать по формуле (6):

$$B = 1 - k_1 \cdot e^{-k_2 \cdot t}, \quad (6)$$

где  $k_1$  и  $k_2$  – коэффициенты аппроксимации.

Коэффициенты  $k_1$  и  $k_2$  определены методом наименьших квадратов по изменению во времени фактической обводненности перед применением данной технологии заводнения. После проведения экстраполяции по формуле (3) была вычислена прогнозная накопленная добыча нефти при постоянном отборе жидкости, который был сложен перед применением данной технологии в 1995 году.



I- фактическая при увеличении отбора и закачке СПС; II- прогнозная без увеличения отбора и закачки СПС; точки 1,2,3- фактическая, прогнозная без увеличения отбора и закачки СПС и прогнозная без увеличения отбора и с закачкой СПС

Рисунок 10 – Зависимость накопленной добычи нефти от накопленной добычи жидкости [9]

Фактическую зависимость накопленной добычи нефти от накопленной добычи жидкости и прогноз при постоянном отборе жидкости можно увидеть на рисунке 10. Общая дополнительная нефти от применения СПС и увеличения отбора жидкости определяется как разность накопленной добычи нефти в точках 1 и 2 и является суммой дополнительной добычи нефти от закачки СПС и дополнительной добычи от увеличения отбора жидкости.

В результате проведения расчетов, общая накопленная добыча нефти на начало 2004 года для участка применения закачки СПС составила 488,8 тыс. т, что близко к значению, рассчитанному ТатАСУнефть – 500,887 тыс.т. В общей дополнительной добыче нефти доля от увеличения отбора жидкости и от закачки СПС составили, соответственно 63,5 % и 36,5 %. Накопленная удельная технологическая эффективность от закачки СПС составила примерно 802 т, при этом расход реагентов на 2003 год составил 222,393 т.

По данному методу удалось дифференцировать накопленную дополнительную добычу нефти на две составляющие: прирост за счет закачки СПС и за счет интенсификации отбора жидкости.



## 4.2 Результаты реализации технологии увеличения КИН с применением ASP композиций

Значительная доля нефти Бурейкинского месторождения, несмотря на вытеснение закачкой воды из высокопроницаемых прослоев и зон пласта, оставалась в менее проницаемых зонах.

В 2005 году для повышения эффективности и более полного извлечения остаточной нефти начали проводить лабораторные исследования по применению щелочь-ПАВ-полимерного (ASP) заводнения.

В первую очередь были проведены фильтрационные исследования вытеснения нефти из кернов ASP композициями. Для этого были использованы дегазированная нефть бобриковского горизонта Бурейкинского месторождения динамической вязкостью 149,5 мПа\*с, сточная вода плотностью 1157 кг/м<sup>3</sup> для закачки с КНС в пласты бобриковского горизонта Бурейкинского месторождения и пять образцов керна абсолютной проницаемостью 0,527–0,627 мкм<sup>2</sup>.

Для исследований по вытеснению нефти сточной водой и ASP композицией необходимо подготовить керна, который включает в себя: насыщение керна сточной водой методом вакуумирования; определение объёма керна и коэффициента пористости; создание остаточной водонасыщенности керна методом центрифугирования; насыщение керна керосином методом вакуумирования; фильтрование керна керосином в количестве трех объёмов керна и фильтрование нефти пятью объёмами пор керна для замещения керосина нефтью. В состав используемой ASP композиции входит полиакриламид, щелочной реагент тринатрийфосфат (ТНФ) и ПАВ. При исследовании вытеснение остаточной нефти проводилось восемью ASP композициями, представленных в таблице 6:

Таблица 6 – Массовая доля компонентов ASP композиций [1]

	ПАА, %	ТНФ, %	ПАВ, %
1	0,05	0,5	0,2
2	0,05	1	0,3
3	0,05	0,5	0,3

Продолжение таблицы 6

4	0,05	1	0,2
5	0,1	0,5	0,2
6	0,1	1	0,3
7	0,1	0,5	0,3
8	0,1	1	0,2

Коэффициент вытеснения нефти сточной водой варьировался в пределах 0,373 и 0,433, а в случае вытеснения сточной водой и ASP композициями- 0,676-0,820. По результатам фильтрационных исследований был сделан вывод о высокой эффективности применения данной композиции, которая позволила получить дополнительно 67-120% нефти по отношению к добыче при вытеснении нефти водой.

Практическое применение композиций ASP на Бурейкинском месторождении началось в начале 2017 года. В каждую из 11 скважин проводилась закачка трех различных композиций:

- для создания первой оторочки полимерного раствора было закачено 100 – 250 м<sup>3</sup> с массовой долей ПАА 0,05–0,4 % для увеличения охвата пласта вытеснением нефти.

- для создания второй оторочки использовалась ASP композиция объемом 100 – 250 м<sup>3</sup> с массовой долей ПАА 0,05–0,08 %, массовой долей ТНФ 0,5 % и массовой долей ПАВ 0,2 %.

- третья оторочка ASP композиции была создана при закачке композиции объемом 100 – 150 м<sup>3</sup> с массовой долей ПАА 0,05–0,08 % и массовой долей ПАВ 0,2 % для более полного извлечения остаточной нефти. Предварительные результаты применения данной технологии на 01.03.18 г. приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Результаты применения технологии ASP заводнения в 2017 году [1]

Число скважино-обработок	Количество реагента, т			Дополнительная добыча нефти, т	Удельная технологическая эффективность, т/скв
	ПАА	ТНФ	ПАВ		
11	3,24	6,00	4,6	4462	406

В результате применения технологии ASP заводнения в 11 скважинах на Бурейкинском месторождении на 01.03.2018 г. дополнительно было добыто 4462 т нефти.

### 4.3 Применение полимерного заводнения

На Бурейкинском месторождении применимы различные методы увеличения нефтеотдачи, одним из эффективных является полимерное заводнение. Данный вид заводнения характеризуется применением на месторождениях, имеющих следующие особенности:

- трудноизвлекаемые запасы нефти;
- высокая неоднородность пласта;
- наличие высоковязкой нефти;

Вышеперечисленные показатели характерны для Бурейкинского месторождения, что говорит о применимости полимерного заводнения.

Согласно данным представленным на рисунке 11 примерно в 1995 году началась закачка полимерных композиций. Особенностью является применение установок «Кем-Трон». При полимерной технологии закачки кроме водорастворимых полимеров добавляются специальные сшиватели, растворы которых проникают в глубь пласта и создают потокоотклоняющие экраны в пластовых условиях.

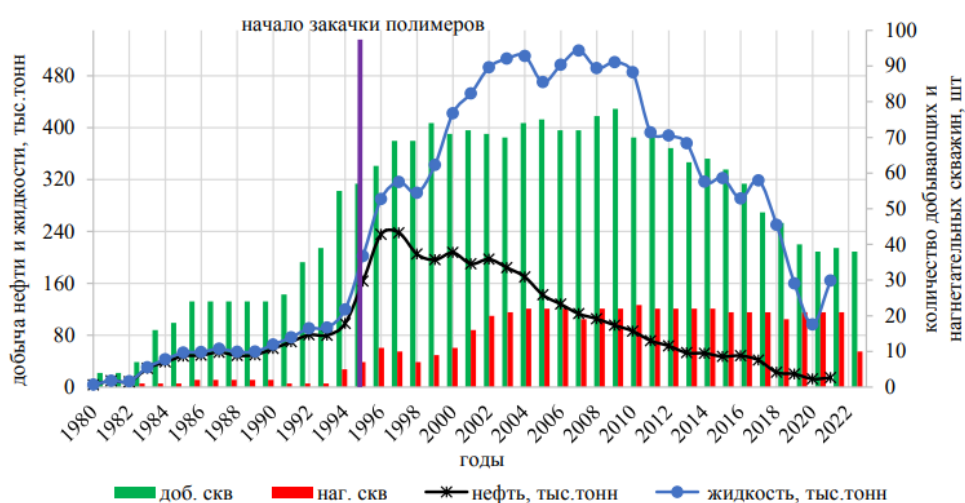


Рисунок 11 – Изменение основных технологических показателей за весь период разработки месторождения [10]

На данном месторождении была осуществлена закачка сшитых полимерных систем (СПС), микрогелевых полимерных систем с ПАВ (МГС-КПС), капсулированных систем на основе полиакриламмида и сшивателя (КПС), микрогелевых полимерных систем с ПАВ при взаимодействии со сшивателем (МГС-К).

Для обоснования эффективности применения установок «Кем-Трон» для полимерной закачки на данном месторождении были оценены зависимости текущего коэффициента нефтеизвлечения (КИН) не только от обводненности (рисунок 12) добываемой продукции, но и от кратности (рисунок 11) промывок на исследуемых участках.

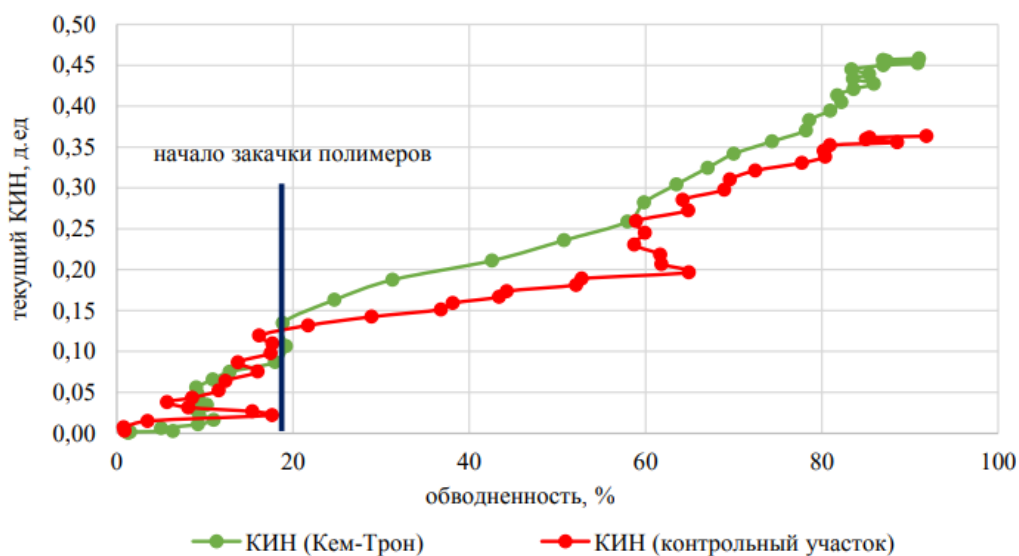


Рисунок 12 – Динамика изменения текущего коэффициента нефтеизвлечения от обводненности анализируемых участков Бурейкинского месторождения [10]

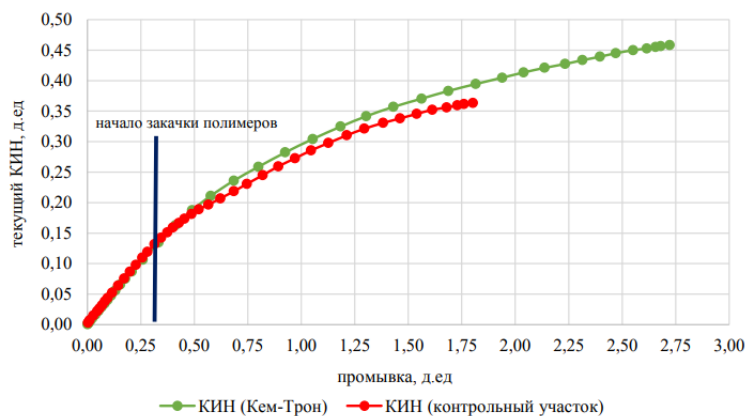


Рисунок 13 – Динамика изменения текущего коэффициента извлечения от кратности промывок анализируемых участков Бурейкинского месторождения

Анализ зависимости текущего КИН от обводненности добываемой продукции (рисунок 12) показал, что при одних и тех же значениях обводненности, на участке с полимерным заводнением, показатель текущего КИН больше чем, на контрольном участке. Данная зависимость говорит о более равномерном вытеснении нефти.

Так же при оценке эффективности применения полимерного заводнения кроме зависимости текущего КИН от обводненности оценивали, также оценивали зависимость текущего КИН от кратности промывок (рисунок 13).

Анализируя зависимость текущего КИН от кратности промывок выяснили, что при равных значениях кратности промывки на контрольном участке КИН меньше, чем на опытном. Данная зависимость на опытном участке при полимерной закачке связана с увеличением коэффициента охвата. Разница значений текущего КИН между опытными и контрольным участком составляет 0,09. Текущий КИН на опытном участке стремится к проектному.

Также был проведен анализ зависимости обводненности от кратности промывки пласта. По графику (рисунок 14) зависимости обводненности от кратности промывки пласта можно сделать следующие выводы:

- до применения полимерной закачки траектория контрольного и опытного участков была практически аналогичной;
- применение полимерной закачки приводит к более интенсивному увеличению обводненности;
- на протяжении всего периода разработки при одинаковых степенях промывки пласта обводненность контрольного участка выше, чем опытного;
- полимерная закачка повлияла на выравнивание профиля вытеснения, более низкому уровню обводненности, приведенном к одному и тому же объёму добываемой жидкости.

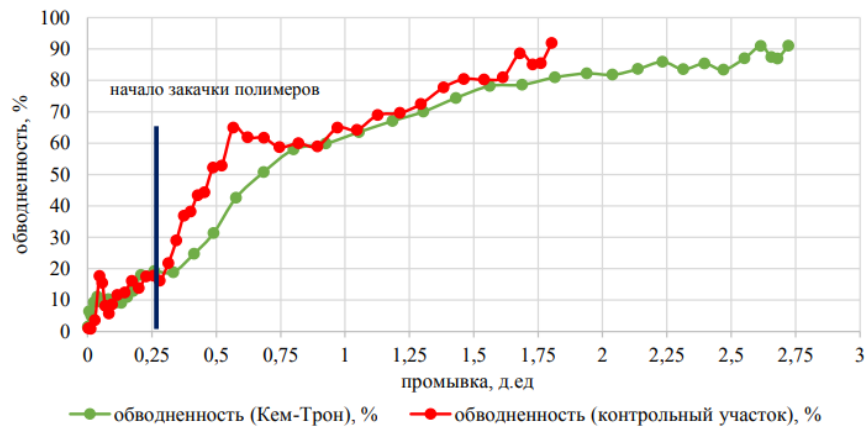


Рисунок 14 – Динамика зависимости обводненности от кратности промывки пласта контрольного участка и участка полимерного заводнения Бурейкинского месторождения [10]

Анализ динамики дебитов нефти и жидкости показал, что применение СПС закачки на участке Бурейкинского месторождения оказало значительное влияние на увеличение дебитов по нефти и жидкости в сравнении с предыдущими годами. При сравнении опытного участка с контрольным было выявлено, что закачка СПС заметно увеличила дебит по нефти. Применение КПС, МГС–КПС и МГС–К не привело к значительному увеличению дебита, однако оно замедлило темп снижения дебита. При закачке КПС, МГС–КПС и МГС–К был снижен дебит по жидкости на 20%. По графику (рисунок 15) видно, что с 2012 года начинается процесс выравнивания значений дебита по нефти и жидкости на обоих (контрольный и опытный) участках.

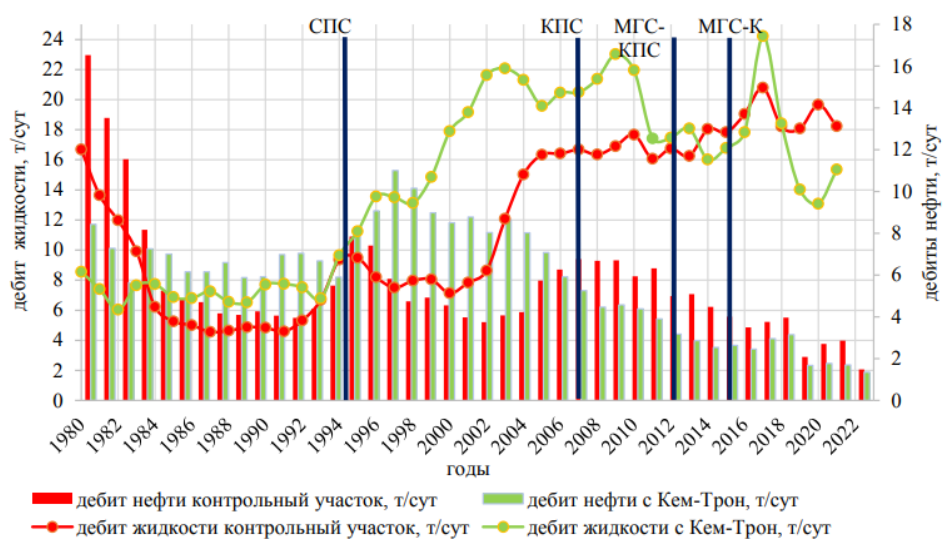


Рисунок 15 – Изменчивость дебитов нефти и жидкости за весь период разработки [10]

При анализе динамики обводненности (рисунок 16) продукции скважин было выявлено, что на участках с применением и без применения полимерной закачки происходит увеличение обводненности. А также значения обводненности на контрольном участке ниже, чем в зонах полимерного заводнения.

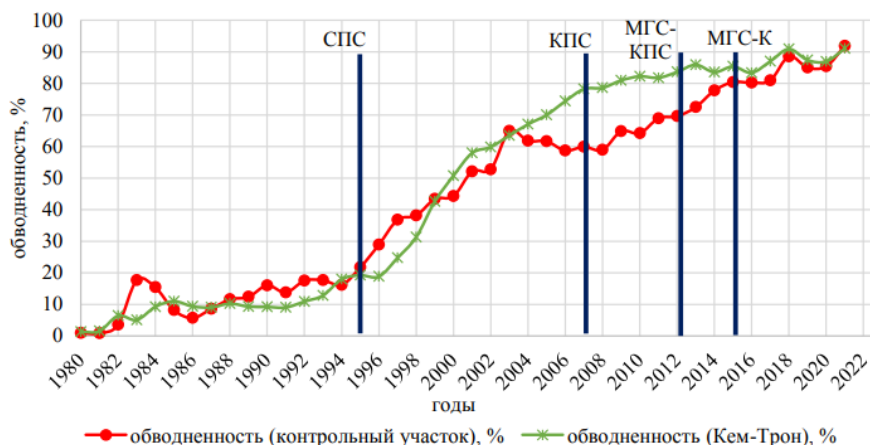


Рисунок 16 – Значения обводненности продукции скважин за весь период разработки [10]

По результатам анализа динамики технологических показателей было выявлено следующее:

- в зонах полимерного заводнения повысился дебит нефти в среднем на 0,6 т/сут;

- значение текущего КИН на опытном участке в среднем увеличилось на 1,3 раза по сравнению с контрольным участком.

#### 4.4 Моделирование ПАВ – полимерного заводнения

Бурейкинское месторождение находится на стадии снижения добычи нефти при относительно стабильной высокой обводненности (70–80%), при этом выработка извлекаемых запасов отстает. Это обстоятельство обуславливает необходимость применения технологии нефтеотдачи(МУН), а именно ПАВ-полимерных систем.

По статье [15] данный вид заводнения обладает большей технологичностью, чем ASP-заводнение, а также является более эффективным чем полимерное заводнение. Но если учитывать современный опыт его применения, то можно сделать вывод о высоких экономических рисках его

использования вследствие потенциально больших затрат. Поэтому важно не только лабораторное обоснование оптимального состава ПАВ– полимерных композиций для тех или иных пластовых условий, но и моделирование воздействия в условиях потенциальных участков испытаний или промышленного применения.

При моделировании процессе применения ПАВ–полимерного заводнения использовался программный комплекс Flower, разработанный компанией ПАО «Татнефть», направлен на решения задач повышения нефтеотдачи месторождений высоковязкой нефти. При создании и адаптации гидродинамической модели, разработчики использовали автоматизированную системы. В целом, результаты автоадаптации подтвердили пригодность модели для прогнозирования показателей ПАВ-полимерного заводнения и оптимизации разработки. При оптимизации (10 лет) были на показатели эксплуатации скважин накладывались показатели, представленные в таблице 8.

Таблица 8 – Показатели эксплуатации скважин [8]

Для добывающих скважин	
Дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут	Не более 40
Дебит нефти, т/сут	Не менее 1
Давление, МПа	Не менее 1
Для нагнетательных скважин	
Приемистость, м <sup>3</sup> /сут	Не более 100
Давление, МПа	Не более 25

Вначале оптимизация проводилась без использования ПАВ-полимерного заводнения. При этом средний дебит нефти только 7 добывающих скважин превысит 1 т/сут, однако добычу данных скважин можно увеличить до максимальной. [8]

Следующий этап оптимизации включал в себя ПАВ-полимерное заводнение с концентрацией ПАВ – 0,5% и раствора ПАА – 0,2%. В работе были рассмотрены две стратегии заводнения, а именно со «слабой» и «сильной» экономией химических реагентов, а также с разным набором действующих нагнетательных скважин. При процессе оптимизации



временной диапазон был разбит на 10 интервалов (60, 180, 360, 720, 1080, 1440, 1800, 2160, 2880 и 3650 суток). При этом закачка раствора проводилась только на первом интервале.

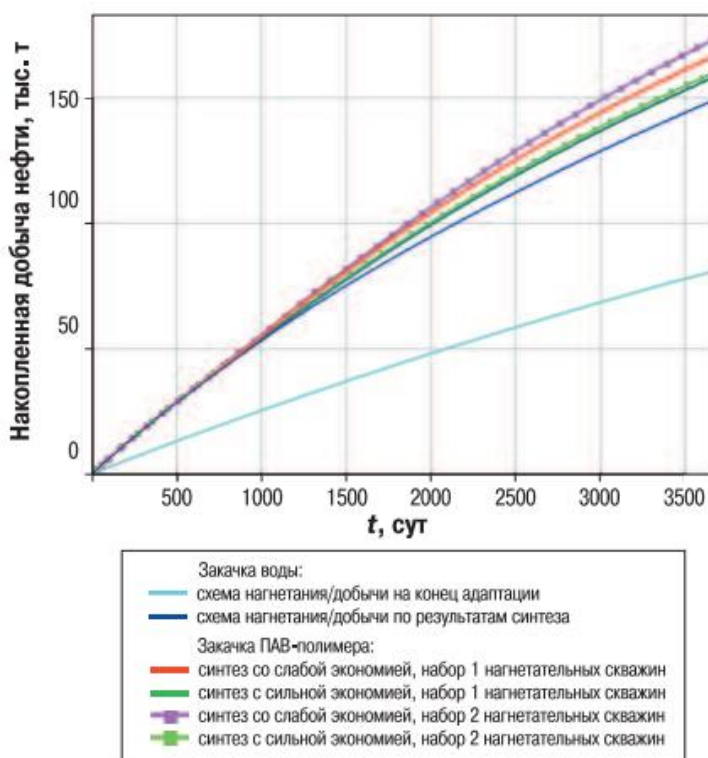


Рисунок 17 – Динамика накопленной добычи нефти в прогнозный период, полученной для различных наборов нагнетательных скважин и стратегий синтеза для первого варианта характеристики работы ПАВ

На рисунке 17 показан динамика накопленной добычи нефти для стартовой программы заводнения и для программы добычи в результате оптимизации, а также в зависимости от стратегии и наборов нагнетательных скважин.

По результатам анализа полученных данных, второй набор нагнетательных скважин позволяет увеличить добычу нефти, в особенности со стратегией «слабой» экономии ПАВ и ПАА.

Но также был сделан вывод, что важно проводить лабораторные исследования на образцах рассматриваемого месторождения, использовать разные концентрации раствора, осуществлять закачку при разных скоростях, характерных для текущего состояния разработки месторождения.

Согласно анализу статей по применению различных видов заводнений на месторождении Бурейкинское выяснилось, что в основном применялись различные модификации полимерных закачек.

Первое применение заводнения началось с 1990 с закачки сшитых полимерных систем. При этом закачка СПС сопровождалась циклическим воздействием. Данный метод заводнения позволил увеличить объем дополнительной добычи нефти. Дополнительная добыча нефти за 8 лет применения заводнения с закачкой СПС увеличилась с 4 до 65 тыс.т.

Следующим, современным методом заводнения, применяемым на месторождении Бурейкинское является ASP-заводнение, или как указано в статье [1] ЩПП технология закачки. Особенностью данного заводнения является применение сразу 3 компонентов в композиции закачки. Данными компонентами являются щелочь-ПАВ-полимер. Показателями применимости ASP-заводнения являются высокая вязкость нефти, снижение добычи нефти, неоднородность строения продуктивных пластов и рост обводненности добывающих скважин. Согласно теории, данный метод повышает КИН до 70% за счет технологичности закачки и правильно подобранной концентрации компонентов, закачиваемых в пласт. Результат применения на данном месторождении показал, что коэффициент вытеснения нефти при ASP-заводнении в 2 раза больше, чем при закачке воды. При этом, удельная технологическая эффективность составила 406 т/скв при закачке в 11 скважин, и дополнительная добыча нефти составила 4462 т.

При анализе применения на Бурейкинском месторождении полимерного заводнения в сопровождении с закачкой сшитых полимерных систем выяснилось, что СПС увеличивает дебит нефти, а полимерные системы КПС, МГС-КПС, МГС-КПС помогают замедлить динамику снижения дебита нефти и снижают дебит жидкости. Закачка полимерных систем вместе с СПС также проводилась с применением установки «Кем-Трон». Значение текущего КИН в данном случаев среднем увеличилось в 1,3 раза по сравнению с контрольным участком, и составило 0,45 д.ед.

Было так же рассмотрено моделирование процессов закачки ПАВ–полимерных композиций. Применение моделирования позволяет достоверно локализовать остаточные запасы нефти и обеспечивает надежность прогноза; выбирать различные стратегии и наборы скважин и анализировать получаемые оптимальные решения. Анализ статей применения заводнения говорит о том, что при применении того или иного вида заводнения необходимо учитывать не только моделирование процесса, но геолого-физические характеристики месторождения, проводить лабораторные исследования на образцах непосредственно с месторождения, закачивать композиции при разных скоростях (циклическое воздействие), характерных для текущего состояния разработки, а также правильно и с точность подбирать концентрации применяемых растворов. Пренебрежение данных факторов может привести к ухудшению ФЕС пласта и экономической нецелесообразности.

#### **4.4 Оборудование для подготовки воды**

Для поддержания эффективности добычи нефти и соответствующего качества основных потоков вод является критически важным. Важной составляющей этого процесса является очистка поверхностных вод и нефтепромысловых сточных вод, которые используются для заводнения. Для достижения длительной приемистости нагнетательных скважин, воду из поверхностных источников необходимо очистить от ТВЧ, а нефтепромысловые сточные воды – от нефтепродуктов и механических примесей. Применение гидроциклонных установок является целесообразным методом для подготовки воды, в соответствии с рекомендациями [12].

Следует отметить, что использование поверхностных вод и нефтепромысловых сточных вод может быть связано с определенными рисками, такими как загрязнение нефтью и примесями, и, следовательно, их очистка должна быть строго контролируема и регулируема. Однако, правильное использование и очистка этих источников воды могут значительно повысить эффективность процесса добычи.

Для использования технической воды в целых ППД разработана установка без применения реагентов. Она состоит из гидроциклонной установки, напорного тонкослойного отстойника и фильтрационной станции. Была создана установка «блок гидроциклон-отстойник», предназначенная для очистки нефтепромысловых сточных вод. Конструктивно установка реализована в виде блока с задействованием метода гидроциклонного и тонкослойного отстойника. Этот процесс обеспечивает возможность удаления загрязнителей, содержащихся в воде, без использования химических возбуждителей. Продуктивность установки масштабируется в зависимости от объема сточной воды, что повышает ее эффективность в промышленном применении.

В системах, основанных на технологии «блок гидроциклон-отстойник», возможно значительно снижение концентрации нефтепродуктов с 3000 до 50-60 мг/л и сокращение содержания механических примесей с 200 до 50 мг/л.

Наиболее современной из таких систем является установка типа "блок гидроциклон-цилиндрические камеры-отстойник". Данная установка состоит из группы напорных гидроциклонов, созданных по конструкции КГАСУ, цилиндрических емкостей верхнего и нижнего сливов и напорного горизонтального отстойника. Описываемые гидроциклоны работают как гидродинамические каплеобразователи, при этом потоки жидкости из верхнего и нижнего сливов гидроциклонов поступают в цилиндрические камеры в виде закрученных струй, энергия которых используется для дополнительной гидродинамической обработки нефтепромысловых сточных вод. В результате такой обработки происходит дальнейшее укрупнение капель нефти, что повышает эффективность разделения эмульсий типа "нефть в воде" методом осаждения. Базовые гидроциклоны, рассмотренные в данном контексте, широко используются на объектах ОАО "Татнефть".

После двух вышеперечисленных установок нефтепромысловую сточную воду необходимо направлять на доочистку в фильтровальные

установки, которые состоят из скорых и скоростных фильтров. В фильтровальных установках снизится концентрация и механические примеси до 10 мг/л.

Согласно [12], существует множество технологий подготовки технической воды, однако все они используют реагенты (коагулянты и флокулянты). Но КГАСУ было разработана установка без использования коагулянтов. Относительно схемы (рисунок 18), установка состоит из:

- 1 – гидроциклонная установка, состоит нескольких двухпродуктивных цилиндроконических гидроциклонов (КГАСУ);
- 2 – напорный тонкослойный отстойник;
- 3 – фильтровальная станция, состоит из нескольких сверхскоростных фильтров;
- 5, 6, 11, 12, 13, 14, 15 – трубопроводы;
- 7 – система распределения исходной воды;
- 8 – система сбора очищенной воды;
- 9 – система сбора осадка;
- 10 – полочный блок.

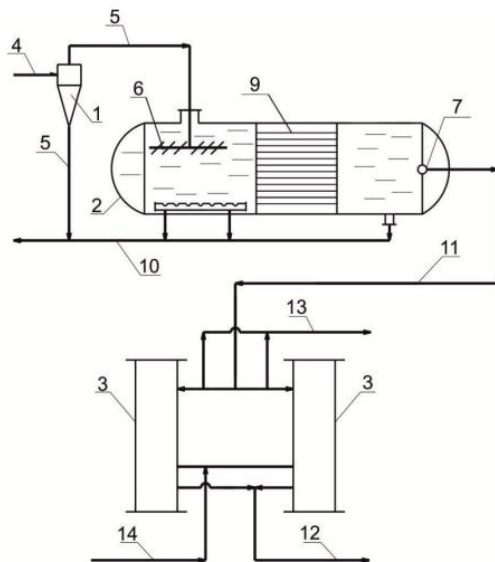


Рисунок 18 – Установка, предназначенная для подготовки воды [12]

Принцип работы можно разделить на следующие стадии:

- Подача воды насосами (под избыточным давлением) по трубопроводу 4 в гидроциклонную установку 1;

- Вынос взвешенных частиц вместе с частью воды через нижний слив гидроциклонов. Это происходит за счет сил центробежного поля, возникающего под действием тангенциального ввода воды в корпус гидроциклонов.

- Вынос очищенной воды через верхний слив гидроциклонов.

- Нижний слив гидроциклонов по трубопроводу 5 под избыточным давлением поступает на песковые площадки;

- Верхний слив гидроциклонов (под избыточным давлением) по трубопроводу 6 в отстойник 2 (состоит из 7, 8, 9, 10);

- Для осушки образованный в отстойнике 2 осадок по трубопроводу 11 периодически направляют на песковые площадки;

- Подача воды из отстойника 2 по трубопроводу 12 в сверхскоростные фильтры 3. В данных фильтрах используется кварцевый песок, являющийся фильтрующим материалом;

- Подача очищенной воды из фильтров по трубопроводу 13 в систему водоснабжения нефтепромысла, которая в последующем необходима для использования в качестве агента закачки в пласт;

- Промывка сверхскоростных фильтров 3 фильтратом;

- Регенерация фильтрующей загрузки фильтров 3 при помощи сжатого воздуха, который подается по трубопроводу 13;

- Отвод загрязненной промывки воды из сверхскоростных фильтров 3 проводится по трубопроводу 14.

Эффективность напорных гидроциклонов конструкции КГАСУ составляет 55-65%. Применение данной установки позволяет снизить содержание взвешенных веществ в обрабатываемой воде с 1000 до 10 мг/л.

В качестве воды, которая необходима для закачки в пласт также целесообразно применять нефтепромысловые сточные воды (НСВ). Применение НСВ обосновано запретом сброса в поверхностные источники, а также и с экономической выгодой. Практика применения НСВ в системах

заводнения показала, что нефтеотдача увеличилась в 1,5-2 раза. Но НСВ в отличие от технической воды нуждается в очистке, еще и, от нефтепродуктов.

В процессе исследований в КГАСУ, описанной в статье, [12] была разработана установка для очистки НСВ «блок гидроциклон – отстойник». Схема данной установки представлена на рисунке 19. Производительность установки БГО – 5000 составляет 5000 м<sup>3</sup>/сут.

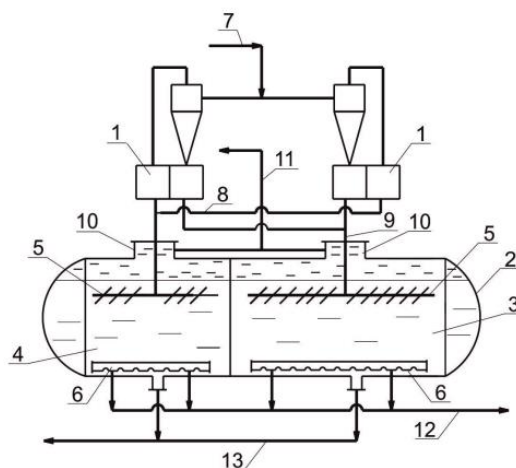


Рисунок 19 – БГО – 5000 установка [13]

В конструкцию установки БГО – 5000 входят 2 батареи напорных гидроциклонов КГАСУ 1 и горизонтальный отстойник 2. Они разделены водонепроницаемой перегородкой на отсеки нижнего слива 3 и верхнего слива 4. Водораспределительная 5 и водосборная 6 системы размещаются в отсеках 3 и 4.

Подача НСВ на очистку происходит под избыточным давлением по трубопроводу 7. В отсек 4 через трубопровод 8 поступает верхний слив, а в отсек 3 – нижний. На установку подготовки нефти через нефтесборники 10 (по трубопроводу 11) попадают всплывшие нефтепродукты. Накапливающийся в отстойнике 2 осадок поступает в шламонакопитель через трубопровод 13. В систему оборотного водоснабжения нефтепромысла под остаточным давлением поступает уже очищенная вода.

Данная установка помогает снизить концентрацию нефтепродуктов с 3000 до 50 мг/л и содержание мехпримесей – с 200 до 50 мг/л.

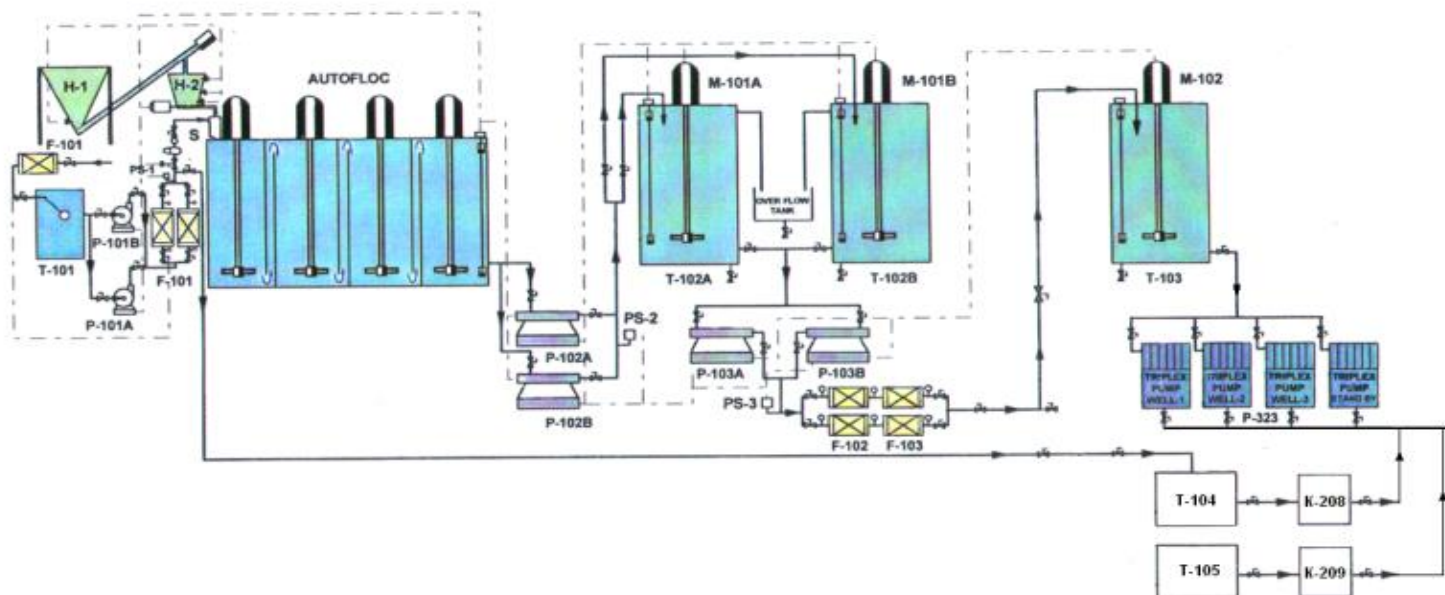
Принципиальная схема установки «Кем-Трон» для приготовления и закачки полимерных композиций приведена на рисунке 20. Порошок ПАА из

накопительного бункера Н-1 подается в бункер Н-2 дозирующего устройства, откуда после смешивания с водой в смесителе S поступает в узел растворения, представляющий собой четырехсекционную ёмкость объёмом 15 м<sup>3</sup> с мешалками. Полученный раствор ПАА насосом Р-102А или Р-102В направляется в накопительные ёмкости Т-102А и Т-102В объёмом 14,5 м<sup>3</sup> каждая. Из накопительных ёмкостей через фильтры F-102, F-103 раствор ПАА поступает в напорную ёмкость Т-103 и затем на приём плунжерных насосов Р-323 для закачки в скважины.

Раствор сшивателя с помощью дозирующего насоса подаётся из ёмкости Т-104 в выходной трубопровод плунжерных насосов, где перемешивается с раствором ПАА. Одновременно из ёмкости Т-105 дозирующим насосом подаётся ПАВ в выходной трубопровод плунжерных насосов. Полученная композиция с помощью плунжерных насосов высокого давления Р-323 закачивается по трубопроводам системы ППД в скважины.

Объёмы закачки композиций в скважины могут изменяться в пределах 400 – 2000 м<sup>3</sup>/скв в зависимости от приемистости скважин.





1. Блок подготовки воды:

F-101 – фильтр предварительной очистки воды максимальной производительностью  $300 \text{ м}^3 / \text{сут}$  при давлении  $1,05 \text{ МПа}$ ; T-101 – накопительная ёмкость для воды объёмом  $9,5 \text{ м}^3$  с элементами управления уровнем. P-101A, P-101B – центробежные насосы ( $Q = 320 \text{ м}^3 / \text{сут}$  каждого насоса,  $P_n = 0,5 \text{ МПа}$ ); F-101 – два фильтра окончательной очистки воды, PS-1 – расходомер.

2. Блок приготовления раствора полимера: H-1 накопительный бункер для полимера, H-2 – бункер дозирующего устройства, обеспечивающий подачу порошка полимера в пределах  $1,8\text{--}41,7 \text{ кг/ч}$  ( $43\text{--}1000 \text{ кг/сут}$ ), S – узел смешения порошка полимера с водой, AUTOFLOC – узел растворения полимера, представляющий собой четырёхсекционную ёмкость объёмом  $15 \text{ м}^3$ .

3. Блок накопительный: T-102A, T-102B – накопительные ёмкости для раствора полимера по  $14,5 \text{ м}^3$  каждая, P-102A, P-102B – насосы, PS-2 – расходомер.

4. Блок смешения раствора полимера с раствором сшивателя и ПАВ: T-103 – напорная ёмкость для раствора ПАА. P-103A, P-103B – насосы, F-102, F-103 – две пары фильтров, T-104 и T-105 – ёмкости для сшивателя и ПАВ, K-208 и K-209 – насосы с регулируемой подачей сшивателя и ПАВ.

5. Блок силовых насосов: четыре плунжерных насоса (P-323) производительностью  $110 \text{ м}^3 / \text{сут}$  каждый при давлении до  $20,5 \text{ МПа}$ .

Рисунок 20 – Принципиальная схема установки «Кем – Трон» для применения в целях заводнения [14]

**ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ  
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ  
И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Обучающемуся:

Группа	ФИО
2Б95	Сапарова Сапарбиби

Школа	ИШПР	Отделение	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/ООП	21.03.01 Нефтегазовое дело / Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой технологии, в соответствии с рыночными ценами.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Общая система налогообложения

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

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения исследования с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.	Обоснование проведения мероприятия с точки зрения экономической эффективности.
2. Планирование и формирование бюджета исследований.	Определение суммарных затрат на проведение затрат на ASP-заводнению.
3. Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Оценка экономической эффективности внедрения новой технологии

**Перечень графического материала:**

1. Расчетные формулы, таблицы.
--------------------------------

Дата выдачи задания к разделу в соответствии с календарным учебным графиком	
---	--

**Задание выдал консультант по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Креницына Зоя Васильевна	к.т.н., доцент		

**Задание принял к исполнению обучающийся:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б95	Сапарова Сапарбиби		

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

В данной выпускной квалификационной работе рассмотрены современные методы заводнения. Одной из них является метод ASP-заводнения. Данный метод является одним из самых современных и наиболее эффективных методов. Данный вид заводнения благодаря комплексному воздействию на пласт позволяет одновременно увеличить коэффициент вытеснения нефти и коэффициент охвата пласта заводнением и как результат увеличить нефтеотдачу.

В разделе финансового менеджмента приведено экономическое обоснование ASP заводнения нефтяных пластов. Целью является установление экономической целесообразности применения данного вида заводнения.

### **5.1 Формирование бюджета затрат на реализацию ASP- заводнения**

Затраты на реализацию ASP-заводнения включают в себя стоимость материальных затрат на проведение технологии, заработную плату работников, амортизационные отчисления, отчисления во внебюджетные фонды, затраты на контрагентные услуги и накладные расходы.

#### **5.1.1 Оборудование для проведения ASP-заводнения**

Необходимое оборудование для реализации ASP–заводнения представлено в таблице 9.

Таблица 9 – Оборудование для проведения ASP-заводнения

№	Краткое описание действия	Необходимое оборудование
1	Смесь поверхностно-активных веществ, ингибиторов разбухания глин и по водопритоку	Смешивающий агрегат
2	Закачка «продавочной» жидкости	Насос
3	Закачка буферной жидкости	Насос
4	Установк по приготовлению и закачке полимерных растворов	УДР-32М
5	Смешивание химических реагентов	Емкость

Техника, необходимая для проведения данного мероприятия представлена в таблице 10.

Таблица 10 – Техника для проведения ASP-заводнения

№	Краткое описание действия	Техника
1	Доставка рабочих до места проведения работ	А/м УАЗ
2	Установка манифольдов	Кран
3	Транспортировка жидкости	Цистерна

### 5.1.2 Расчет амортизационных отчислений

Согласно технологическому регламенту на проведение мероприятия по ASP-заводнению нужно 48 часов.

Расчет амортизационных отчислений на оборудование, использованное для проведения данного вида заводнения, представлен в таблице 11.

Таблица 11 – Расчет амортизационных отчислений

№	Наименование материала	Количество	Балансовая стоимость, руб.		Сумма амортизации,
			Одного объекта	Всего	
1	НКТ	10	15000	150000	3125
2	ГНКТ	1	25000	25000	520,8
3	Хвостовик	1	560000	560000	11666,7
4	А/м УАЗ	1	400000	400000	8333
5	Насос	4	650000	2600000	4166,7
6	Цистерна	1	350000	350000	7291,7
7	Смешивающий агрегат	1	500000	500000	10416
8	Кран	1	400000	400000	8333,3
	Итого	20	2900000	2385000	49687,5

Амортизация рассчитывается по формуле 7:

$$P_A = \frac{P}{n}, \quad (7)$$

где  $P_A$  – стоимость амортизации;

$P$  – стоимость активов;

$n$  – срок эксплуатации.

Срок использования насосно-компрессорных труб (НКТ), гибких насосно-компрессорных труб ГНКТ, хвостовика – 2 года, а/м УАЗ и крана – 5 лет, насоса – 4 года, цистерны – 5 лет, смешивающего агрегата – 4 года. Срок эксплуатации для всего перечня оборудования принимается 48 часов.

Сумма амортизационных отчислений за время проведения мероприятия составит 49687,5 рублей.

### 5.1.3 Расчет материальных затрат на проведение технологии ASP-заводнения

Стоимость химических реагентов в растворе ASP – 4690 руб./м<sup>3</sup>. Транспортные расходы составляют 25% от стоимости материалов. Размер продуктивного пласта 270 м<sup>3</sup>. Величина материальных затрат на проведение мероприятия представлена в таблице 12.

Таблица 12 – Материальные затраты на проведение технологии ASP-заводнения

№ п/п	Ресурсы	Количество единиц	Стоимость единицы с учетом доставки, руб.	Общая стоимость, руб.
1	Химические реагенты в растворе ASP	270 м <sup>3</sup>	4690	1267472
2	ГСМ для насоса	1440 л	34 руб./л	48960
3	ГСМ для а/м УАЗ	120 л	34 руб./л	4080
4	Спецодежда	30 комплектов	8000	240000
	Итого			1560512

Расчет топлива осуществляется исходя из того, что, а/м УАЗ был в пути 800 км, следовательно, при расходе топлива 15л/100 км было потрачено 120 литров. Насос использовался в рабочем режиме в течение всего периода работ. Расход насоса составляет 30л/ч, поэтому за период 48 часов было потрачено 1440 литров дизельного топлива.

Исходя из таблицы видно, что для проведения технологии ASP - заводнения необходимо наличие основных и вспомогательных материалов, общая стоимость которых будет равна 1560512 рублей.

### 5.1.4 Расчет заработной платы работников

Расчет заработной платы сотрудников представлен в таблице 13.

Таблица 13 – Расчет заработной платы сотрудников

Должность	Количество сотрудников	Оклад, руб.	Районный коэффициент, руб. (50%)	Зарплата с учетом надбавок, руб. (месяц)	Итого заработная плата, руб. (месяц)	Итого заработная плата, руб. (48 часов)
Оператор ДНГ	5	8700	13050	40455	202275	53940

Продолжение таблицы 13

Технолог ДНГ	3	9230	13845	42919,5	128758,5	34335,6
Главный специалист по бурению	1	12300	18450	94095	94095	25092
Главный специалист по ТКРС	1	10500	15750	80325	80325	21420
Полевой супервайзер	1	15400	23100	117810	117810	31416
Машинист	7	5600	8400	27720	794040	51744
Помощник буровика	5	7700	11550	36960	184800	49280
Геофизик	3	9560	14340	51624	154872	41299
Итого				308526,5		

Районный коэффициент принят равным 1,5. Работа рассчитана на 48 часов.

По данным, представленным в таблице, можно сделать вывод, что для проведения мероприятия потребуется бригада, состоящая из 26 человек, общая заработная плата которой составит 308526,5 рублей.

### 5.1.5 Расчет отчислений во внебюджетные фонды

В таблице 14 представлен расчет страховых отчислений во внебюджетные фонды, такие как: Пенсионный фонд России (ПФР), Фонд социального страхования (ФСС), Федеральный фонд обязательного медицинского страхования (ФОМС), а также фонд обязательного страхования от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний.

Таблица 14 – Расчет отчислений во внебюджетные фонды

Должность	Зарботная плата за проведение мероприятия, руб.	Тип страховых отчислений и ставка по отчислениям			
		ПФР, 22%	ФСС, 2,9%	ФОМС, 5,1%	Страхование от несчастных случаев, 0,5%
Оператор ДНГ	53940	11866	1564,2	2751	269,7
Технолог ДНГ	34335,6	7553,8	995,7	1751	171,7

Продолжение таблицы 14

Главный специалист по бурению	25092	5520	727,7	1279,7	125,5
Главный специалист по ТКРС	21420	4712,4	621,1	1092,4	107,1
Полевой супервайзер	31416	6911,5	911	1602,2	157,1
Маши- нист	51744	11383	1500,6	2638,9	258,7
Помощник буровика	49280	10841,6	1429	2513,3	246,4
Геофизик	41299,2	9085,8	1197,7	2106,3	206,5
Итого		67876	8947,3	15764,87	1542,6
		94130,8			

Страховые тарифы на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний начисляются по тарифу 0,5, так как вид деятельности относится к 4 классу.

Согласно проведенным расчетам, общая сумма, уходящая во внебюджетные фонды, равна 94130,8 руб.

Затраты на контрагентные услуги составляют 821074 руб.

### **5.1.6 Расчет суммарных затрат на проведение мероприятия по ASP-заводнению**

Расчет суммарных затрат на проведение мероприятия представлен в таблице 15.

Таблица 15 – Затраты на организационно-технические мероприятия

№ п/п	Состав затрат	Сумма затрат, руб.
1	Материальные затраты	1560512
2	Амортизационные отчисления	49687,5
3	Затраты на оплату труда	308526,8
4	Отчисления во внебюджетные фонды	94130,7
5	Контрагентные услуги	821074
	Сумма основных расходов	2833931,0
6	Накладные расходы (16% от суммы п.1-5)	453429,0
	Суммарные затраты на мероприятие	3287360,0

Таким образом, исходя из таблицы 16, можно сделать вывод, что для полного проведения работ по ASP-заводнению с учетом амортизационных отчислений на используемое оборудование необходимо заложить в план работ затраты на 3287360 рублей.

## 5.2 Расчет экономической эффективности мероприятия

Технологию ASP-заводнения предлагается провести на 13 скважинах месторождения X. Продолжительность технологического эффекта составит три года. Стоимость одного мероприятия равна 3287,36 тыс. руб. Среднесуточный прирост дебита одной скважины в начале эксплуатации после проведения ASP-заводнения составит 15,8 т/сут.

Среднегодовой темп уменьшения эффективности от проведенного мероприятия равен 20%. Коэффициент эксплуатации скважин – 0,94.

Себестоимость добычи нефти для предприятия составляет 14462,5 руб./т.

Доля условно-переменных затрат в себестоимости нефти – 51%.

Ставка дисконта принимается равной 10%, ставка налога на прибыль – 24%.

Для расчетов возьмем нефть марки Brent. Стоимость данной нефти составляет 68,23 \$/баррель. Курс доллара 73,80 руб. 1 баррель равен 0,1364 т. Таким образом, стоимость нефти составит 36916,23 руб./т. Данные взяты на 08.05.2021 года.

Дополнительная добыча нефти за год после проведения мероприятия по ASP-заводнению определяется по формуле 8:

$$\Delta Q = \Delta q \cdot T \cdot K_3 \cdot N, \quad (8)$$

где  $\Delta q$  – прирост среднесуточного дебита, т/сут.;

$T$  – время работы скважины в течение года, сут.;

$N$  – количество скважин на которых проводится инновационное мероприятие, ед.;

$K_3$  – коэффициент эксплуатации скважин, д.ед. Дополнительная добыча за 1-й год составит:

$$\Delta Q_1 = 15,8 \cdot 365 \cdot 0,94 \cdot 13 = 70472,74 \text{ тонн.}$$



В среднем продолжительность технологического эффекта по уже реализованным проектам приблизительно 1–2 года. С последующим течением времени темп снижения эффективности от ASP–заводнения составляет около 15 – 20% в год. Таким образом, расчетное значение дебита в год  $n$  после проведения мероприятия можно найти по следующей формуле:

$$\Delta q_n = \Delta q_{(n-1)} - (\Delta q_{(n-1)} \cdot K_n), \quad (9)$$

где  $\Delta q_n$  – прирост среднесуточного дебита, т/сут.;

$\Delta q_{(n-1)}$  – прирост среднесуточного дебита за предыдущий год, т/сут.;

$K_n$  – среднегодовой коэффициент падения добычи, д.ед.

Прирост среднесуточного дебита за 2-й и 3-й года составит:

$$\Delta q_2 = 15,8 - (15,8 \cdot 0,2) = 12,64 \text{ т/сут.};$$

$$\Delta q_3 = 12,64 - (12,64 \cdot 0,2) = 10,11 \text{ т/сут.}$$

Дополнительная добыча за 2-й и 3-й года соответственно равна:

$$\Delta Q_{(2)} = 12,64 \cdot 365 \cdot 0,94 \cdot 13 = 56378,19 \text{ тонн.};$$

$$\Delta Q_{(3)} = 10,11 \cdot 365 \cdot 0,94 \cdot 13 = 45102,55 \text{ тонн.}$$

Прирост выручки от реализации дополнительно добытой нефти в году  $n$  рассчитывается по формуле 10:

$$\Delta B_n = \Delta Q_n \cdot C_n, \quad (10)$$

где  $\Delta Q_n$  – объём дополнительной добычи нефти в  $n$ -м году, тонн;

$C_n$  – цена 1 тонны нефти, руб.

$$\Delta B_1 = 70472,74 \cdot 36916,23 = 2601587996 \text{ руб.};$$

$$\Delta B_2 = 56378,19 \cdot 36916,23 = 2081270397 \text{ руб.};$$

$$\Delta B_3 = 45102,55 \cdot 36916,23 = 1665016318 \text{ руб.}$$

Текущие затраты на проведение мероприятия в году  $n$  определяются как сумма затрат на мероприятие и условно-переменных затрат по формуле 11:

$$\Delta Z_p = \Delta Z_{\text{доп } n} + Z_{\text{мер}}, \quad (11)$$

где  $\Delta Z_{\text{доп } n}$  – условно-переменные затраты на дополнительную добычу нефти в  $n$ -м году, руб.;

$Z_{\text{мер}}$  – затраты на проведение мероприятия, руб.

Условно-переменные затраты на дополнительную добычу нефти в n-м году в свою очередь можно рассчитать по формуле 12:

$$\Delta Z_{\text{доп } n} = \Delta Q_n \cdot C \cdot \frac{D_{\text{у.пер}}}{100}, \quad (12)$$

где  $C$  – себестоимость добычи нефти, руб/тонну;

$D_{\text{у.пер}}$  – удельный вес условно-переменных затрат, %.

$$\Delta Z_{\text{доп } 1} = 70472,74 \cdot 14462,5 \cdot 0,51 = 519798121,1 \text{ руб.};$$

$$\Delta Z_{\text{доп } 2} = 56378,19 \cdot 14462,5 \cdot 0,51 = 415838496,9 \text{ руб.};$$

$$\Delta Z_{\text{доп } 3} = 45102,55 \cdot 14462,5 \cdot 0,51 = 332670797,5 \text{ руб.}$$

Затраты на проведение мероприятия определим по формуле (13):

$$Z_{\text{мер}} = C_{\text{мер}} \cdot N_{\text{скв}}, \quad (13)$$

где  $C_{\text{мер}}$  – стоимость одного мероприятия, руб.;

$N_{\text{скв}}$  – количество скважин, на которых проводится инновационное мероприятие, ед.

$$Z_{\text{мер}} = 42735680 \text{ руб.}$$

Тогда общие затраты на проведение мероприятия составят:

$$\Delta Z_1 = 519798121,1 + 42735680 = 562533801,1 \text{ руб.};$$

$$\Delta Z_2 = 38018949,7 \text{ руб.};$$

$$\Delta Z_3 = 11405684,9 \text{ руб.};$$

Для расчета налога на прибыль по формуле (14) рассчитывается налогооблагаемая прибыль на n – й год:

$$\Delta \Pi_{\text{н.обл } n} = \Delta B_n - \Delta Z_n, \quad (14)$$

где  $\Delta B_n$  – прирост выручки от реализации в n – м году, руб.;

$\Delta Z_n$  – текущие затраты в n – м году, руб.

$$\Delta \Pi_{\text{н.обл } 1} = 2601587996 - 562533801,1 = 2039054195 \text{ руб.};$$

$$\Delta \Pi_{\text{н.обл } 2} = 2081270397 - 38018949,7 = 1665431900 \text{ руб.};$$

$$\Delta \Pi_{\text{н.обл } 3} = 1665016318 - 11405684,9 = 1332345520 \text{ руб.};$$

Величина налога на прибыль за n – й год рассчитывается по формуле (15):

$$\Delta H_{\text{пр}} = \Delta \Pi_{\text{н.обл } n} \cdot \frac{N_{\text{пр}}}{100}, \quad (15)$$

где  $N_{\text{пр}}$  – ставка налога на прибыль, %.

$$\Delta H_{\text{пр}1} = 2039054195 \cdot 0,24 = 489373006,9 \text{ руб.};$$

$$\Delta H_{\text{пр}2} = 1665431900 \cdot 0,24 = 399703565,0 \text{ руб.};$$

$$\Delta H_{\text{пр}3} = 1332345520 \cdot 0,24 = 319762924,8 \text{ руб.}$$

Прирост потока денежной наличности за  $n$  – й год определяется по формуле (16):

$$\Delta \text{ПДН}_n = \Delta \text{П}_{\text{н.обл } n} - \Delta H_{\text{пр } n}, \quad (16)$$

$$\Delta \text{ПДН}_1 = 2039054195 - 489373006,9 = 1549681188 \text{ руб.};$$

$$\Delta \text{ПДН}_2 = 1665431900 - 399703565,0 = 1265728244 \text{ руб.};$$

$$\Delta \text{ПДН}_3 = 1332345520 - 319762924,8 = 1012582595 \text{ руб.}$$

Дисконтированный поток денежной наличности рассчитывается по формуле (17):

$$\text{ДПДН}_n = \frac{\Delta \text{ПДН}_n}{(1 + i)^n}, \quad (17)$$

где  $i$  – ставка дисконта, д.ед.

$$\text{ДПДН}_1 = \frac{1549681188}{(1 + 0,1)^1} = 1408801080 \text{ руб.};$$

$$\text{ДПДН}_2 = \frac{1265728244}{(1 + 0,1)^2} = 1046056400 \text{ руб.};$$

$$\text{ДПДН}_3 = \frac{1012582595}{(1 + 0,1)^3} = 760768291 \text{ руб.};$$

Чистый дисконтированный доход от проведения мероприятия определяется по формуле (18):

$$\text{ЧДД}_n = \sum \text{ДПДН}_n, \quad (18)$$

$$\text{ЧДД}_1 = \text{ДПДН}_1 = 1408801080 \text{ руб.};$$

$$\text{ЧДД}_2 = \text{ДПДН}_1 + \text{ДПДН}_2 = 1408801080 + 1046056400 = 2454857480 \text{ руб.};$$

$$\text{ЧДД}_3 = \text{ДПДН}_1 + \text{ДПДН}_2 + \text{ДПДН}_3 = 1408801080 + 1046056400 + 760768291 = 3215625771 \text{ руб.};$$

Результаты расчетов показателей экономической эффективности

внедрения мероприятия по ASP-заходнению представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Показатели экономической эффективности мероприятия

Показатели	1-й год	2-й год	3-й год
Прирост добычи нефти, тыс.тонн	70,5	56,4	45,1
Прирост выручки от реализации дополнительно добытой нефти, тыс.руб.	2601588,0	2081270,4	1665016,3
Условно –переменные затраты на дополнительную добычу, тыс.руб.	519798,1	415838,5	332670,8
Текущие затраты на проведение мероприятия, тыс.руб.	42735,7	0	0
Общие затраты на проведение мероприятия, тыс.руб.	562533,8	38018,9	11405,7
Налог на дополнительную прибыль, тыс.руб.	489373,0	399703,6	319762,9
Поток денежной наличности, тыс.руб.	1549681,2	1265728,2	1012582,6
Дисконтированный поток денежной наличности, тыс.руб.	1408801,0	1046056,4	760768,3
Накопленный дисконтированный поток денежной наличности, тыс.руб.	1408801,0	2454857,5	3215625,8

### **Выводы по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»**

В результате реализации ASP-заходнения на 13 скважинах месторождения X за 3 года возможно получение дополнительной добычи нефти в размере 172 тыс. тонн. При этом чистый дисконтированный доход за рассматриваемый период составит 3215625,8 тыс. руб. Бюджетная эффективность проекта равна 1208839,6 тыс. руб.

Рассчитанные показатели экономической эффективности позволяют сделать вывод об экономической целесообразности настоящего технологического мероприятия по увеличению КИН. Это позволяет рекомендовать ASP-заходнение к внедрению на аналогичных нефтяных месторождениях.

**ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Обучающемуся:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б95	Сапарова Сапарбиби

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение</b>	Отделения нефтегазового дела
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 «Нефтегазовое дело» Профиль: «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

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

**Введение:**

- Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения.

Объектом исследования: современные методы заводнения применяемые на месторождениях России.  
Область применения: месторождения с реализуемой системой ППД.

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

**1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:**

- специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;
- организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.

"Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.03.2022).  
ТК РФ Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом.  
ТК РФ Статья 214.1. Запрет на работу в опасных условиях труда. ТК РФ Статья 221. Обеспечение работников средствами индивидуальной защиты.  
Федеральный закон от 21.07.1997 N 116-ФЗ (ред. от 11.06.2021) "О промышленной безопасности опасных производственных объектов"  
Федеральный закон от 28.12.2013 N 426-ФЗ (ред. от 30.12.2020) "О специальной оценке условий труда" (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2021)  
Постановление Правительства РФ от 31.12.2020 г. № 2451 «Об Правил организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации, за исключением внутренних морских вод Российской Федерации и территориального моря Российской Федерации, а также о признании утратившими силу некоторых актов Правительства Российской Федерации»  
ГОСТ 12.0.003-2015 Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

	<p>ГОСТ Р 53713-2009 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила разработки.  ГОСТ Р 58367-2019 Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование.  СП 231.1311500.2015 Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности.  ТР ТС 032/2013 О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением.  ГОСТ 356-80 Давления номинальные, пробные и рабочие.</p>
<p><b>2. Производственная безопасность:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Анализ потенциальных вредных и опасных факторов</li> <li>– Обоснование мероприятий по снижению их воздействия</li> </ul>	<p>Вредные производственные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Воздействия газовых компонентов и аэрозолей (включая пары), загрязняющих чистый природный воздух примесей;</li> <li>2) Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума;</li> <li>3) Аномальные микроклиматические параметры воздушной среды;</li> <li>4) Отсутствие или недостаток необходимого освещения.</li> </ol> <p>Опасные производственные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Факторы, связанные с электрическим током;</li> <li>2) Отсутствие или недостатки необходимого искусственного освещения;</li> <li>3) Основные и непосредственные причины электротравм;</li> <li>4) Пожаровзрывобезопасность.</li> </ol> <p>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты:</p> <p>Устройства вентиляции и очистки воздуха, локализации вредных факторов, автоматического контроля и сигнализации, отопления, источники света, осветительные приборы, теплоизолирующие материалы, устройства дистанционного управления, наличие защитного заземления, знаки безопасности, оградительные устройства, звукоизоляция, звукопоглощающие устройства, электроизолирующие устройства и покрытия, предохранительные устройства, тормозные устройства от воздействия механических факторов, использование страховочных устройств, поясов, тросов, противогазы, респираторы, защитная каска, защитный костюм, защитные перчатки, обувь с защитой области пальцев ног, защитные очки, противозумные наушники и вкладыши.</p>
<p><b>3. Экологическая безопасность при эксплуатации:</b></p>	<p>Воздействие на селитебную зону: снижение качества источников питьевой воды  Воздействие на литосферу: образование неконтролируемых трещин горной породы в процессе строительства и эксплуатации</p>

	<p>скважин, риск растепления многолетнемерзлых грунтов.</p> <p>Воздействие на гидросферу: попадание подтоварной и сточной вод в поверхностные источники пресной воды, повышение минерализации вод поверхностных водоёмов, риск проникновения закачиваемого агента в водоносные горизонты не участвующих в процессе заводнения.</p> <p>Воздействие на атмосферу: повышение выбросов CO<sub>2</sub> при сжигании попутного газа, повышенная концентрация H<sub>2</sub>S в воздухе, содержащегося в попутно добываемой воде.</p>
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	<p><i>Возможные ЧС:</i> Природные катастрофы (землетрясения, оползни, наводнение) Техногенные катастрофы (открытое фонтанирование скважин, разрушение трубопроводных систем, аппаратов системы подготовки, опасность возгорания ЛВЖ и газов, разливы нефтепродуктов).</p> <p><i>Наиболее типичная ЧС:</i> разливы нефтепродуктов, разрушение трубопроводных систем.</p>

<b>Дата выдачи задания для раздела в соответствии с календарным учебным графиком</b>	
--	--

**Задание выдал консультант по разделу «Социальная ответственность»**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД ШБИП	Гуляев Милий Всеволодович			

**Задание принял к исполнению обучающийся:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б95	Сапарова Сапарбиби		

## **6 Социальная ответственность**

### **Введение**

В настоящее время практика разработки нефтяных месторождений проходит в условиях применения систем поддержания пластового давления путем закачки воды в пласт. Это обеспечивает сохранение пластовой энергии на естественном уровне, применение интенсивной системы разработки месторождений, создавать условия для более полного извлечения нефти.

Системы ППД являются сложными инженерными сооружениями, эксплуатация которых требует высокого уровня подготовки инженерно-технических работников. Система включает большое количество аппаратов и устройств, которые обеспечивают обработку и транспортировку рабочего агента, а также его закачку в пласт в необходимом режиме. Интенсивные системы разработки месторождений и большие объёмы добычи нефти сопровождаются закачкой в пласт огромных объёмов воды и не только. Для обеспечения закачки этих объёмов воды необходимо в нагнетательных скважинах создавать высокие давления. Последнее сильно усложняет процесс ППД и создаёт условия повышенной опасности при эксплуатации всей системы.

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

Промыслы, в частности объекты по разработке и эксплуатации месторождений нефти и газа в соответствии с Федеральным законом от 21.07.1997 N 116-ФЗ (ред. от 11.06.2021) "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" относятся к категории опасных производственных объектов относятся объекты, на которых:

П.1 Получаются, используются, перерабатываются, образуются, хранятся, транспортируются, уничтожаются в указанных в приложении 2 к настоящему Федеральному закону количествах опасные вещества следующих видов: воспламеняющиеся вещества, окисляющие вещества, горючие



вещества, взрывчатые вещества, токсичные вещества, вещества, представляющие опасность для окружающей среды;

П.2 Используется оборудование, работающее под избыточным давлением более 0,07 МПа;

П.5 Ведутся горные работы, работы по обогащению полезных ископаемых.

В соответствии со Статьей 9 (Требования промышленной безопасности к эксплуатации опасного производственного объекта) Федерального закона от 21.07.1997 N 116-ФЗ (ред. от 11.06.2021) "О промышленной безопасности опасных производственных объектов".

1. Организация, эксплуатирующая опасный производственный объект, обязана:

- Обеспечивать безопасность опытного применения технических устройств на опасном производственном объекте в соответствии с пунктом 3 статьи 7 настоящего Федерального закона;

- Иметь лицензию на осуществление конкретного вида деятельности в области промышленной безопасности, подлежащего лицензированию в соответствии с законодательством Российской Федерации;

- Обеспечивать укомплектованность штата работников опасного производственного объекта в соответствии с установленными требованиями;

- Допускать к работе на опасном производственном объекте лиц, удовлетворяющих соответствующим квалификационным требованиям и не имеющих медицинских противопоказаний к указанной работе;

- Обеспечивать проведение подготовки и аттестации работников в области промышленной безопасности в случаях, установленных настоящим Федеральным законом;

- Иметь на опасном производственном объекте нормативные правовые акты, устанавливающие требования промышленной безопасности, а также правила ведения работ на опасном производственном объекте;

- Организовывать и осуществлять производственный контроль за соблюдением требований промышленной безопасности;
- Обеспечивать наличие и функционирование необходимых приборов и систем контроля за производственными процессами в соответствии с установленными требованиями;
- Обеспечивать наличие и функционирование необходимых приборов и систем контроля за производственными процессами в соответствии с установленными требованиями;
- Обеспечивать проведение экспертизы промышленной безопасности зданий, сооружений и технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, а также проводить диагностику, испытания, освидетельствование сооружений и технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, в установленные сроки и по предъявляемому в установленном порядке предписанию федерального органа исполнительной власти в области промышленной безопасности, или его территориального органа;
- Обеспечивать выполнение требований промышленной безопасности к хранению опасных веществ;
- Заключать договор обязательного страхования гражданской ответственности в соответствии с законодательством российской федерации об обязательном страховании гражданской ответственности владельца опасного объекта за причинение вреда в результате аварии на опасном объекте;
- Приостанавливать эксплуатацию опасного производственного объекта самостоятельно или по решению суда в случае аварии или инцидента на опасном производственном объекте, а также в случае обнаружения вновь открывшихся обстоятельств, влияющих на промышленную безопасность;

- Осуществлять мероприятия по локализации и ликвидации последствий аварий на опасном производственном объекте, оказывать содействие государственным органам в расследовании причин аварии;

- Принимать меры по защите жизни и здоровья работников в случае аварии на опасном производственном объекте;

- Вести учет аварий и инцидентов на опасном производственном объекте.

2. Работники опасного производственного объекта обязаны:

- Соблюдать положения нормативных правовых актов, устанавливающих требования промышленной безопасности, а также правила ведения работ на опасном производственном объекте и порядок действий в случае аварии или инцидента на опасном производственном объекте;

- Проходить подготовку и аттестацию в области промышленной безопасности;

- Незамедлительно ставить в известность своего непосредственного руководителя или в установленном порядке других должностных лиц об аварии или инциденте на опасном производственном объекте;

- В установленном порядке приостанавливать работу в случае аварии или инцидента на опасном производственном объекте;

- В установленном порядке участвовать в проведении работ по локализации аварии на опасном производственном объекте.

Опасными условиями труда при которых на работника воздействуют вредные и (или) опасные производственные факторы, уровни воздействия которых в течение всего рабочего дня (смены) или его части способны создать угрозу жизни работника, а последствия воздействия данных факторов обуславливают высокий риск развития острого профессионального заболевания в период трудовой деятельности.

Ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск работникам, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, ТК РФ от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022) гласит, что ежегодный

дополнительный оплачиваемый отпуск предоставляется работникам, условия труда на рабочих местах, которых по результатам специальной оценки условий труда отнесены к вредным условиям труда 2, 3 или 4 степени либо опасным условиям труда.

Оплата труда работников, занятых на работах с вредными и (или) опасными условиями труда в соответствии со Статьей 147 ТК РФ от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022) устанавливается в повышенном размере. Минимальный размер повышения оплаты труда работникам, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, составляет 4 процента тарифной ставки (оклада), установленной для различных видов работ с нормальными условиями труда.

В соответствии со Статьей 297 ТК РФ от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022) вахтовый метод – особая форма осуществления трудового процесса вне места постоянного проживания работников, когда не может быть обеспечено ежедневное их возвращение к месту постоянного проживания. Согласно Статье 298 ТК РФ от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022) к работам, выполняемым вахтовым методом, не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением, выданным в порядке, установленном федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации.

Режим труда и отдыха на производственных объектах условия труда которых предполагают работу вахтовым методом регулируются Статьей 301 ТК РФ от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022). Рабочее время и время отдыха в пределах учетного периода регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации в порядке, установленном статьей 372 настоящего Кодекса для принятия локальных нормативных актов, и доводится до сведения работников не позднее чем за два месяца до введения

его в действие. В указанном графике предусматривается время, необходимое для доставки работников на вахту и обратно. Каждый день отдыха в связи с переработкой рабочего времени в пределах графика работы на вахте оплачивается в размере дневной тарифной ставки, дневной ставки (части оклада (должностного оклада) за день работы), если более высокая оплата не установлена коллективным договором, локальным нормативным актом или трудовым договором. Лицам работающим вахтовым методом полагаются гарантии и компенсации, описанные в Статье 302 ТК РФ от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022).

## 6.2 Производственная безопасность

К сооружениям системы поддержания пластового давления относят водозаборы, бассейны для сбора воды, очистные сооружения, кустовые насосные станции, водопроводные линии и т. д. Опасные и трудоемкие моменты во время монтажа, демонтажа, ремонта, обслуживания и эксплуатации перечисленных сооружений связаны с вредными и опасным производственными факторами, основные из которых приведены в таблице 17. Таблица 17 – Потенциальные опасные и вредные факторы при выполнении работ на объектах системы ППД

Факторы (ГОСТ 12.0.003–2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Подготовка материалов	Эксплуатация	
Воздействия газовых компонентов и аэрозолей (включая пары), загрязняющих чистый природный воздух примесей;	+	+	+	ГОСТ 12.1.005-88 Общие санитарногигиенические требования к воздуху рабочей зоны. ГН 2.2.5.3532–18 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума;	+	+	+	ГОСТ 12.01.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

Продолжение таблицы 17

Отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения	+	+		ГОСТ Р 55710-2013 Освещение рабочих мест внутри зданий. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95. ГОСТ 12.1.046-2014 Строительство. Нормы освещения строительных площадок.
Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования	+	+	+	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
Поражение электрическим током	+	+	+	ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов. ГОСТ 12.1.019-2017 Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
Пожаровзрывоопасность	+	+	+	ГОСТ 12.1.010-76 Взрывобезопасность. Общие требования. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.
Оборудование, ёмкости, работающие под избыточным давлением			+	ТР ТС 032/2013 О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением.

**6.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия**

**6.2.1.1 Воздействие газовых компонентов и аэрозолей, загрязняющих чистый природный воздух примесей**

В результате нарушения герметичности трубопроводов, технологического оборудования, утечек и разливов может возникнуть загазованность воздушной среды рабочей зоны природным газом, парами углеводородов, метанола.

Природный газ состоит на 98% из метана (CH<sub>4</sub>), не имеет цвета, запаха, не ядовит, но при большом содержании в воздухе вызывает удушье (в следствии уменьшения концентрации кислорода). Легче воздуха почти в 2 раза. Сероводород (H<sub>2</sub>S) может присутствовать в попутном газе,

сопровождающем сернистые нефти, в растворенном состоянии в самих нефтях. В нормальных условиях бесцветный газ с неприятным запахом тухлых яиц. Очень токсичен. Вдыхание воздуха с небольшим содержанием сероводорода вызывает головокружение, головную боль, тошноту, а со значительной концентрацией приводит к коме, судорогам, отёку лёгких и даже к летальному исходу. При высокой концентрации однократное вдыхание может вызвать мгновенную смерть. При вдыхании воздуха с небольшими концентрациями у человека довольно быстро возникает адаптация к неприятному запаху «тухлых яиц», и он перестаёт ощущаться. При вдыхании воздуха с большой концентрацией, из-за паралича обонятельного нерва, запах сероводорода почти сразу перестаёт ощущаться.

Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК), используемых при проектировании производственных зданий, технологических процессов, оборудования, вентиляции, для контроля за качеством производственной среды и профилактики неблагоприятного воздействия на здоровье работающих. В ГОСТ 12.1.005-88 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны ПДК для данных веществ определяется значениями, приведёнными в таблице 18.

Таблица 18 – Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны

Наименование вещества	Величина ПДК, мг/м	Преимущественное агрегатное состояние в условиях производства (п - пары и/или газы; а - аэрозоль; п + а - смесь паров и аэрозоля;)	Класс опасности
Углеводороды алифатические предельные C <sub>1</sub> -C <sub>10</sub> (в пересчете на C)	300	п	IV
Сероводород	10	п	II
Сероводород в смеси с углеводородами C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub>	1	п	III

В плане работ следует указать число работающих, мероприятия и средства обеспечения их безопасности, включая дыхательные аппараты, меры по предупреждению аварий, средства и график контроля содержания сернистого водорода в воздухе рабочей зоны и мероприятия на случай превышения ПДК.

#### **6.2.1.2 Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума**

Источниками производственного шума являются электроцентробежные насосные агрегаты. Эквивалентный уровень звука насоса марка ЦНС – 111 дБ. Этот уровень значительно превышает предельно– допустимый. При постоянном воздействии шума с уровнем звукового давления 70 дБ происходят изменения в нервной системе, а также изменения слуха, зрения, состава крови.

Эквивалентный уровень звука по маршруту обхода в районе БКНС не должен превышать нормативный (80 дБ). Уровни звука на рабочих местах не должны превышать значений, указанных в таблице 19.

Таблица 19 – Допустимые уровни звука на рабочих местах.

Наименование объекта (помещений)	Уровень звука, дБ
Блок обогрева вахтового персонала	55
Блок распределения воды БГ	80
БКНС	80

Для снижения шума от работающего технологического оборудования предусмотрены следующие мероприятия:

— с целью снижения аэродинамического шума все вентиляционное оборудование устанавливается на виброизолирующих основаниях и снабжено мягкими вставками на всасывании и нагнетании;

— все агрегаты размещаются в полностью автоматизированных и не требующих постоянного присутствия обслуживающего персонала блоках;

— применяются звукоизоляционные материалы, звукопоглощающие перегородки, амортизирующие прокладки и т.д.;



- предусматривается размещение рабочих мест, машин и механизмов таким образом, чтобы воздействие шума на персонал было минимальным;
- предусмотрено своевременное проведение ремонта оборудования.

### **6.2.1.3 Аномальные микроклиматические параметры воздушной среды**

На месторождении регулярно приходится проводить работы на открытом воздухе. Все это оказывает вредное воздействие на организм человека – переохлаждение может стать причиной ухудшения состояния здоровья человека. Вследствие этого надо уделять внимание времени работы на открытом воздухе – таблица 20.

Таблица 20 – Допустимая продолжительность (ч) однократного за рабочую смену пребывания на открытой территории во II климатическом регионе (III климатический пояс) в зависимости от температуры воздуха и уровня энерготрат\*

Температура воздуха, °С	Энерготраты, Вт/м <sup>2</sup> (категория работ)		
	88 (Iб)	113 (IIа)	145 (IIб)
-10	охлаждение через 1,7	охлаждение через 4,6	охлаждение поверхности тела отсутствует
-15	1,2	2,2	-
-20	0,9	1,5	5,5
-25	0,8	1,1	2,4
-30	0,7	0,9	1,6
-35	0,6	0,7	1,1
-40	0,5	0,6	0,9

\* Учтена наиболее вероятная скорость ветра (3,6 м/с).

### **6.2.1.4 Отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения**

Недостаточное освещение рабочего места затрудняет длительную работу, вызывает повышенное утомление и способствует развитию близорукости. Слишком низкие уровни освещенности вызывают апатию и сонливость, а в некоторых случаях способствуют развитию чувства тревоги. Длительное пребывание в условиях недостаточного освещения

сопровождается снижением интенсивности обмена веществ в организме и ослаблением его реактивности.

В таблице 21 показаны необходимые уровни освещенности в соответствии с разрядом и под разрядом зрительных работ, в качестве примера приведены помещения блочной кустовой насосной станции (БКНС), а также блок распределения воды (БГ), являющиеся элементами системы ППД на нефтяных месторождениях.

Таблица 21 – Необходимые уровни освещенности

Наименование объекта (помещений)	Характер зрительной работы	Разряд и подразряд зрительной работы	Параметры освещенности		
			КЕО, %	Искусственное освещение, лк	
				Комбинированное	в т.ч. от общего
БГ	Грубая	VI	0,6		100 (75)
БКНС	Средней точности	IV	0,9		150 (100)

Для снижения уровня воздействия недостаточной освещенности рабочего места необходимо правильно проектировать искусственное освещение согласно требуемым нормам. Светильники аварийного и эвакуационного освещения должны питаться от независимого источника.

### 6.2.1.5 Основные и непосредственные причины электротравм

Движущиеся части производственного оборудования, являющиеся возможным источником травмопасности, должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключалась возможность прикасания к ним работающего или использованы другие средства (например, двуручное управление), предотвращающие травмирование.

Если функциональное назначение движущихся частей, представляющих опасность, не допускает использование ограждений или других средств, исключающих возможность прикасания работающих к движущимся частям, то конструкция производственного оборудования должна предусматривать сигнализацию, предупреждающую о пуске оборудования, а также использование сигнальных цветов и знаков безопасности.

В непосредственной близости от движущихся частей, находящихся вне поля видимости оператора, должны быть установлены органы управления аварийным остановом (торможением), если в опасной зоне, создаваемой движущимися частями, могут находиться работающие.

#### **6.2.1.6 Производственные факторы, связанные с электрическим током**

Основными условиями возникновения поражения электрическим током на объектах добычи нефти и газа является прикосновение к металлическим частям электроустановок, находящимся под напряжением (электродвигатели, трансформаторные узлы, щиты распределители, кабели ПЭД).

На месторождении для питания оборудования применяется ток с напряжением 1000, 380, 220 В частотой 50 Гц, являющейся наиболее опасным. Для обеспечения защиты от прямого прикосновения, по ГОСТ 12.1.019- 2017, необходимо применять следующие технические способы и средства (основная защита):

- основная изоляция;
- защитные оболочки;
- защитные ограждения (временные или стационарные);
- защитные барьеры;
- безопасное расположение токоведущих частей, размещение их вне зоны досягаемости частями тела, конечностями;
- ограничение напряжения, применения сверхнизкого (малого) напряжения;
- выравнивание потенциалов;
- защитное отключение;
- ограничение установившегося тока прикосновения и электрического заряда;
- электрическое разделение;
- предупредительная световая, звуковая сигнализации, блокировки безопасности, знаки безопасности;

— электрозащитные средства и другие средства индивидуальной защиты.

Защита при повреждении должна состоять из одного или нескольких способов и средств основной защиты и технических способов, и средств, применяемых дополнительно к ним:

— дополнительная изоляция;

— защитное уравнивание потенциалов;

— защитное экранирование;

— индикация и отключение в высоковольтных электрических установках и системах.

— автоматическое отключение литания.

— простое разделение;

— непроводящая окружающая среда;

— защитное заземление;

— постоянный контроль изоляции.

— электрозащитные средства и другие средства индивидуальной защиты.

Для выполнения работ в охранной зоне линии электропередачи, связи, других инженерных коммуникаций организация обязана подать заявку предприятию, эксплуатирующему эти сооружения, с указанием вида, характера, места, времени начала и окончания работ, а также список ответственных руководителей, ответственных исполнителей работ и лиц, имеющих право выдачи нарядов-допусков, с указанием фамилий, инициалов, должностей и групп по электробезопасности и получить письменное разрешение на право производства работ.

#### **6.2.1.7 Пожаровзрывоопасность**

При проектировании и эксплуатации объектов нефтяных и газовых месторождений наряду с положениями СП 231.1311500.2015 следует руководствоваться другими нормативными документами по пожарной безопасности.

Основными причинами пожаров на производстве являются:

- 1) Неосторожное обращение с огнем;
- 2) Неудовлетворительное состояние электротехнических устройств и нарушение правил их монтажа и эксплуатации;
- 3) Нарушение режимов технологических процессов;
- 4) Неисправность отопительных приборов и нарушение правил их эксплуатации;
- 5) Невыполнение требований нормативных документов по вопросам пожарной безопасности.

На данном производственном объекте используются различные горючие вещества и жидкости:

- спирты (температура вспышки до 61°C, 5 мг/м<sup>3</sup>);
- бензин (температура вспышки до 61°C, ПДК 300 мг/м<sup>3</sup>);
- масла (температура вспышки > 61°C, ПДК 5 мг/м<sup>3</sup>);
- мазут (нефть) (температура вспышки > 61°C, ПДК 10 мг/м<sup>3</sup>);
- газы (температура вспышки до 61°C, ПДК 300 мг/м<sup>3</sup>).

Главная задача при борьбе с пожарами – локализация, которая достигается путем ограничения времени истечения и объема вытекающей горючей жидкости. В качестве первичных средств пожаротушения используются: переносные огнетушители, полотна грубо шерстяные, асбестовые, ящики с порошковыми составами (песок, перлит и т. п.), пожарный инвентарь (лопаты, ведра, багры).

Степень взрывозащиты электрооборудования должно относиться к уровню взрывозащиты 0, то есть взрывозащищенное электрооборудование, в котором по отношению к взрывобезопасному электрооборудованию приняты дополнительные средства взрывозащиты, предусмотренные стандартами на виды взрывозащиты, используют искрогасители, взрывонепроницаемую оболочку дополнительную и т. д.) согласно СП 12.13130.2009.

## 6.3 Экологическая безопасность

### 6.3.1 Защита атмосферы

По статистическим подсчетам около 75% всех неблагоприятных воздействий на окружающую среду от нефтегазовых промыслов приходится на атмосферу. Основные выбрасываемые в атмосферу вредные примеси от нефтегазовых комплексов – это кислые компоненты (оксиды углерода, серы и азота, сероводород), УВ и их производные и твердые частицы.

На нефтегазовых месторождениях при воздействии на призабойную зону пласта на факельных установках происходит сжигание газоконденсатной смеси, полученной из пласта. Это приводит к выбросам кислых компонентов в атмосферу.

В настоящее время для контроля за наличием определенной концентрации вещества в атмосфере установлено два норматива: среднесуточная предельно-допустимая концентрация и максимальная разовая предельно-допустимая концентрация. Под первой понимается концентрация, осредненная на какой-то продолжительный промежуток времени, под второй – за период двадцатиминутного измерения. ПДК некоторых вредных веществ в воздухе на рабочем месте приведены согласно СанПиН 1.2.3685 – 21 в таблице 22.

Таблица 22 – Предельно допустимая концентрация вредных веществ в рабочей зоне

Вещество	ПДК, мг/м <sup>3</sup>	Класс опасности
Диоксид азота	2	3
Аммиак	20	4
Бензин	100	4
Метанол	5	3
Диоксид серы	10	3
Сероводород	3	3
Оксид углерода	20	4

### 6.3.2 Защита гидросферы

По статистическим оценкам порядка 20% от всех загрязнений углеводородным сырьем приходится на водные ресурсы. Кроме самих УВ в нефтепродуктах, поступающих в различные водные источники, содержатся

соединения кислорода, серы и азота, которые оказывают негативное влияние на водные ресурсы.

Источниками нефтяного загрязнения водоемов может стать что угодно, но касательно объектов системы ППД или СКО можно выделить несколько наиболее возможных вариантов: промышленные стоки, прорывы амбаров и отстойников в периоды паводков, аварии во время технологических операций или же прорывы нефти и различных технических жидкостей в водоносные пласты вследствие их близкого расположения с продуктивным горизонтом. Содержание растворенных нефтепродуктов в воде не должно превышать 10 мг/л. Для оценки суммарного количества загрязнений в воде, которые поглощают кислород, введен показатель биохимической потребности в кислороде (БПК). Согласно санитарным нормам, при 20°C данный показатель не должен превышать 3 мг/л согласно ГОСТ 17.1.3.08 – 82.

В соответствии с ГОСТ 17.1.3.12–86. по Правилам охраны вод при добыче нефти и газа:

- При испытании скважин, отремонтированных участков трубопроводов, а также при испытании и эксплуатации аппаратов очистки и осушки газа, конденсат и продукты отложения должны собираться в закрытые емкости;
- В системах сбора и подготовки нефти, газа и воды следует применять блочные установки;
- В системах сбора и подготовки нефти, газа и воды следует применять блочные установки.

### **6.3.3 Защита литосферы**

По статистическим данным около 5% всех нефтяных загрязнений приходится на почвенную среду.

Помимо буровых растворов и шламов, весомое влияние на почву могут оказывать растворы закачиваемых химических агентов и жидкостей, применяемых в реализованной на промысле системе ППД. В процессе неправильной закачке или при неправильных расчетах возможно добиться проникновения оных не только в продуктивный горизонт пласта, но и за его

пределы, в отдаленные зоны пласта и породу, его слагающую. Это приводит к изменениям физико-химических свойств почв, а также к проникновению через грунты в подземные воды вредных компонентов, что значительно затруднит восстановление почвенных структур по ГОСТ 17.5.3.04–83.

Задумываться об охране земельных ресурсов необходимо со стадии экологической экспертизы проекта строительства нефтегазового комплекса, руководствуясь ведомственными строительными нормативами. Если же всё-таки происходят экстренные случаи, приводящие к загрязнению почвенных структур, то необходимо проводить рекультивацию затронутых производством земель в соответствии с правилами. Кроме того, следует предусматривать ликвидацию отходов, остающихся после выполнения технологических операций, а также снижение влияния наиболее загрязняющих факторов.

#### **6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

При проведении ремонтов скважины велика вероятность выброса пластовых флюидов, которые характеризуются пожаро – и взрывоопасностью. При проведении спускоподъемных работ, возможно газопроявление. При определённой концентрации и возникновении искрения в неисправных электрических приборах, газовоздушная смесь взрывается. Взрывоопасная концентрация возникает в результате выделения большого количества газа и отсутствии смены воздушной массы в этой области.

Для предотвращения и быстрой ликвидации аварий составляются планы по ликвидации возможных аварий в соответствии с «Правилами организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации, за исключением внутренних морских вод Российской Федерации и территориального моря Российской Федерации», которые в свою очередь установлены согласно со статьей 46 Федерального закона "Об охране окружающей среды".

Основные поражающие факторы ЧС на производственном объекте: воздушная взрывчатая волна, температура, ионизирующее излучение,



сильнодействующие ядовитые вещества, бактериальные агенты, аэрогидродинамический фактор, психоэмоциональное воздействие.

Возможные чрезвычайные ситуации на объекте по масштабу возможных последствий относятся к локальным, это может быть взрыв, выброс химического реагента в воздушную среду с последующим разливом воды, используемой в системе ППД.

Основной объект системы ППД это нагнетательные скважины, которые располагаются на кусте, где также находится оборудование добывающих скважин.

Вид опасности объекта – взрывопожарный, класс IV. Категория объекта по ГО – 1. Численность работающих на кусте как минимум 2 человека.

Каждый из работающих обеспечен средствами индивидуальной защиты и медицинской аптечкой, кроме того, на кусте есть медицинские работники.

На кусте скважины имеются вторичные факторы для ЧС, это химические реагенты, мешки с пропантом, и цистерны с кислотой и гелем. Каждый объект на кусте обеспечен коммуникациями электроснабжения и связи, сетями водо-, газо- и теплоснабжения. Кроме того, на кусте имеется водозаборная скважина, вода из которой нагнетается в различные узлы системы ППД, которые ведут к нагнетательным скважинам.

#### **Вывод по разделу социальная ответственность**

В ходе выполнения задания по разделу «Социальная ответственность» были рассмотрены вредные и опасные производственные факторы, которые могут оказать негативное влияние на организм человека при выполнении трудовых обязанностей на опасных производственных объектах. В условиях эксплуатации системы ППД на производственных объектах по добыче нефти и газа основным негативным фактором воздействия на почву является загрязнение ее нефтепродуктами.

Выполнение всех требований по охране труда и соблюдения правил безопасности позволяет предотвратить возникновение чрезвычайных ситуаций.

## **Заключение**

В настоящее время в нефтепромышленности России практически на многих месторождениях применим метод заводнения, являющийся эффективным и экономически целесообразным методом повышения нефтеотдачи. Кроме классических методов заводнения, на месторождениях пользуются различные модификации полимерного заводнения и нестационарный (циклический) метод закачки.

В данной работе рассмотрены классические и современные методы заводнения. Объектом исследования было выбрано Бурейкинское нефтяное месторождение, так как на этом месторождении были применены разные виды полимерного заводнения и циклическая закачка полимерных систем.

Эффективность закачки полимерных композиций оценивалась по изменению показателей разработки в сравнении с контрольным участком, на котором полимерное заводнение не производилось.

Результаты свидетельствуют, что закачка СПС привела к увеличению дебитов по нефти и по жидкости в период с 1996 по 2022 г., более равномерному вытеснению нефти. В начале закачки полимеров обводненность опытного участка увеличивается более медленно, чем контрольного. Однако после 1998 г. обводненность нефти на опытном участке начинает превышать этот показатель на контрольном участке. Текущий КИН на опытном участке выше, чем на контрольном на 0,09. Дебит нефти на опытном участке увеличился на 0,6 т/сут.

Вклад закачки СПС в дополнительную добычу нефти равен 36,5 %, а вклад от увеличения отбора жидкости – 63,5 %. В целом накопленная удельная технологическая эффективность закачки СПС составила 802 т/т реагентов.

Лабораторные исследования по вытеснению нефти из керна показали, что коэффициент вытеснения нефти ASP-композициями увеличился с 0,676 до 0,820, что соответствует от 0,272 до 0,406 по сравнению с коэффициентом вытеснения сточной водой. Это соответствует увеличению добычи нефти на 67-120 %. Проверка полученных лабораторных данных на реальных

нагнетательных скважинах действительно показала дополнительную добычу нефти. Удельная технологическая эффективность на Бурейкинском месторождении составила 406 т/скв.

С практической точки зрения, применение современных методов заводнения для повышения КИН положительно сказывается на экономической составляющей, связанной с дополнительной добычей нефти.

## Список используемых источников

1. Гаффаров Ш.К. Результаты реализации технологии увеличения нефтеотдачи с применением щелочных, ПАВ, полимерных композиций при использовании установок «Кем – Трон» / Ш.К. Гаффаров, М.Р. Химасетдинов, А.В. Михайлов, Е.И. Варламова, Р.З. Ризванов // Разработка нефтяных месторождений. – 2018. – С.111 – 115.

2. Квеско, Б.Б. Методы и технологии поддержания пластового давления: учебное пособие / Б.Б. Квеско – Москва; Вологда: Изд-во Инфа–Инженерия, 2018. – 128 с. – ISBN 978-5-9729-0214-9.

3. Покрепин, Б.В. Разработка нефтяных и газовых месторождений: учебное пособие / Б.В. Покрепин; М-во энергетики Российской Федерации, Упр. Кадров и социальной политики. – 2-е изд. доп и перераб. – Волгоград: Изд-во Ин-Фолио, 2010. – 223 с. – ISBN 978-5-903826-28-5.

4. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов М.: Недра, 1985. – 308с.

5. Применение компьютерной технологии экспресс– анализа и интерпритации результатов трассерных исследований для определения качества выработки нефтяных пластов /Е.А. Данилова, Д.А. Чернокажев.– Текст: электронный/ Нефтегазовое дело– 2007.– С. 1– 16.– URL: [http://www.ogbus.ru/authors/Danilova/Danilova\\_1.pdf](http://www.ogbus.ru/authors/Danilova/Danilova_1.pdf), свободный.

6. Измайлова Г.Р. ASP– заводнение/ Г.Р.Измайлова, В.Ю. Золотцев, С.С. Данилевский// Материалы 47-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием. – Уфа: УГНТУ, 2020. – С. 99–104.

7. ОСТ 39–225–88. Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству: дата введения 1990-07-01 URL: <https://gostrf.com/normadata/1/4293836/4293836522.htm?ysclid=lit2rtz7x114509> 39 (дата обращения 12.04.2023). Текст: Электронный.

8. Насыббулин А.В. Моделирование ПАВ–полимерного заводнения на участке Бурейкинского месторождения/ А.В. Насыббулин, М.Г.Персова,

Е.В.Орехов, Л.К.Шайдуллин, Ю.Г.Соловейчик, И.И.Патрушев// Разработка нефтяных месторождений. – 2022. – С.38 – 42.

9. Гаффаров Ш.К. Анализ эффективности циклической закачки сшитых полимерных систем на участке Бурейкинского месторождения/ Ш.К. Гаффаров, Р.Х.Мусабилов, В.Н.Абрамов,И.Л.Манахова, А.С.Султанов, И.З.Маннапов// Разработка нефтяных месторождений. – 2004. – С.20 – 22.

10. Егорова Ю.Л. Анализ применения закачки полимерных композиций с использованием установок «Кем–Трон» на опытном участке Бурейкинского месторождения/ Ю.Л.Егорова, А.В.Насыбуллин, С.В.Насыбуллина, Р.Х.Низаев//Нефтяная провинция. – 2022. - С.156–164.

11. Персова М.Г. О подходе к оптимизации добычи с использованием химических методов воздействия на пласт/ М.Г. Персова, Ю.Г.Соловейчик, А.С. Овчинникова, И.И.Патрушев, А.В.Насыбуллин, Е.В.Орехов//Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. –2023. – С.42–47.

12. Бусарев А.В. Гидроциклонные установки подготовки воды для заводнения нефтеносных горизонтов с целью повышения их нефтеотдачи/ А.В.Бусарев, А.С.Селюгин, И.Г.Шешегова, Н.С. Урмитова// Нефтегазовое дело. –2015. – С.199–215.

13. Адельшин А.А. Гидродинамическая очистка нефтепромысловых сточных вод на основе применения закрученных потоков/ А.А.Адельшин, А.Б.Адельшин, Н.С.Урмитова// монография.Казань:КГАСУ– 2011– 245 с.

14. Гаффаров Ш.К. Результаты применения технологии МГС–КПС с использованием установок «Кем–Трон» для увеличения коэффициента извлечения нефти/ Ш.К.Гаффаров, М.Р.Хисаметдинов, Е.И.Варламова//Сборник научных трудов ТатНИПИ–нефть. – 2015. – С.171-178.

15. Насыбуллин А.В. Моделирование ПАВ–полимерного заводнения с использованием нового программного продукта FlowER/ А.В.Насыбуллин, М.Г. Персова, Е.В.Орехов, А.А.Лутфуллин, М.Р.Химасетдинов, Е.П.Орлова//Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений –2021. – С.40–43.

16. Нефтегазоносность Республики Татарстан. Геология и разработка нефтяных месторождений / Под ред. Проф. Р.Х. Муслимова. – В 2-х томах. – Т2. – Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ– 2007. – 524 с. – ISBN 978-5-9690-00083-4.

17. Чепкасова Е.В. Оценка технологической эффективности применения воды в качестве агента вытеснения в условиях низкопроницаемого коллектора / Е.В. Чепкасова, М.Г. Иванов/ Разработка и эксплуатация месторождений – 2016. – С.82–86.

18. Сафиуллин И.Р. Влияние твердых взвешенных частиц в закачиваемой воде на коллекторские свойства низкопроницаемых пластов/ Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений –2023. – С.84-88.

19. Большой справочник инженера нефтегазодобычи. Разработка месторождений. Оборудование и технологии добычи / Под ред. У.Лайонза и Г.Плизга – Пер. с англ. – СПб. : Профессия– 2012. – 952.

20. "Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.03.2022).

21. ГОСТ 12.1.005-88. Межгосударственный стандарт. Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны: дата введения 2016–08–09 – URL: <https://ekan.ru/sites/docs/GOST-12-1-005-88> (дата обращения 26.04.2023). – Текст: электронный.

22. ГН 2.2.5.3532–18. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны: дата введения 2018-02-13 – URL: <https://docs.cntd.ru/document/557235236> (дата обращения 28.04.2023). – Текст: электронный.

23. ГОСТ 12.01.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности: дата введения 1984–06–30 – URL: [https://ohranatruda.ru/ot\\_biblio/standart/196825/](https://ohranatruda.ru/ot_biblio/standart/196825/) (дата обращения 27.04.2023). – Текст: электронный.

24. ГОСТ Р 55710-2013 Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерений : дата введения 2014-07-01 – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200105707?ysclid=liu892eui1106521456> (дата обращения 25.04.2023). – Текст: электронный.

25. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95: дата введения 2017-05-08 – URL: <https://kola.rosavtodor.gov.ru/storage/app/media/kola/uploaded-files/08-16-sp-52133302016-estestvennoe-i-iskusstvennoe-osveshchenie-aktualizirovannaya-redaktsiya-snip-23-05-95-1.pdf?ysclid=liu8ajne6n298962704> (дата обращения 25.04.2023). – Текст: электронный.

26. ГОСТ 12.1.046-2014 Строительство. Нормы освещения строительных площадок: дата введения 2015-07-01 – URL: <https://ohranatruda.ru/upload/iblock/de1/4293767506.pdf?ysclid=liu8ebpx2n927244462> (дата обращения 30.04.2023). – Текст: электронный.

27. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности: дата введения 1992-01-01 – URL: <https://docs.cntd.ru/document/901702428?ysclid=liu8i3416r382459482> (дата обращения 01.05.2023). – Текст: электронный.

28. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов: дата введения 1983-07-01 – URL: [https://ohranatruda.ru/ot\\_biblio/norma/218141/](https://ohranatruda.ru/ot_biblio/norma/218141/) (дата обращения 01.05.2023). – Текст: электронный.

29. ГОСТ 12.1.019-2017 Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты: дата введения 2019-01-01 – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200161238?ysclid=liu8ki0sr3297711503> (дата обращения 01.05.2023). – Текст: электронный.

30. ГОСТ 12.1.010-76 Взрывобезопасность. Общие требования: дата введения 1978-01-01 – URL: <https://docs.cntd.ru/document/5200270?ysclid=liu8ncszh1996597536> (дата обращения 02.05.2023). – Текст: электронный.

31. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования: дата введения 1992-07-01 – URL: <tps://docs.cntd.ru/document/9051953?ysclid=liu8p2g5h979555932> (дата обращения 02.05.2023). – Текст: электронный.

32. ТР ТС 032/2013 О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением: дата введения 2013-07-02 – URL: <https://docs.cntd.ru/document/499031170?ysclid=liu8qbbnz7246523366> (дата обращения 02.05.2023). – Текст: электронный.

33. ГОСТ 17.5.3.04-83 Охрана природы: дата введения 1984-07-01 – URL: <https://library-full.nadzor-info.ru/doc/10198> (дата обращения 02.05.2023). – Текст: электронный.