

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки: 21.04.01 Нефтегазовое дело/Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов

Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Повышение эффективности добычи нефти с применением насосно-эжекторных установок в осложненных условиях

УДК 622.276.53:621.694.2

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ05	Джаладинов Тимур Рашидович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Саруев Л.А.	Д.Т.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Шарф И.В.	Д.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ООД	Сечин А.А.	К.Т.Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Манабаев К.К.	к.ф.-м.н.		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ ООП

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК-1	Способен осуществлять критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, вырабатывать стратегию действий
УК-2	Способен управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла
УК-3	Способен организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели
УК-4	Способен применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия
УК-5	Способен анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия
УК-6	Способен определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК-1	Способен решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области
ОПК-2	Способен осуществлять проектирование объектов нефтегазового производства
ОПК-3	Способен разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии
ОПК-4	Способен находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в научных исследованиях и в практической технической деятельности
ОПК-5	Способен оценивать результаты научно-технических разработок, научных исследований и обосновывать собственный выбор, систематизируя и обобщая достижения в нефтегазовой отрасли и смежных областях
ОПК-6	Способен участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способность оценивать эффективность инновационных решений и анализировать возможные технологические риски их реализации.
ПК(У) - 2	Способность анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль и техническое сопровождение.
ПК(У)-3	Способность обеспечивать безопасную и эффективную эксплуатацию и работу технологического оборудования нефтегазовой отрасли.
ПК(У)-4	Знание современных САД-САЕ-систем, их функциональные возможности для проектирования геометрических моделей изделий высокой сложности.
ПК(У)-5	Способность применять полученные знания для разработки и реализации проектов, различных процессов производственной деятельности на основе методики проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-нормативных документов.

Код компетенции	Наименование компетенции
ПК(У)-6	Способность к разработке учебно-методических материалов для первичной и периодической подготовки и аттестации специалистов в области обеспечения работы технологического оборудования
ПК(У)-7	Способность реализовывать программы профессионального обучения: планировать и проводить учебные занятия, оценивать достижение планируемых результатов для первичной и периодической подготовки и аттестации специалистов в области обеспечения работы технологического оборудования

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки (специальность): 21.04.01 Нефтегазовое дело/Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов

Уровень образования: магистратура

Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

Период выполнения (осенний / весенний семестр 2021 /2022 учебного года)

Форма представления работы:

Магистерская диссертация

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

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	18.06.2022
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
02.04.2022	1. Обзор нормативных документов и научно-технической литературы	30
25.04.2022	2. Выбор метода повышения эффективности нефтеотдачи пластов.	30
15.05.2022	3. Расчёт и подбор необходимого технологического оборудования	30
01.06.2022	4. Оформление пояснительной записки и презентации доклада	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Саруев Л.А.	Д.Т.Н.		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Манабаяев К.К.	к.ф.-м.н.		

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки: 21.04.01 Нефтегазовое дело/Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов

Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП

_____ Манабаев К.К.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ05	Джаладинову Тимуру Рашидовичу

Тема работы:

Повышение эффективности добычи нефти с применением насосно-эжекторных установок в осложнённых условиях	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	08.02.2022, 39-38/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	23.06.2022
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	Объект исследования: насосно-эжекторная установка. Объект относится к технологическому оборудованию повышенной опасности, требующему особых условий эксплуатации. Режим работы: круглосуточный, периодический
--	---

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	1. Аналитический обзор нормативных документов и научно-технической литературы по теме магистерской диссертации 2. Подбор оптимального метода повышения эффективности нефтеотдачи пластов. 3. Расчёт и подбор необходимого технологического оборудования 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 5. Социальная ответственность
---	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент	Профессор, д.э.н., Шарф Ирина Валерьевна
Социальная ответственность	Доцент, к.т.н., Сечин Андрей Александрович
Английская часть	Профессор д.фил.н., Матвеев Ирина Алексеевна

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

Методы повышения нефтеотдачи; Воздействие на продуктивный пласт; Мировой и отечественный опыт применения технологии водогазового воздействия на продуктивный пласт; Анализ технологий водогазового воздействия на продуктивный пласт; Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение; Социальная ответственность

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	31.01.2022
---	------------

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Саруев Л.А.	Д.Т.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ05	Джаладинов Тимур Рашидович		

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ВГВ – водогазовое воздействие

ВГС – водогазовая смесь

ГЖС – газожидкостная смесь

ДНС – дожимная насосная станция

КС – компрессорная станция

НКТ – насосно-компрессорная труба

НЭС – насосно-эжекторная установка

ПНГ – попутный нефтяной газ

СА – струйный аппарат

ЭЦН – электроцентробежный насос

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 114 с., 12 рис., 17 табл., 39 источников, 1 прил.

Ключевые слова: эжектор, насосно-эжекторная установка, повышение эффективности нефтеотдачи, водогазовое воздействие, струйный аппарат.

Объектом исследования является насосно-эжекторная установка.

Целью работы является исследование возможности и целесообразности внедрения насосно-эжекторных установок для повышения эффективности нефтеотдачи и утилизации попутного нефтяного газа в осложнённых условиях.

В процессе исследования проводился: 1) Выбор наиболее подходящего метода повышения нефтеотдачи и утилизации попутного нефтяного газа. 2) Расчёт и подбор необходимого технологического оборудования для реализации выбранного метода. 3) Оценка эффективности применения предлагаемого технического решения.

В результате исследования была выявлена возможность и целесообразности внедрения насосно-эжекторных установок для повышения эффективности нефтеотдачи и утилизации попутного нефтяного газа в осложнённых условиях.

Область применения: нефтегазовая промышленность.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	12
1 МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ	14
1.1 Классификация методов увеличения нефтеотдачи	14
1.2 Условия применения методов нефтеотдачи.....	15
1.3 Критерии применимости методов повышения нефтеотдачи	16
1.3.1 Использование углекислого газа	17
1.3.2 Заводнение с использованием полимеров.	18
1.3.3 Заводнение с использованием щёлочи.	18
1.3.4 Использование тепловых методов.....	18
2 ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ПРОДУКТИВНЫЙ ПЛАСТ	19
2.1 Классификация водогазового воздействия.....	19
2.1.1 По взаимодействию газа с вытесняемой нефтью	20
2.1.2 По используемому газовому агенту	21
2.1.3 По способу нагнетания	22
2.2 Достоинства и недостатки технологии водогазового воздействия.....	22
2.3 Условия применения водогазового воздействия	25
2.4 Механизм и первые исследования применения водогазового воздействия .	25
2.5 Оценка эффективности вытеснения нефти водой и газом на различных режимах	26
3 МИРОВОЙ И ОТЕЧЕСТВЕННЫЙ ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРОДУКТИВНЫЙ ПЛАСТ.....	28
3.1 Самотлорское месторождение	28
3.2 Введенцовская площадь	29
3.3 Битковское месторождение.....	29
3.4 Федоровское месторождение	30
3.5 Советское месторождение.....	30
4 АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЙ ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРОДУКТИВНЫЙ ПЛАСТ.....	32
4.1 Виды технологий для водогазового воздействия	32
4.1.1 Компрессорная технология	33
4.1.2 Бескомпрессорная технология.....	34
4.1.3 Совместная закачка	34

4.1.4 Бустерные технологии	34
4.1.5 Эжекторные технологии.....	35
4.2 Насосно-эжекторные системы в составе систем повышения нефтеотдачи..	36
4.3 Анализ и проблемы использования насосно-эжекторных систем для их применения в технологии водогазового воздействия на пласт.....	37
5. РАСЧЁТНАЯ ЧАСТЬ	41
5.1 Данные для расчёта.....	41
5.2 Расчёт оборудования.....	42
5.3 Вывод.....	55
6 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ, РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	58
6.1 Потенциальные потребители результатов исследования	58
6.2 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	59
6.3 Планирование научно-исследовательских работ.....	60
6.4 Определение трудоемкости выполнения работ	61
6.5 Разработка графика проведения научного исследования	62
6.6 Бюджет научного-технического исследования.....	63
6.7 Основная заработная плата	64
6.8 Дополнительная заработная плата исполнителей тем	66
6.9 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления).....	67
6.10 Прочие расходы.....	68
6.11 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта	68
6.12 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.....	69
6.15 Расчёт дополнительной добычи	73
6.16 Расчёт единовременных затрат и суммы амортизационных отчислений ...	73
6.17 Расчёт эксплуатационных затрат.....	74
6.18 Расчет экономического эффекта мероприятия	76
6.19 Вывод.....	78
7 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	82
7.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	83
7.2 Производственная безопасность.....	85

7.3 Анализ вредных производственных факторов и мероприятия по их устранению	86
7.3.1 Повышенная загазованность рабочей зоны.....	86
7.3.2 Недостаточная освещенность рабочей зоны	87
7.3.3 Повышенный уровень шума и вибрации	88
7.3.4 Отклонение показателей микроклимата в рабочей зоне.....	89
7.4 Анализ опасных производственных факторов и мероприятия по их устранению	90
7.4.1 Движущиеся части и механизмы.....	90
7.4.2 Поражение электрическим током.....	91
7.4.3 Пожаровзрывоопасность	92
7.5 Экологическая безопасность.....	94
7.5.1 Воздействия объекта на атмосферу	94
7.5.2 Воздействия объекта на гидросферу	94
7.5.3 Воздействия объекта на литосферу	96
7.6 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	97
7.6.1 Чрезвычайные ситуации техногенного характера	97
7.6.2 Чрезвычайные ситуации природного характера	98
7.7 Вывод.....	100
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	101
Список литературы	102
Приложение I.....	107

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время объём добычи нефти текущими методами считается недостаточным т.к. потребление продуктов переработки нефти растёт во всем мире с каждым годом. По различным данным нефтеотдача пластов составляет всего около 30-35%.

Поэтому очень важно и актуально внедрять новые, более совершенные методы увеличения нефтеотдачи пластов. Основным направлением добыче является развитие методов, позволяющих увеличить коэффициент нефтеотдачи на уже действующих скважинах и месторождениях, а также способных повысить эффективность добычи на новых месторождениях.

В 2012 году вступило в действие постановление правительства Российской Федерации, по которому нефтегазодобывающие компании обязаны утилизировать свыше 90% добываемого попутного нефтяного газа (ПНГ). Также по данному документу ограничивается объём сжигания ПНГ на факельных установках месторождений и повышаются платежи за его сжигание сверх установленного лимита.

В связи с этим компаниям необходимо искать возможность использования данного газа без его сжигания. Одним из таких направлений утилизации ПНГ стала возможность его использования для удовлетворения собственных потребностей на производстве или коммерческая реализация. Но для этого необходимо применять компрессорные или иные технологии, которые связаны с большими капитальными и эксплуатационными затратами на приобретение и обслуживание необходимого технологического оборудования. Альтернативным вариантом данных технологий может стать применение насосно-эжекторных установок, позволяющие значительно сократить первичные и эксплуатационные затраты. За счёт более низкой себестоимости и повышения прибыли от более эффективной добычи.

Целью магистерской диссертации является исследование возможности и целесообразности внедрения насосно-эжекторных установок для повышения эффективности нефтеотдачи и утилизации попутного нефтяного газа в осложнённых условиях.

Для достижения поставленной цели работы необходимо решить ряд задач:

- 1) Выбрать наиболее подходящий метод повышения нефтеотдачи и утилизации попутного нефтяного газа.
- 2) Рассчитать и подобрать необходимое технологическое оборудование для реализации выбранного метода.
- 3) Оценить эффективность применения предлагаемого технического решения.

Актуальность данной работы заключается в том, что, насосно - эжекторные системы дают положительный экономический эффект за счёт внедрения современных технологий, позволяющих нефтегазодобывающим компаниям уменьшить затраты на закупку и дальнейшую эксплуатацию технологического оборудования. Решить проблему утилизации попутного нефтяного газа. А также позволит увеличить эффективность нефтеотдачи пластов и повысить прибыль за счёт дополнительных объёмов добычи нефти.

1 МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

1.1 Классификация методов увеличения нефтеотдачи

Известные методики увеличения коэффициента нефтеотдачи пласта по закачиваемому агенту подразделяются на следующие виды, представленные на рисунке 1: [1]

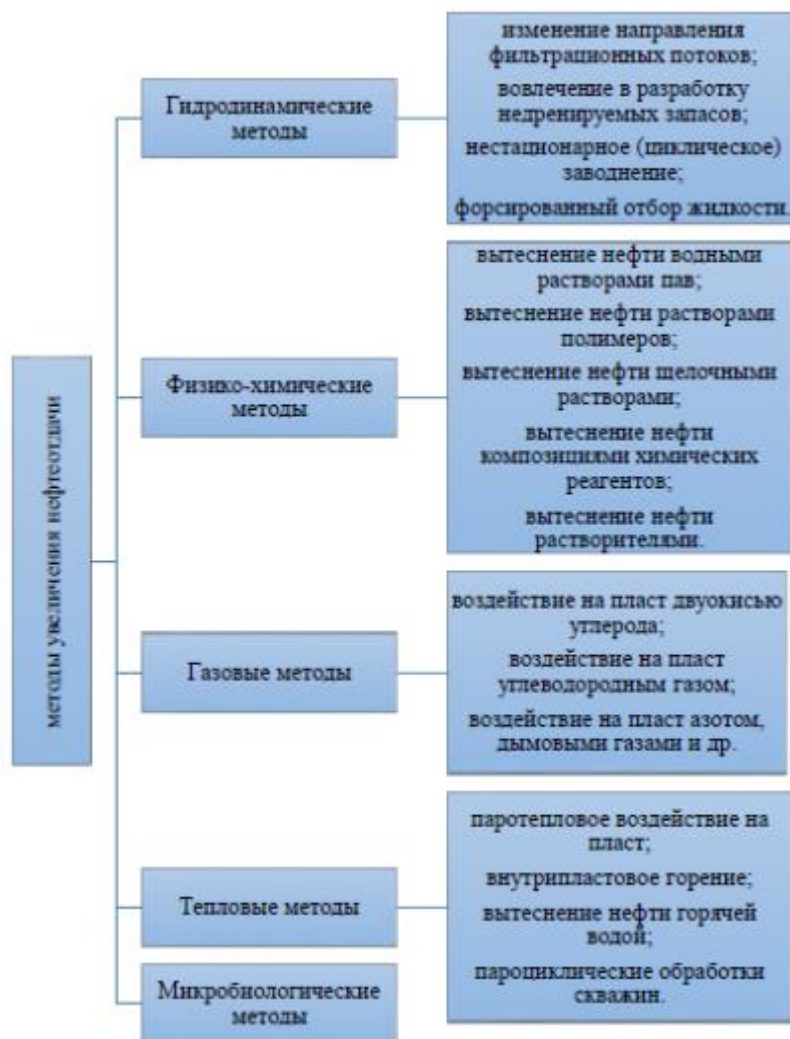


Рисунок 1 – Методы увеличения нефтеотдачи по виду воздействия.

Также существует классификация по этапам эксплуатации месторождения, представленная на рисунке 2.

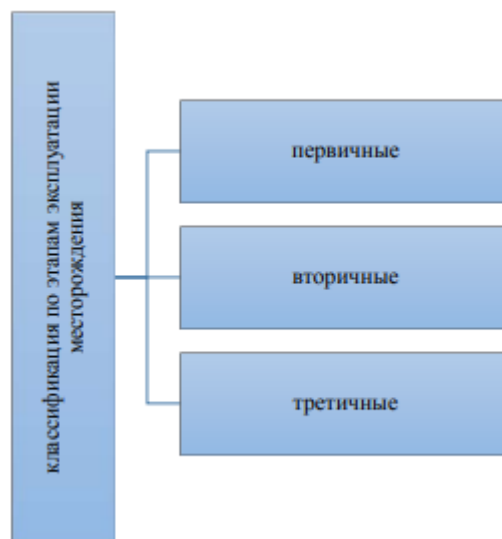


Рисунок 2 – Методы увеличения нефтеотдачи по этапам эксплуатации месторождения.

В реальности одним методом воздействия на пласт пользуются крайне редко и в основном применяется сразу несколько методов одновременно - комбинированное воздействие. Это позволяет ещё больше увеличить эффективность каждого из них. [1]

1.2 Условия применения методов нефтеотдачи

Для выбора наиболее подходящего метода увеличения нефтеотдачи для каждого конкретного случая сопоставляются характеристики нефтегазоносного пласта с установленными пределами применимости методов увеличения нефтеотдачи пласта т.е. производится скрининг. Основополагающими факторами при выборе наиболее эффективного метода увеличения нефтеотдачи являются глубина залегания коллектора и вязкость нефти, также существует ещё множество других параметров, которые необходимо учитывать на данном этапе работ, такие как: обводнённость, газовый фактор температура и давление пласта и др.

Внедрение современных методов повышения эффективности нефтеотдачи пластов — это сложный и дорогостоящий процесс по сравнению с более традиционными методами работы. Новые технологий подразумевают под

собой сложные химические и физические процессы и переходы, происходящие в пласте и на поверхности.

Перед внедрением новой технологии она должна пройти ряд этапов: [1]

- Должны быть детально изучены свойства пластовой системы, особенности её геологического строения;
- Проведён анализ месторождения в ходе его разработки;
- Проведены исследования в лаборатории на предмет изучения происходящих процессов в пласте при различных видах воздействия на него;
- Проработаны и численно смоделированы варианты разработки залежи и геолого-фильтрационные модели;
- Подбор технологии, основанный на максимальном использовании наиболее эффективных факторов нефтеотдачи и учете геологопромысловой характеристики;
- Проведение промысловых испытаний подобранных технологий на участке залежи для доказательства её эффективности;
- Уточнение моделей и расчётов к фактическим данным промысловых испытаний;
- Оценка экономической эффективности применения выбранной технологии по результатам проведённых промышленных испытаний и составление технологической схемы разработки данным методом.

1.3 Критерии применимости методов повышения нефтеотдачи

Для первичного отбора методов, которые пригодны для повышения эффективности нефтеотдачи пластов применяют отбор по критериям применимости. В большинстве случаев характеристики конкретного нефтегазонасного пласта подходят для эффективного применения сразу нескольких различных методов – двух, трёх и т.д. Тогда наилучший метод

выбирается с точки зрения наиболее эффективных экономических и материально-технических возможностей.

Критерии применимости того или иного метода есть для всех видов. Для каждого отдельно взятого метода также существуют свои критерии, обусловленные индивидуальными особенностями процесса. [1]

Рассмотрим общие критерии, к ним относятся:

- Высокая вязкость нефти;

Если вязкость нефти составляет более 50 мПа·с, то множество методов, которые применяются для повышения эффективности нефтеотдачи теряют свои преимущества и эффективность. Если показатель вязкости свыше 140, то необходимо применение полимерного заводнения в качестве метода воздействия на пласт. При вязкости свыше 200 мПа·с высокой эффективности нефтеотдачи позволяет добиться термический метод воздействия или его комбинация с другими видами.

- Высокая обводненность разрабатываемого пласта более 65-70%;
- Высокая глинистость коллектора;

При наличии в пласте глины содержанием более 10-15%, создаются проблемы для эффективного воздействия на продуктивный пласт с помощью физико-химических методов. Также на эффективность данных методов оказывает жёсткость пластовой воды, которую используют для приготовления необходимых растворов для закачки в пласт – чем она выше, тем меньше эффективность.

- Трещиноватость коллектора;

Критерии, ограничивающие применение отдельных методов:

1.3.1 Использование углекислого газа

Целесообразность использования данного метода обоснована при небольшой вязкости нефти – около 15 мПа·с, при больших значениях вязкости ухудшатся условия совместимости данного газа с нефтью, также ограничивается и пластовое давление – не более 10 МПа.

Нефтегазоносный пласт ограничивается толщиной в 20-25 м, в противном случае эффективность метода будет не столь высока из-за разделения нефти и газа гравитацией.

1.3.2 Заводнение с использованием полимеров.

Для целесообразного использования данного метода температура в толще пласта ограничена 90-100°C, т.к. при превышении данного порога полимер начинает разрушаться. Использование данного метода усложняется при низких показателях проницаемости. Так, если она составляет менее 0,2 мкм², то процесс становится затруднительным из-за недостаточного размера пор по сравнению с размером полимерных молекул.

1.3.3 Заводнение с использованием щёлоч.

Данный метод очень зависим от состава добываемой нефти. Если нефть низкокислотная, менее 0,6-0,4 мг/г, то в этом случае применение этого метода невозможно. Щелочные растворы, в отличие от других физико-химических методов, могут быть применены при высоких температурах пласта.

1.3.4 Использование тепловых методов

Методы зависят от технических, технологических и геолого-физических особенностей таких как: свойства флюидов, системы контроля и регулирования параметров процесса, наличие источников энергии, наличие и состояние соответствующего оборудования и скважинного фонда и др.

В данной работе будет рассмотрен метод водогазового воздействия на пласт, как наиболее универсальный и подходящий под условия его применения.

2 ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ПРОДУКТИВНЫЙ ПЛАСТ

2.1 Классификация водогазового воздействия

На данный момент всё больший интерес приобретает метод совместной закачки воды и газа в пласт с целью увеличения его нефтеотдачи. Данная технология является комбинированной и сочетает заводнение и закачку в пласт углеводородного газа. По данным различных исследований технология водогазового воздействия по эффективности извлечения нефти превышает уровень традиционного заводнения на 15-20%. А также, позволяет вовлечь в разработку низкопроницаемые коллекторы со средоточенными в них запасами нефти, в которых, при традиционном методе заводнения коэффициент извлечения нефти составляет всего 20-30% [2].

Метод водогазового воздействия многогранен и предусматривает возможность закачки газа, не обязательно углеводородного, и воды в различных пропорциях, что обеспечивает вариативность данного метода в зависимости от поставленных условий.

Водогазовое воздействие в основном рассматривается как один из нескольких методов по увеличению нефтеотдачи пластов с использованием газа.

Классификация газовых методов представлена на рисунке 3[3].

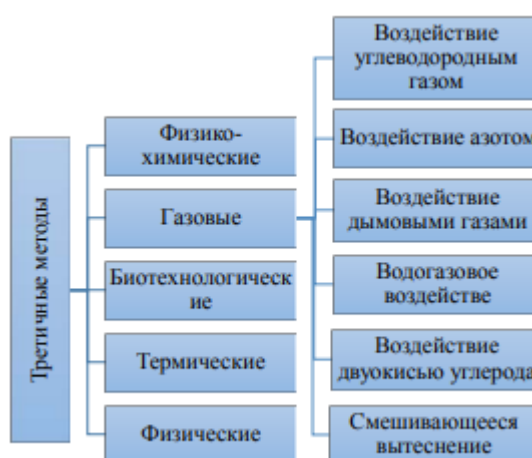


Рисунок 3 – Классификация газовых методов

Водогазовое воздействие на пласт подразумевает под собой закачку смеси воды и газа в различных пропорциях и модификациях, за счет которой происходит поддержание и восстановление пластового давления. В рассмотренных статьях и трудах учёных для анализа используют классификацию, которая основана и разработана на основе отечественных нормативных актов и документах.

В работах применяется многоуровневая классификация водогазового воздействия для увеличения эффективности нефтеотдачи. ВГВ является самостоятельной технологией, которая является подразделом газовых методов воздействия на пласт и имеет классификацию по видам закачиваемого вещества.

2.1.1 По взаимодействию газа с вытесняемой нефтью

По действию газа и нефти друг на друга взаимодействие разделяют на:

- Ограниченную растворимость
- Неограниченную растворимость
- Газовую репрессию

Неограниченная растворимость, или имеющая такое название как смешивающийся режим, характеризуется наличием разделения между фазами и отсутствием межфазного натяжения компонентов.

Ограниченная растворимость отличается наличием процесса обмена компонентов между фазами при вытеснении нефти в пласте. Кроме того, межфазное натяжение не изменяется при процессе частичного перемещение веществ из жидкой фазы в газовую и обратно.

Последний вид взаимодействия отличается отсутствием массообмена в фазах. При газовой репрессии нефть вытесняется газодинамическими силами, воздействующими на неё.

2.1.2 По используемому газовому агенту

По действию газового агента водогазовое воздействие подразделяется на несколько видов представленных на рисунке 4. [4]

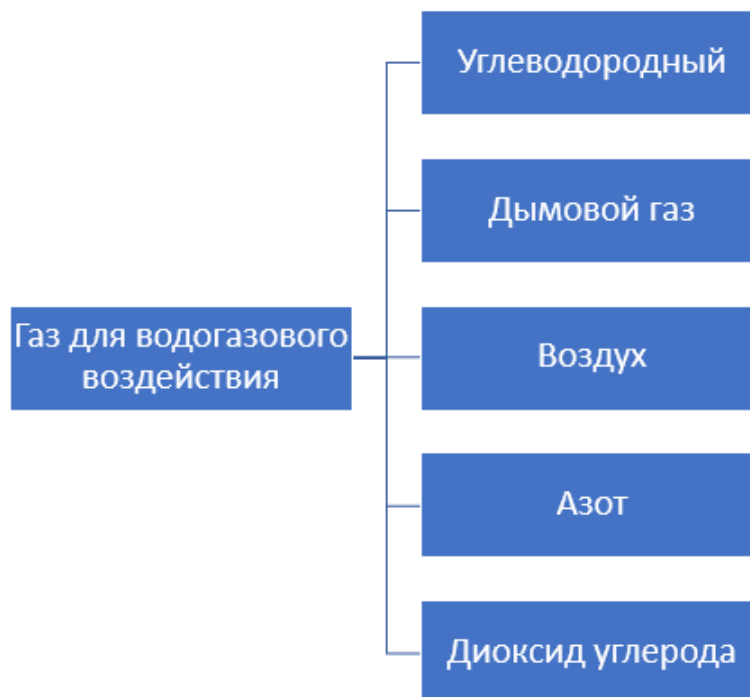


Рисунок 4 – Виды газового агента для ВГВ

Также возможно применение «сухого» или углеводородного газа, содержащего большое количество углеводородных растворителей - обогащённого.

Использование в качестве агента воздуха возникает вероятность окислительных реакций экзотермического характера между углеводородами в нефти и кислородом, содержащимся в воздухе. В таком случае воздух не является рабочим агентом, а служит для получения необходимого вытесняющего вещества. В зависимости от температуры, давления и флюидов в пласте имеет несколько различных вариантов процесса вытеснения нефти.

Дымовые газы применяются при недостатке теплового воздействия на нефтеотдачу.

Термогазовый метод воздействия применяется при возникновении зоны высоких температур, при котором образуется внутрипластовое горение.

2.1.3 По способу нагнетания

Способы нагнетания при использовании технологии водогазового воздействия подразделяются на несколько видов закачки в пласт и представлены на рисунке 5: [5]

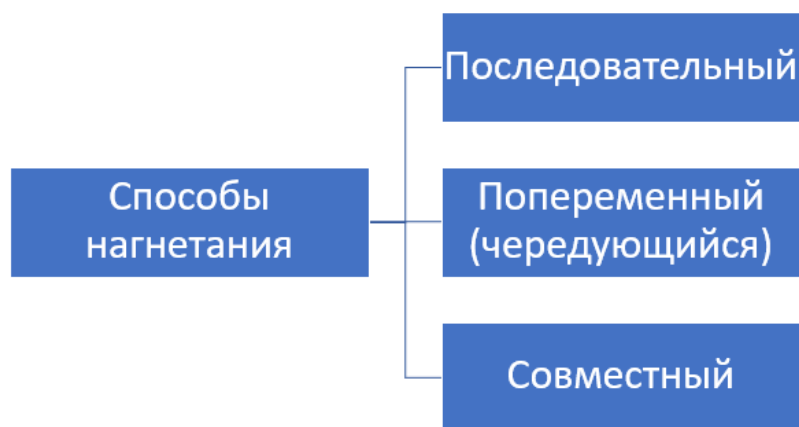


Рисунок 5 – Способы нагнетания при ВГВ

При закачке последовательным способом нагнетания предусматривается нагнетание газа в течение длительного промежутка времени, а затем закачка воды в пласт.

Попеременная закачка подразумевает раздельное нагнетание вытесняющих агентов в пласт, объем оторочек в условиях пласта должен быть не более 15 % от начального объема.

При совместном инжектировании газ и вода поступают в пласт одновременно, образуя смесь.

2.2 Достоинства и недостатки технологии водогазового воздействия

Рассмотрим достоинства технологии водогазового воздействия на пласт с целью увеличения коэффициента нефтеотдачи пласта: [6]

- Предоставляет возможность использования на отдельных добывающих скважинах или на всём месторождении сразу;
- Технология позволяет применять её в составе системы по поддержанию пластового давления уже на действующих месторождениях;
- Позволяет уменьшить темп прорыва воды в добывающие скважины;
- Повышение нефтеотдачи. Это происходит за счёт присутствия в газожидкостной смеси воды, которая позволяет повысить коэффициент охвата продуктивного пласта, и газа, повышающего коэффициент вытеснения нефти из пористой среды пласта;
- Позволяет эффективно решить проблему утилизации ПНГ на нефтедобывающих промыслах;

Стоит отметить и недостатки данной технологии:

- Высокие капитальные затраты на создание газопровода для снабжения системы водогазового воздействия в необходимых объёмах.;
- Газ для данной технологии должен иметь высокое давление;
- Необходимо иметь источник газа в достаточном для эффективного функционирования, объеме;
- Конструкция скважины усложняется из-за необходимости большей герметичности колонн эксплуатационных и насосно-компрессорных труб, также необходимо применение пакерного устройства.

Сложность внедрения технологии водогазового воздействия состоит в расчёте и подборе необходимого технологического оборудования: насосов и компрессоров. А также наладка его бесперебойной работы и установка необходимых параметров технологического процесса. Принципиальная технологическая схема водогазового воздействия на пласт представлена на рисунке 6. [7]

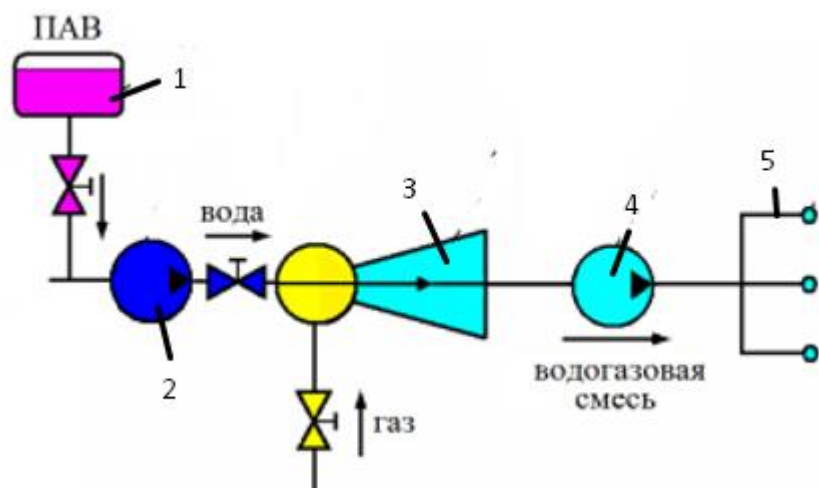


Рисунок 6 – Принципиальная технологическая схема водогазового воздействия на пласт с помощью насосно-эжекторной системы: 1 – ёмкость с поверхностноактивными веществами 2,4 – Электроцентробежные насосы; 3 – эжектор; 5 – нагнетательные скважины

На рисунке 7 представлена принципиальная схема вытеснения нефти из продуктивного пласта по средствам применения на него технологии водогазового воздействия.

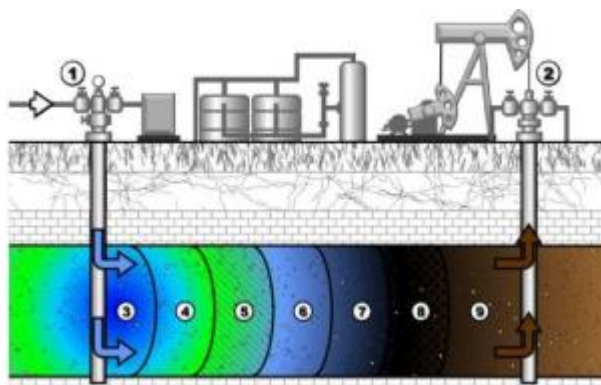


Рисунок 7 – Принципиальная схема вытеснения нефти водогазовым воздействием: 1 – нагнетательная скважина; 2 – добывающая скважина; 3 – водогазовая зона; 4 – газ; 5 – водогазовая зона; 6 – газ; 7-зона смешения; 8 – вал нефти; 9 – зона начального состояния пласт.

2.3 Условия применения водогазового воздействия

Точностью выбранного метода, которым будет осуществляется воздействие на пласт, определяется эффективность разработки данного месторождения. Сам выбор воздействия определяется по нескольким условиям, включающим: геолого-физических условия нефтяной залежи, составе, структуре, нефтяной залежи и другие, включая свойства и характеристики флюидов. На основании этих данных, удовлетворяющих критериям скрининга, выбирается метод. Для водогазового воздействия также существуют данные критерии, которые представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Критерии применимости ВГВ

Параметры	Единицы измерения	Критерии применимости
Глубина	м	1000-1800
Пластовое давление	МПа	Более 15-18
Толщина пласта	м	2-20
Пористость	%	10-35
Проницаемость	мкм ²	0.02-0.8
Пластовая температура	°С	Более 50
Вязкость нефти	мПа·с	1-10

Нечеткость критериев применимости объясняется малой изученностью некоторых процессов, которые происходят при воздействии на него данным методом.

2.4 Механизм и первые исследования применения водогазового воздействия

Самым распространённым объяснением механизмов, которые наблюдаются при воздействии на пласт при помощи воды с газом, является модель полученная на основании экспериментальных результатов, учеными Островским Ю.М. и Лискевичем Е.И. в своей работе [8], представляющую собой

пропитку мелких каналов, в то время как газом дренируются крупные каналы пор т.к. большие каналы являются гидрофобными, а мелкие наоборот – гидрофильные.

Данная модель была доказана и подтверждена зарубежными учёными с помощью проведённых экспериментов на прозрачных моделях пористой среды. Данный эксперимент описан в [9]. Были получены визуальные данные, показывающие воздействие газа и воды на крупные и мелкие поры. Модель в эксперименте рассматривается с точки зрения протекания гидродинамических процессов, а значит, что расчёт эффективности воздействия на пласт с помощью этого метода должен быть определен свойствами среды, наравне со свойствами нефти и газа, которые отвечают за режим вытеснения.

2.5 Оценка эффективности вытеснения нефти водой и газом на различных режимах

Оценим результаты исследований зависимости изменения коэффициента вытеснения нефти при водогазовом воздействии на пласт на различных режимах работы технологического оборудования [8]:

Исследования проводились при последовательном вытеснении нефти сначала газом, затем водой и наоборот – водой, а затем газом; при нагнетании воды и газа одновременно; при переменной закачке рабочих веществ и разной длительностью таких циклов закачки.

В результате проведённых исследований были получены данные, которые говорят об сильном влиянии процесса смачивания пористой среды продуктивного пласта на эффективность вытеснения нефти и повышения коэффициента нефтеотдачи.

- Была выяснена, зависимость коэффициента вытеснения нефти от выбранного рабочего вещества, которым осуществляется воздействие;

- Не последнее место в эффективном процессе вытеснения занимает подбор режима нагнетания рабочих веществ в пласт и его проницаемость;
- Немаловажную роль в применении метода водогазового воздействия играет очередность закачивания воды и газа в пласт.

Таким образом, вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи продуктивных пластов имеют большое значение при опытно-промышленных испытаниях на участках месторождений или применении в добыче на всём месторождении. [8]

3 МИРОВОЙ И ОТЕЧЕСТВЕННЫЙ ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРОДУКТИВНЫЙ ПЛАСТ

Эксперименты по применению технологии ВГВ на пласт очень обширны. Их влияние на участки месторождений и процессы, которые сопровождают данный вид воздействия на продуктивный пласт можно рассмотреть на примере нескольких месторождений.

О высокой привлекательности этого вида повышения нефтеотдачи пластов говорит мировой опыт применения данной технологии. Множество стран, в числе которых Канада, США, Норвегия, Китай и Россия, реализовали метод водогазового воздействия на многих объектах нефтепромысла. [10].

Самым крупным экспериментальным проектом в нашей стране стало применение технологии водогазового воздействия на продуктивный пласт на Самотлорском месторождении. Эффект, которого удалось достичь на данном месторождении превышает совокупный технологический эффект на других месторождениях, где применялась эта технология. [11]

При проведении опытно-промышленных испытаний и экспериментов на участках месторождений была выявлена неготовность применения технологии водогазового воздействия на пласт, несмотря на применение импортного оборудования. Основные проблемы были связаны с техническими недостатками в конструкции и низким качеством изготовления труб, запорных арматур, нагнетательных скважин и др.

3.1 Самотлорское месторождение

В конце прошлого века на Самотлорском месторождении проходили испытания водогазового метода воздействия на продуктивные пласты с применением чередующегося метода закачки воды и газа в пласт.

До реализации данного проекта экспериментальный участок характеризовался снижением дебита скважин. После проведённых промышленных испытаний произошёл рост дебита, на некоторых скважинах наблюдалось фонтанирование. Из полученных в ходе эксплуатации данных был сделан вывод об успешном применении данного метода. При такой реализации темпы разработки увеличились в несколько раз, а прирост коэффициента нефтеотдачи составил 7-10%. Для большей эффективности необходимо было увеличить охват воздействия. Для этого было предложено увеличить давление нагнетания и изменить объёмы и пропорции закачиваемых воды и газа в пласт. [12]

3.2 Введеневская площадь

В 1959 году впервые применили совместную закачку воды и газа в пласт, водогазовая смесь в этом случае рассматривалась как самостоятельный агент. За газовую основу смеси был взят воздух. Данной технологией планировалось уменьшить прорывы вытесняющего агента и увеличить коэффициент нефтеотдачи пласта. Главная роль отводилась пузырькам воздуха, растворённого в воде, которые разрывали бы плёнку нефти в наиболее гидрофобных местах пор и вытесняли её в воду. [13].

3.3 Битковское месторождение

По расчётным показателям, на данном месторождении, при реализации метода водогазового воздействия коэффициент нефтеотдачи должен был увеличиться на 15%. Данное месторождение имеет низкие фильтрационные свойства коллектора, осложнено неоднородностью и геологическими свойствами пласта.

По результатам внедрения технологии водогазового воздействия снизился газовый фактор и темп уменьшения внутрипластового давления, увеличился дебит нефти, но также возросла обводненность на некоторых

скважинах. Суммарный эффект добычи нефти от внедрения водогазового метода увеличения нефтеотдачи составил более 700 тыс. тонн. [14].

3.4 Федоровское месторождение

Данное месторождение стало одним из первых в Западной Сибири, на котором был применен водогазовый метод повышения нефтеотдачи. Технологическая схема и благоприятные геологические характеристики месторождения способствовали применению газожидкостной смеси на нём.

На месторождении использовался метод подачи водогазовой смеси, основанный на пластовой энергии газонасыщенного пласта с высоким устьевым давлением без применения компрессорных технологий.

Технология была реализована на двух опытных участках. На одном из участков присутствовала газовая шапка, на другом пласт был очень неоднороден.

На основании лабораторных исследований, проведенных перед мероприятием, было принято решение о приготовлении водно-газовой смеси (ВГС) в специальных смесителях, расположенных вблизи скважин. Скорость водогазовой смеси должна составлять более 0,2-0,3 м/с, смесь должна быть однородна во всём пласте, газовый фактор составляет $100 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

Водогазовое воздействие позволило увеличить приёмистость и помогла улучшить фильтрационно-емкостные характеристики пласта. В дальнейшем при анализе результатов были выявлены недостатки надёжности используемого оборудования для водогазового воздействия, присутствие процесса гидратообразования при нагнетании водогазовой смеси. А также из-за кратковременного характера опытно-промышленных испытаний была затруднена оценка эффективности со стороны экономических показателей. [15]

3.5 Советское месторождение

На севере Томской области в начале 90-х годов также проводились испытания водогазового воздействия на пласт, но в небольших масштабах. Они проводились на нескольких участках с довольно неоднородными условиями залегания пласта. [16]

4 АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЙ ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРОДУКТИВНЫЙ ПЛАСТ

4.1 Виды технологий для водогазового воздействия

Большинство специалистов поддерживает современную классификацию технологии водогазового воздействия на пласт, представленную на рисунке 8. [17].



Рисунок 8 - Классификация технологий водогазового воздействия

В настоящее время технология попеременной закачки воды и газа в пласт является более распространённой, по сравнению с одновременным нагнетанием. Последняя имеет ряд преимуществ перед своим конкурентом, которые были доказаны экспериментально. Одновременная закачка характеризуется более равномерной подачей водогазовой смеси на забой скважины, а также более высоким коэффициентом нефтеотдачи. Несмотря на большое количество опытных проектов и промышленных испытаний на участках месторождений

технология водогазового воздействия крупномасштабного применения не получила из-за наличия недостатков технологий её реализации.

Проанализируем технологии реализации водогазового воздействия на продуктивный пласт выявим наиболее эффективную с точки зрения достоинств и недостатков каждой из них.

4.1.1 Компрессорная технология

Компрессорная технология реализации водогазового воздействия представляет собой закачку газа в продуктивный пласт несколькими компрессорами высокого давления, в совокупности представляющие собой компрессорную станцию, обычно их число варьируется от 2 до 6-8. Газ поступает в пласт на протяжении нескольких недель или месяцев. После чего нагнетание газа сменяется закачкой в пласт воды под высоким давлением, которое создаётся насосными агрегатами на поверхности.

Эта технология применяется на месторождениях наиболее часто хоть и имеет ряд существенных недостатков. В первую очередь самый основной недостаток связан с большими затратами на технологическое оборудование. Небольшая компрессорная станция, которая состоит из нескольких компрессоров высокого давления обойдётся предприятию в несколько десятков миллионов рублей. Газопровод высокого давления, рассчитанный на давление газа около 40-45 МПа, также имеет не малую стоимость реализации.

В итоге, на основании всего вышесказанного, можно сказать, что данный метод реализации технологии водогазового воздействия, относится к нецелесообразным для небольших месторождений, так как сопряжён с высокими капитальными затратами на приобретение и эксплуатацию технологического оборудования, применяемого в данном случае. Кроме того, т.к. компрессор является сложным технологическим оборудованием у него есть недостаток, связанный с ремонтом отдельных компонентов, прерывая цикл закачки газа в пласт на время простоя. Компрессорные станции высокого давления имеют

ограничения по составу перекачиваемого газа и не могут использоваться с любым газом. Для их работы требуется сухой газ, что отрицательно сказывается на эффективности данного метода для увеличения нефтеотдачи пластов.

4.1.2 Бескомпрессорная технология

При таком варианте реализации процесса водогазового воздействия используется газ, залегающий в газовых пластах. Главный недостаток метода воздействия без компрессора заключается в отсутствии, за небольшим числом месторождений, газоносного пласта с высоким давлением. Большинство таких пластов имеют недостаточно высокое давление на устье, для его использования в нагнетании, без дополнительного оборудования для поднятия давления.

Минусом технологии является уменьшение проницаемости нефтеносного пласта свыше 8-10 раз из-за слишком высокого насыщения его газом в районе нагнетающей скважины. Данный пример можно наблюдать на Илишевском месторождении.

4.1.3 Совместная закачка

При совместной закачке водогазовой смеси в пласт возможно применение технологии с использованием насосов различного вида. Также для технологии совместной закачки возможно использовать струйный аппарат (СА).

Так как совместная закачка рабочих агентов в пласт более эффективна, по сравнению с отдельной и чередующейся из-за более высокого коэффициента нефтеотдачи и не изменяемой проницаемости пласта в районе нагнетательной скважины, что является ещё одной положительной чертой, остановимся на ней более подробно и детально рассмотрим данные технологии реализации воздействия воды и газа.

4.1.4 Бустерные технологии

Применение данного типа технологий связано с необходимостью применения газа высокого давления на приёме аппаратов, более 10 МПа, т.к.

степень сжатия у насосов на водогазовой смеси не более 4, что делает невозможным применение такого варианта без использования компрессоров или иного источника высоконапорного газа. При использовании газожидкостной смеси производительность плунжерных установок снижается из-за снижения коэффициента заполнения.

Также недостатком таких установок являются большие габариты высокопроизводительных установок и сокращённый межремонтный период при высоком давлении смеси, что негативно сказывается на экономической эффективности.

4.1.5 Эжекторные технологии

Этот метод может быть применён как на поверхности, так и над забоем. Технология основана на использовании в качестве основного компонента струйного аппарата.

Плюсом применения СА является подача в скважину однородной газожидкостной смеси. Но, к сожалению, применение эжекторной технологии не получило широкого применения из-за невозможности создать эжектором достаточно высокое давление нагнетания водогазовой смеси в пласт. А расположение аппарата в скважине не позволяет производить регулировку работы, так как для этого требуется подъем оборудования из скважины на поверхность.

В данной работе предлагается наиболее подробно рассмотреть насосно-эжекторные системы, так как такая реализация водогазового воздействия на пласт имеет преимущества сочетания струйных аппаратов и центробежных насосов.

4.2 Насосно-эжекторные системы в составе систем повышения нефтеотдачи

Для увеличения коэффициента нефтеотдачи и повышения дебита скважинного фонда стал получать широкое распространение метод водогазового воздействия на пласт. Технологии данного воздействия и методы реализации были рассмотрены в предыдущих разделах. Сейчас остановимся на методе реализации ВГВ с помощью насосно-эжекторных систем.

Водогазовое воздействие выполняет три основные задачи:

- Увеличение коэффициента извлечения нефти из продуктивного пласта в том числе в осложненных условиях: сложное геологическое строение, низкая проницаемость пористой среды, высокая вязкость и др.;
- Утилизация попутного нефтяного газа;
- Поддержание пластового давления.

Применение насосно-эжекторных систем для реализации метода водогазового воздействия позволяет избежать ограничения по составу закачиваемого газа, как например при реализации компрессорных технологий. Газ, в данном случае, может быть, любого состава – сухой, обогащенный или жирный. Он не имеет негативного влияния на работу данной системы.

За счёт использования жирного газа можно достигнуть достаточно высокой эффективности водогазового воздействия по сравнению с другими видами реализации. Данную технологию возможно масштабировать и реализовать не только на отдельных скважинах или кустовых площадках, но и на всем месторождении. Ещё одной положительной чертой при использовании данного оборудования является отсутствие проблем гидрат образования. Так как закачка воды и газа происходит одновременно, то насосно-эжекторный метод реализации позволяет предотвратить прорывов газа в добывающие скважины.

В плане капитальных и эксплуатационных затрат насосно-эжекторные установки значительно выигрывают у компрессорных и бустерных установок за счёт более дешёвого и надёжного оборудования.

Из всего выше сказанного, следует вывод, что данная технология имеет потенциал для широкого внедрения и возможности для решения задач при разработке месторождений водогазовым методом воздействия на продуктивный пласт, из-за использования доступного и качественного оборудования.

К минусам можно отнести необходимость создания высокого давления нагнетания газожидкостной смеси. Что требует соответствующего технологического оборудования и условий наличия воды и газа.

4.3 Анализ и проблемы использования насосно-эжекторных систем для их применения в технологии водогазового воздействия на пласт.

Для начала необходимо рассмотреть, что представляет струйный аппарат. Он разделяется на два вида эжектор и инжектор. Эжектором называется струйный аппарат, предназначенный для откачки жидкости или газа. Инжектор, наоборот, позволяет нагнетать. Действие основано на обмене энергией и взаимодействии потоками сред в данном устройстве. Схема струйного аппарата представлена на рисунке 9.

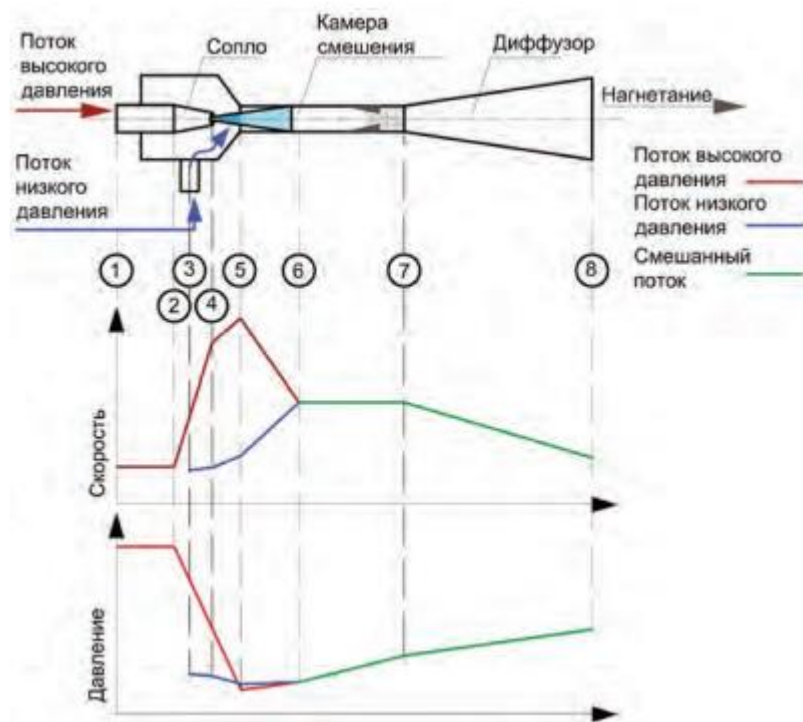


Рисунок 9 – Принципиальная схема работы струйного аппарата

Работа аппарата начинается с того, что на вход в сопло поступает высоконапорный поток жидкости, там, давление уменьшается, а скорость, наоборот, возрастает. Затем поток поступает в камеру смешения, которая уже заполнена перекачиваемым агентом, имеющим значительно меньшую скорость и давление. [18]

Пройдя через сопло, поток распадается и среды перемешиваются между собой. В это время кинетическая энергия рабочего агента преобразуется в давление смеси. Затем смесь проходит через расширяющуюся часть аппарата – диффузор, в котором продолжает нарастать давление и уменьшаться скорость.

Далее необходимо разобраться в причинах небольшого масштаба применения струйных аппаратов для увеличения и поддержания давления жидкости или газа по сравнению с традиционными насосными и компрессорными агрегатами.

Связано это прежде всего с тем, что:

- у струйных аппаратов довольно низкий КПД, по сравнению с машинами объёмного и динамического действия – около 30–40%, но верхняя граница всё ещё точно не установлена;
- малая изученность работы данных аппаратов на переменных режимах;
- недостаточная изученность вопросов по регулированию работы струйных аппаратов.

Не смотря на приведённые недостатки, которые в основном связаны с малой изученностью аппаратов, они имеют ряд преимуществ с практической точки зрения, такие как:

- Низкая стоимость оборудования;
- Небольшие сроки окупаемости;
- Простота и компактность конструкции;
- Лёгкость монтажа и изготовления;
- Большая пропускная способность;
- Способность перекачивать ГЖС в широких диапазонах.

Эти достоинства позволяют струйным аппаратам найти своё применение на нефтегазодобывающем промысле и на заводах по нефтепереработке. В работе рассматривается применение насосно-эжекторного оборудования, т.е. связанная работа СА и электроцентробежного насоса (ЭЦН).

Таким образом, НЭС могут быть использованы для решения различных задач в составе как наземного, так и погружного оборудования: высокий напор и большие объёмы перекачиваемого вещества у насоса и способность перекачивать газ и ГЖС у струйного аппарата. позволяет использовать преимущества каждого из них и дополнять друг друга, расширяя диапазон применимости данного метода.

Задачами насосно-эжекторного оборудования на поверхности и в скважине представлены на рисунке 11.



Рисунок 11 – Задачи насосно-эжекторного оборудования.

В данной работе рассмотрены задачи насосно-эжекторного оборудования на поверхности, в составе системы для повышения коэффициента нефтеотдачи продуктивного пласта с применением технологии водогазового воздействия.

5. РАСЧЁТНАЯ ЧАСТЬ

5.1 Данные для расчёта

Для проведения расчетов была выбрана технологическая схема с применением эжекторов, разработанная на основе патента № 2293178 представленная на рисунке 12. [19]

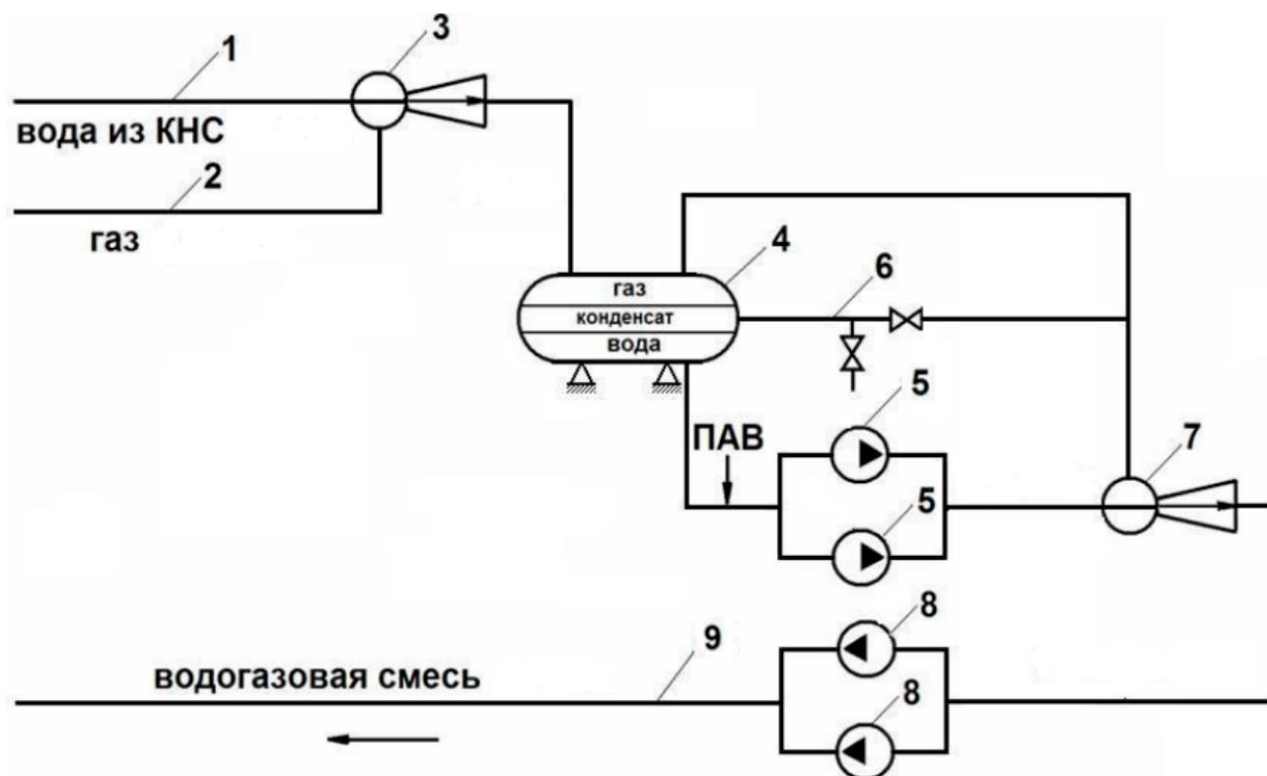


Рисунок 12 – Технологическая схема насосно-эжекторной системы для водогазового воздействия: 1- вода из кустовой насосной станции, 2 – газовая линия низкого давления от ДНС, 3 – эжектор первой ступени сжатия, 4 – сепаратор, 5, 8 – многоступенчатые насосы, 6 – линия отвода конденсата, 7 – эжектор второй ступени сжатия, 9 – водовод к нагнетательным скважинам.

Данные для расчета представлены в таблице 2:

Таблица 2 – Исходные данные

Наименование	Обозначение	Значение
Газосодержание смеси в пластовых условиях	α	30%
Плотность воды в стандартных условиях	$\rho_{\text{воды}}$	1007 кг/м ³
Плотность газа в стандартных условиях	$\rho_{\text{газа}}$	1,228 кг/м ³
Давление на устье нагнетательной скважины при закачке газа	$P_{\text{устья}}$	12 МПа
Объем закачиваемой воды	$Q_{\text{воды}}$	978 м ³ /сут.
Глубина скважины	$H_{\text{скв}}$	1339 м
Внутренний диаметр НКТ	$d_{\text{нкт}}$	114 мм
Расход газа в стандартных условиях	$Q_{\text{газа ст.у.}}$	35000 м ³ /сут.
Давление газа на приеме	$P_{\text{приема1}}$	0,4 МПа

5.2 Расчёт оборудования

Расчёт гидростатического давления на забое:

$$P_{\text{гид}} = \rho_{\text{воды}} \cdot g \cdot H_{\text{скв}} \quad (1)$$

$$P_{\text{гид}} = 1007 \cdot 9,81 \cdot 1339 = 13,23 \text{ МПа}$$

Расчёт скорости воды:

$$v_{\text{воды}} = \frac{Q}{S} = \frac{Q_{\text{воды}} \cdot 4}{t \cdot \pi \cdot d_{\text{нкт}}^2} \quad (2)$$

$$v = \frac{978 \cdot 4}{86400 \cdot \pi \cdot 0,114^2} = 1,11 \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

Расчёт числа Рейнольдса:

$$Re = \frac{v_{\text{воды}} \cdot d_{\text{нкт}} \cdot \rho_{\text{воды}}}{\mu} \quad (3)$$

$$Re = \frac{1,11 \cdot 0,114 \cdot 1007}{10^{-3}} = 12740$$

Полученное значение соответствует турбулентному режиму $Re > 10000$

Расчёт границ зоны:

$$\text{Нижняя граница} = 10 \frac{d_{\text{нкт}}}{\Delta} = 10 \frac{114}{0,1} = 11400 \quad (4)$$

$$\text{Верхняя граница} = 500 \frac{d_{\text{нкт}}}{\Delta} = 500 \frac{114}{0,1} = 570000 \quad (5)$$

Расчёт коэффициента гидравлического сопротивления 2-й области турбулентного режима:

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{68}{Re} + \frac{\Delta}{d_{\text{нкт}}} \right)^{0,25} \quad (6)$$

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{68}{12740} + \frac{\Delta}{114} \right)^{0,25} = 0,021$$

Расчёт потерь напора на трение:

$$h_{\text{трения}} = \lambda \cdot \frac{H_{\text{скв}}}{d_{\text{нкт}}} \cdot \frac{v_{\text{воды}}^2}{2g} \quad (7)$$

$$h_{\text{трения}} = 0,021 \cdot \frac{1339}{0,114} \cdot \frac{1,11^2}{2 \cdot 9,81} = 15,71 \text{ м}$$

Расчёт потери давления воды на трение:

$$P_{\text{трения}} = \rho_{\text{воды}} \cdot g \cdot h_{\text{трения}}, \quad (8)$$

$$P_{\text{трения}} = 1007 \cdot 9,81 \cdot 15,71 = 1,55 \cdot 10^5 \text{ Па}$$

Расчёт полного забойного давления:

$$P_{\text{забой}} = P_{\text{гид}} + P_{\text{трения}} + P_{\text{устья}} \quad (9)$$

$$P_{\text{забой}} = (132,3 + 1,55 + 120) \cdot 10^5 = 25,38 \cdot 10^6 \text{ Па}$$

Чтобы приёмистость скважины, при применении в качестве рабочего агента газожидкостной смеси вместо воды, не изменилась давление на забое скважины должно остаться на том же уровне и равняться 25,38 МПа. Расход газожидкостной смеси остаётся равным расходу воды т.е. 978 м³/сут. Необходимо пересчитать гидростатическое давление на забое.

Расчёт расхода газа при пластовом давлении 12,17 МПа:

$$Q_{\text{газа.пласт}} = Q_{\text{воды}} \cdot \alpha \quad (10)$$

$$Q_{\text{газа.пласт}} = 978 \cdot 0,30 = 293,4 \text{ м}^3/\text{сут}$$

Расчёт необходимого расхода воды:

$$Q_{\text{воды}} = Q_{\text{забой}} - Q_{\text{газа.пласт}} \quad (11)$$

$$Q_{\text{воды}} = 978 - 293,4 = 684,6 \text{ м}^3/\text{сут}$$

Пересчёт расхода газа для забойного давления 25,38 МПа:

$$Q_{\text{газа.забой}} = 140,69 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

Расчёт газосодержания на забое:

$$\alpha_{\text{забой}} = \frac{Q_{\text{газа.забой}}}{Q_{\text{газа.забой}} + Q_{\text{воды}}} \quad (12)$$

$$\alpha_{\text{забой}} = \frac{140,69}{140,69 + 684,6} = 17\%$$

Расчёт плотности смеси на забое:

$$\rho_{\text{вгс забой}} = \rho_{\text{воды}} \cdot (1 - \alpha_{\text{забой}}) + \rho_{\text{газа}} \cdot P_{\text{забой}} \alpha_{\text{забой}} \quad (13)$$

$$\rho_{\text{вгс забой}} = 1007 \cdot (1 - 0,17) + 1,228 \cdot 253,8 \cdot 0,17 = 888,5 \text{ кг/м}^3$$

Расчёт потерь давления за счет сил трения для водогазовой смеси ($\beta_3=17\%$) начинается с расчёта скорости смеси:

$$v_{\text{вгс}} = \frac{Q_{\text{воды}} + Q_{\text{газа.забой}}}{S} = \frac{(Q_{\text{воды}} + Q_{\text{газа.забой}}) \cdot 4}{t \cdot \pi \cdot d_{\text{нкт}}^2} \quad (14)$$

$$v_{\text{вгс}} = \frac{(684,6 + 140,69) \cdot 4}{86400 \cdot \pi \cdot 0,114^2} = 0,936 \text{ м/с}$$

Расчёт числа Рейнольдса для водогазовой смеси:

$$Re = \frac{v_{\text{вгс}} \cdot d_{\text{нкт}} \cdot \rho_{\text{вгс забой}}}{\mu} \quad (15)$$

$$Re = \frac{0,936 \cdot 0,114 \cdot 888,5}{1,41 \cdot 10^{-3}} = 64260$$

Расчёт коэффициента гидравлического сопротивления:

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{68}{Re} + \frac{\Delta}{d_{\text{нкт}}} \right)^{0,25} \quad (16)$$

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{68}{64260} + \frac{\Delta}{114} \right)^{0,25} = 0,023$$

Расчёт потерь напора на трение:

$$h_{\text{трения1}} = \lambda \cdot \frac{H_{\text{СКВ}}}{d_{\text{нкт}}} \cdot \frac{v_{\text{вгс}}^2}{2g} \quad (17)$$

$$h_{\text{трения1}} = 0,023 \cdot \frac{1339}{0,114} \cdot \frac{0,936^2}{2 \cdot 9,81} = 12 \text{ м}$$

Расчёт потерь давления:

$$P_{\text{трения1}} = \rho_{\text{вгс}} \cdot g \cdot h_{\text{трения1}} \quad (18)$$

$$P_{\text{трения1}} = 888,5 \cdot 9,81 \cdot 12 = 1,05 \cdot 10^5 \text{ Па}$$

Теперь необходимо задать устьевое давление скважины, возьмём 15 МПа, и рассчитать расход газа при нём:

$$Q_{\text{газа } P_{y15}} = Q_{\text{газа забой}} \cdot \frac{P_{\text{забой}}}{P_{\text{устья } 15}} \quad (19)$$

$$Q_{\text{газа } P_{y15}} = 140,69 \cdot \frac{25,38}{15} = 238,1 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

Расчёт газосодержания на устье скважины при $P_{\text{устья } 15}$:

$$\alpha_{\text{устья } 15} = \frac{Q_{\text{газа } P_{y15}}}{Q_{\text{газа } P_{y15}} + Q_{\text{воды}}} \quad (20)$$

$$\alpha_{\text{устья } 15} = \frac{238,1}{238,1 + 684,6} = 25,8\%$$

Расчёт плотности водогазовой смеси на устье при $P_{\text{устья } 15}$:

$$\rho_{\text{вгс устье}} = \rho_{\text{воды}} \cdot (1 - \alpha_{\text{устья } 15}) + \rho_{\text{газа}} \cdot P_{\text{устья } 15} \alpha_{\text{устья } 15} \quad (21)$$

$$\rho_{\text{вгс устье}} = 1007 \cdot (1 - 0,258) + 1,228 \cdot 150 \cdot 0,258 = 794,7 \text{ кг/м}^3$$

Расчёт гидростатического забойного давления при закачке водогазовой смеси при $P_{\text{устья } 15}$:

$$P_{\text{гид вгс } 15} = \frac{\rho_{\text{вгс забой}} + \rho_{\text{вгс устье}}}{2} \cdot g \cdot H_{\text{скв}} \quad (22)$$

$$P_{\text{гид вгс } 15} = \frac{888,5 + 794,7}{2} \cdot 9,81 \cdot 1339 = 11,05 \text{ МПа}$$

Расчёт потери давления водогазовой смеси на трение ($\beta_y=25,8\%$)

Расчёт скорости ВГС при $P_{\text{устья } 15}$:

$$v_{\text{вгс2}} = \frac{Q_{\text{воды}} + Q_{\text{газа } P_{y15}}}{S} = \frac{(Q_{\text{воды}} + Q_{\text{газа } P_{y15}}) \cdot 4}{t \cdot \pi \cdot d_{\text{нкт}}^2} \quad (23)$$

$$v_{\text{вгс2}} = \frac{(684,6 + 238,1) \cdot 4}{86400 \cdot \pi \cdot 0,114^2} = 1,05 \text{ м/с}$$

Расчёт числа Рейнольдса при $P_{\text{устья 15}}$:

$$Re = \frac{v_{\text{вгс2}} \cdot d_{\text{нкт}} \cdot \rho_{\text{вгс устье}}}{\mu} \quad (24)$$

$$Re = \frac{1,05 \cdot 0,114 \cdot 794,7}{1,785 \cdot 10^{-3}} = 53130$$

Расчёт коэффициента гидравлического сопротивления при $P_{\text{устья 15}}$:

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{68}{Re} + \frac{\Delta}{d_{\text{нкт}}} \right)^{0,25} \quad (25)$$

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{68}{53130} + \frac{\Delta}{114} \right)^{0,25} = 0,024$$

Расчёт потерь напора на трение при $P_{\text{устья 15}}$:

$$h_{\text{трения2}} = \lambda \cdot \frac{H_{\text{скв}}}{d_{\text{нкт}}} \cdot \frac{v_{\text{вгс2}}^2}{2g} \quad (26)$$

$$h_{\text{трения2}} = 0,024 \cdot \frac{1339}{0,114} \cdot \frac{1,05^2}{2 \cdot 9,81} = 15,6 \text{ м}$$

Расчёт потерь давления на трение при $P_{\text{устья 15}}$:

$$P_{\text{трения2}} = \rho_{\text{вгс устье}} \cdot g \cdot h_{\text{трения2}} \quad (27)$$

$$P_{\text{трения2}} = 794,7 \cdot 9,81 \cdot 15,6 = 1,212 \cdot 10^5 \text{ Па}$$

Расчёт средних потерь давления на трение при $P_{\text{устья 15}}$:

$$P_{\text{трения 15}} = \frac{(P_{\text{трения1}} + P_{\text{трения2}})}{2} \quad (28)$$

$$P_{\text{трения 15}} = \frac{(1,05 \cdot 10^5 + 1,212 \cdot 10^5)}{2} = 1,131 \cdot 10^5 \text{ Па}$$

Расчёт полного забойного давления при $P_{\text{устья 15}}$:

$$P_{\text{забой } 15} = P_{\text{гид вгс } 15} + P_{\text{трения } 15} + P_{\text{устья } 15} \quad (29)$$

$$P_{\text{забой } 15} = (110,5 + 1,131 + 150) \cdot 10^5 = 26,17 \cdot 10^6 \text{ Па}$$

Давление на устье должно быть уменьшено т.к. оно выше забойного давления при воздействии водой.

Задаём давление на устье 14 МПа и рассчитываем расход газа при нём:

$$Q_{\text{газа } Py14} = Q_{\text{газа забой}} \cdot \frac{P_{\text{забой}}}{P_{\text{устья } 14}} \quad (30)$$

$$Q_{\text{газа } Py14} = 140,69 \cdot \frac{25,38}{14} = 262,97 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

Расчёт газосодержания на устье скважины при $P_{\text{устья } 14}$:

$$\alpha_{\text{устья } 14} = \frac{Q_{\text{газа } Py14}}{Q_{\text{газа } Py14} + Q_{\text{воды}}} \quad (31)$$

$$\alpha_{\text{устья } 14} = \frac{262,97}{262,97 + 684,6} = 27,8\%$$

Расчёт плотности водогазовой смеси на устье при $P_{\text{устья } 14}$:

$$\rho_{\text{вгс устье}} = \rho_{\text{воды}} \cdot (1 - \alpha_{\text{устья } 14}) + \rho_{\text{газа}} \cdot P_{\text{устья } 14} \alpha_{\text{устья } 14} \quad (32)$$

$$\rho_{\text{вгс устье}} = 1007 \cdot (1 - 0,278) + 1,228 \cdot 140 \cdot 0,278 = 775,25 \text{ кг/м}^3$$

Расчёт гидростатического забойного давления при закачке водогазовой смеси при $P_{\text{устья } 14}$:

$$P_{\text{гид вгс } 14} = \frac{\rho_{\text{вгс забой}} + \rho_{\text{вгс устье}}}{2} \cdot g \cdot H_{\text{скв}} \quad (33)$$

$$P_{\text{гид вгс } 14} = \frac{888,5 + 775,25}{2} \cdot 9,81 \cdot 1339 = 10,93 \text{ МПа}$$

Расчёт потери давления водогазовой смеси на трение ($\beta_y=25,8\%$)

Расчёт скорости ВГС при $P_{\text{устья } 14}$:

$$v_{\text{вгс2}} = \frac{Q_{\text{воды}} + Q_{\text{газа Ру14}}}{S} = \frac{(Q_{\text{воды}} + Q_{\text{газа Ру14}}) \cdot 4}{t \cdot \pi \cdot d_{\text{нкт}}^2} \quad (34)$$

$$v_{\text{вгс2}} = \frac{(684,6 + 262,97) \cdot 4}{86400 \cdot \pi \cdot 0,114^2} = 1,075 \text{ м/с}$$

Расчёт числа Рейнольдса при $P_{\text{устья 14}}$:

$$Re = \frac{v_{\text{вгс2}} \cdot d_{\text{нкт}} \cdot \rho_{\text{вгс устье}}}{\mu} \quad (35)$$

$$Re = \frac{1,05 \cdot 0,114 \cdot 775,25}{1,76 \cdot 10^{-3}} = 53980$$

Расчёт коэффициента гидравлического сопротивления при $P_{\text{устья 14}}$:

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{68}{Re} + \frac{\Delta}{d_{\text{нкт}}} \right)^{0,25} \quad (36)$$

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{68}{53980} + \frac{\Delta}{114} \right)^{0,25} = 0,024$$

Расчёт потерь напора на трение при $P_{\text{устья 14}}$:

$$h_{\text{трения2}} = \lambda \cdot \frac{H_{\text{скв}}}{d_{\text{нкт}}} \cdot \frac{v_{\text{вгс2}}^2}{2g} \quad (37)$$

$$h_{\text{трения2}} = 0,024 \cdot \frac{1339}{0,114} \cdot \frac{1,075^2}{2 \cdot 9,81} = 16,4 \text{ м}$$

Расчёт потерь давления на трение при $P_{\text{устья 14}}$:

$$P_{\text{трения2}} = \rho_{\text{вгс устье}} \cdot g \cdot h_{\text{трения2}} \quad (38)$$

$$P_{\text{трения2}} = (775,25 \cdot 9,81 \cdot 16,4) \cdot 10^5 = 1,244 \cdot 10^5 \text{ Па}$$

Расчёт средних потерь давления на трение при $P_{\text{устья 14}}$:

$$P_{\text{трения 14}} = \frac{(P_{\text{трения1}} + P_{\text{трения2}})}{2} \quad (39)$$

$$P_{\text{трения } 14} = \frac{(1,05 \cdot 10^5 + 1,244 \cdot 10^5)}{2} = 1,147 \cdot 10^5 \text{ Па}$$

Расчёт полного забойного давления при $P_{\text{устья } 14}$:

$$P_{\text{забой } 14} = P_{\text{гид вгс } 14} + P_{\text{трения } 14} + P_{\text{устья } 14} \quad (40)$$

$$P_{\text{забой } 14} = (109,3 + 1,147 + 140) \cdot 10^5 = 25,04 \cdot 10^6 \text{ Па}$$

Давление на устье должно быть увеличено

Расчёт более точного значения устьевого давления проводится формулой линейной интерполяции:

$$P_{\text{устья}} = P_{\text{устья } 14} + \frac{(P_{\text{устья } 15} - P_{\text{устья } 14}) \cdot (P_{\text{забой}} - P_{\text{забой } 14})}{P_{\text{забой } 15} - P_{\text{забой}}} \quad (41)$$

$$P_{\text{устья}} = 14 \cdot 10^6 + \frac{(15 - 14) \cdot 10^6 \cdot (25,38 - 25,04) \cdot 10^6}{(26,17 - 25,04) \cdot 10^6} = 14,31 \text{ МПа.}$$

Устьевое давление при выбранном забойном составит 14,31 МПа.

Далее приступим к расчёту и подбору необходимого технологического оборудования для насосно-эжекторной системы.

Расчёт расхода газа на приёме эжектора I ступени:

$$Q_{\text{газа прием1}} = \frac{Q_{\text{газа ст.у.}} \cdot P_{\text{газа ст.у.}}}{P_{\text{приема1}}} \quad (42)$$

$$Q_{\text{газа прием1}} = \frac{35000 \cdot 0,1}{0,4} = 8750 \frac{\text{м}^3}{\text{сут}}$$

Расчёт коэффициента инжекции эжектора I ступени:

$$K_{\text{эжектора1}} = \frac{Q_{\text{газа прием1}}}{Q_{\text{жидкости}}} \quad (43)$$

$$K_{\text{эжектора1}} = \frac{8750}{978} = 8,95$$

Давление смеси после эжектора I ступени установим равное 2,0 МПа.

КПД эжекторов, согласно исследованиям принимаем равными $\eta=0,35$ для эжектора I ступени и $\eta=0,45$ для эжектора II ступени сжатия.

Расчёт рабочего давления жидкости перед соплом эжектора I ступени:

$$P_{\text{рабочее1}} = P_{\text{смеси1}} + \frac{K_{\text{эжектора1}} \cdot P_{\text{приёма1}} \cdot \ln \frac{P_{\text{смеси1}}}{P_{\text{приёма1}}}}{\eta} \quad (44)$$

$$P_{\text{рабочее1}} = 2 + \frac{8,95 \cdot 0,4 \cdot \ln \frac{2}{0,4}}{0,35} = 18,46 \text{ МПа.}$$

Давление на приёме эжектора II ступени равно 2 МПа.

Расчёт расхода газа на приёме:

$$Q_{\text{газа прием2}} = \frac{Q_{\text{газа ст.у.}} \cdot P_{\text{газа ст.у.}}}{P_{\text{прием2}}} \quad (45)$$

$$Q_{\text{газа прием2}} = \frac{35000 \cdot 0,1}{2} = 1750 \frac{\text{м}^3}{\text{сут}}$$

Расчёт коэффициента инжекции эжектора II ступени:

$$K_{\text{эжектора2}} = \frac{Q_{\text{газа прием2}}}{Q_{\text{жидкости}}} \quad (46)$$

$$K_{\text{эжектора2}} = \frac{1750}{978} = 1,79$$

Давление водогазовой смеси после эжектора II ступени сжатия примем 7,5 МПа.

Расчёт газа на входе в насосы:

$$Q_{\text{газа вход}} = \frac{Q_{\text{газа ст.у.}} \cdot P_{\text{газа ст.у.}}}{P_{\text{входа 1}}} \quad (47)$$

$$Q_{\text{газа вход}} = \frac{35000 \cdot 0,1}{7,5} = 467 \frac{\text{м}^3}{\text{сут}}$$

Расчёт газосодержания смеси $\alpha_{\text{вход}}$ на входе в насос:

$$\alpha_{\text{вход}} = \frac{Q_{\text{газа вход}}}{Q_{\text{газа вход}} + Q_{\text{жидкости}}} \quad (48)$$

$$\alpha_{\text{вход}} = \frac{467}{467 + 978} = 0,323$$

Газосодержание находится в допустимых пределах для современных центробежных насосов.

Расчёт рабочего давления жидкости перед соплом эжектора II ступени:

$$P_{\text{рабочее2}} = P_{\text{смеси2}} + \frac{K_{\text{эжектора2}} \cdot P_{\text{приёма2}} \cdot \ln \frac{P_{\text{смеси2}}}{P_{\text{приёма2}}}}{\eta} \quad (49)$$

$$P_{\text{рабочее2}} = 7,5 + \frac{1,79 \cdot 2 \cdot \ln \frac{7,5}{2}}{0,45} = 18 \text{ МПа}$$

Расчёт давления насоса эжектора II ступени:

$$P_{\text{насоса2}} = P_{\text{рабочее2}} - P_{\text{приёма2}} \quad (50)$$

$$P_{\text{насоса2}} = 18 - 2 = 16 \text{ МПа}$$

Для обеспечения требуемых технологических параметров режима работы оборудования было выбрано 2 насоса типа ВНН6-1000-960, которые при подаче 978 м³/сут обеспечат требуемый напор 1822 м суммарная мощность $N_{\text{насосов}}$, потребляемая насосами составит 333,2 кВт.

Параметры работы насоса после эжектора II ступени: $P_1=7,5$ МПа, $\alpha_{\text{вх}}=0,323$, $Q_{\text{жидкости}}=978$ м³/сут, $P_2=14,31$ МПа.

Расчёт подачи газа:

$$Q_{\text{газа среднее}} = \frac{Q_{\text{газа ст.у.}} \cdot P_{\text{газа ст.у.}}}{P_2 - P_1} \cdot \ln \frac{P_2}{P_1} \quad (51)$$

$$Q_{\text{газа среднее}} = \frac{35000 \cdot 0,1}{14,31 - 7,5} \cdot \ln \frac{14,31}{7,5} = 332 \frac{\text{м}^3}{\text{сут}}$$

Расчёт подачи насоса на ВГС:

$$Q_{\text{средняя}} = Q_{\text{газа среднее}} + Q_{\text{жидкости}} \quad (52)$$

$$Q_{\text{средняя}} = 332 + 978 = 1310 \frac{\text{м}^3}{\text{сут}}$$

Расчёт массового расхода смеси:

$$M_{q\text{смеси}} = Q_{\text{жидкости}} \cdot \rho_{\text{воды}} + Q_{\text{газа ст.у.}} \cdot \rho_{\text{газа}} \quad (53)$$

$$M_{q\text{см}} = 978 \cdot 1007 + 35000 \cdot 1,228 = 1,028 \cdot 10^6 \frac{\text{кг}}{\text{сут}}$$

Расчёт средней плотности ВГС $\rho_{\text{вгс средняя}}$

$$\rho_{\text{вгс средняя}} = \frac{M_{q\text{смеси}}}{Q_{\text{средняя}}} \quad (54)$$

$$\rho_{\text{вгс средняя}} = \frac{1,028 \cdot 10^6}{1310} = 785 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$$

Расчёт среднего напора насоса на ВГС:

$$h_{\text{среднее}} = \frac{P_2 - P_1}{\rho_{\text{вгс средняя}} \cdot 10} \quad (55)$$

$$h_{\text{среднее}} = \frac{(14,3 - 7,5) \cdot 10^6}{785 \cdot 10} = 868 \text{ м.}$$

Для обеспечения требуемых технологических параметров режима работы оборудования был выбран насос типа ЭЦН-1250-1195 развивающего при подаче 978 м³/сут., напор 868 м. Затрачиваемая мощность на воде равняется 198,4 кВт.

Расчёт мощности на ВГС:

$$N_{\text{насос вгс}} = \frac{N_{\text{насос}} \cdot \rho_{\text{вгс среднее}}}{1000} \quad (56)$$

$$N_{\text{насос вгс}} = \frac{198,4 \cdot 785}{1000} = 156 \text{ кВт}.$$

5.3 Вывод

В работе рассмотрены методы воздействия на пласт с целью повышения нефтеотдачи и варианты его реализации различными технологиями. Из них был выбран метод водогазового воздействия с применением насосно-эжекторной системы, как наиболее универсальный и надёжный метод.

В результате проведённых расчётов было подобрано необходимое технологическое оборудование для насосно-эжекторной системы водогазового воздействия на пласт с целью повышения нефтеотдачи пласта и утилизации попутного нефтяного газа.

Необходимое оборудование представляет собой:

- эжектор первой ступени сжатия с коэффициентом инжекции 8,95;
- эжектор второй ступени с коэффициентом инжекции 1,79;
- насоса типа ВНН6-1000-960;
- насос типа ЭЦН-1250-1195.

Расход жидкости равен $978 \text{ м}^3/\text{сут.}$, расход газа в стандартных условиях равен $35000 \text{ м}^3/\text{сут.}$, давление на устье нагнетающей скважины – 14,31 МПа. Общая мощность, потребляемая насосами, составляет 531,6 кВт.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ05	Джаладинов Тимур Рашидович

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело»/ «Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов»

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Оценка стоимости материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих ресурсов на проведение исследования и подбора насосно-эжекторной системы для водогазового воздействия.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Единые нормы времени и расценки на монтаж компрессоров, насосов Приказ №639 от 20 сентября 2019 года «Об утверждении Правил подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья» Постановление Правительства РФ от 01.01.2002 № 1 (ред. от 27.12.2019) «О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы»
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Налоговый кодекс Российской Федерации ФЗ №67 от 24.07.2009 в ред. от 26.03.2022

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Обоснование перспективности исследования по расчёту и подбору необходимого технологического оборудования для водогазового воздействия с применением насосно-эжекторных систем.
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Расчет затрат при проведении исследования по расчёту и подбору необходимого технологического оборудования для водогазового воздействия с применением насосно-эжекторных систем. Определение трудоёмкости выполнения работ, разработка плана и графика выполнения проекта.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Оценка экономической эффективности в выборе схемы водогазового воздействия с применением насосно-эжекторных систем.

Перечень графического материала:

1. Оценка конкурентоспособности научно-технического исследования
2. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ
3. Расчёт экономической эффективности насосно-эжекторной системы

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	14.03.2022
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Шарф Ирина Валерьевна	Д.э.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ05	Джаладинов Тимур Рашидович		

6 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ, РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Целью исследования диссертации заключается в повышении эффективности добычи нефти в осложнённых условиях с помощью применения насосно-эжекторных систем.

Применение насосно-эжекторных систем позволит предприятиям увеличить нефтеотдачу пластов. Позволит сократить расходы на закупку и обслуживание технологического оборудования, увеличить срок службы и его надёжность. А также позволит решить проблему утилизации попутного нефтяного газа, не сжигая его на факельных установках.

В данной главе проведена оценка перспективности и успешности научно-исследовательской работы по расчёту и подбору необходимого технологического оборудования. Для достижения цели необходимо решить задачи такие как:

- анализ конкурентных технических решений
- планирование научно-исследовательских работ;
- расчет бюджета затрат;
- определение ресурсной эффективности исследования.

6.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Потенциальными потребителями результатов являются нефтедобывающие компании. Для данных предприятий актуальным является решение задачи по увеличению эффективности добычи нефти в осложненных условиях на новых и уже разрабатываемых месторождениях, а также решение проблемы, связанной с утилизацией попутного нефтяного газа.

Таблица 3 – Карта сегментирования рынка

Размер компании	Направление деятельности		
	Проектирование	Разработка и подбор оборудования	Выполнение проектов строительства
Мелкие	+	-	-
Средняя	+	+	-
Крупная	+	+	+

Проектирование и разработка основного и вспомогательного оборудования играет не мало важную роль для эксплуатации скважин, так как от правильно выбранного оборудования и его рабочих параметров, зависит межремонтный период и увеличение добываемой нефти.

6.2 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

Существует множество способов по увеличению эффективности добычи нефти в осложненных условиях на новых и уже разрабатываемых месторождениях, а также способов использования попутного нефтяного газа кроме его сжигания на факельных установках.

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, поскольку рынки пребывают в постоянном движении. Такой анализ помогает вносить коррективы в научное исследование, чтобы успешнее конкурировать со своими соперниками. Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения. Для данного анализа строится оценочная карта.

Таблица 4 – Оценочная карта для конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _ф	Б _{к1}	Б _{к2}	К _ф	К _{к1}	К _{к2}
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
Срок службы	0,12	4	2	3	0,48	0,24	0,36
Ремонтопригодность	0,1	4	2	3	0,4	0,2	0,3
Надежность	0,12	3	2	3	0,36	0,24	0,36
Простота ремонта	0,1	3	2	3	0,3	0,2	0,3
Удобство эксплуатации	0,08	4	3	4	0,32	0,24	0,32
Уровень шума	0,11	4	2	4	0,44	0,22	0,44
Безопасность	0,08	4	3	4	0,32	0,24	0,32
Конкурентоспособность продукта	0,03	4	3	2	0,12	0,09	0,06
Уровень проникновения на рынок	0,08	4	4	3	0,32	0,32	0,24
Цена	0,1	3	2	3	0,3	0,2	0,3
Долговечность	0,08	4	3	4	0,32	0,24	0,32
Итого	1	41	28	36	3,68	2,43	3,32

где B_{Φ} – Схема с двумя эжекторами, одним сепаратором;

B_{k1} – Схема с винтовым компрессором, одним эжектором, одним сепаратором;

B_{k2} – Схема с двумя эжекторами, двумя сепараторами.

По таблице 4 видно, что наиболее эффективная схема с двумя эжекторами и одним сепаратором, так же она является наиболее конкурентоспособной к другим, так как обладает рядом преимуществ, например, уровень шума, а также высокая ремонтпригодность и долговечность работы, связанная с небольшим числом подвижных частей.

Эти критерии основаны на выбранных объектах сравнения на основе их экономических и технических характеристиках разработки, создания и эксплуатации.

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot B_i \quad (1)$$

где K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

B_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i -го показателя

Исходя из данного анализа конкурентоспособность разработки равна 3,68, а у других двух аналогов 2,43 и 3,32 соответственно. Опираясь на полученные результаты, можно сделать вывод, что разрабатываемая и рассчитываемая схема насосно-эжекторной установки является наиболее эффективной. Уязвимость конкурентов объясняется наличием таких причин, как срок службы, более низкая надежность, высокая цена.

6.3 Планирование научно-исследовательских работ

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

- определение структуры работ в рамках научного исследования;

- определение участников каждой работы;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения научных исследований.

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой могут входить научные сотрудники и преподаватели, инженеры, техники и лаборанты, численность групп может варьироваться. В данном разделе составляется перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования, провести распределение исполнителей по видам работ. Порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 5.

Таблица 5 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителей
Подготовка задания	1	Выбор темы исследования	Руководитель, исполнитель
	2	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
	3	Календарное планирование работ	Руководитель, исполнитель
Выбор направления проектирования	4	Подбор и изучение литературы по теме	Исполнитель
Теоретические исследования и расчёты	5	Изучение объекта исследования	Исполнитель
	6	Описание условий эксплуатации	Исполнитель
	7	Изучение имеющихся вариантов	Исполнитель
	8	Разработка схемы	Руководитель, исполнитель
	9	Расчёт полученной схемы	Исполнитель
	10	Подбор оборудования	Исполнитель
Обобщение результатов	11	Оценка результатов исследования	Руководитель, исполнитель
Оформление отчета по исследовательской работе	12	Составление пояснительной записки	Руководитель, исполнитель

6.4 Определение трудоемкости выполнения работ

Трудовые затраты в большинстве случаях образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение

трудоемкости работ каждого из участников научного исследования. Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается экспертным путем в человеко-днях. Определение среднего значения трудоемкости $t_{ожі}$ используется следующая формула:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{min i} + 2t_{max i}}{5}, \quad (2)$$

где $t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы чел.-дн.;

$t_{min i}$ – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

$t_{max i}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях T_p , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Такое вычисление необходимо для обоснованного расчета заработной платы, так как удельный вес зарплаты в общей сметной стоимости научных исследований составляет около 50-60%.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i}, \quad (3)$$

где T_{pi} – продолжительность одной работы, раб. дн.;

$t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.;

$Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

6.5 Разработка графика проведения научного исследования

Построение диаграммы Ганта помогает наглядно отобразить реализацию данного проекта. В виде ленточной диаграммы, в которой работы по теме представлены протяженными во времени отрезками с указанием начала и окончания выполнения данных работ.

Таблица 6 – Календарный план-график проведения НИОКР по теме

Вид работ	Исполнители	Т _к кал. дн	Продолжительность выполнения работ											
			февр			март			апрель			май		
			1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	
Выбор темы исследования	Руководитель, исполнитель	3												
Составление и утверждение технического задания	Руководитель	3												
Календарное планирование работ	Руководитель, исполнитель	4												
Подбор и изучение литературы по теме	Исполнитель	10												
Изучение объекта исследования	Исполнитель	15												
Описание условий эксплуатации	Исполнитель	10												
Изучение имеющихся вариантов	Исполнитель	4												
Разработка схемы	Руководитель, исполнитель	9												
Расчёт полученной схемы	Исполнитель	5												
Подбор оборудования	Исполнитель	10												
Оценка результатов исследования	Руководитель, исполнитель	10												
Составление пояснительной записки	Руководитель, исполнитель	15												

Таким образом диаграмма Ганта позволила более качественно оценить и спланировать время работы исполнителей проекта. График составлен для научного руководителя и исполнителя, чтобы упорядочить и систематизировать технические работы.

6.6 Бюджет научного-технического исследования

При планировании бюджета НТИ необходимо учитывать все виды расходов, затраченные на его выполнение. При формировании бюджета НТИ используются следующие затраты по статьям:

- материальные затраты;
- заработная плата исполнителей;
- амортизационные отчисления;
- отчисления во внебюджетные фонды;
- накладные расходы.

Материальные затраты включают затраты на изготовление опытного образца. Все необходимое спецоборудование и затраты на его приобретение представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Смета затрат на реализацию проекта

Оборудование	Ед. изм.	Количество			Цена, млн.руб.		
		Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
Эжектор	шт	2	1	2	4	2	4
Насос	шт.	2	2	2	10	10	10
Сепаратор	шт	1	1	2	3	3	6
Компрессор	шт	0	1	0	0	10	0
Итого, млн.руб.		Исп. 1: 17		Исп. 25		Исп. 3: 20	

Для проведения научного исследования, расчётов и подбора необходимого нам оборудования потребуется компьютер с установленным специальным программным обеспечением.

Затраты на покупку компьютера:

$$З = d_k + d_{no} = 40000 + 5000 = 45000, \quad (6)$$

где d_k – стоимость компьютера, руб.;

d_{no} – стоимость программного обеспечения, руб.

6.7 Основная заработная плата

В данную статью включается основная заработная плата научных и инженерно-технических работников по данной теме. Величина расходов по заработной плате определяется на основе трудоемкости выполняемых работ и действующей системы тарифных ставок и окладов.

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением проекта, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату:

$$З_{пол} = З_{осн} \cdot З_{доп}, \quad (7)$$

Где $З_{осн}$, $З_{доп}$ – основная и дополнительная заработная плата;

Основная заработная плата ($З_{осн}$) руководителя (лаборанта, инженера) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$$З_{осн} = З_{дн} \cdot Т_{раб}, \quad (8)$$

Где $З_{осн}$ – основная заработная плата одного работника;

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

$З_{дн}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$З_{дн} = \frac{З_m \cdot M}{F_d}, \quad (9)$$

где $З_m$ – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

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

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно – технического персонала, раб.дн. (таблица 8).

Таблица 8 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Исполнитель
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней		
– выходные дни	118	118
– праздничные дни		
Потери рабочего времени		
– отпуск	62	62
– невыходы по болезни		
Действительный годовой фонд рабочего времени	185	185

Месячный должностной оклад работника:

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

$$Z_{м} = Z_{тс} \cdot (1 + k_{пр} + k_{д}) \cdot k_{р} = 23264 \cdot (1 + 0,25 + 0,2) \cdot 1,3$$

$$= 43852,64 \text{ руб.}$$

$$Z_{м} = Z_{тс} \cdot (1 + k_{пр} + k_{д}) \cdot k_{р} = 14584 \cdot (1 + 0,25 + 0,2) \cdot 1,3$$

$$= 27490,84 \text{ руб.}$$

$k_{пр}$ – премиальный коэффициент, равный 0,25 (т.е. 25% от $Z_{тс}$);

$k_{д}$ – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2-0,5 (в НИИ и на промышленных предприятиях – за расширение сфер обслуживания, за профессиональное мастерство, за вредные условия: 15-20 % от $Z_{тс}$);

$k_{р}$ – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Тарифная заработная плата $Z_{тс}$ находится из произведения тарифной ставки работника на тарифный коэффициент $k_{т}$ и учитывается по единой для бюджетной организации тарифной сетке. Для предприятий, не относящихся к бюджетной сфере, тарифная заработная плата (оклад) рассчитывается по тарифной сетке, принятой на данном предприятии.

За основу оклада берется ставка работника ТПУ, согласно занимаемой должности. Из таблицы окладов для доцента (степень – кандидат наук) – 23264 руб., для ассистента (степень отсутствует) – 14584 руб. [20]

Таблица 9– Расчет основной заработной платы для всех исполнений

Исполнители	$Z_{тс}$, руб.	$k_{пр}$	$k_{д}$	$k_{р}$	$Z_{м}$, руб.	$Z_{дн}$, руб.	$T_{р,}$ раб. дн.	$Z_{осп}$, руб.
Руководитель	23264	0,25	0,2	1,3	43852,64	2465,23	44	108470
Исполнитель	14584	0,25	0,2	1,3	27490,84	1545,43	95	146816
Итого								255286

6.8 Дополнительная заработная плата исполнителей тем

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с

обеспечением гарантий и компенсаций (при исполнении государственных и общественных обязанностей, при совмещении работы с обучением, при предоставлении ежегодного оплачиваемого отпуска и т.д.).

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}} = 0,13 \cdot 108470 = 14101 \quad (11)$$

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}} = 0,13 \cdot 146816 = 19086 \quad (12)$$

где $З_{\text{доп}}$ – дополнительная заработная плата, руб.;

$k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной зарплаты;

$З_{\text{осн}}$ – основная заработная плата, руб.

6.9 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$\begin{aligned} З_{\text{внеб}} &= k_{\text{внеб}} \cdot (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}) = 0,374 \cdot (108470 + 14101) \\ &= 45841,6 \\ З_{\text{внеб}} &= k_{\text{внеб}} \cdot (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}) = 0,374 \cdot (146816 + 19086) \\ &= 62047,3 \end{aligned} \quad (13)$$

где $k_{\text{внеб}} = 30\%$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд – 22%, фонд обязательного медицинского – 5,1% и социального – 2,9 % страхования), в соответствии со статьей 425 НК РФ. А также отчисления в фонд страхования от несчастных случаев – 7,4% по 30 классу профессионального риска.

Отчисления во внебюджетные фонды рекомендуется представлять в табличной форме (таблица 10).

Таблица 10 – Отчисления во внебюджетные фонды

	Руководитель	Исполнитель проекта
Основная ЗП, тыс. руб.	108470	146816
Дополнительная ЗП, тыс. руб.	14101	19086
Коэффициент отчисления во внебюджетные фонды	0,374	
Итого	45841,6	62047,3

6.10 Прочие расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, пишущие принадлежности, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Они определяются по следующей формуле:

$$З_{\text{накл}} = k_{\text{нр}} \cdot З_{\text{проч}} = 0,16 \cdot (108470 + 146816 + 14101 + 19086 + 45841,6 + 62047,3 + 45000) = 441362 \text{ руб} \quad (14)$$

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

6.11 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы (темы) является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции (таблица 11).

Таблица 11 – Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб.		
	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
Материальные затраты НТИ	17000000	25000000	20000000
Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	255286		
Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	33187		
Отчисления во внебюджетные фонды	107889		
Затраты на покупку компьютера	45000		
Накладные расходы	441362		
Бюджет затрат НТИ	17882724	25882724	20882724

6.12 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности. Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат двух вариантов исполнения научного исследования.

Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\Phi}^{\rho} = \frac{\Phi_{\rho i}}{\Phi_{\max}}, \quad (15)$$

где I_{Φ}^{ρ} – интегральный финансовый показатель разработки;

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

$\Phi_{\rho i}$ – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналогии)

Для первого варианта исполнения имеем:

$$I_{\Phi}^{\rho} = \frac{\Phi_{\rho i}}{\Phi_{\max}} = \frac{17882724}{25882724} = 0,691 \quad (16)$$

Для второго варианта исполнения имеем:

$$I_{\Phi}^{\rho} = \frac{\Phi_{\rho i}}{\Phi_{\max}} = \frac{25882724}{25882724} = 1 \quad (17)$$

Для третьего варианта исполнения имеем:

$$I_{\Phi}^{\rho} = \frac{\Phi_{\rho i}}{\Phi_{\max}} = \frac{20882724}{25882724} = 0,807 \quad (18)$$

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное удешевление стоимости разработки в размах (значение больше единицы), либо соответствующее численное удешевление стоимости разработки в размах (значение меньше единицы, но больше нуля).

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_m^a = \sum_{i=1}^n a_i \cdot b_i^a \quad (19)$$

где I_m – интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов;

a_i – весовой коэффициент i -го параметра;

b_i^a, b_i^p – балльная оценка i -го параметра для аналога и разработки,

устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

n – число параметров сравнения.

$$I_1^A = 5 \cdot 0,15 + 4 \cdot 0,1 + 5 \cdot 0,25 + 5 \cdot 0,1 + 4 \cdot 0,05 + 4 \cdot 0,1 + 4 \cdot 0,15 + 4 \cdot 0,1 = 4,5 \quad (20)$$

$$I_2^A = 4 \cdot 0,15 + 3 \cdot 0,1 + 3 \cdot 0,25 + 4 \cdot 0,1 + 4 \cdot 0,05 + 2 \cdot 0,1 + 3 \cdot 0,15 + 4 \cdot 0,1 = 3,3 \quad (21)$$

$$I_3^A = 4 \cdot 0,15 + 4 \cdot 0,1 + 5 \cdot 0,25 + 5 \cdot 0,1 + 4 \cdot 0,05 + 4 \cdot 0,1 + 3 \cdot 0,15 + 4 \cdot 0,1 = 4,2 \quad (22)$$

Таблица 12 – Сравнительная оценка характеристик проекта

Критерии	Весовой коэффициент параметра	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
Срок службы	0,15	5	4	4
Ремонтопригодность	0,1	4	3	4
Надежность	0,25	5	3	5
Простота ремонта	0,1	5	4	5
Удобство эксплуатации	0,05	4	4	4
Уровень шума	0,1	4	2	4
Безопасность	0,15	4	3	3
Долговечность	0,1	4	4	4
Итого	1	35	27	33

Интегральный показатель эффективности разработки ($I_{\text{финр}}^p$) и аналога ($I_{\text{финр}}^a$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{\text{финр}}^p = \frac{I_m^p}{I_{\phi}^p} = \frac{4,5}{0,691} = 6,51, \quad (23)$$

$$I_{\text{финр}}^{a1} = \frac{I_m^{a1}}{I_{\phi}^{a1}} = \frac{3,3}{1} = 3,3 \quad (24)$$

$$I_{\text{финр}}^{a2} = \frac{I_m^{a2}}{I_{\phi}^{a2}} = \frac{4,3}{0,807} = 5,33 \quad (25)$$

Сравнение интегрального показателя эффективности текущего проекта и аналогов позволит определить сравнительную эффективность проекта.

Сравнительная эффективность проекта (таблица 13):

$$\mathcal{E}_{\text{ср1}} = \frac{I_{\text{финр}}^p}{I_{\text{финр}}^{a1}} = \frac{6,51}{4,5} = 1,45, \quad (31)$$

$$\mathcal{E}_{\text{ср2}} = \frac{I_{\text{финр}}^p}{I_{\text{финр}}^{a2}} = \frac{3,3}{3,3} = 1 \quad (32)$$

$$\mathcal{E}_{\text{ср3}} = \frac{I_{\text{финр}}^p}{I_{\text{финр}}^{a3}} = \frac{5,33}{4,3} = 1,24, \quad (33)$$

где $\mathcal{E}_{\text{ср}}$ – сравнительная эффективность проекта;

$I_{mэ}^p$ – интегральный показатель разработки;

$I_{mэ}^a$ – интегральный технико–экономический показатель аналога.

Таблица 13 – Сравнительная эффективность разработки

Показатели	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
Интегральный финансовый показатель разработки	0,691	1	0,807
Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,5	3,3	4,3
Интегральный показатель эффективности	6,51	3,3	5,33
Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,45	1	1,24

6.14 Расчёт экономической эффективности насосно-эжекторной системы

Таблица 14 – Расчетные показатели работы фонда эксплуатационных скважин и стоимости оборудования

Показатель	Значение до внедрения	Значение после внедрения
Средний дебит по нефти, т/сут.	16	20
Средняя наработка на отказ, сут.	150	250
Средняя продолжительность ремонта, час	120	120
Средняя стоимость ремонта руб.	200000	200000
Затраты на приобретение эжекторов		4000000

Таблица 15 – Исходные данные для расчета экономических показателей

Показатель	Единица измерения	Значение
Цена реализации:		
Нефти на внутреннем рынке (с НДС)	Руб./т.	11618,9
Нефти на внешнем рынке	Долл.США/баррель	72,88
Налоги и платежи:		
Таможенная пошлина	Долл.США/т.	44,8
НДС	%	18
Налог на прибыль	%	20
Ставка НДС	Руб./т.	919
Эксплуатационные затраты:		
Стоимость ремонта	Руб./бр.час	5867,9
Энергетические на 1т	Руб./т	38,24
Расходы на оплату труда	Тыс.руб./скв.	904,7
Сбор и транспорт	Руб./т	60,49
Технологическая подготовка	Руб./т	26,73

Расходы по экспорту нефти	Руб./т	2846,44
Дополнительные затраты:		
Курс рубля	Руб./долл.США	73,72
Доля нефти для продажи на внешнем рынке	%	30

6.15 Расчёт дополнительной добычи

Дополнительную добычу нефти (ΔQ) от оборудования скважин погружным сепаратором механических примесей вычислим согласно ГОСТ Р 53710-2009 от 01.07.2011 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила проектирования разработки» [21]:

$$\Delta Q_t = (q_2 - q_1) \cdot 365 = (20 - 16) \cdot 365 = 1460 \frac{\text{т}}{\text{год}} \quad (34)$$

$$Q_t = q_1 \cdot 365 = 5840 \frac{\text{т}}{\text{год}} \quad (35)$$

где q_1 и q_2 - среднесуточный дебит скважины нефти до и после, т/сут;

365 – количество дней в году;

Увеличение дебита скважины за год при использовании насосно-эжекторной системы составил 1460 т.

6.16 Расчёт единовременных затрат и суммы амортизационных отчислений

К единовременным затратам отнесем затраты на покупку технологического оборудования:

$$Z_{\text{ед}} = 4 \text{ млн. руб.}$$

Согласно постановлению Правительства РФ от 01.01.2002 №1 (ред. от 27.12.2019) «О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы» [22] , насосное и эжекторное оборудование для нефтегазового промысла отнесено к 1-й амортизационной группе (от 13 до 24 месяцев) куда относится все недолговечное имущество. Норма амортизации составляет 14,3% в год. Срок полезного использования – 2 года.

Произведем расчет размера амортизационных отчислений за 1 год использования. Размер амортизационных отчислений за первый год вычислим линейным методом

$$A_t = \frac{C_n \cdot H_A}{100\%} = \frac{4000000 \cdot 14,3\%}{100\%} = 572000 \text{ руб.} \quad (36)$$

Где C_n – первоначальная стоимость данного вида основных средств, руб.;
 H_A – норма амортизационных отчислений, %.

6.17 Расчёт эксплуатационных затрат

При расчете эксплуатационных затрат необходимо учитывать затраты на добычу дополнительной нефти, затраты на закачку реагента (при необходимости), затраты на ремонт оборудования. Расчет себестоимости одной тонны нефти до установки насосно-эжекторной системы.

Энергетические затраты:

$$З_{тн} = Q_n \cdot Y_{тн} \quad (37)$$

Где $Y_{э}$ – удельные затраты на электроэнергию для добычи нефти механизированным способом.

$$З_э = 5840 \cdot 38,24 = 223321,6 \text{ руб.} \quad (38)$$

Сбор и транспорт нефти:

$$З_{тн} = Q_n \cdot Y_{тн} \quad (39)$$

Где $Y_{тн}$ – удельные затраты на сбор и транспорт нефти

$$З_{тн} = 5840 \cdot 60,49 = 353261,6 \text{ руб.} \quad (40)$$

Технологическая подготовка нефти:

$$З_{п} = Q_n \cdot Y_{п} \quad (41)$$

Где $Y_{п}$ – удельные затраты на подготовку нефти.

$$З_{п} = 5840 \cdot 26,73 = 156103,2 \text{ руб.} \quad (42)$$

Транспортные расходы, связанные с экспортом нефти:

$$З_{т} = Q_n \cdot X_э \cdot Y_{т} \quad (43)$$

Где $Y_{т}$ – удельные затраты на транспорт экспортируемой нефти;

X – доля нефти на экспорт

$$З_т = 5840 \cdot 0,3 \cdot 2846,4 = 4986892,8 \text{ руб.} \quad (44)$$

Прочие расходы, связанные с оплатой труда на одну скважину:

$$З_{от} = n \cdot У_{от} \quad (45)$$

Где $У_{от}$ – удельные затраты на оплату труда за одну скважину в год;

n – количество скважин.

$$З_{от} = 1 \cdot 904700 = 904700 \text{ руб.} \quad (46)$$

Расходы, связанные с обслуживанием:

$$З_{рем} = n \cdot У_{рем} \quad (47)$$

Где $У_{рем}$ – удельные затраты на ремонт одной скважины в год; n – количество ремонтов

$$У_{рем} = T \cdot С_{бр} \quad (48)$$

Где $С_{бр}$ – стоимость 1 часа работы обслуживающего персонала;

T – средняя продолжительность ремонта

$$У_{рем} = 120 \cdot 5867,9 = 704148 \text{ руб.} \quad (49)$$

$$З_{рем} = 2,43 \cdot 704148 = 1713426,8 \text{ руб.} \quad (50)$$

Себестоимость одной тонны нефти до установки насосно-эжекторного оборудования:

$$C_1 = \frac{Э_{общ}}{Q_0} \quad (51)$$

Где $Э_{общ}$ – общие эксплуатационные затраты до внедрения мероприятия, тыс. руб.;

Q_0 – объем добычи нефти до внедрения мероприятия, т

$$C_1 = \frac{Э_{общ}}{Q_0} = \frac{8337705}{5840} = 1427,7 \text{ руб.} \quad (52)$$

Расчет себестоимости одной тонны нефти после установки насосно-эжекторного оборудования:

Энергетические затраты

$$З_э = 7300 \cdot 38,24 = 279152 \text{ руб.} \quad (53)$$

Сбор и транспорт нефти:

$$З_{тн} = 7300 \cdot 60,49 = 441577 \text{ руб.} \quad (54)$$

Технологическая подготовка нефти:

$$З_{\text{п}} = 7300 \cdot 26,73 = 195129 \text{ руб.} \quad (55)$$

Транспортные расходы, связанные с экспортом нефти:

$$З_{\text{т}} = 7300 \cdot 0,3 \cdot 2846,4 = 6233616 \text{ руб.} \quad (56)$$

Прочие расходы, связанные с оплатой труда на одну скважину:

$$З_{\text{от}} = 1 \cdot 904700 = 904700 \text{ руб.} \quad (57)$$

Расходы, связанные с обслуживанием:

$$З_{\text{рем}} = 1,46 \cdot 704148 = 1028056,1 \text{ руб.} \quad (58)$$

Себестоимость одной тонны нефти до установки ПСМ на прием насоса:

$$C_2 = \frac{З_{\text{общ}}}{Q_0 + \Delta Q} \quad (59)$$

где ΔQ – изменение объема добычи нефти после внедрения мероприятия,

тыс.т.

$$C_2 = \frac{9082230}{7300} = 1244,1 \text{ руб.} \quad (60)$$

6.18 Расчет экономического эффекта мероприятия

Для расчета были использованы средневзвешенные данные за 2021 год. Стоимость 1 барреля нефти принималась равной 72,88\$. 1 баррель $\approx 0,1364$ т, курс доллара: 1\$ = 73,72руб.[23]

Снижение себестоимости одной тонны нефти определяем по формуле:

$$C_{\text{ср}} = \frac{C_1 - C_2}{C_1} \cdot 100\% = \frac{1427,7 - 1244,1}{1427,7} \cdot 100\% = 12,9\% \quad (60)$$

Где C_1 – себестоимость на добычу нефти до внедрения мероприятия,

C_2 – себестоимость одной тонны нефти после внедрения мероприятия.

Объем выручки определяется от реализации продукции на внешнем и внутреннем рынках. При реализации на экспорт выручка определяется с учетом доли продукции, реализуемой на экспорт по соответствующей цене в твердой валюте, с переводом ее в рублевый эквивалент по принятому курсу.

Выручка от реализации нефти на внешнем рынке

$$\Delta B_9 = Q_{\text{н}} \cdot X \cdot Ц_9 \cdot C_{\$} = 1460 \cdot 0,3 \cdot 0,1364 \cdot 72,88 \cdot 73,72 = 320983 \text{ руб.} \quad (61)$$

Выручка от реализации нефти на внутреннем рынке:

$$\Delta B_{\text{вн}} = Q_{\text{н}} \cdot (1 - X) \cdot C_{\text{вн}} = 1460 \cdot (1 - 0,3) \cdot 11618,9 = 11874516 \text{ руб.} \quad (62)$$

После расчета выручки определяется величина уплачиваемых налогов.

Налог на добычу полезных ископаемых в части нефти определяется по формуле:

$$\text{НДПИ} = K_{\text{ц}} \cdot 919 - D_{\text{м}} = 16,35 \cdot 919 - 6729 = 8296,65 \frac{\text{руб.}}{\text{т}}. \quad (63)$$

где 919 рублей – ставка НДПИ с 1 января 2021 года за 1 тонну добытой нефти обессоленной, обезвоженной и стабилизированной. [24]

$$K_{\text{ц}} = \frac{(C - C_{\text{баз}}) \cdot P}{261} = \frac{(72,88 - 15) \cdot 73,72}{261} = 16,35 \quad (64)$$

C – цена нефти на мировом рынке (долл./барр.);

$C_{\text{баз}}$ – базовая цена нефти (15 долл./барр.);

P – курс доллара;

$$\text{ФМ} = (P - \text{ЭП} \cdot (1 - K_{\text{корр}})) \cdot P = (44,8 - 77,5 \cdot (1 - 0,5)) \cdot 73,72 = 446 \quad (65)$$

$$K_{\text{ман}} = \text{ЭП} \cdot P \cdot K_{\text{корр}} - \text{ФМ} = 77,5 \cdot 73,72 \cdot 0,5 - 446 = 2410,65 \quad (66)$$

$$D_{\text{м}} = K_{\text{НДПИ}} \cdot K_{\text{ц}} \cdot (1 - K_{\text{кан}} \cdot K_{\text{з}} \cdot K_{\text{д}} \cdot K_{\text{дв}}) - K_{\text{ман}} = 559 \cdot 16,35 \cdot (1 - 0 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1) - 2410,65 = 6729 \quad (67)$$

$K_{\text{НДПИ}} = 559 \text{ руб./т}$ на период с 1 января 2016 года; [25]

$K_{\text{кан}}$ – коэффициент, характеризующий степень выработанности запасов участка;

$K_{\text{з}}$ – коэффициент, характеризующий величину запасов участка;

$K_{\text{д}}$ – коэффициент, характеризующий сложность добычи нефти;

$K_{\text{дв}}$ – коэффициент, характеризующий степень выработанности запасов залежи;

$K_{\text{кан}}$ – коэффициент, характеризующий регион добычи и свойств нефти;

Таможенная пошлина:

$$\text{ТП} = \Delta Q_{\text{н}} \cdot C_{\text{ТП}} \cdot X \cdot P \quad (68)$$

где $C_{\text{ТП}}$ – размер таможенной пошлины на 1 т. нефти.

$$\text{ТП} = 1460 \cdot 0,1364 \cdot 0,3 \cdot 73,72 \cdot 44,8 = 197311,2 \text{ руб.} \quad (69)$$

Налог на прибыль:

$$\text{НП} = \text{П} \cdot \text{С}_{\text{нп}} \quad (70)$$

Где $\text{С}_{\text{нп}}$ – ставка налога на прибыль (20%);

П – валовая прибыль

$$\text{НП} = 6712392,85 \cdot 0,2 = 1342478,57 \text{ руб.} \quad (71)$$

Валовая прибыль:

$$\begin{aligned} \text{П} = & \Delta \text{В}_{\text{вн}} + \Delta \text{В}_{\text{э}} - \Delta \text{З}_{\text{э}} - \Delta \text{З}_{\text{тн}} - \Delta \text{З}_{\text{т}} - \Delta \text{З}_{\text{рем}} - \text{З}_{\text{ед}} - \text{А}_{\text{т}} - \text{НДПИ} - \text{ТП} = \\ & 11874516 + 320983 - 55830,4 - 88315,4 - 1246723,2 + \\ & 685370,7 - 4000000 - 572000 - 8296,65 - 197311,2 = 6712392,85 \text{ руб.} \end{aligned} \quad (72)$$

Чистая прибыль:

$$\text{ЧП} = \text{П} - \text{НП} = 6712392,85 - 1342478,57 = 5369914,28 \text{ руб.} \quad (73)$$

Изменение производительности труда:

$$\text{Р}_y = \frac{\frac{Q_t}{N_{\text{спт}}}}{\frac{Q_0}{N_{\text{сп0}}}} \cdot 100\% - 100\% = \frac{7300}{5840} \cdot 100\% - 100\% = 25\% \quad (74)$$

6.19 Вывод

Проведенные расчеты показали перспективность разработки исследования увеличения нефтеотдачи с помощью насосно-эжекторной системы, согласно интегральным показателям: финансовый показатель разработки 0,686, показатель ресурсоэффективности разработки 4,5 и показатель эффективности 6,56.

Перспективность разработки обусловлена увеличением средней наработки на отказ, надежностью и долговечностью, что положительно влияет на стоимость одной тонны добытой нефти. Также увеличивается количество добытой нефти и уменьшаются затраты на утилизацию попутного нефтяного газа с применением данной системы. Так как данное технологическое решение имеет положительный экономический эффект, его применение является рациональным и рентабельным.

Рассчитанный бюджет НТИ составляет 17487218 руб. с учётом приобретения технологического оборудования.

Технико-экономическая оценка показала, что с помощью насосно-эжекторной системы дополнительная добыча нефти предположительно составляет 1460 тонн в год. В результате расчета чистая прибыль от реализации дополнительно добытой нефти составит 5369914,28 руб.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа		ФИО	
2БМ05		Джаладинов Тимур Рашидович	
Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» / «Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов»

Тема ВКР:

Повышение эффективности добычи нефти с применением насосно-эжекторных установок в осложнённых условиях	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
Введение - Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. - Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации	<i>Объект исследования – насосно-эжекторная установка.</i> <i>Область применения – системы повышения эффективности добычи нефти, увеличения нефтеотдачи пластов и поддержания пластового давления.</i> <i>Рабочая зона – площадка на месторождении, помещение операторной.</i>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при разработке проектного решения: - специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	ГН 2.2.5.3532-18. Предельно допустимые концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. ГОСТ 12.1.012–2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. ГОСТ 12.1.019–2017 ССБТ. Электробезопасность. СанПиН 1.2.3685-21. Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания. СП 52.13330.2016. Естественное и искусственное освещение. ГОСТ 12.2.003-91. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность.
2. Производственная безопасность при разработке проектного решения: - Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов - Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора	Вредные и опасные факторы: - повышенная загазованность рабочей зоны; - повышенный уровень шума; - повышенный уровень вибрации; - отклонение показателей микроклимата в рабочей зоне; - недостаточная освещенность рабочей зоны; - подвижные части производственного оборудования; - электрический ток; - пожаровзрывоопасность.

3. Экологическая безопасность при разработке проектного решения	Воздействие на атмосферу: выброс перекачиваемого углеводородного сырья и иных загрязняющих веществ в результате разгерметизации оборудования. Воздействие на гидросферу: в результате разгерметизации оборудования выброс жидких углеводородов.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при разработке проектного решения	Вероятные чрезвычайные ситуации: выход углеводородов; природные чрезвычайные ситуации; возгорание углеводородов. Наиболее вероятное чрезвычайное ситуация: возгорание углеводородов

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	14.03.2022
---	-------------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ООД	Сечин Андрей Александрович	К.Т.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ05	Джаладинов Тимур Рашидович		

7 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

На данный момент эффективность извлечения нефти основными методами разработки, считается неудовлетворительной, учитывая, что потребление нефтепродуктов растет во всем мире. Поэтому внедрение современных методов увеличения нефтеотдачи является актуальным и растет с каждым годом. Водогазовое воздействие является одним из таких методов, к которому каждый год растет все больший интерес. Также этот метод интересен с точки зрения утилизации попутного газа т.к. постановлением правительства Российской Федерации нефтекомпании обязаны утилизировать 95% добываемого попутного нефтяного газа и ограничить объем его сжигания на факелах. Водогазовое воздействие - один из методов утилизации газа путем закачки его обратно в пласт для поддержания пластового давления. Обслуживают установки по закачке воды и газа в пласт операторы поддержания пластового давления. Данная установка имеет некоторые вредные и опасные факторы.

Объектом исследования является насосно-эжекторная установка для системы повышения эффективности добычи нефти, увеличения нефтеотдачи пластов и поддержания пластового давления. Основной фонд скважин расположен в северных широтах Российской Федерации. Колебание температуры в местах проведения работ от -50 до +40 °С. Климат континентальный, период проведения работ круглогодичный, непрерывный.

7.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Разработка месторождений нефти и газа относится к работам по извлечению трудно добываемых полезных ископаемых, которые расположены в труднодоступной местности. Поэтому осуществление правового регулирования труда рабочих, в данной отрасли соблюдается с учетом норм, которые были установлены в статьях 297-302 Трудового кодекса Российской Федерации, глава 47 «Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом». Кроме того, учитываются нормы, установленные в статьях 313-327, глава 50 ТК РФ «Особенности регулирования труда лиц, работающих в районах крайнего севера и приравненных к ним местностям». [26]

Рабочие смены оператора делятся на две, по 12 часов каждая, так как необходим постоянный контроль за технологическим оборудованием. Не допускаются к работе женщины, подростки и лица, не имеющие соответствующих допусков. Перед началом работы сотрудник должен быть снабжён спецодеждой. Работникам выплачиваются льготы и компенсации в случае получения ими физического ущерба, т.к. работы на нефтяных и газовых промыслах являются вредными и опасными для здоровья. Оператор поддержания пластового давления ежедневно контактирует с нефтегазовым оборудованием, которое должно отвечать требованиям надёжности и безопасности. Конструкция оборудования должна содержать защитные средства, и обеспечивать удобное выполнение трудовых обязанностей оператора для того, чтобы обеспечить устранение или снижение опасных и вредных факторов до соответствующих значений. Рабочая область должна соответствовать требованиям, которые учитывают удобное выполнение работ в положении сидя или стоя или в обоих положениях.

По ст. 91 ТК РФ, максимально возможное рабочее время не должно превышать 40 часов в неделю. Однако в связи со спецификой некоторых работ в нефтегазовой отрасли, данное положение не всегда выполняется. Также

приказом работодателя, должны быть установлены нормативы по прекращению работы на открытом воздухе. Важные вопросы, которые касаются социальной защищенности работников решаются в договорном порядке непосредственно между работником и работодателем (ст. 9 ТК РФ).

Российским законодательством, работникам за тяжелые работы и работы с вредными и опасными условиями, предусмотрены льготы и компенсации:

- ежегодный дополнительный отпуск минимальной продолжительности 7 календарных дней (ст.117 ТК РФ, Постановление правительства РФ от 20.11.2008 г. №870).
- повышение оплаты труда - не менее 4% тарифной ставки, (ст. 147 ТК РФ).
- сокращенная продолжительность рабочего времени - не более 36 часов в неделю (ст. 92 ТК РФ).
- выдача молока и лечебно-профилактического питания (ст. 222 ТК РФ).

Работникам могут быть установлены дополнительные по сравнению с законодательством трудовые и социально-бытовые льготы и компенсации за работу в неблагоприятных условиях труда за счет собственных средств работодателя. Перечень и размер дополнительных льгот фиксируется в коллективном договоре. Конкретные размеры компенсаций, основания, порядок и форма их представления определяются в соответствии с ТК РФ, коллективным договором, соглашением, локальным нормативным актом, трудовым договором.

Обработка персональной информации работника подразумевает соблюдение определенных правил. Целью соблюдения правил является обеспечение прав и свобод гражданина и человека. Выполнять требования по обработке должны работодатель и его представитель, выполняющий эти обязанности. Требования к защите персональных данных работника установлены в 14 главе ТК РФ. [26]

7.2 Производственная безопасность

В таблице 16 представлен перечень опасных и вредных факторов, которые могут возникнуть при проведении диагностики трубопроводов методом рентгеновского неразрушающего контроля согласно ГОСТ 12.2.003- 2015. [27]

Таблица 16 – Опасные и вредные факторы при проведении диагностики трубопроводов.

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этап работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
Отклонение показателей климата	+	+	+	Требования к микроклимату рабочей среды устанавливаются СанПиН 1.2.3685-21
Повышенный уровень шума и вибрации		+	+	Требования к уровню шума устанавливаются ГОСТ 12.1.003–2014
Повышенная загазованность воздуха рабочей зоны			+	Требования к вибрации устанавливаются ГОСТ 12.1.012–2004 Классификация и требования к вредным веществам приведены в ГН 2.2.5.3532-18
Опасность поражения электрическим током	+	+	+	Предельно допустимые значения напряжений устанавливаются ГОСТ 12.1.019–2017
Пожаровзрывоопасность		+	+	Пожарную безопасность регламентирует ГОСТ 12.1.044-2018
Низкий уровень освещённости	+	+	+	Требования к уровню освещённости устанавливаются СП 52.13330.2016 Требования к производственному оборудованию описаны в ГОСТ 12.2.003-91

7.3 Анализ вредных производственных факторов и мероприятия по их устранению

Вредными производственными факторами называются факторы, отрицательно влияющие на работоспособность или вызывающие профессиональные заболевания.

7.3.1 Повышенная загазованность рабочей зоны

Главным источником загазованности рабочей зоны является скопление вредных и взрывопожароопасных веществ, образующиеся при работе, связанной с осмотром, чисткой и ремонтом технологического оборудования, что может вызвать отравление парами углеводородов и ожоги при возгорании смеси. Также выделение газов на наружных площадках и в помещениях может произойти через неплотности фланцевых соединений, пропуск газа в сальниках, из-за разрушений трубопроводов, неплотностей в оборудовании.

Для предотвращения воздействия на работников загазованности, соответствие с ГН 2.2.5.3532-18 работники перед проведением работ, а также периодически во время проведения работ контролировать состояние рабочей воздушной среды с помощью газоанализаторов.

Предельно допустимые концентрации веществ согласно ГН 2.2.5.3532-18: предельные углеводороды – 300 мг/м^3 , диоксид азота – 2 мг/м^3 , метанол – 5 мг/м^3 , оксид углерода – 20 мг/м^3 , диоксид углерода – 9000 мг/м^3 . [28]

Мероприятия по снижению негативного воздействия вредных веществ на персонал:

- исключение источников появления вредных веществ (соблюдение правил эксплуатации, противокоррозионная защита, своевременная замена уплотнений оборудования и запорной арматуры);

- применение газоанализаторов для контроля загазованности;
- применение принудительной вентиляции для снижения их концентрации в воздухе рабочей зоны;
- использование средств индивидуальной защиты: противогазы, респираторы, спецодежда, изолирующие костюмы, рукавицы, перчатки, очки, маски.

Расчёт необходимого воздухообмена для очистки воздуха в рабочем помещении:

Количество углекислого газа принимаем $g_{CO_2}=23$ л/ч или 35 г/ч (взрослый при лёгкой работе). В помещении находится один человек одновременно.

Рассчитываем количество CO_2 , выделяемое всеми работниками:

$$G=N_{\text{людей}}g_{CO_2}=23 \text{ л/ч}=35 \text{ г/ч.}$$

Потребный воздухообмен:

$$L=1000G/x_B-x_H=1000\cdot 35/9000-650=4,2 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Кратность воздухообмена:

$$n=L/V=4,2/12=0,35 \text{ ч}^{-1}$$

7.3.2 Недостаточная освещенность рабочей зоны

Уровень освещения влияет не только на функционирование зрительного аппарата специалиста, но и на его физическое и психоэмоциональное состояние. При чрезмерном или же недостаточном освещении значительно снижается работоспособность и внимательность. Слишком низкие уровни освещенности вызывают апатию и сонливость. В соответствии с СП 52.13330.2016, в производственных помещениях должна быть обеспечена освещенность не менее 200 люкс для общего наблюдения и не менее 500 люкс для производства различных работ.[29]

Для компенсации недостаточной освещенности в светлое время суток используют комбинацию естественного и искусственного освещения, в темное время суток пользуются искусственным освещением согласно СП 52.13330.2016. В процессе производства ремонтных работ используют источники местного освещения. Для этого применяются переносные светильники на аккумуляторе во взрывозащищенном исполнении.[29]

7.3.3 Повышенный уровень шума и вибрации

В настоящее время эксплуатация подавляющего большинства технологического оборудования неизбежно связана с возникновением шумов и вибраций различной частоты и интенсивности, оказывающих весьма неблагоприятное воздействие на организм человека. В рабочей зоне расположены насосно-компрессорные установки, которые создают уровень звукового давления в децибелах, превышающий допустимый уровень шума

Допустимые шумовые характеристики рабочих мест регламентируются ГОСТ 12.1.003-2014. В соответствии с требованиями ГОСТ громкость ниже 80 дБ не влияет на органы слуха. [30]

Длительное действие шума > 85 дБ приводит к постоянному повышению порога слуха, к повышению кровяного давления.

Вибрация возникает при механических колебаниях частей аппаратов, машин, оборудования, воспринимаемое организмом человека как сотрясения. Часто вибрации сопровождаются шумом.

Гигиенические допустимые уровни вибрации регламентирует ГОСТ 12.1.012-2004 «ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования». [31]

Нормируемые параметры вибрации – среднеквадратичные значения виброскорости в м/с или её логарифмические уровни в дБ. Базовая частота предельного спектра для общей вибрации равна 63 Гц, для локальной - 125 Гц.

В производственных условиях с целью предотвращения вредного воздействия шума и вибрации на организм человека необходимо всегда

добиваться, чтобы уровни шума и вибрации не превышали допустимых значений.

Защита от шума обеспечивается:

- установкой насосных агрегатов в индивидуальных укрытиях и оснащение их средствами автоматики, дистанционным управлением, не требующим постоянного присутствия обслуживающего персонала.

Защита от вибрации обеспечивается:

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

Средства защиты от шума подразделяют на две группы: вкладыши, вкладываемые в устье слухового аппарата, и наружные противошумы - наушники, шлемы, накладываемые на ушную раковину. [30]

7.3.4 Отклонение показателей микроклимата в рабочей зоне

Операторы поддержания пластового давления следят за показаниями датчиков на пульте управления в операторных. Для обеспечения работоспособности в операторных должны соблюдаться необходимые показатели микроклимата, такие как относительная влажность, интенсивность теплового излучения от нагретых поверхностей, барометрическое давление, скорость движения и температура воздуха и т.д. Согласно СанПиНу 1.2.3685-21, на рабочем месте должна поддерживаться температура от +21 до +23 °С в холодное время года и от +22 до +24 °С – в теплое. Относительная влажность должна находиться в пределах 40-60%. Чтобы обеспечить оптимальное сочетание параметров микроклимата, используют системы вентиляции и отопления. [32]

Работающие в зимний период года на открытом воздухе должны быть обеспечены спецодеждой с теплозащитными свойствами. При температуре воздуха минус 40 °С и ниже необходима защита органов дыхания и лица. В

летний период работающие должны быть обеспечены головными уборами исключающие перегрев головы от солнечных лучей. Постановление Администрации Томской области от 11.02.2011 г. №29а регламентирует следующие погодные условия, при которых работы на открытом воздухе работодателями приостанавливаются (таблица 2).

Таблица 17 – Условия организации работ в холодный период года на открытом воздухе

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
0	-36
0–5	-35
5–10	-34
Свыше 10	-32

7.4 Анализ опасных производственных факторов и мероприятия по их устранению

Опасный производственный фактор - фактор среды и трудового процесса, который может быть причиной травмы, острого заболевания или внезапного резкого ухудшения здоровья, смерти.

7.4.1 Движущиеся части и механизмы

В процессе эксплуатации и технического обслуживания оборудования возможен производственный травматизм рабочего движущимися частями оборудования, перемещением оборудования при монтаже и демонтаже, острыми кромками и заусенцами на поверхностях оборудования. Требования, предъявляемые к производственному оборудованию, подробно описаны в ГОСТ 12.2.003-91.[33]

Для предотвращения производственного травматизма рабочий персонал должен знать и соблюдать технику безопасности при работе с нефтегазовым оборудованием, а также быть обеспеченным необходимыми средствами индивидуальной защиты: рабочая одежда, перчатки, каски и т.д. [33]

7.4.2 Поражение электрическим током

Источниками поражения от электрического тока может служить электродвигатель насосных агрегатов, статическое электричество при движении нефтепродуктов и газов.

Электростатические разряды, возникающие в условиях взрывоопасных сред, могут привести к взрывам, а возникновение высоких потенциалов представляет опасность для жизни обслуживающего персонала. Опасность действия статического электричества должна устраняться тем, что специальными мерами создается утечка электрических зарядов, предотвращающая накопление энергии заряда выше уровня 0,4 А в мин.

Требования, предъявляемые к электробезопасности производственных процессов, подробно описаны в ГОСТ Р 12.1.019.2017. Предупреждение электротравматизма на объектах достигается выполнением следующих мероприятий: [34]

- отвод зарядов путем заземления корпусов оборудования и коммуникаций, а также обеспечения постоянного электрического контакта нефтепродуктов и тела человека с заземлением;
- обеспечение изоляции, ограждение и недоступность электрических цепей;
- использование предупредительных плакатов и знаков безопасности;
- установка молниеотводов;

- проведение инструктажей и обучения персонала безопасным методам работы с электроприборами;
- использование средств индивидуальной защиты: диэлектрических перчаток и бот, диэлектрических резиновых ковриков, инструментов с изолированными ручками.

7.4.3 Пожаровзрывоопасность

При эксплуатации на предприятиях нефтяной, газовой, нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности, где много взрывоопасных помещений, площадок и других объектов, требуется обеспечение полной пожаровзрывобезопасности.

Как известно, многие технологические процессы на предприятиях нефтяной промышленности сопровождаются высокими давлениями и температурами. Для того чтобы правильно оценить пожаро- и взрывоопасность различных веществ и материалов в условиях эксплуатации электроустановок, надо знать их пожароопасные свойства.

При выборе взрывозащищенного электрооборудования необходимо учитывать такие показатели пожаровзрывоопасности, как: группу горючести газопаровоздушной смеси и ее категорию в зависимости от безопасного экспериментального максимального зазора (БЭМЗ), температуру вспышки, температуру воспламенения, температуру предела воспламенения, нижний и верхний пределы воспламенения (ГОСТ 12.1.044-2018). [35]

Пожарную безопасность регламентирует ГОСТ 12.1.004-91. В качестве огнегасительных средств на промыслах используется: вода, песок, инертные газы, пены, порошки. Наиболее широкое применение получили огнетушители типа ОХП - 10, ОП-М, ОВП-5, ОВП-10. [36]

В обеспечении пожарной безопасности значительное место занимает автоматизация взрыво- и пожароопасных технологических процессов, внедрение комплекса мероприятий по противопожарной и противовзрывной защите, в

частности оснащение технологических установок добычи нефти и газа современными приборами автоматического контроля, управления, защиты, блокировки и регулирования; установление средств автоматического пожаротушения в технологических аппаратах на объектах добычи нефти и газа и в производственных помещениях; автоматическое отключение поврежденных во время пожара аппаратов и трубопроводов.

7.5 Экологическая безопасность

7.5.1 Воздействия объекта на атмосферу

Перекачиваемое по трубопроводам углеводородное сырье и иные загрязняющие вещества, содержащиеся в скважинной продукции, могут попадать в атмосферу в результате образования сквозных отверстий, свищей в теле трубопровода и выхода транспортируемой продукции в окружающую среду. Также загрязнение атмосферы происходит при плановых остановках объектов подготовки нефти и газа и опорожнение технологических трубопроводов.

Для защиты атмосферы от негативного воздействия токсичный и загрязняющих веществ проводятся следующие мероприятия:

- проверка оборудования на прочность и герметичность;
- соблюдение согласованных технологических режимов работы оборудования;
- своевременная замена уплотнений оборудования и запорной арматуры;
- проведение диагностики трубопроводов и оборудования на наличие утечек и их устранение;
- установка специально подогнанных прокладок для фланцевых соединений;
- выполнение сварных швов, исключая в них возможные микротрещины;
- антикоррозионная изоляция трубопроводов;
- контроль за выбросами загрязняющих веществ в атмосферу;
- своевременный ремонт изношенных деталей.

7.5.2 Воздействия объекта на гидросферу

Для предотвращения аварийных ситуаций и загрязнения гидросферы трубопроводы и технологическое оборудование нуждается в контроле герметичности, и своевременном сборе жидких углеводородов при аварийной ситуации в дренажные емкости.

Для охраны поверхностных и подземных вод от загрязнения с поверхности планируемых площадок строительства предусмотрен сбор производственно-дождевых сточных вод в заглубленные дренажно-канализационные емкости с последующим вывозом их на очистные сооружения производственных стоков.

Мероприятия по охране подземных вод от загрязнения должны соответствовать требованиям санитарных правил «Гигиенические требования к охране подземных вод от загрязнения. СП 2.1.5.1059-01». [37]

Для сохранения гидрологического режима поверхностных вод от загрязнения на месторождении реализованы следующие мероприятия:

В целях снижения негативного воздействия на водную среду предусматриваются следующие мероприятия:

- изъятие подземных вод в количествах, обеспечивающих сохранность основных свойств используемых водоносных горизонтов;
- обваловка площадок;
- организация зон санитарной охраны артезианских скважин;
- сбор производственно-дождевых стоков в дренажно-канализационные ёмкости с последующим вывозом на очистные сооружения.
- применение антикоррозионной защиты трубопроводов;
- обеспечение мероприятий, контролирующих герметичность оборудования.
- Применение системы пневмоиспытаний для исключения сброса необходимости технической воды на окружающий ландшафт;

- Проведение экологического мониторинга поверхностных вод и донных отложений.

Реализация перечисленных мероприятий обеспечит рациональное использование водных ресурсов и позволит снизить до минимума негативное воздействие на поверхностные и подземные воды.

7.5.3 Воздействия объекта на литосферу

В процессе эксплуатации и обслуживания оборудования образуются твердые отходы. Жидкими отходами являются отработанное масло с насосов. Откачка масла из агрегатных маслобаков производится в дренажную емкость. При ремонте технологических трубопроводов и оборудования удаление углеводородного конденсата производится по плану организации и проведения огневых или газоопасных работ с вывозом его в дренажную ёмкость сбора конденсата. Также в результате ремонтных работ образуется большое количество отходов производства.

Для защиты литосферы от загрязнения все отходы подлежат селективному сбору и последующей утилизации в соответствии с ГОСТ Р57677-2017 «Ресурсосбережение. Обращение с отходами. Ликвидация отходов недропользования». [38]

7.6 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация (ЧС) - это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

При работе с насосно-эжекторной установкой оператор по поддержанию пластового давления подвержен опасности возникновения чрезвычайных ситуаций:

- выход углеводородов;
- возгорание углеводородов;
- природные чрезвычайные ситуации.

7.6.1 Чрезвычайные ситуации техногенного характера

Наиболее вероятная чрезвычайная ситуации при эксплуатации насосно-эжекторного оборудования – разгерметизация оборудования с выходом углеводородов и возникновение пожара при образовании иск от инструментов, электродвигателя или разряда статического электричества.

Для уменьшения вероятности возникновения чрезвычайной ситуации в виде пожара или выхода углеводородов проводятся следующие мероприятия:

- При проведении ремонтных работ исполнители должны неукоснительно соблюдать правила и требования по работе с оборудованием и приборами, а также использовать газоанализатор для определения концентрации углеводородов в рабочей зоне. При превышении ПДК работники

должны покинуть место работы до устранения причин повышения загазованности.

- Для предотвращения возможности возникновения пожара используют пожаробезопасное взрывозащищенное оборудование. Работники должны использовать спецодежду со специальными пропитками, прошитую антистатической нитью, а также проводятся в обязательном порядке инструктажи по пожароопасным работам.

При возникновении пожара необходимо сообщить о происшествии ближайшему пожарному расчету, руководству и по возможности произвести тушение пожара средствами первичного пожаротушения (ГОСТ Р 51017-2009), сохраняя приоритет жизни здоровью. [39]

- создание специально обученного подразделения по ликвидации аварий и их последствий;
- применение трубопровода с наружным и внутренним антикоррозийным покрытием;
- организация мониторинга за коррозионным состоянием оборудованием и трубопроводов;
- проведение планово-предупредительного ремонта (ППР) эксплуатируемого оборудования.

7.6.2 Чрезвычайные ситуации природного характера

Наиболее вероятной чрезвычайной ситуаций природного характера является удар молнией.

Для обеспечения безопасности людей и сохранности зданий, сооружений и оборудования от разрушения, загорания и взрывов при ударах молнии предпринимаются следующие меры:

- Для уменьшения вероятности повреждения оборудования, возгорания и накопления статического электричества производят заземления

оборудования и передвижной лаборатории.

- При природных явлениях, несущие угрозу жизни и здоровью работников, а также безопасному проведению работы необходимо остановить работы и переместиться в безопасное место, обеспечив сохранность оборудования.

7.7 Вывод

Таким образом, технологический процесс эксплуатации насосно-эжекторных установок является достаточно опасным, где применяют множество различных технологий, которые требуют пристального внимания и соблюдения правил норм, регламентируемых нормативной документацией.

Также стоит обращать внимание на соблюдение правил безопасности при работе с оборудованием, с материалами и, в целом, работе с объектом.

Для безопасности следует следить за состоянием оборудования, соблюдением правильного обеспечения средств индивидуальной защиты персонала, задействованного к работе. Персонал должен быть правильно экипирован и пройти инструктаж по правилам безопасности и действию в чрезвычайных ситуациях.

Соблюдение всех необходимых пунктов минимизирует шанс возникновения чрезвычайной ситуации до минимума.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения работы проведён литературный обзор нормативной документации и научно-технической литературы. Рассмотрены различные методы повышения эффективности нефтеотдачи пластов. В результате оценки эффективности, критериев применимости и возможности утилизации попутного нефтяного газа выбран метод водогазового воздействия, как наиболее подходящий и актуальный, для решения поставленных задач.

В результате проведённого анализа методов реализации водогазового воздействия выбран метод с применением насосно-эжекторных систем т.к. он является более надёжным и эффективным с технической и экономической точки зрения.

Для расчёта выбрана технологическая схема реализации водогазового воздействия с помощью насосно-эжекторного оборудования с наименьшим возможным числом технологического оборудования и подвижных частей, что в свою очередь позволяет увеличить надёжность оборудования, снизить его стоимость закупки и эксплуатационных затрат на ремонт и обслуживания. В результате расчёта и подбора выбраны: два эжектора с различными коэффициентами инжекции, электроцентробежный насос и центробежно-вихревой.

Расчёт экономической эффективности показал целесообразность и эффективность реализации технологии повышения эффективности добычи нефти в осложнённых условиях с применением насосно-эжекторных установок. Дополнительная добыча нефти предположительно составит 1460 тонн в год. В результате расчета чистая прибыль от реализации дополнительно добытой нефти составит более 5,37 млн. руб.

Список литературы

- 1) Л.М. Рузин. Методы повышения нефтеотдачи пластов. Учеб. пособие / Л.М. Рузин, О.А. Морозюк // Ухта: УГТУ – 2014 – 127 с.
- 2) В.И. Кокорев. Газовые методы – новая технология увеличения нефтеотдачи пластов / В.И. Кокорев // Нефтепромысловое дело - 2009 - №11 – с. 24-27
- 3) Ю.А. Егорова. Разработка технологии водогазового воздействия с использованием насосно-эжекторных систем для повышения нефтеотдачи пластов / Ю.А. Егорова // Дис. канд. тех. наук. Москва – 2006 – 28 с.
- 4) Р.Х. Муслимов. Планирование дополнительной добычи и оценка эффективности методов увеличения нефтеотдачи пластов / Р.Х. Муслимов. – Казань: Изд-во КГУ – 1999 – 280 с.
- 5) РД 39-9-151-79 «Руководство по проектированию и применению метода заводнения с газоводяными смесями» / СибНИИНП, Тюмень, 1979 - 141 с
- 6) А.А. Амиров. Обзор применения технологии водогазового воздействия / А.А. Амиров // Молодой учёный - 2020 - №20 – с. 77-79
- 7) Анализ современных технологий водогазового воздействия на продуктивные пласты. / StudFiles [Электронный ресурс]. –Режим доступа: <https://studfile.net/preview/6849902/>
- 8) Е.И. Лискевич. Экспериментальные исследования процесса комбинированного вытеснения нефти водой и газом / Е.И. Лискевич 1974. – с. 152
- 9) Q-x. Feng. A visual micro-model study: the mechanism of water alternating gas displacement in porous media / Q-x. Feng, L-c. Di, Z-y. Chen. SPE 89362
- 10) С.Н. Закиров. Водогазовое воздействие/ С.В. Гусев , Я.Г. Коваль // Нефтяное хозяйство - 1990 - №6 – с. 49-52

- 11) С.В. Гусев. Регулирование водогазового воздействия на пласт. / С.В. Гусев, Я.Г. Коваль // Нефтяное хозяйство - 1990 - №6 – с. 49-52.
- 12) А.Н. Дроздов. Простые решения сложных проблем при водогазовом воздействии на пласт. / А.Н. Дроздов, Н.А. Дроздов // Бурение и нефть - 2017 - №3 – с. 38-41.
- 13) В.В. Зацепин. Опыт промышленной реализации технологии водогазового воздействия с закачкой водогазовой смеси в пласт. / В.В. Зацепин // Нефтепромысловое дело - 2007 - №1 – с. 10-13.
- 14) В.С. Ивашин. Об особенности создания газоводяной репрессии на Битковском месторождении. / В.С. Ивашин, Ж.И. Карнаушевская, Е.И. Лискевич // Нефтяное хозяйство - 1975 - №2 – с. 35-38.
- 15) Р.Ш. Мамлеев. Опыт закачки водогазовой смеси для повышения нефтеотдачи пластов / Р.Ш. Мамлеев, Н.А. Прокошев // Нефтяное хозяйство - 1979 - №3 – с. 32-34.
- 16) Советское месторождение / Nefegaz.ru [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://neftegaz.ru/news/Oborudovanie/248870-sovetskoe-mestorozhdenie-oao-tomskneft-vnk-osnashchaetsya-vakuumnymi-kompressornymi-stantsiyami-ener/>
- 17) В.П. Телков. Разработка технологии водогазового воздействия на пласт путём насосно-эжекторной и насосно-компрессорной закачки водогазовых смесей с пенообразующими ПАВ / В.П. Телков - Москва, 2009.- 168 с.
- 18) М.Н. Шурыгин. Анализ проблем использования насосно-эжекторных систем в нефтегазовой отрасли / М.Н. Шурыгин, А.С. Пономарев А.А. Лавриненко // Территория «НЕФТЕГАЗ» - 2015 - №10 – с. 80-87.
- 19) Система водогазового воздействия на пласт: патент Рос. Федерация Рос. Федерация № 22893178; заявл. 22.06.05; опубл. 10.02.07, Бюл. № – 4.
- 20) Вакансии /Управление по работе с персоналом ТПУ [Электронный ресурс]. –Режим доступа: <http://hr.tpu.ru/vacancies/>

21) ГОСТ Р 53710-2009 от 01.07.2011 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила проектирования разработки» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200080751>

22) Постановление Правительства РФ от 01.01.02 N1 (ред. От 27.12.2019) «О классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы» / Консультантплюс [Электронный ресурс]. –Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_34710/

23) Данные для расчёта НДС, НДС и акциза на нефтяное сырьё. / Федеральная налоговая служба [Электронный ресурс]. –Режим доступа: https://www.nalog.gov.ru/rn77/news/activities_fts/11791215/

24) Налоговый кодекс Российской Федерации. Статья 342. Налоговая ставка. / Консультантплюс [Электронный ресурс]. –Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_28165/b0945496f341b2d7e1f79e0bc9dd4e4522a466b1/

25) Показатели для расчёта НДС. / Федеральная антимонопольная служба [Электронный ресурс]. –Режим доступа: <https://fas.gov.ru/pages/pokazateli-dla-vycheta-akciza>

26) Трудовой кодекс Российской федерации [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/901807664>

27) ГОСТ 12.2.003- 2015 «ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» [Электронный ресурс]. –Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200136071>

28) ГН 2.2.5.3532-18 «Предельно допустимые концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны» [Электронный ресурс]. –Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/557235236>

29) СП 52.13330.2016 «Естественное и искусственное освещение» [Электронный ресурс]. –Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/456054197>

- 30) ГОСТ 12.1.003-2014 «ССБТ. Шум. Общие требования безопасности»
[Электронный ресурс]. –Режим доступа:
<https://docs.cntd.ru/document/1200118606>
- 31) ГОСТ 12.1.012-2004 «ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования» [Электронный ресурс]. –Режим доступа:
<https://docs.cntd.ru/document/1200059881>
- 32) СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания» [Электронный ресурс]. –Режим доступа:
<https://docs.cntd.ru/document/573500115>
- 33) ГОСТ 12.2.003-91 «Оборудование производственное. Общие требования безопасности» [Электронный ресурс]. –Режим доступа:
<https://docs.cntd.ru/document/1200161238>
- 34) ГОСТ Р 12.1.019.2017 «Электробезопасность. Требования и номенклатура видов защиты» [Электронный ресурс]. –Режим доступа:
<https://docs.cntd.ru/document/1200161238>
- 35) ГОСТ 12.1.044-2018 «Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения» [Электронный ресурс]. –Режим доступа:
<https://docs.cntd.ru/document/1200160696>
- 36) ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность. Общие требования» [Электронный ресурс]. –Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/9051953>
- 37) СП 2.1.5.1059-01 «Гигиенические требования к охране подземных вод от загрязнения»; [Электронный ресурс]. –Режим доступа:
<https://docs.cntd.ru/document/901794517>
- 38) ГОСТ Р 57677-2017 «Ресурсосбережение. Обращение с отходами. Ликвидация отходов недропользования»; [Электронный ресурс]. –Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200146985>

39) ГОСТ Р 51017-2009 Техника пожарная. Огнетушители передвижные. Общие технические требования. Методы испытаний.»; [Электронный ресурс]. –Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200004888>

Приложение I
(справочное)

**Improving the efficiency of oil production with the use of pumping and ejector
units in difficult conditions**

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ05	Джаладинов Тимур Рашидович		

Консультант школы отделения (НОЦ) ИШПР:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Саруев Лев Алексеевич	д.т.н.		

Консультант – лингвист отделения (НОЦ) ШБИП:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Матвеевко Ирина Алексеевна	д.фил.н		

Introduction

To date, the efficiency of oil recovery by the main methods of development is considered unsatisfactory, given that the consumption of petroleum products is growing worldwide. The average final oil recovery rate according to various data is 25-40%.

Therefore, the introduction of modern methods of enhanced oil recovery is relevant and is growing every year. The priority direction in oil production is the development of modern integrated methods of enhanced oil recovery, which will be able to ensure a high oil recovery rate at existing and new fields.

In 2012, a decree of the Government of the Russian Federation came into force, which establishes requirements for oil companies to dispose of 95% of the associated petroleum gas produced, limiting the volume of its flaring at the fields and increasing payments for excess gas flaring. Therefore, many companies are looking for ways to use associated petroleum gas, one of the directions of utilization of associated petroleum gas is the possibility of using this gas for their own needs or commercial sale, the use of compressor technologies is necessary, which in turn is associated with high capital and operating costs. An alternative option may be the use of ejectors, which can significantly reduce capital costs.

The relevance of this topic lies in the fact that the use of pump-ejector units will give a positive economic effect due to increased oil recovery, as well as through the optimization of equipment and the introduction of new technologies will allow the subsoil user to reduce capital investments.

1 Methods of enhanced oil recovery

1.1 Classification of enhanced oil recovery methods

Known methods and increases in the oil recovery coefficient for the injected agent are divided into the following types:

- Hydrodynamic methods;
- Physicochemical methods;
- Gas methods;
- Thermal methods;
- Microbiological methods.

There is also a classification by stages of field operation.

- Primary methods;
- Secondary methods;
- Tertiary methods.

In practice, basically there is the implementation of a combined effect, which implies a combination of several methods at the same time.

1.2 Conditions for the application of oil recovery methods

To select the optimal method of enhanced oil recovery at the initial stage, screening is used, this is a comparison of the average characteristics of the reservoir with the predetermined limits of applicability of a particular method of enhanced oil recovery. The main indicators that are considered in screening are the viscosity and depth of the reservoir, there are also many other parameters that need to be considered during screening, such as: reservoir pressure, property of reservoir water, temperature, etc.

The introduction of new methods is a complex process, since modern methods are more expensive and complex compared to traditional methods. When applying new technologies in the reservoir, complex processes occur: phase transitions, chemical reactions, transformations of substances, capillary and gravitational processes, etc.

The introduction of new technologies should go through a number of the following stages:

- Detailed study of the features of the geological structure of the deposit, reservoir, filtration and physicochemical properties of the reservoir system;
- Analysis of the history of field development;
- Laboratory studies of the physical essence of the processes occurring in the reservoir under various types of impact on the reservoir;
- Preparation of geological and filtration models and numerical modeling of various options for the development of the deposit;
- Selection of technologies based on the maximum consideration of the geological field characteristics of the deposit and the use of the most effective factors that increase oil recovery;
- Conducting field pilot tests of possible technologies for the development of the deposit on representative areas of the deposit of the minimum scale to prove the qualitative effect and select the best technologies;
- Refinement of geological and filtration models by adapting them to the actual data of the development of experimental sites;
- Drawing up a technological scheme of pilot works on the development and assessment of the technical and economic efficiency of the selected technologies;
- Analysis of the results of experimental and industrial works;
- Drawing up a technological scheme for the development of the entire deposit.

1.3 Criteria for the applicability of enhanced oil recovery techniques

Criteria for the applicability of methods are used only for the initial selection of suitable methods. In some cases, the geological and physical characteristics of a particular deposit may meet the criteria for the applicability of two or three methods.

Then the best method is chosen based on detailed technical and economic calculations, considering the availability of material and technical means and capital investments.

There are general criteria for applicability for all methods, as well as separately for each method, which are determined by the peculiarities of the development process being implemented. General criteria include:

- fracture of the collector;
- high water saturation of the oil reservoir, which is more than 65-70%.
- high viscosity of oil, more than 50 MPa·s, excludes the effective use of many methods used in flooding. if the viscosity of oil is 150-200 MPa·s, then polymer flooding should be used, when the viscosity of oil is more than 200 MPa·s, then thermal methods or their combinations with other methods should be used to achieve high oil recovery;
- high clay content of the reservoir, where the clay content is more than 10%, negatively affects the efficiency of the use of physicochemical methods and thermal;
- the high hardness of reservoir waters, especially those used for the preparation of solutions of injected reagents, reduces the effectiveness of almost all physicochemical methods.

Criteria limiting the use of individual methods:

1.3.1 Carbon dioxide injection, the use of this method is advisable when the viscosity of oil is not more than 10-15 MPa·s, if the viscosity is greater, then the conditions for compatibility of carbon dioxide with oil worsen, for better compatibility, the reservoir pressure should also be no more than 8-9 MPa.

The thickness of the formation should be no more than 25 m, since with a large thickness of the reservoir, the effectiveness of the method decreases due to the gravitational separation of oil and gas and a decrease in the coverage of the reservoir by displacement.

1.3.2 Polymer flooding, the reservoir temperature should be no more than 80-90°C, at high temperatures the polymer is destroyed. Also, this method is affected by permeability if the permeability of the reservoir is less than 0.2 μm^2 , the process is

difficult to carry out due to the fact that the size of the molecules becomes larger than the pore sizes while filling the pores of the bottom hole part of the formation, or mechanical destruction of molecules.

1.3.3 Alkaline flooding, Mainly depends on the composition of the oil. This method is not applicable if the reservoir oil has a low acidity index, less than 0.5 mg/g. Compared to other physicochemical methods, alkaline solutions can be used at temperatures up to 200°C, as well as in carbonate reservoirs.

1.3.4 Thermal methods, the criteria for the applicability of this method are divided into three groups:

- geological and physical, these include: the structure and properties of the reservoir, the properties of reservoir fluids, etc .;
- technological, these include: a grid of wells, a system and parameters of exposure, a system for monitoring and regulating the process, etc .;
- technical, these include: the availability of appropriate equipment, sources of water and energy, the state of the well stock.

2 Impact on the productive reservoir

2.1 Classification of water-gas effects

The impact of water and gas on productive reservoirs in order to enhance oil recovery has recently become increasingly interesting. This is due to the fact that this technology combines the technology of flooding and the method of injection of hydrocarbon gas into the reservoir. According to various studies, the introduction of water-gas exposure technology increases the oil recovery rate by 10-15% in relation to the flooding technology. Also, interest in this method is due to the fact that with the water-gas method, oil reserves are involved in the development, which are concentrated in low-permeability reservoirs, in which the oil recovery rate during normal flooding is no more than 30%. This is due to the fact that the displacement coefficient of water is not large. The method of water-gas exposure involves injection into the reservoir in various combinations of water and gas. The gas can be used both hydrocarbon and non-hydrocarbon.

Water-gas effect or the so-called HBV is a method based on the impact on the productive reservoir, a water-and-gas mixture is pumped into the reservoir due to which the maintenance and restoration of reservoir pressure occurs, the mixture is pumped in different combinations and modifications. On the basis of the definitions proposed in the reviewed publications and the proposed systems, a classification based on and developed at the expense of domestic regulatory documents and the analysis of publications on the topic of water-gas impact on the reservoir is used for analysis.

The paper uses a three-level classification of methods of enhanced oil recovery, according to this classification, water and gas impact (HBV) is an independent group of technologies that relates to gas methods of enhanced oil recovery, as well as the gas method is divided into types according to the injected agent.

2.1.1 On the interaction of gas with displaced oil

There are the following species:

- gas repression;
- regime of limited mutual solubility;
- regime of unlimited mutual solubility.

In gas repression, there is no mass transfer among the liquid and gas phases. Where the displacement of oil will occur only under the action of gas-dynamic forces.

The regime of limited mutual solubility is characterized by the ongoing exchange of components between the gas and liquid phases during the displacement of oil in the reservoir. In addition to the effects of gas-dynamic forces, there is a partial movement of components from the oil phase to the gas phase and in the reverse order. In this process, the phase interfaces, as well as the interfacial tension, do not change.

For the regime of unlimited mutual solubility, or the so-called mixing regime, there is no phase interface, as well as interphase tension between oil and gas. There are the following varieties of modes of unlimited mutual solubility are single-contact and multi-contact modes.

2.1.2 By gas agent used

Water and gas effects are divided into effects: hydrocarbon gas; carbon dioxide; nitrogen; flue gases and air injection. There is also the injection of "dry" or hydrocarbon gas and the use of "enriched" gas, which contains a high number of hydrocarbon solvents (propane, butane, etc.).

When air is injected into the reservoir, there is a possibility of the passage of oxidative exothermic processes between oxygen and air, as well as oil hydrocarbons. The air in this reaction will not be the working agent, but will be the starting material in order to obtain the displacing agent. Depending on the thermobaric conditions of the reservoir and the properties of reservoir fluids, three different processes of oil displacement are possible: flue gas displacement is used if the thermal effect on oil recovery is small; thermogas effect is used when a high-temperature zone occurs behind the front of displacement of oil by combustion gases, an "oil shaft" and intra-reservoir combustion are formed.

When oil is displaced by flue gases, the injection of air into the reservoir is considered a gas method. At the same time, the thermogas effect on the reservoir is an integrated method, which also interacts with the technologies of water-gas exposure. In-layer combustion refers to thermal methods of increasing oil return.

2.1.3 By pumping method

technologies of water-gas impact on productive formations are divided into the following types: sequential injection; alternating or alternating injection and joint injection into the reservoir.

Sequential injection provides for the injection of water after the gas has been pumped for a long period. Alternating injection into the reservoir is carried out separately by injection into the reservoir of displacing agents, while the volume of rims under reservoir conditions should not exceed 10 - 12% of the initial oil-saturated pore volume of the drained area of the reservoir. During joint injection, gas and water are injected into the reservoir simultaneously, while forming a water-gas mixture (HCV).