

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело  
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений  
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

### ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА МАГИСТРАНТА

Тема работы

**Влияние условий сепарации нефти на качество нефтяного газа для газопоршневых электростанций на месторождении "М" (Томская область)**

УДК 665.622:622.279.8(571.16)

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
О-2БМ11	Мячин Михаил Александрович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шишмина Людмила Всеволодовна	к.х.н., с.н.с.		

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОКД	Антоневич Ольга Алексеевна	к.б.н.		

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП, должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Мельник Игорь Анатольевич	д.г.-м.н.		

Томск – 2024г.

**ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ**  
**21.04.01 Нефтегазовое дело**  
**ООП «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»**

Код компетенции	Наименование компетенции
<b>Универсальные компетенции</b>	
<b>УК(У)-1</b>	Способность осуществлять поиск, критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, вырабатывать стратегию действий
<b>УК(У)-2</b>	Способность управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла
<b>УК(У)-3</b>	Способность организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели
<b>УК(У)-4</b>	Способность применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия
<b>УК(У)-5</b>	Способность анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия
<b>УК(У)-6</b>	Способность определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки
<b>Общепрофессиональные компетенции</b>	
<b>ОПК(У)-1</b>	Способность решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области
<b>ОПК(У)-2</b>	Способен осуществлять проектирование объектов нефтегазового производства
<b>ОПК(У)-3</b>	Способность разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии
<b>ОПК(У)-4</b>	Способность находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в научных исследованиях и в практической технической деятельности
<b>ОПК(У)-5</b>	Способность оценивать результаты научно-технических разработок, научных исследований и обосновывать собственный выбор, систематизируя и обобщая достижения в нефтегазовой отрасли и смежных областях
<b>ОПК(У)-6</b>	Способность участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания
<b>Профессиональные компетенции</b>	
<b>ПК(У)-1</b>	Способен разрабатывать методическое обеспечение для первичной и периодической подготовки и аттестации специалистов в области добычи углеводородного сырья
<b>ПК(У)-2</b>	Способен анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами добычи углеводородного сырья
<b>ПК(У)-3</b>	Способен оценивать эффективность инновационных технологических решений в процессе выполнения производственных показателей при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений углеводородного сырья
<b>ПК(У)-4</b>	Способен обеспечивать безопасную и эффективную эксплуатацию и работу технологического оборудования нефтегазовой отрасли
<b>ПК(У)-5</b>	Способен участвовать в управлении технологическими комплексами, принимать решения в условиях неопределенности
<b>ПК(У)-6</b>	Способен применять полученные знания для разработки и реализации проектов и научно-исследовательских работ различных процессов производственной деятельности на основе методики проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-нормативных документов
<b>ПК(У)-7</b>	Способен применять современные программные комплексы для научно-исследовательских работ и проектирования технических устройств, аппаратов и механизмов, технологических процессов в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело  
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений  
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП  
 \_\_\_\_\_ И.А. Мельник

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

Обучающийся:

Группа	ФИО
О-2БМ11	Мячин Михаил Александрович

Тема работы:

<b>Влияние условий сепарации нефти на качество нефтяного газа для газопоршневых электростанций на месторождении "М" (Томская область)</b>	
<i>Утверждена приказом директора</i>	<i>12.01.2024, №12-11/с</i>

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	
--	--

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Технологическая информация по месторождению "М", включающая: отчеты и графические материалы геолого-технического отдела, характеристики разрабатываемых пластов. Технологический регламент участка предварительной подготовки нефти нефтяного месторождения "М". Фондовая и периодическая литература, монография, учебники, учебные пособия, нормативные материалы.
<b>Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Направления утилизации нефтяного газа</li> <li>2. Методы подготовки и требования к качеству газа для газопоршневых двигателей</li> <li>3. Объект и методы исследования</li> <li>4. Анализ технологии подготовки нефти и газа</li> <li>5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение;</li> <li>6. Социальная ответственность.</li> </ol>

<b>Перечень графического материала</b>	<b>Название слайдов</b> 1. Актуальность, цель, задачи работы 2. Характеристика объекта исследования 3. Методы исследования 4. Технология подготовки нефти и газа 5. Влияние условий сепарации на выход и свойства товарной нефти и топливного газа 6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
--	---

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Профессор, д.э.н., Шарф Ирина Валерьевна
Социальная ответственность	Доцент, к.б.н., Антоневиц Ольга Алексеевна
Раздел, выполняемый на иностранном языке	Доцент к.филол.н, Надеина Луиза Васильевна

**Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:**  
Комплексный подход к утилизации попутного нефтяного газа

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

**Задание выдал руководитель / консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шишмина Людмила Всеволодовна	к.х.н., с.н.с.		

**Задание принял к исполнению обучающийся:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
О-2БМ11	Мячин Михаил Александрович		

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело  
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений  
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела  
 Период выполнения \_\_\_\_\_ осенний семестр 2023/2024 учебного года

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

Обучающийся:

Группа	ФИО
О-2БМ11	Мячин Михаил Александрович

Тема работы:

<b>Влияние условий сепарации нефти на качество нефтяного газа для газопоршневых электростанций на месторождении "М" (Томская область)</b>
---

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	08.02.2024
--	------------

Дата контроля	Название раздела / вид работы	Максимальный балл раздела
18.01.2024	<i>Направления утилизации нефтяного газа</i>	10
20.01.2024	<i>Методы подготовки и требования к качеству газа для газопоршневых двигателей</i>	10
22.01.2024	<i>Объект и методы исследования</i>	20
02.02.2024	<i>Анализ технологии подготовки нефти и газа</i>	40
05.02.2024	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
08.02.2024	<i>Социальная ответственность</i>	10

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шишмина Людмила Всеволодовна	к.х.н., с.н.с.		

**СОГЛАСОВАНО:**

**Руководитель ООП**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Мельник Игорь Анатольевич	д.г.-м.н.		

**Обучающийся**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
О-2БМ11	Мячин Михаил Александрович		

## Список использованных сокращений

АСУ – автоматизированная система управления;  
БДР – блок дозирования реагента;  
БИК – блок измерения качества;  
БИЛ – блок измерительная линия;  
БКНС – блочная кустовая насосная станция;  
ГНВП – газонефтеводопроявление;  
ГПЭС- газопоршневая электростанция;  
ГС – сепаратор газовый;  
КИН – коэффициент нефтеизвлечения;  
КИПиА – контрольно-измерительные приборы и аппаратура;  
МЧ – метановое число;  
ОЧ – октановое число;  
ПДК – предельно допустимая концентрация;  
ПНГ – попутный нефтяной газ;  
РСКУ – роторный сепаратор концевой установки;  
СИЗ – средство индивидуальной защиты;  
СЗЗ – санитарно-защитная зона;  
ТГ – топливный газ;  
УПН – установка подготовки нефти;  
УПТГ – установка по подготовке технологического газа;  
УЭЦН – установка электроцентробежного насоса  
НГС – нефтегазовый сепаратор;  
НГСВ – нефтегазовый сепаратор со сбросом воды;  
НДПИ – налог на добычу полезных ископаемых;  
ОПО – опасный производственный объект;  
ЧДД – чистый дисконтированный доход;  
ЧС – чрезвычайная ситуация.

## Реферат

Выпускная квалификационная работа 100 с., 20 рис., 27 табл., 64 источника, 2 прил.

Ключевые слова: нефть, сепарация, нефтяной газ, моделирование, температура, давление, топливный газ, метановое число, теплота сгорания.

Объектом исследования является установка сепарации нефти в составе установки подготовки нефти на месторождении *М*.

Цель работы: изучение влияния условий первой ступени сепарации нефти на качество нефтяного газа как топлива для ГПЭС.

В процессе исследования проводился анализ технологии подготовки нефти, изучение действующей технологии подготовки нефтяного газа на месторождении *М*, моделирование технологической схемы подготовки нефти и газа в программе UniSim Design, исследование влияния условий первой ступени сепарации на изменение свойств газа.

В результате исследования определены условия первой ступени сепарации нефти для достижения параметров топливного газа, обеспечивающих эффективную и безопасную работу ГПЭС.

Снижение температуры сепарации, повышение давления сепарации приводят к увеличению содержания метана в подготовленном газе на 10 %, повышению метанового числа на 11–12 п., снижению теплоты сгорания на 10 МДж/м<sup>3</sup>. Разбавление газа азотом снижает теплоту сгорания до 35 МДж/м<sup>3</sup>.

Изменение термобарических условий первой ступени сепарации увеличивает выход товарной нефти на 90–360 кг/час, количество топливного газа уменьшается на 10–19%.

Степень внедрения: работа носит поисковый характер

Область применения: сепарационные установки в составе установок подготовки нефти.

Работа посвящена актуальной проблеме и решению важного практического вопроса для конкретного нефтедобывающего предприятия.

## Содержание

ВВЕДЕНИЕ.....	10
1 НАПРАВЛЕНИЯ УТИЛИЗАЦИИ НЕФТЯНОГО ГАЗА .....	12
2 МЕТОДЫ ПОДГОТОВКИ И ТРЕБОВАНИЯ К КАЧЕСТВУ ГАЗА ДЛЯ ГАЗОПОРШНЕВЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ.....	16
2.1 ТРЕБОВАНИЯ К КАЧЕСТВУ ГАЗА ДЛЯ ГАЗОПОРШНЕВЫХ ДВИГАТЕЛЕ .....	23
3 ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ.....	25
3.1 ТЕКУЩЕЕ СОСТОЯНИЕ РАЗРАБОТКИ .....	25
3.2 ХАРАКТЕРИСТИКА ПЛАСТОВОГО ФЛЮИДА .....	28
3.3 ХАРАКТЕРИСТИКА УСТАНОВКИ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ .....	32
3.4 ХАРАКТЕРИСТИКА УСТАНОВКИ ПОДГОТОВКИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ГАЗА.....	33
3.5 МОДЕЛИРУЮЩАЯ ПРОГРАММА UniSim Design 470.....	39
3.6 МЕТОДИКИ РАСЧЕТА СВОЙСТВ ТОПЛИВНОГО ГАЗА .....	41
4 АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ И ГАЗА.....	44
4.1 МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ И ГАЗА.....	50
4.2 АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ УСЛОВИЙ СЕПАРАЦИИ НА КАЧЕСТВО ТОПЛИВНОГО ГАЗА... 52	
4.3 АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ АЗОТА НА КАЧЕСТВО ТОПЛИВНОГО ГАЗА .....	55
4.4 ВЛАЖНОСТЬ ТОПЛИВНОГО ГАЗА .....	56
4.5 АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ УСЛОВИЙ СЕПАРАЦИИ НА КАЧЕСТВО ТОВАРНОЙ НЕФТИ ... 56	
5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	62
5.1 ОЦЕНКА КОММЕРЧЕСКОГО ПОТЕНЦИАЛА, ПЕРСПЕКТИВНОСТИ И АЛЬТЕРНАТИВ ПРОВЕДЕНИЯ НАУЧНОГО ИССЛЕДОВАНИЯ С ПОЗИЦИИ РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТИ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЯ.....	62
5.2 КАПИТАЛЬНЫЕ ВЛОЖЕНИЯ .....	63
5.3 ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ЗАТРАТЫ .....	63
5.4 ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ .....	65
5.5 АНАЛИЗ ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТИ ПРОЕКТА.....	67
6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	71



6.1 ПРАВОВЫЕ И ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ ВОПРОСЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ПРОЕКТНОГО РЕШЕНИЯ .....	71
6.2 ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ПРОЕКТНОГО РЕШЕНИЯ 73	
6.3 ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ПРОЕКТНОГО РЕШЕНИЯ....	83
6.4 БЕЗОПАСНОСТЬ В ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЯХ .....	85
6.5 ВЫВОДЫ ПО РАЗДЕЛУ СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....	87
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	89
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	94
ПРИЛОЖЕНИЕ А .....	101
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	104

## Введение

Попутный нефтяной газ неизбежный спутник добычи нефти. Он является ценным энергетическим и материальным ресурсом в силу своего химического состава. Однако по ряду причин просто реализовать его потенциал не всегда возможно. Поэтому до настоящего времени значительная часть добытого нефтяного газа, порядка 17 %, еще сжигается. Актуальность вопроса сокращения сжигания ПНГ не снижается в связи с мировой тенденцией перехода к низкоуглеродной и энергоэффективной экономике. Максимальный уровень полезного использования ПНГ был достигнут в 2015г. и составил 88,3 % [1]. Уровня утилизации в 95 % достигли только несколько компаний: «Сургутнефтегаз», «ЛУКОЙЛ», «Нефтегазхолдинг», «Русснефть», операторы СРП.

Доминирующими направлениями использования ПНГ являются сдача в газотранспортную систему, производство электроэнергии, переработка на ГПЗ. Выбор направления использования зависит, в частности, от величины запасов месторождения, объема добычи ПНГ, наличия инфраструктуры. Для малых месторождений, подобных месторождению *M*, наиболее экономически обоснован вариант производства электроэнергии для нужд предприятия и для местных потребителей. Преимущество в этом случае отдано газопоршневым электростанциям потому, что они могут работать на низконапорном газе. Для этой цели, как правило, используется газ первой ступени сепарации нефти. Технологические параметры первой ступени сепарации будут определять количество и состав производимого газа, который, в свою очередь, будет определять эффективность и безопасность работы газопоршневого двигателя. Производимые и используемые на промыслах ГПД сконструированы под топливные свойства природного газа, который по составу и свойствам значительно отличается от нефтяного. Поэтому использование нефтяного газа как топлива в ГПД ставит задачу такой подготовки нефтяного газа первой ступени сепарации, чтобы приблизить его состав и свойства к показателям

природного газа. Прежде всего это касается содержания тяжелых углеводородов  $C_{3+}$ , влияющих на метановый индекс газа и определяющих величину его теплотворной способности.

Таким образом, данная выпускная работа посвящена актуальной проблеме и решению важного практического вопроса для конкретного нефтедобывающего предприятия.

Объектом исследования является установка сепарации нефти в составе установки подготовки нефти.

Предмет исследования – технология получения и подготовки нефтяного газа для использования его в качестве топлива для ГПЭС.

Целью работы является изучение влияния условий первой ступени сепарации нефти месторождения  $M$  на качество нефтяного газа как топлива для ГПЭС, установленной на данном месторождении.

Для снижения затрат времени на выполнение работы целесообразно использовать программный комплекс UniSim Design, позволяющий создать модель технологической схемы подготовки нефти и газа.

Задачи работы:

- провести анализ технологии подготовки нефти и газа;
- создать модель технологической схемы подготовки нефти и газа в программе UniSim Design;
- определить условия первой ступени сепарации нефти для достижения параметров попутного нефтяного газа, обеспечивающих эффективную работу ГПЭС.
- оценить технологическую и экономическую эффективность предложенного режима сепарации.

Защищаемое положение:

Регулируя термобарические условия сепарации и содержание азота, можно получить топливный газ с требуемыми параметрами по метановому числу и теплоте сгорания

## **1 Направления утилизации нефтяного газа**

Нефтяной газ (попутный нефтяной газ) – смесь газообразных углеводородов, растворенных в нефти, которые выделяются в процессе ее добычи и подготовки. ПНГ по составу является более богатым газом, чем природный. Это обусловлено тем, что помимо метана и этана в нефтяном газе есть пропан, бутан и другие углеводороды, в молекулах которых содержится от одного до девяти атомов углерода [2].

В современном развитии нефтяной отрасли добывающие компании при разработке и эксплуатации на удаленных и мелких нефтяных месторождениях часто сталкиваются с проблемой переработки, утилизации попутного нефтяного газа так, как попутный нефтяной газ неизбежный спутник нефти на любом месторождении мира. Переработка, утилизация и транспортировка весьма сложный и затратный технологический процесс, требующий специального дорогостоящего оборудования предназначенного для переработки попутного нефтяного газа.

С введением постановления правительства РФ №7 от 08.01.09 г. «О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках» был установлен целевой показатель утилизации нефтяного газа на уровне 95%. В целом с вступлением в силу Постановления нефтегазовые компании стали активнее использовать различные направления утилизации ПНГ. Это позволило с 2012 по 2015 гг. увеличить уровень утилизации на 13 % в среднем по стране. Уровень утилизации ПНГ в России снижается с 2018 г [3]. Министерство энергетики РФ в «Отчете о функционировании и развитии ТЭК России в 2020 году» связывает это с ростом добычи нефти на новых месторождениях, которые характеризуются недостаточным уровнем развития необходимой для утилизации ПНГ инфраструктуры. На рисунке 1.1 представлены данные по объемам добычи, сжигания и уровню утилизации ПНГ в России за 2000-2020 гг.

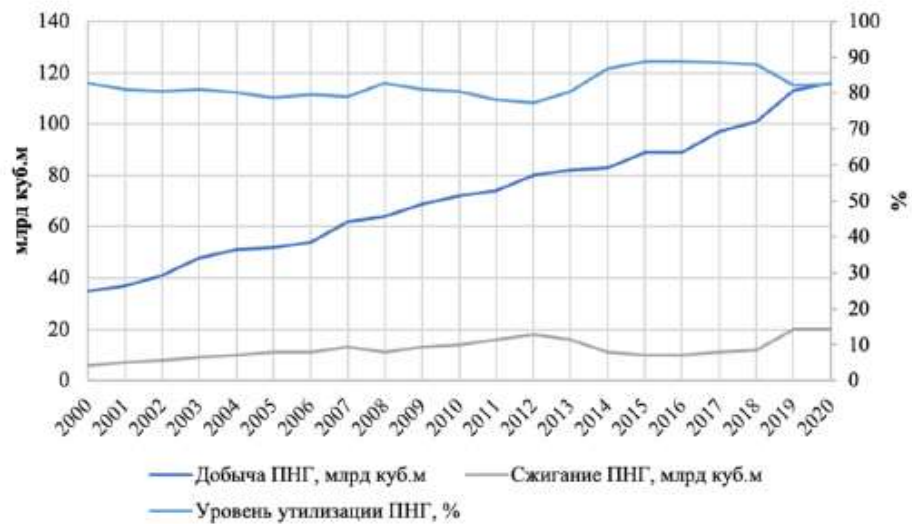


Рисунок 1.1 – Добыча, сжигание и уровень утилизации ПНГ в России за 2000-2020 года [4]

Известные методы утилизации ПНГ встречающиеся в научной литературе широко применяются в мировой практике. Наибольшее распространение получили следующие направления утилизации нефтяного газа (рисунок 1.2):

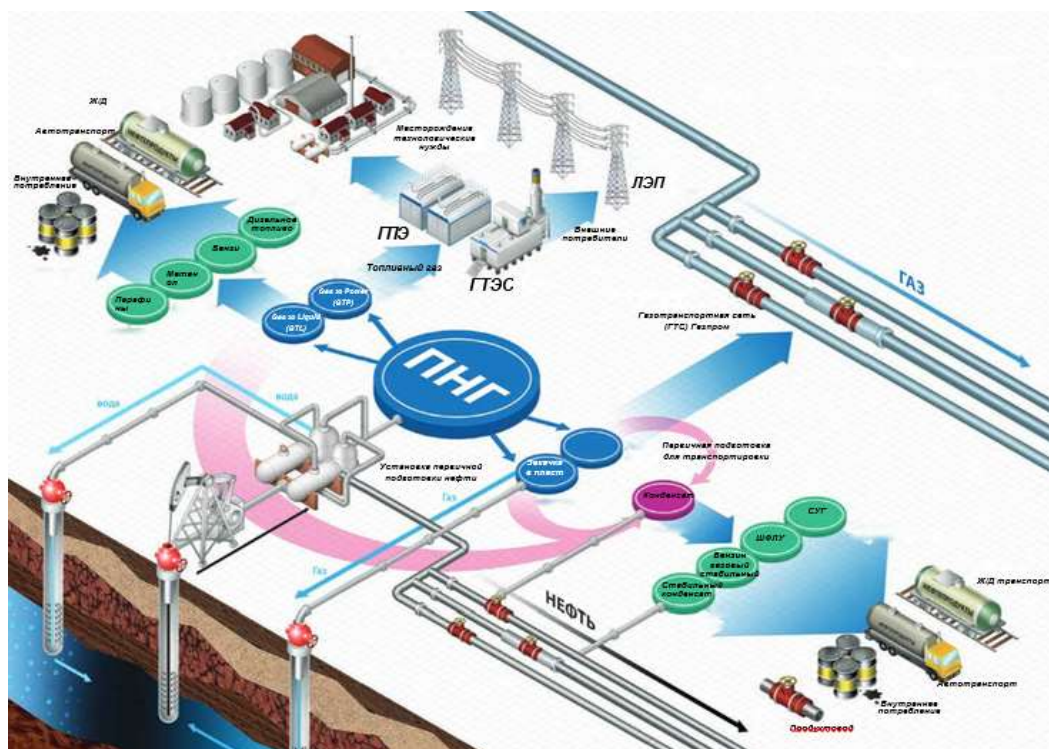


Рисунок 1.2 – Направления утилизации ПНГ [5]

**Утилизация на месте добычи без переработки** (нерентабельные, при повторной добыче имеют потери ПНГ до 30–35%) [5]:

- закачка в пласт с целью поддержания пластового давления;
- водогазовое воздействие;
- закачка в подземные хранилища газа для извлечения в будущем.

Технологии просты и практически не зависят от состава газа, однако они достаточно энергоемки, и их применение ограничено геологическими особенностями залежей.

**Рациональные (эффективные)** [6]:

- глубокая переработка в газ, синтез моторных топлив либо других продуктов (например, метанола) и сырье для нефтехимической промышленности;

- генерация электроэнергии – использование в качестве топливного газа на газопоршневых (ГПЭС) и газотурбинных (ГТЭС) электростанциях (возможна выработка электроэнергии для технологических нужд, для энергообеспечения других промышленных и гражданских объектов, для поставки в электросети), для приводов компрессорного оборудования;

- закачка в единую газотранспортную сеть (ГТС) ОАО «Газпром» требуется подготовка до требований СТО Газпром 089-2010.

**Ликвидационные:**

- бездымное сжигание на факельных установках с высокоинтенсивными камерами сгорания с минимальным выбросом загрязняющих веществ в атмосферный воздух [6].

Помимо перечисленных, разработан ряд других методов утилизации, не получивших пока значительного распространения: переработка на мини-ГПЗ на месторождении; сжижение нефтяного газа; транспортировка в виде газовых гидратов и др. Отсутствие практического применения этих методов обусловлено нерешенностью специфических технологических и инфраструктурных проблем, что не мешает рассматривать данные методы

Все рассмотренные методы утилизации имеют определенные экономические и технологические ограничения, которые в первую очередь определяются составом нефтяного газа.

## 2 Методы подготовки и требования к качеству газа для газопоршневых двигателей

Подготовка топливного газа – обязательный технологический процесс, необходимый для эффективной и надежной эксплуатации газопоршневых двигателей [8]. В процессе сепарации сырой нефти выделяется попутный нефтяной газ, который является многокомпонентной смесью. Для соответствия отсепарированного нефтяного газа рекомендациям завода-изготовителя генераторной установки требуется его дополнительная подготовка, так как состав и другие характеристики нефтяного газа изначально не подходят под требования к топливному газу.

Условия сепарации – давление, температура – определяют состав контактирующих фаз. В идеале в процессе разделения достигается состояние фазового равновесия. В таких условиях вещества переходят из одной фазы в другую, т.е. происходит равновесный массообмен.

В условиях равновесия при давлениях до 1 МПа и не высоких температурах справедливо уравнение Дальтона-Рауля о равенстве парциальных давлений компонентов в паровой и жидкой фазах [9]:

$$N_{iv} \cdot P = N_{iL} \cdot Q_i, \quad (2.1)$$

где  $N_{iv}$ ,  $N_{iL}$  – молярные концентрации  $i$ -го компонента в паровой и жидкой фазах соответственно;

$P$  – давление паров смеси;

$Q_i$  – упругость насыщенных паров  $i$ -го компонента в чистом виде при заданной температуре системы.

Давление паров смеси над жидкостью в условиях термодинамического равновесия складывается из парциальных давлений компонентов, входящих в жидкость:

$$P = \sum_{i=1}^n N_{iL} \cdot Q_i \quad (2.2)$$



Из уравнения равновесия (2.1) следует, что распределение углеводородов между фазами двухфазной равновесной системы протекает в соответствии с упругостью насыщенных паров углеводородов и их молярными концентрациями.

При изменении температуры или давления в системе нарушается фазовое равновесие, начинается перераспределение углеводородов между фазами, до тех пор, пока парциальные давления каждого компонента в паровой и жидкой фазах не сравниваются.

Углеводороды, обладающие при данной температуре упругостью насыщенных паров  $Q_i$  большей, чем общее давление  $P$  системы, будут иметь более высокую концентрацию в паровой фазе, чем в жидкой и наоборот, углеводороды с давлением насыщенных паров меньшим, чем давление паров смеси, будут иметь более высокую концентрацию в жидкой фазе, чем в паровой. Следовательно, состояние углеводородов, находящихся в смеси, определяется не только давлением и температурой, но еще и составом фаз.

Для многокомпонентной смеси имеются три переменные, влияющие на ее термодинамическое равновесие – давление смеси, определяемое ее составом, температура и упругость паров, которая при высоких давлениях смеси углеводородов является функцией не только температуры, но и общего давления. Для них введена так называемая *константа равновесия*, представляющая собой отношение упругости паров индивидуального углеводорода  $Q_i$  к давлению смеси  $P_{см}$ .

С учетом уравнения (1.1) можем записать:

$$K_i = \frac{Q_i}{P_{см}} = \frac{N_{iV}}{N_{iL}}, \quad (2.3)$$

где  $K_i$  – константа равновесия  $i$ -го компонента при данных термодинамических условиях.

*Константой фазового равновесия*, или *коэффициентом распределения*  $i$ -го компонента между паровой и жидкой фазами, называется отношение

молярной доли  $i$ -го компонента в паровой фазе к молярной доле его в жидкой фазе.

Процесс изменения соотношения между фазами и переход компонентов смеси из одной фазы в другую при постоянной массе и составе смеси и изотермическом изменении давления называется контактной (однократной) конденсацией или контактным (однократным) испарением в зависимости от того, происходит конденсация компонентов из паровой фазы или испарение компонентов жидкой фазы при изменении давления [10].

Расчет состава фаз ведется по уравнениям фазовых концентраций [11]:

$$N_{iL} = \frac{N_{i(L+V)}}{1 + (K_i - 1) \cdot N_V}. \quad (2.4)$$

$$N_{iV} = \frac{N_{i(L+V)} \cdot K_i}{1 + (K_i - 1) \cdot N_V}. \quad (2.5)$$

Они позволяют определять концентрацию компонентов в фазах при заданных давлениях, температуре, исходном составе смеси и константах фазового равновесия, если известны  $N_V$  или  $N_L$  – молярные доли газовой и жидкой фаз.

Молярная доля паровой фазы  $N_V$  находится из решения уравнения фазовых равновесий:

$$\sum_{i=1}^n (N_{iL} - N_{iV}) = \sum_{i=1}^n \frac{N_{i(L+V)} \cdot (K_i - 1)}{1 + (K_i - 1) \cdot N_V} = 0. \quad (2.6)$$

Решение (1.6) методом последовательных приближений позволяет найти такое значение  $N_V$ , при котором

$$\sum_{i=1}^n (N_{iL} - N_{iV}) = 0. \quad (2.7)$$

Для нахождения искомого значения  $N_V$  можно использовать методы Ньютона, хорд, или деления отрезка пополам.

Используя уравнения фазовых концентраций и подобранное значение  $N_V$ , рассчитывается молярный состав жидкой и паровой фазы. Проверкой правильности решения служит выполнение соотношений:

$$\sum_{i=1}^n N_{iV} = 1, \quad \sum_{i=1}^n N_{iL} = 1. \quad (2.8)$$

В основу метода **компримирования** положено явление выпадения конденсата из газа при повышении давления и последующем его охлаждении. Это объясняется повышением парциальных давлений тяжелых углеводородов до предела, соответствующего значению их упругости паров в состоянии насыщения, при котором начинается переход из паровой фазы в жидкую.

Отделение сконденсированной части углеводородов происходит в условиях равновесия фаз, когда парциальные давления любого компонента в газовой и жидкой фазах по закону Рауля и Дальтона равны. Распределение каждого компонента между фазами определяется константой фазового равновесия.

Процесс компрессии рассчитывается как однократная конденсация по уравнению фазовых концентраций.

Этот способ применяют обычно для газов, содержащих значительное количество тяжелых углеводородов. Эффективность извлечения тяжелых углеводородов при этом способе обычно не превышает 40 % от потенциала, поэтому его применяют в сочетании с другими способами, и, в частности, с адсорбцией или низкотемпературной маслоабсорбцией газа [12,13,14].

**Газодинамические методы** основаны на газодинамических процессах, в которых потенциальная энергия давления высоконапорного газа при расширении преобразуется в звуковые и сверхзвуковые течения (газодинамические осушители, вихревые сепараторы, сверхзвуковые сепараторы (Twister), трубки Ранка-Хилша или трехпоточные вихревые трубки и др.). Оборудование, необходимое для реализации этих методов, характеризуется простотой в эксплуатации и низкой стоимостью, однако

отдельно практически никогда не используется. Для эффективной работы требуется наличие значительного избыточного давления. При низких исходных давлениях методы малоэффективны. Сернистые соединения и  $\text{CO}_2$  не удаляются. Методы очень чувствительны к изменению объема подготавливаемого газа [14].

**Технология низкотемпературной сепарации (НТС)** объединяет методы низкотемпературной сепарации, в которых применяются различные технические решения, повышающие эффективность извлечения из газовой фазы тяжелых углеводородов за счет дополнительного орошения газового потока жидкой фазой, состоящей из двух селективных абсорбентов или использования холодильного оборудования с относительно высокой температурой хладагента с эффективной рекуперацией тепла. Как и классические криогенные, эти методы предполагают обязательную предварительную осушку газа [14].

**Метод гликолевой осушки** углеводородных газов – узкоспециализированный метод, применяется как дополнение к другим способам подготовки, предназначен для удаления воды. Потери по газу составляют 0,5–3% [14].

**Технология обессеривания** включает в себя аминовую отмывку, щелочную очистку, позволяют очистить газ как от сернистых компонентов, оксида углерода и от  $\text{CO}_2$ . Общим недостатком этих методов является 100% влажность подготовленного газа и ограничения по максимальному давлению очищаемого газа. Методы наиболее эффективны при очистке нефтяного газа с низкой концентрацией углеводородов  $\text{C}_{4+}$ . При их использовании требуется утилизация отходов [14].

**Мембранная технология** основана на различии скоростей проникновения индивидуальных компонентов газовой смеси через мембрану CarboPEEK (рисунок 2.1). Применяется для подготовки нефтяного газа с высоким содержанием тяжелых углеводородов, воды и серосодержащих примесей.

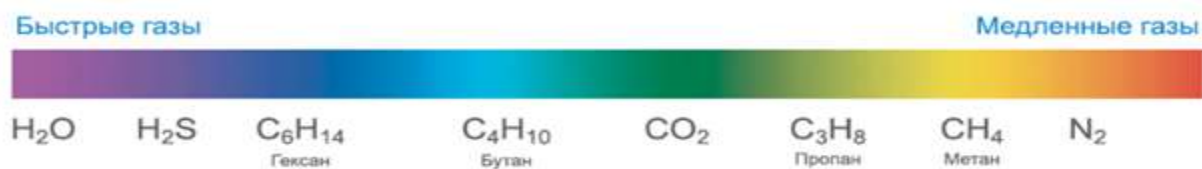


Рисунок 2.1 – Скорость проникновения газов через мембрану [15]

В результате применения мембранной технологии на выходе получаются два потока газа, обогащенные, соответственно, легкими и тяжелыми компонентами газовой смеси (рисунок 2.2).

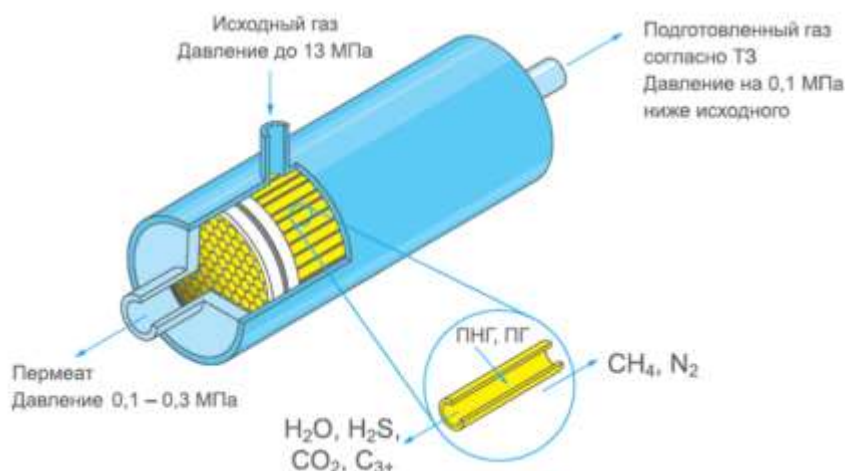


Рисунок 2.2 – Принципиальная схема распределения газовых потоков в мембранном модуле [15]

Одной из особенностей мембран являются полуволоконная конфигурация, высокая химическая устойчивость практически ко всем компонентам углеводородных смесей, высокая селективность по высшим углеводородам, диоксиду углерода, сероводороду, меркаптанам и воде.

Сравнение мембранного и традиционных методов подготовки нефтяного газа приведено в таблице 2.1. Из нее видно, что мембранные методы подготовки нефтяного газа обладают преимуществами по сравнению с традиционными благодаря тому, что одновременно повышается доля метана в составе газа, снижается доля  $\text{CO}_2$ , тяжелых углеводородов и воды [14].

Таблица 2.1 –Методы подготовки нефтяного газа [14]

Методы подготовки ПНГ	Осушка по воде и углеводородам	Удаление CO <sub>2</sub> и сернистых соединений	Применение и технологические ограничения	Адаптируемость к полевым условиям
Сепарационные	Невысокие характеристики подготовки ПНГ, особенно при низком давлении;	Не удаляются	Применима в дополнение к другим методам, эффективны в узком диапазоне производительностей	Применим в любых условиях
Газодинамические	Неэффективны при низком давлении	Не удаляются	Необходимо предварительное компримирование. осушка газа. Очень чувствителен к изменению объема газа	Хорошая
Сорбционные	Эффективная осушка по воде и углеводородам	Возможна при невысоких концентрациях сероводорода	Невозможна осушка и по воде и по углеводородам и обессеривание, потери газа 8–30%	Плохо адаптируем к полевым условиям
Криогенные	Да	Удаляются	Предварительная осушка; для больших потоков газа;	Плохо адаптируем к полевым условиям
Гликолевая осушка	Только осушка газа по воде	Не удаляются	В дополнение к другим методам; потери газа 0,5–5%	Средняя
Обессеривание	100% влажность подготовленного газа, на углеводороды не влияет	Удаляются	Только обессеривание	В зависимости от процесса
Мембранная	Позволяет осуществлять в одном процессе	Удаляются	Нет технологических ограничений	Хорошая

## 2.1 Требования к качеству газа для газопоршневых двигателе

Если топливный газ не соответствует требованиям для ГПЭС, то технические характеристики двигателя ухудшаются по сравнению с характеристиками, указанными в спецификации на генераторную установку.

Эксплуатация газопоршневых двигателей (ГПД, двигатели внутреннего сгорания), работающих на нефтяном газе, в качестве силовых установок для генераторов (газопоршневые электростанции ГПЭС) показывает, что их устойчивая работа наблюдается только при пониженной мощности: 60–70 % от номинальной. При работе двигателя близкой к номинальной нагрузке, возникает детонация, вызывающая их аварийную остановку. Детонация происходит из-за несоответствия качества подготовки топливного газа требованиям.

Качество топливного газа, источником которого является первая ступень сепарации нефти, зависит от термобарических условий сепарации (содержание метана, влаги, метановое число, низшая теплота сгорания, плотность); зависит от качества сепарации нефти и очистки газа. Требования к метановому индексу задаются производителями ГПД и могут различаться в зависимости от типа и конструкции двигателя. Требования, предъявляемые к показателям качества топливного газа, представлены в таблице 2.2 [16].

Таблица 2.2 – Требования к топливному газу для газопоршневых двигателей

Компонент газа	Единицы измерения	Требуемые показатели
Минимальное содержание метана	В процентах от объема	70
Минимальное метановое число	Теоретическая мера метана	52
Низшая теплота сгорания	МДж/м <sup>3</sup>	30 – 36
Плотность газа	кг/м <sup>3</sup>	0,7 – 1,2
Относительная влажность	%	80% со 100% удалением капель

Метановый индекс (метановое число, индекс детонации) – это условный показатель, который характеризует способность газов к бездетонационному сгоранию.

В нормативных документах, регламентирующих качество топливного газа, детонационное свойство представлено расчетным октановым числом (РОЧ), указанным в ГОСТ 27577-2000 «Газ природный топливный компримированный для двигателей внутреннего сгорания» [17]. Позднее для оценки детонационных качеств газообразных топлив октановую шкалу заменили на метановую, в которой детонационные качества метана приняты за 100, а детонационные качества водорода соответствуют 0.

На основе метанового числа построена шкала для оценки сопротивляемости газового топлива к детонации.

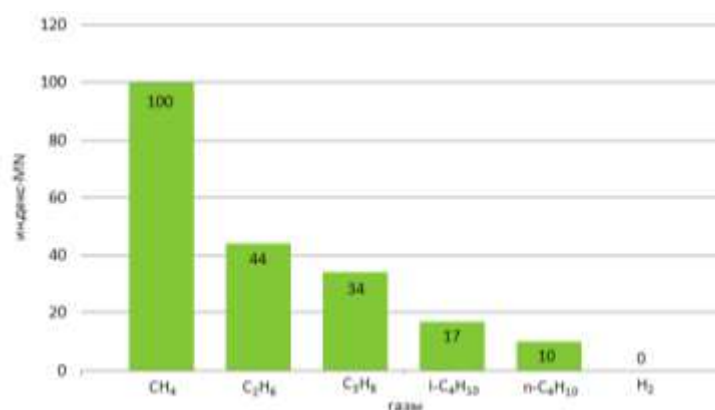


Рисунок 2.3 – Шкала метанового числа различных газов

Единой методики расчета метанового числа нет. Каждый производитель генераторных установок пользуется своей методикой.

Содержание метана характеризует энергетические свойства топливного газа и обеспечение процесса сгорания топлива.

Таким образом, отсепарированный нефтяной газ требует качественной специальной подготовки и доведения его состава до состава топливного газа, приемлемого для использования в качестве топлива на ГПЭС без снижения ресурса, удельной мощности и коэффициента полезного действия оборудования. Прежде всего это относится к содержанию в нефтяном газе тяжелых углеводородов C<sub>3+</sub>, углекислого газа и воды.



### **3 Объект и методы исследования**

В административном отношении нефтяное месторождение «М», на котором находится объект исследования, расположено в юго-восточной части Западно-Сибирской низменности, в Обь-Иртышском междуречье бассейна реки Васюган [18].

#### **3.1 Текущее состояние разработки**

Нефтяное месторождение «М» введено в промышленную разработку в 2007 году запуском в работу поисковой скважины. Эксплуатационное разбуривание месторождения производилось до 2011 г. В настоящее время объекты полностью разбурены основным фондом скважин в соответствии с проектным документом.

С начала разработки по месторождению добыто [ ] нефти и [ ] при обводненности продукции [ ] накопленный водонефтяной фактор – [ ]. Основным разрабатываемым объектом является пласт [ ] (накопленной добычи месторождения), он и определяет динамику основных показателей разработки месторождения.

Закачка воды на месторождении осуществляется с 2008 г. К 2020 году всего закачано [ ] воды при средней приемистости нагнетательных скважин [ ] текущая компенсация [ ] Накопленный объем закачки воды составляет [ ] накопленная компенсация отборов жидкости закачкой – [ ]

Стадия растущей добычи продолжалась в течение первых трёх лет с активным вводом новых скважин из бурения. Периода стабильных уровней не наблюдалось. С 2011 г. наблюдается третья стадия разработки, характеризующаяся падением темпов добычи нефти и резким ростом обводненности [ ] и продолжается на данный момент: годовая добыча нефти снизилась [ ] в 2010 г. до [ ] в 2020 г., дебиты жидкости установились на уровне [ ] прирост доли воды в среднем составил [ ]

На месторождении размещено три куста скважин.

В таблице 3.1 представлено распределение скважин по дебитам и обводненности в целом по месторождению. Как видно из представленных данных, с обводненностью выше █████ работает более половины всех скважин, с долей воды █████ четверть скважин, по 8 % скважин обводнены на 20–████ и █████ соответственно. Основная часть скважин работает с небольшими дебитами нефти █████ остальные семь скважин добывает █████ (рисунок 3.2) [2].

Таблица 3.1 – Распределение действующего фонда скважин по дебитам нефти и обводненности

Обводнённая, %	Дебит нефти, т/сут							Всего	%
	до 1	1-3	3-5	5-10	10-15	15-20	>20		
20-40									
40-60									
60-80									
80-90									
90-95									
>95									
Всего									
%									

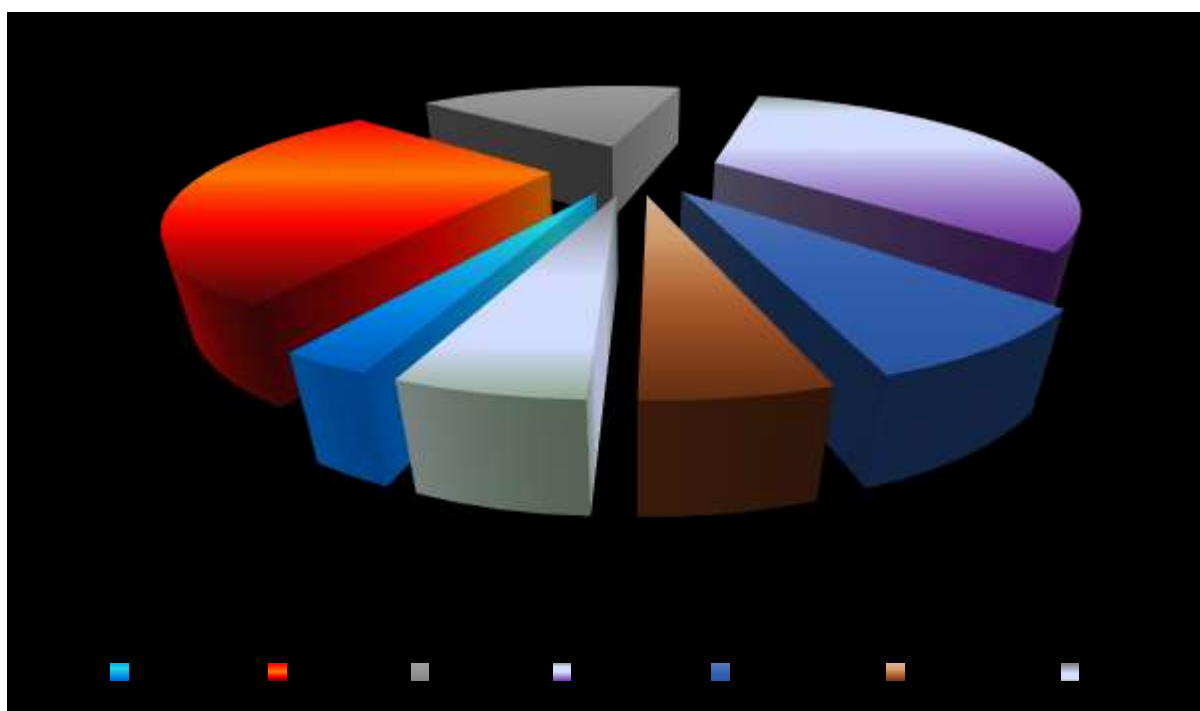


Рисунок 3.2 – Структура действующего фонда скважин по дебитам нефти

Текущие показатели динамики добычи нефти, подтоварной воды и попутного нефтяного газа приведены в таблице 3.2 и на рисунках 3.3 и 3.4.

Таблица 3.2 – Динамика добычи нефти, подтоварной воды и газа

Год	Добыча		
	Нефть, тыс. т/год	Подтоварная вода, тыс.м <sup>3</sup> /год	ПНГ, тыс. м <sup>3</sup> /год
2015			
2016			
2017			
2018			
2019			
2020			



Рисунок 3.3 – Динамика добычи нефти, подтоварной воды и газа



Рисунок 3.4 – Динамика добычи нефти, подтоварной воды и газа

### 3.2 Характеристика пластового флюида

С узла подключения УПН от трех кустовых площадок произведен отбор проб [21]. Аналитические исследования произведены в лабораторных условиях и представлены физико-химическими характеристиками нефти согласно методике [22].

По результатам анализа, нефть ██████████ можно классифицировать как:

- легкую (плотность нефти в поверхностных условиях составляет 843 кг/м<sup>3</sup>);
- малосернистую (содержание серы – 0,3%);
- смолистую (содержание смолисто-асфальтеновых веществ – 5,8%);
- высокопарафинистую (содержание парафинов – 7,73%);
- с высоким содержанием светлых фракций (объемное содержание выкипающих фракций до 350°C составляет 61%).

Нефть относится к 1 классу и 1 типу [22].

По результатам анализа, нефть с [REDACTED] можно классифицировать как:

- особо легкую (плотность нефти в поверхностных условиях составляет 797,4 кг/м<sup>3</sup>);
- не сернистую (сера отсутствует);
- малосмолистую (содержание смолисто-асфальтеновых веществ – 3,3%);
- высокопарафинистую (содержание парафинов – 17,78%);
- с высоким содержанием светлых фракций (объемное содержание выкипающих фракций до 350 °С составляет 57%).

Нефть относится к 1 классу и 0 типу [22].

Нефть с [REDACTED] характеризуется как средняя по плотности и особо легкая, вязкая, парафинистая, малосернистая, смолистая (таблица 5.2, 5.3).

По результатам анализа, нефть [REDACTED] можно классифицировать как:

- особо легкую (плотность нефти в поверхностных условиях составляет 794,5 кг/м<sup>3</sup>);
- не сернистую (сера отсутствует);
- малосмолистую (содержание смолисто-асфальтеновых веществ – 1,6%);
- высокопарафинистую (содержание парафинов – 20,2%);
- с высоким содержанием светлых фракций (объемное содержание выкипающих фракций до 350°С составляет 60%).

Нефть относится к 1 классу и 0 типу по [22].

Нефть с [REDACTED] характеризуется как особо легкая по плотности, вязкая, парафинистая, бессернистая, смолистая (таблица 3.3).

Таблица 3.3 – Физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти

Наименование		Ед. изм.	Значение		
Плотность нефти в поверхностных условиях		кг/м <sup>3</sup>			
Вязкость, при 20°C при 50°C		мПа·с			
		мПа·с			
Температура застывания		°C			
Массовое содержание	серы	%			
	смола силикагеновых	%			
	асфальтенов	%			
	парафинов	%			
	солей	%			
	воды	%			
	мех. примесей	%			
Объемный выход фракций, %		до 100 °C			
		до 150 °C			
		до 200 °C			
		до 300 °C			
		до 350 °C			

Нефть характеризуется высоким содержанием парафиновых углеводородов, что определяет ее высокую температуру застывания. Состав парафинов нефти месторождения М представлен на рисунке 3.5.

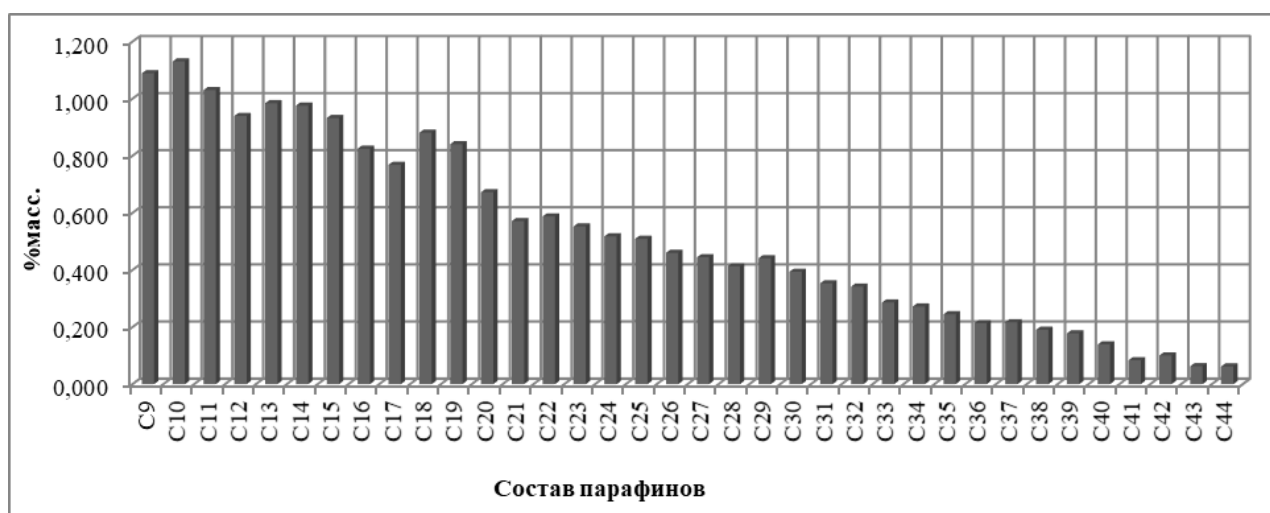


Рисунок 3.5 – Состав нормальных парафинов нефти месторождения М

Для установления компонентного состава нефтяного газа, выделившегося при разгазировании нефти, использовался

хроматографический метод анализа, который выполняли по ГОСТ 23781-87 на хроматографе «Кристалл-5000М» с детектором по теплопроводности [23]. Физико-химические свойства газа рассчитывались по данным хроматографического анализа.

Компонентный состав выделившегося нефтяного газа, разгазированной и пластовой нефти представлен в таблице 3.4, а для куста №3 – в таблице 3.5.

Таблица 3.4 – Компонентный состав выделившегося нефтяного газа, разгазированной и пластовой нефти [20]

Наименование	При однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		Пластовая нефть	При однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		Пластовая нефть
	выделившийся газ	нефть		выделившийся газ	нефть	
	% мольн.	% мольн.	% мольн.	% мольн.	% мольн.	% мольн.
Сероводород	отсутствует					
Углекислый газ						
Азот + редкие, в т.ч. гелий						
Метан						
Этан						
Пропан						
Изо-бутан						
Н-бутан						
Изо-пентан						
Н-пентан						
Гексаны + остаток						
Молекулярная масса						
Плотность - газа, кг/м <sup>3</sup>						
-газа относительная (по воздуху)						
- нефти, кг/м <sup>3</sup>						

Таблица 3.5 – Компонентный состав нефтяного газа куста №3

Компонент	Содержание, % мол.	
Углекислый газ		
Азот + редкие, в т.ч. гелий		
Метан		
Этан		
Пропан		
Изо-бутан		
Н-бутан		
Изо-пентан		
Н-пентан		
Гексаны + остаток		
Молекулярная масса		
Плотность, кг/м <sup>3</sup>		

### 3.3 Характеристика установки подготовки нефти

Производительность УПН по жидкости и пластовой воде рассчитана с учетом роста обводненности продукции скважин месторождения. Газовые ресурсы рассчитаны исходя из расчета поступления нефти с трех кустовых площадок. Основные технологические показатели УПН, принятые для проектирования установки, приведены в таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Технологические показатели площадки подготовки нефти

Наименование показателя	Ед. изм.	Значение
Производительность по нефти	тыс. т/год т/сут т/час м <sup>3</sup> /час	
Производительность по жидкости	тыс. т/год т/сут т/час м <sup>3</sup> /час	
Ресурсы газа	млн. м <sup>3</sup> /год м <sup>3</sup> /час	
Производительность по пластовой воде	тыс. т/год т/сут т/час м <sup>3</sup> /час	



Скважинная продукция характеризуется газовым фактором до 120 нм<sup>3</sup>/т. Подготовка нефти на УПН месторождения *М* заключается в отделении газа методом гравитационной сепарации и обезвоживании. Унос капельной нефти при сепарации не должен превышать 15 мг/м<sup>3</sup>.

Таблица 3.7 – Требования к подготовленной нефти [22]

Содержание воды, %	Содержание мех. примесей, %	Концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup>	Давление насыщенных паров, кПа
не более 0,5	не более 0,05	не более 900	не более 66,7

Товарная нефть подается в межпромысловый нефтепровод для сдачи в систему магистральных нефтепроводов [REDACTED]. Очищенный до соответствующих параметров нефтяной газ используется на собственные нужды: как топливо для подогревателей нефти, факельных установок, ГПЭС, котельной. Подтоварная вода подается на подготовку до требований системы ППД.

### 3.4 Характеристика установки подготовки технологического газа

Установка подготовки технологического газа предназначена для получения нефтяного газа с минимальным содержанием компонентов C<sub>4+</sub> и использования его в качестве топлива для приводных газопоршневых двигателей электростанций. На рисунке 3.6 представлена установка из двух блоков разделенными газонепроницаемой перегородкой: технологического и блока автоматики.

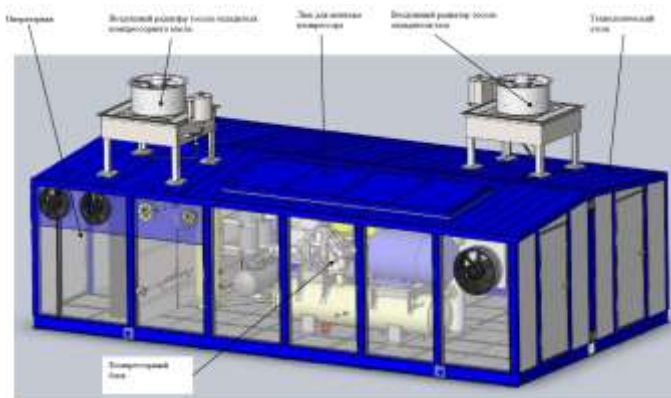


Рисунок 3.6 – Внешний вид и основные элементы УПТГ [24]

Установка подготовки технологического газа обеспечивает:

- предварительную очистку газа от капельной жидкости и механических примесей;
- компримирование и охлаждение газа;
- учет расхода подготовленного газа и конденсата;
- автоматический сброс конденсата в дренажную емкость;
- учет расхода подготовленного газа и конденсата;
- автоматическое регулирование производительности.

В технологическом блоке размещены [24]:

- *фильтр циклонного типа* с накопителем и сбросной линией ФЦ-2500 рисунок 3.7;
- *компрессорный блок* – винтовой модуль КР-800, асинхронный электродвигатель 2АИМУР 280 L2, сепаратор опорный масляный ГС 0,82-2,0 (рисунок 3.8), блок электронагревателей взрывозащищенный БЭВ-2, обратный клапан поворотный ГРАНЛОК CV16/01/150/16 Dn 150, муфта полужесткая ROTAX 75, сепаратор типа циклон Ц-300, предохранительный клапан Goetze, блок фильтров Ф-200, масляный насос;

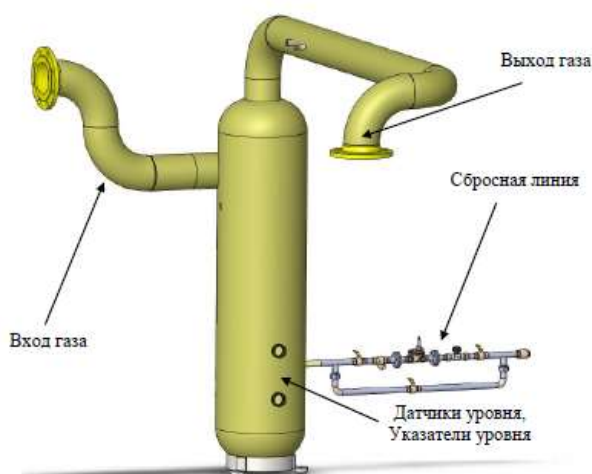


Рисунок 3.7 – Фильтр циклонного типа



Рисунок 3.8 – Компрессорный блок

- блок охлаждения компрессорного масла, пластинчатый маслоохладитель RPUA 35774-0, радиатор этиленгликоля RA 35773-0, вентилятор воздушный, насос с электроприводом ЦНЛ-32-90-0.75/2, расширительный бак РБ-30, датчик температуры масла на выходе компрессора, датчик температуры тосола на выходе компрессора;
- блок охлаждения газа теплообменный двухконтурный модуль RG 35779-0, радиатор этиленгликоля RA 35773-0, датчик температуры тосола газа после теплообменника, датчик температуры тосола после радиатора, вентилятор воздушный, датчик температуры тосола после испарителя, насос с электроприводом насос с электроприводом ЦНЛ-32-90-0.75/2, расширительный бак РБ-30, датчик температуры окружающего воздуха;

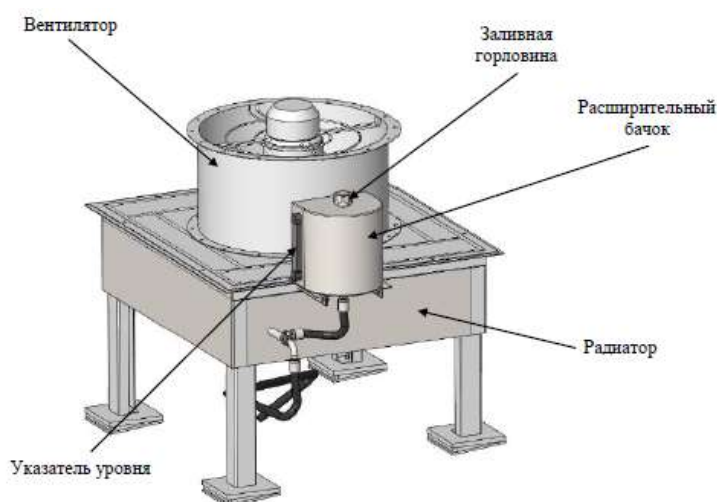


Рисунок 3.9 – Внешний вид АВО тосола масляной и газовой систем

- счетчик газа и конденсата СГВ.М 400/СЖУ-25М;
- охладитель рефрижераторного типа;
- фильтрационный модуль ГФМ-2500 с резервом, накопителем и сбросной линией;

В отделении блока автоматики размещены:

- шкаф автоматики;
- компрессорный блок осушителя газа;
- оборудование автоматической системы пожаротушения,
- блок учета газа и конденсата.

В таблице 3.8 представлены технические характеристики установки подготовки технологического газа.

Таблица 3.8 – Технические характеристики УПТГ-КНС-2000 [24]

Наименование параметров	Значение
Тип компрессора	
Производительность, м <sup>3</sup> /час	
Принцип регулирования производительности	
Наличие частотного регулирования привода	
Давление газа на входе, кг/см <sup>2</sup> (изб.)	
Давление газа на выходе, кг/см <sup>2</sup> (изб.)	
Температура газа на входе, °С	
Температура газа на выходе, °С	
Охлаждение масла и газа	
Остаточное содержание масла в газе на выходе	
Потребляемая электрическая мощность и напряжение	
Габаритные размеры, ВхШхГ	
Вес, кг	

#### Описание процесса подготовки газа

Газ поступает в компрессорный блок через фильтр циклонного типа ФЦ-2500, который обеспечивает предварительную очистку газа от механических примесей и капельной влаги.

Компрессорный блок и приводной электродвигатель установки смонтированы непосредственно на опорном маслосепараторе. Приводной электродвигатель соединен полужесткой муфтой с винтовым блоком.

Всасываемый газ поступает в компрессорный блок в винтовую пару где перемешивается с маслом и сжимается. Смесь газ-масло под давлением поступает в масляный резервуар-сепаратор, где происходит первое грубое разделение. Осажденное масло из масляного резервуара поступает в масляный насос перед стартом компрессора или байпасную линию во время работы

компрессора. В масляном фильтре происходит очистка масла и затем масло поступает в маслоохладитель.

Температуру охлаждения масла задает насос, прокачивающий с необходимой скоростью тосол через охладитель. Охлажденное масло вновь поступает в зону винтовой пары. Функции масла заключаются в охлаждении газа в процессе сжатия, смазке подшипников и уплотнения поверхностей винтов. Также масло перемещает золотниковые регуляторы производительности и степени сжатия.

Предварительно очищенный от масла газ из масляного резервуара поступает в маслоотделяющий фильтр-циклон и сменные фильтры тонкой очистки масла, где происходит окончательное разделение смеси на газ и масло.

Очищенный газ поступает в теплообменник «газ-тосол» для предварительного охлаждения газа. Температура газа снижается до 45°C и далее газ поступает в теплообменный модуль.

Основной функцией теплообменного модуля является объединение теплообменников газ - газ, газ - хладагент и отделителя конденсата в единый узел. Встречные потоки теплообменника газ - газ обеспечивают максимальную эффективность теплообмена. Большое сечение каналов потоков обеспечивает низкую скорость прохождения газа, позволяя тем самым сократить потери и перепад давления.

Теплообменник газ - хладагент со встречными потоками обеспечивает высокие эксплуатационные показатели. Большие размеры поверхности теплообмена обеспечивают полное испарение хладагента.

Высокоэффективный сепаратор входит в теплообменный модуль. Преимуществом устройства является создание эффекта холодной коалесценции для эффективного отделения жидкости.

Окончательную очистку от сконденсированных капель газ проходит в газовом фильтрующем модуле ГФМ-2500.

Далее через расходомер подготовленный газ поступает в линию ГПЭС.

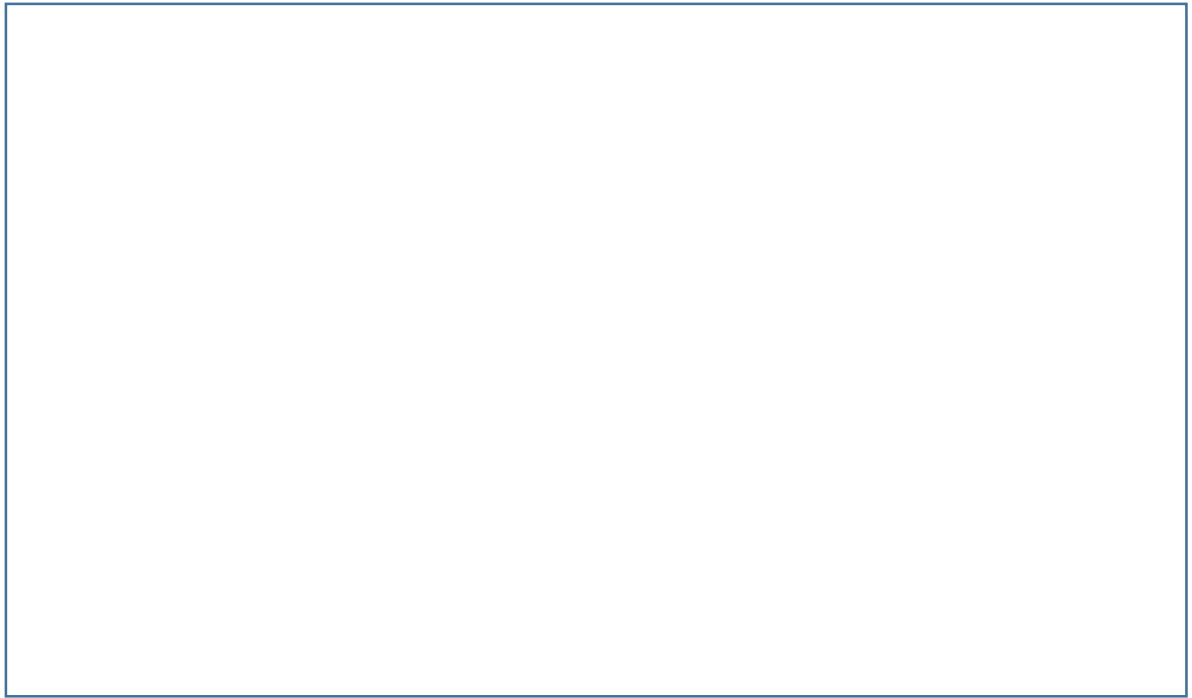


Рисунок 3.10 – Технологическая схема УПТГ

Энергокомплекс месторождения *М* оборудован модульными ГПЭС, оснащенными агрегатами «Cummins 1540 GQNA QSV91G» номинальной мощностью 1,54 МВт каждый (рисунок 3.11).



Рисунок 3.11 – Газопоршневая электрическая станция, оснащенная агрегатом «Cummins 1540 GQNA QSV91G» [25]

Некоторые технические характеристики генераторной установки «Cummins» типа 1540 GQNA с двигателем QSV91G представлены ниже в таблице 3.9.

Таблица 3.9 – Технические характеристики «Cummins» типа 1540 GQNA [25]

Электрическая мощность, кВт	1540
Минимальный метановый индекс без снижения мощности	52
Энергия топлива, кВт	4161
Расход топлива при 100 % нагрузке, м <sup>3</sup> /час	448

### 3.5 Моделирующая программа UniSim Design 470

Моделирующая программа UniSim Design – программа моделирования для вычисления технологических схем нефтяного и газового комплекса, применяется для разработки и оптимизации работы как комплексных технологических схем, так и отдельных технологических узлов [26].

Для моделирования и расчета программой используется две рабочих среды Basis Environment и Simulation Environment.

В рабочей среде Basis Environment инженеру возможны опция задания компонентного состава, выбора метода расчета свойств материального потока и термодинамическая информация действующей задачи. В процессе моделирования можно задавать необходимые изменения, не меняя построенную технологическую схему. Программа сама пересчитает и учтет внесенные корреляции.

В рабочей среде Simulation Environment осуществляется моделирование проекта применяя кассу объектов (Object Pallet) и расчет свойств материальных потоков на выбранном математическом пакете. Предусмотрено создание системы единиц на базе системы СИ.

В структуру и состав моделирующей программы входит [26]:

- *Fluid package* – термодинамический пакет свойств, представленный уравнением состояния, объединяющий всю необходимую информацию

для физических свойств материального потока и расчета фазового равновесия;

- *Hypotheticals Components* – гипотетические компоненты, применяемые в вычислении определенных задач, которых нет в базе программы. Компоненты могут представлены чистыми веществами, смесями заданного состава вещества, также смесями не установленного вещества;
- *Oil manager* – диспетчер характеристики нефти позволяет преобразовывать лабораторные данные анализов нефтяных фракций, нефти, конденсатов в гипотетические компоненты. Гипотетическим компонентам присваиваются все параметры, такие как вязкость, молекулярная масса, плотность, данные разгонки, необходимые для их использования в пакете свойств, в частности, для расчета фазового равновесия;
- *PFD* – графическая среда – проекция рассчитываемого процесса, отображает связи между объектами, включенными в технологическую схему. Возможность демонстрации технологических параметров любого потока или аппарата на схеме, например, давление, температура, расход для материального потока;
- *Workbook* – рабочая тетрадь, информационная таблица описывающая объект. Программа позволяет создавать для каждого типа объекта отдельную страницу потоков с разной детальной информацией;
- *Object Pallet* – касса объектов: набор потоков, сепараторов, емкостей, перекачивающих устройств, теплообменного оборудования и устройств, создающих давление;
- *Utilities* – утилиты удобный набор программ, предоставляющий дополнительную информацию, операциям технологической схемы и принадлежащим потокам.
- *Library Components* – библиотека компонентов химических веществ и соединений.



Используя методику расчетного исследования Case Study, можно подобрать оптимальные условия проведения процесса, исследовать влияние некоторой независимой переменной на значения зависимых переменных [27]. Например, можно получить зависимость плотности подготовленного топливного газа от давления первой ступени сепарации в виде двумерного графика 2D или трехмерного изображения 3D (рисунок 3.12).

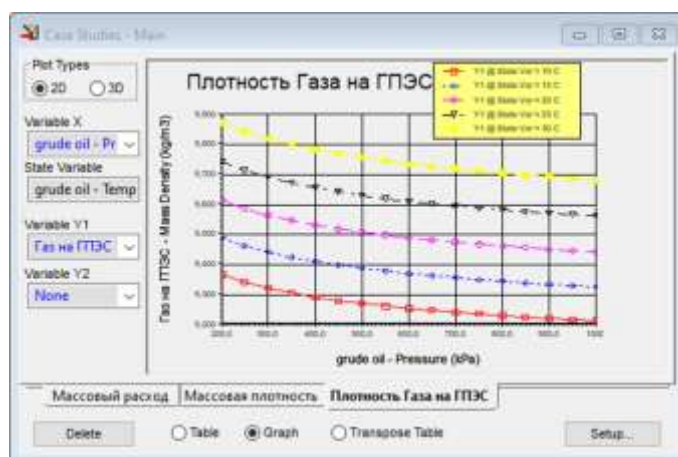


Рисунок 3.12 – Зависимость плотности подготовленного топливного газа от давления первой ступени сепарации

### 3.6 Методики расчета свойств топливного газа

В 2020 году в России впервые введен ГОСТ 34704–2020 на определение метанового числа природного газа, используемого как топливо для двигателей внутреннего сгорания [28]. Метановое число вычисляется на основе компонентного состава газовой смеси, установленного методом хроматографии.

Метод вычисления метанового числа, приведенный в ГОСТ 34704–2020, основан на оригинальных данных исследовательской программы, выполненной AVL Deutschland GmbH для FVV (Forschungsvereinigung Verbrennungskraftmaschinen/Research Association for Combustion Engines), с учетом поправок, принятых MWM GmbH и опубликованных для широкого применения.

Единой общепризнанной методики по определению МЧ в настоящее время нет, все существующие методики – это разработки отдельных

компаний. Согласно методу AVL оптимальное качество природного газа определяется нижним порогом значения детонационной стойкости ( $M = 75$ ) [29].

По данным Дидманидзе в настоящее время в России разрабатывается проектный ГОСТ, где предусматривается метод определения метанового числа, в основе которого лежит выражение [29]:

$$MЧ = 1,445(OЧ_M) - 103,42, \quad (3.1)$$

где  $OЧ_M$  – октановое число по моторному методу.

Метод AVL предусматривает определение  $OЧ$  следующим образом:

$$OЧ_M = (137,78xCH_4) + (29,948xC_2H_6) + (-18,193xC_3H_8) + \\ + (-167,062xC_4H_{10}) + (181,233xCO_2) + (26,994xN_2), \quad (3.2)$$

где  $x$  – молярная доля входящих в состав газа компонентов  $CH_4$ ,  $C_2H_6$ ,  $C_3H_8$ ,  $C_4H_{10}$ ,  $CO_2$ ,  $N_2$ .

На возможность использования такой корреляционной зависимости для расчета октанового числа указано в статье [31].

Шведская компания «Промышленная инженерия и управление» (КТН) представила свою формулу определения метанового числа [31]:

$$MЧ = 1,624MON - 119,1, \quad (3.3)$$

где  $MON$  –  $OЧ$ , определяемое по моторному методу.

ГОСТ 22667-82 устанавливает методы расчета высшей и низшей теплоты сгорания, относительной плотности и числа Воббе сухих природных углеводородных газов по компонентному составу и известным физическим величинам чистых компонентов [32].

Теплоту сгорания ( $Q$ ) высшую ( $Q_B$ ) или низшую ( $Q_H$ ) в  $МДж/м^3$  ( $ккал/м^3$ ) вычисляют по формуле

$$Q = \sum_{i=1}^n Q_i \cdot C_i , (3.4)$$

где  $Q_i$  – теплота сгорания газа (высшая или низшая)  $i$ -го компонента газа;

$C_j$  – доля  $i$ -го компонента в газе.

#### 4 Анализ технологии подготовки нефти и газа

Продукция скважин с кустовых площадок нефтяного месторождения *М* и кустовой площадки месторождения *М1* направляется на УПОГ (рисунок 4.1) [20].

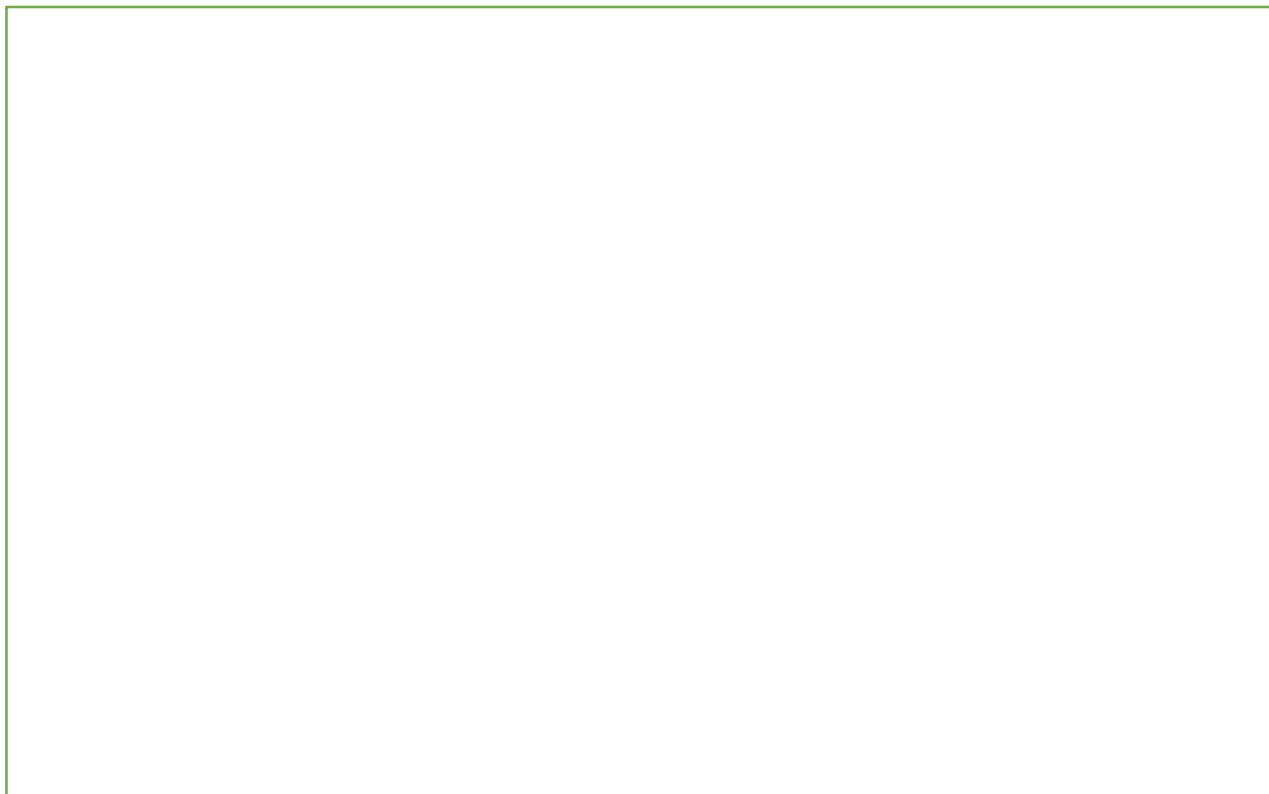


Рисунок 4.1 – Принципиальная технологическая схема УПН месторождения *М*

Трубная обвязка путевого подогревателя нефти ПП-1,6 позволяет производить, подогрев эмульсии после НГСВ.

В объединенный коллектор входной гребенки узла подключения подается химический реагент-деэмульгатор для снижения агрегативной устойчивости нефтяной эмульсии.

Для снижения пульсаций и отрицательных последствий диспергирования на процесс отделения пластовой воды от нефти, в сепараторе НГСВ, нефтегазоводяная смесь от узла подключения поступает на трубную установку предварительного отбора газа УПОГ, позволяющую создать условия для расслоения фаз и более полного отделения газа.

Газ, отделившийся в УПОГ, направляется в газовый сепаратор ГС.

Для УПОГ предусмотрен контроль давления в газовой и жидкостной линиях по месту.

Технические характеристики УПОГ:

- условный диаметр 700мм;
- угол наклона восходящего участка не более 8–12 градусов, длина – не менее 15м;
- длина горизонтального участка 2–3 м;
- угол наклона нисходящего участка 45 градусов.

Требуемое избыточное давление █████ МПа в сепараторе НГС поддерживается регулирующим клапаном в автоматическом режиме.

После УПОГ жидкость направляется на вторую ступень сепарации в сепаратор со сбросом воды (НГСВ).

Частично дегазированная нефть из НГСВ направляется в путевой подогреватель П-0,63, ПП-1,6 (1), ПП-1,6 (2). В подогревателе нефть нагревается до температуры █████С и направляется в концевой сепаратор КС.

Газ для питания горелок путевых нагревателей подается с линии выхода газа концевой ступени сепарации (КС), проходя через газосепаратор ГС-5, подается на запальную и основную горелки, сжигается в топке подогревателя, отдавая тепло промежуточному теплоносителю. В качестве промежуточного теплоносителя используется пресная вода. Охлажденные продукты сгорания через дымовую трубу выводятся из топки в атмосферу.

Из подогревателей нефть поступает в сепаратор концевой ступени КС, где осуществляется окончательная дегазация смеси при температуре █████ °С. Конструктивно КС представляет собой трехфазный сепаратор, что позволяет дополнительно отделять воду от нефти.

Нефть с КС поступает в резервуары РВС №1, №2 и №3 самотеком.

Вывод нефти из вертикальных резервуаров предусматривается через стояки на уровне █████ Подтоварная вода из резервуаров

периодически сбрасывается в емкости с последующей подачей в систему БКНС ППД. В случае уноса определенного количества эмульсии в резервуары БКНС (РВС-В №4-2000м<sup>3</sup>, РВС-В №5-1000м<sup>3</sup>) предусмотрена возможность сброса отстоявшейся эмульсии в технологию УПН.

Учет товарной нефти, откаченной в межпромысловый нефтепровод, осуществляется системой измерения количества и показателей качества нефти (СИКН). СИКН включает в себя блок измерительных линий (БИЛ) и блок измерения качества (БИК). Учет нефти осуществляется массовыми расходомерами Micro Motion по двум измерительным линиям. Контроль метрологических характеристик массовых расходомеров осуществляется посредством отдельной контрольно-резервной линии. БИК предназначен для контроля качества откачиваемой продукции, укомплектован плотномером, влагомером и автоматическими и ручным пробоотборниками.

На выходе из УПН, после насосной внешней перекачки, в трубопровод прокачки нефти в межпромысловый нефтепровод организована подача депрессорной присадки. Ввод химического реагента осуществляется плунжерными насосами посредством блока дозирования.

Нефтяной газ от первой ступени сепарации (НГСВ) направляется для дополнительной очистки от капельной жидкости в газовый сепаратор ГС (25м<sup>3</sup>). Отделенная жидкость отводится из сепаратора ГС по уровню в дренажную емкость. Из-за недостаточного уровня конденсата, сброс осуществляется в ручном режиме.

После очистки в сепараторе ГС (25м<sup>3</sup>), ГС-2 (РСКУ-500), газ поступает через распределительную гребенку на узел учета газа. Часть газа используется на собственные нужды: в качестве топливного для печей ПП-0,63, ПП-1,6№1,2, котельной, ГПЭС, для системы розжига и дежурной горелки факелов; продувки факельных коллекторов. Предусмотрен замер расходов газа как используемого на собственные нужды, так и сжигаемого на факелах высокого и низкого давления. Осуществляется контроль давления на каждой газовой линии.

Газ, используемый на ГПЭС, поступает на дополнительную очистку в ГС-3 (V-1,6 м<sup>3</sup>). После ГС-3 газ поступает на установку подготовки газа УПТГ-КНС-2000.

Газ первой ступени сепарации при давлении [REDACTED] кгс/см<sup>2</sup> (изб.) и температуре [REDACTED] °С поступает через сепаратор в компрессорный блок УПТГ-КНС-2000. Сжатие попутного газа обеспечивается винтовым маслонаполненным компрессором производства [REDACTED]. Компрессор обеспечивает сжатие до [REDACTED] м<sup>3</sup>/час газа до давления на выходе [REDACTED] кгс/см<sup>2</sup> (изб.) при рабочей температуре [REDACTED] °С.

После сжатия газа, смазочное масло отсекается и возвращается через охладитель масла и масляный фильтр в газовый компрессор для его смазки и охлаждения. Система охлаждения масла с промежуточным теплоносителем (водный раствор гликоля).

Насос, перекачивающий тосол в контуре охлаждения масла поддерживает необходимую температуру на выходе компрессора, обеспечивающую отсутствие конденсации.

Отделение масла от газа происходит в три ступени: в маслосепараторе, циклоне и фильтрах тонкой очистки газа. Газ, очищенный от масла, через обратный клапан и клапан минимального давления поступает в теплообменник газ-тосол для предварительного охлаждения. После предварительного охлаждения газ поступает в осушитель газа рефрижераторного типа. В осушителе применен хладагент R134А.

Охлажденный газ, отделенный от образовавшегося конденсата, поступает в фильтрующий модуль состоящий из основного и резервного фильтра. Очищенный газ через расходомер поступает в трубопровод на ГС-4. Пройдя очистку от механических примесей и дополнительную очистку от капельной жидкости, газ через узел регулирования давления поступает в ГС-4 (РСКУ-500).

После сепаратора ГС-4 газ направляется на ГПЭС.

Нормы технологического режима основного оборудования УПН приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Нормы технологического режима основного оборудования

Наименование стадии, процесса, аппараты, показатели режима	Единица измерения	Допускаемые пределы технологических параметров	Класс точности измерительных приборов
1	2	3	4
<i>Первая ступень сепарации НГСВ</i>			
Давление	МПа, изб.		
Перепад давления на сетке	МПа		
Уровень жидкости	мм		
Раздел фаз нефть-вода	м		
Температура	°С		
<i>Концевая ступень сепарации КС</i>			
Давление	МПа, изб.		
Перепад давления на сетке	МПа		
Уровень нефти	мм		
<i>Газовый сепаратор ГС 25м<sup>3</sup></i>			
Давление	МПа, изб.		
Перепад давления на сетке	МПа		
Уровень конденсата	мм		
Температура газа	°С		
<i>Роторный сепаратор-каплеуловитель РСКУ ГС-2, ГС-4</i>			
Давление	МПа, изб.		
Перепад давления на сетке	МПа		
Температура газа	°С		
Вибрация	мм/с		

По данным лабораторного анализа нефтяной газ, полученный на разных этапах подготовки, имеет следующие показатели – таблица 4.2

Из таблицы следует, что в ходе подготовки газ становится более легким, метановое число возрастает, теплота сгорания несколько уменьшается. Это является следствием изменения компонентного состава газа: возрастает доля метана, этана, азота, уменьшается содержание тяжелых углеводородов C<sub>3</sub>–C<sub>8</sub> (пропан–октан). Как следует из аналитического обзора (раздел 2), тяжелые углеводороды C<sub>3+</sub> вносят наибольший вклад в величину теплоты сгорания



газа, а легкие (прежде всего метан) и азот – сильно влияют на метановое число газа.

Таблица 4.2 – Компонентный состав и свойства нефтяного газа, полученного на разных этапах его подготовки

Компонент, свойство	Стадия подготовки газа		
	Растворенный газ	После первой ступени сепарации	После УПТГ
Гелий			
Водород			
Углекислый газ			
Азот			
Метан			
Этан			
Пропан			
Изо-бутан			
Н-бутан			
И-пентан			
Нео-пентан			
Гексан			
Гептан			
Октан			
Молярная масса, г/моль			
Плотность в СУ, кг/м <sup>3</sup>			
МЧ			
Q, МДж/м <sup>3</sup>			

Однако, приведенная характеристика подготовленного газа (газ после УПТГ) указывает на то, что его качество не полностью соответствует требованиям к топливному газу для установки «Cummins» типа 1540 GQNA с двигателем QSV91G.

Как указывают авторы [33] требования к качеству топливного газа задаются производителями газопоршневых двигателей и могут различаться в зависимости от типа и конструкции двигателя. Типичные требования к качеству топливного газа:

Минимальное содержание метана	70 %
Плотность газа	0,7–1,2 кг/м <sup>3</sup>
Минимальный метановый индекс	52
Минимальная низшая теплотворная способность	30–36 МДж/м <sup>3</sup>

Таким образом, для повышения качества подготовленного газа, полученного по действующей технологии УПН, необходимо повысить его МЧ и снизить теплоту сгорания. Каким способом этого достигнуть?

Вопрос качества топливного газа уже давно является предметом исследования проектных организаций. Известно, что качество топливного газа зависит, с одной стороны, от термобарических условий сепарации (содержание  $\text{CН}_4$ , влаги, МЧ,  $Q_{\text{н}}$ , плотность), и с другой стороны, от качества сепарации нефти и очистки газа: количество капельной жидкости и мех. примесей [34].

Поэтому задачей работы является поиск таких условий первой ступени сепарации нефти на УПН месторождения *М*, при которых будет обеспечено более высокое содержание метана и более высокое МЧ топливного газа.

Для решения этой задачи было применено моделирование процессов подготовки нефти и газа в программе UniSim Design 470.

#### **4.1 Моделирование процессов подготовки нефти и газа**

Используя данные по составу пластовой нефти, полученные при дифференциальном разгазировании глубинной пробы нефти (таблица 3.4), по регламенту установки и технологическому режиму основного оборудования (таблица 4.1), была построена модель технологической схемы подготовки нефти и газа на УПН месторождения *М* (рисунок 4.2).

Адекватность созданной модели проверялась по составу и свойствам пластовой нефти и газа первой ступени сепарации (таблица 4.2).

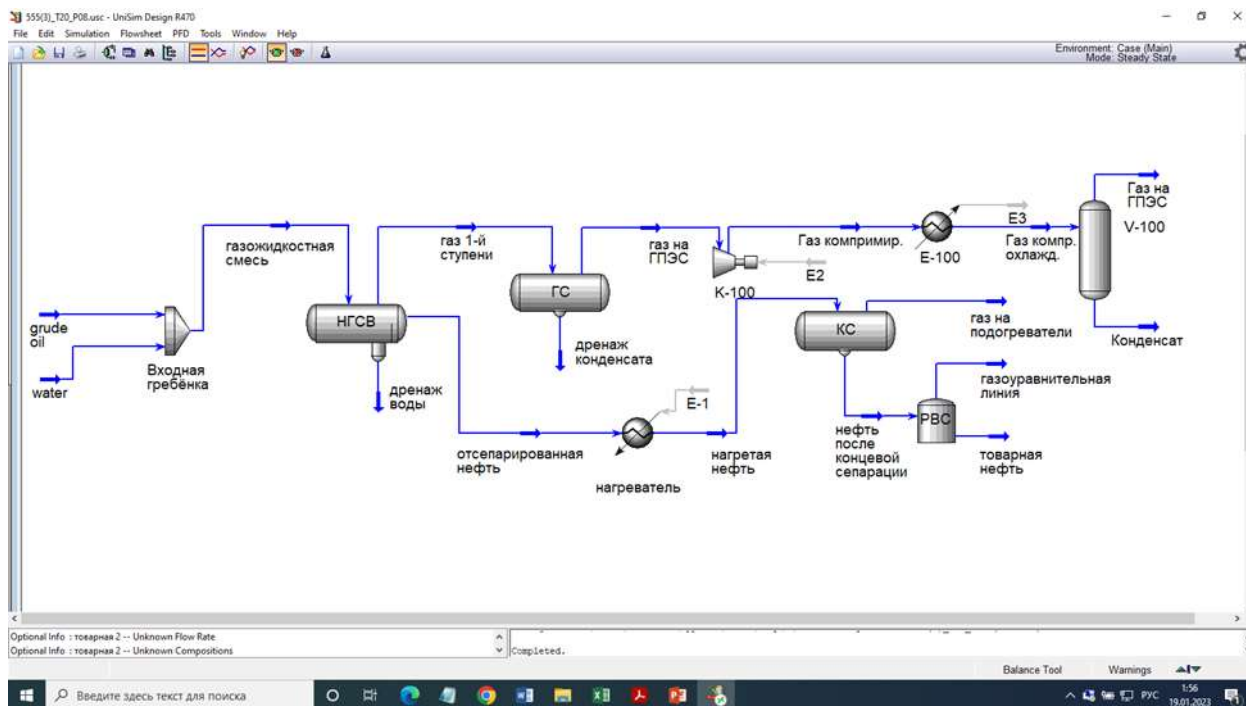


Рисунок 4.2 – Модель технологической схемы подготовки нефти и газа

Таблица 4.3 – Проверка адекватности модели технологической схемы

Компоненты, % мол., свойства	Пластовая нефть	Модель пластовой нефти	Газ первой ступени сепарации	
	Эксперимент	Модель	Установка	Модель
Гелий				
Водород				
Двуокись углерода				
Азот + редкие				
Метан				
Этан				
Пропан				
Изобуган				
Н-буган				
Изопентан				
Н-пентан				
Гексаны				
Гептаны				
Октаны				
Нонаны + остаток				
Молярная масса, г/моль				
Молярная масса остатка				
Плотность в ст. усл., кг/м <sup>3</sup>				
Плотность в пл. усл., кг/м <sup>3</sup>				

Из законов фазового равновесия углеводородных систем, следует, что понижение температуры и повышение давления в системе приведет к переходу в газовую фазу более легких, более летучих компонентов, а в жидкой фазе останутся более тяжелые компоненты.

Исследование влияния условий первой ступени сепарации на изменение свойств газа было проведено в среде программного продукта UniSim Design R470 при помощи процедуры Case Study и операции (Spreadsheet) электронная таблица. Данная таблица позволяет брать из схемы требуемые значения зависимой переменной (состав потока) при заданных условиях процесса сепарации (температура и давление), вычислять заданное свойство (метановое число, теплота сгорания) и представлять результат.

Изменяя давление первой ступени сепарации, в диапазоне от 0,5 до 0,95 МПа, и задавая температуру потока нефти, входящей на установку, от 10 до 40 °С, при каждом значении давления, было рассчитано метановое число подготовленного газа исходя из его компонентного состава при конкретных условиях сепарации. Результаты исследования представлены в таблице 4.4.

#### **4.2 Анализ влияния условий сепарации на качество топливного газа**

Как показывают результаты исследования (таблица 4.4), снижение температуры сепарации от [REDACTED] °С или повышение давления сепарации от [REDACTED] МПа приводит к увеличению содержания метана в подготовленном газе от [REDACTED] мол. до [REDACTED] мол. и, соответственно, МЧ [REDACTED]. Теплота сгорания газа при этом снижается [REDACTED] для действующего режима установки сепарации до [REDACTED] [REDACTED] по причине уменьшения содержания в подготовленном газе компонентов C<sub>3+</sub>. Однако, она все равно превышает требуемые значения.

Наименьшие изменения свойств газа соответствуют режиму сепарации [REDACTED].

Таблица 4.4 – Результаты исследования влияния условия первой ступени сепарации на состав и свойства топливного газа

Компоненты	Состав топливного газа, мольн. доли							
	Условия первой ступени сепарации, температура – давление							
гелий								
водород								
CO <sub>2</sub>								
азот								
метан								
этан								
пропан								
и-С <sub>4</sub>								
н-С <sub>4</sub>								
и-С <sub>5</sub>								
н-С <sub>5</sub>								
С <sub>6</sub>								
С <sub>7</sub>								
С <sub>8</sub>								
С <sub>9+</sub>								
вода								
Сумма	1	1	1	1	1	1	1	1
Свойства топливного газа								
МЧ								
Q <sub>н</sub> , МДж/м <sup>3</sup>								

Таким образом, изменяя условия сепарации в допустимых пределах, можно достичь необходимых показателей газа по содержанию метана, МЧ и плотности. Но требуемая низшая теплота сгорания не достигается по причине еще остающегося содержания тяжелых углеводородов в газе.

Отсюда возникает следующая задача: понизить теплоту сгорания газа. Кроме того, расчеты показали, что в газе еще остается значительное количество паров воды (таблица 4.5). Конечно, в действительности в газе останется меньше влаги, поскольку он пройдет систему фильтров в УПТГ.

Таблица 4.5 – Корреляция термобарических условий сепарации нефти и качества газа для ГПЭС

Условия первой ступени сепарации		Свойства топливного газа		Количество паров воды в газе, кг/час
Температура, °С	Давление, МПа	МЧ	$Q_{н}^*$ , МДж/м <sup>3</sup>	

\* – Низшая теплота сгорания при 0 °С и 101,325 кПа

Для снижения теплоты сгорания ПНГ за счет удаления компонентов C<sub>3+</sub> предлагались технологии низкотемпературной сепарации и внешнего охлаждения, но самая рациональная заключается в добавлении к топливному газу азота [33]. Опыт эксплуатации газопоршневых двигателей на газе с низким содержанием метана (метана ≈ 30 %, азота более 25 %) показал возможность бездетонационной работы в таких условиях. Установлено, что количество подаваемого азота будет влиять на степень повышения МЧ и снижения теплоты сгорания [34]. Поэтому следующее исследование было направлено на установление необходимого количества добавки азота для повышения качества топливного газа месторождения М.

### 4.3 Анализ влияния азота на качество топливного газа

Расчетное исследование проводилось для условий сепарации: [REDACTED] [REDACTED] потому что в этом случае топливный газ характеризуется самым низким МЧ и самой высокой теплотой сгорания. По аналогии с работой [34], количество добавляемого азота первоначально составило [REDACTED], но затем было увеличено из-за недостаточного снижения теплоты сгорания.

Таблица 4.6 – Влияние азота на качество топливного газа

Добавка азота, % об.	Содержание метана, % мол.	Метановое число топливного газа	Низшая теплота сгорания при 20 °С и 101,325 кПа
0			
4			
8			
12			
16			
20			
24			

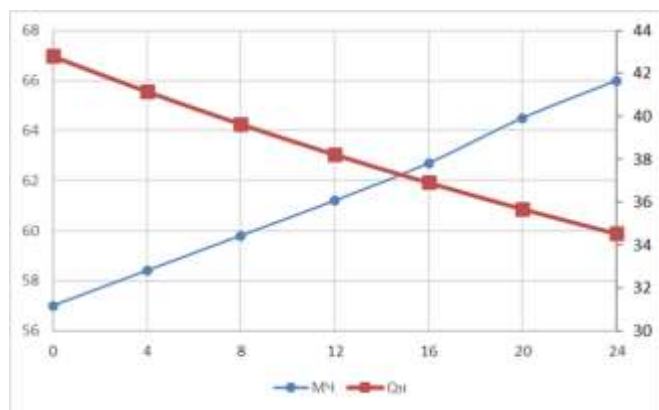


Рисунок 4.3 – Влияние азота на метановое число и теплоту сгорания топливного газа месторождения М

При разбавлении газа азотом содержание метана снижается [REDACTED] % мол.

Расчеты показали, что количество добавляемого азота должно составлять не менее [REDACTED] объема газа.

#### **4.4 Влажность топливного газа**

Наличие минерализованной влаги в газе приводит к образованию отложений солей на некоторых деталях двигателя, перегреву теплообменных поверхностей и к возможности детонации. Поэтому целесообразно повысить степень осушки газа. Тарасов и Иванов [34] рекомендовали включить в схему подготовки топливного газа блок осушки перед добавлением в газ азота. А как технологию осушки, использовать либо абсорбцию, либо адсорбцию.

В настоящее время для цели осушки газа можно использовать мембранную технологию фирмы Грасис [35]. В разделе 2 рассмотрена эта технология. Ее особенностью является избирательность извлечения из газа определенных компонентов. Как указано в [36], становится возможным дополнительно извлечь из подготовленного газа еще и тяжелые углеводородные компоненты  $C_{3+}$  и двуокись углерода. В результате будет достигнуто значительное повышение содержания метана в газе от 79 до 85 % об. и, соответственно, МЧ на 10–15 единиц, а также понижение точек росы газа по воде и углеводородам.

#### **4.5 Анализ влияния условий сепарации на качество товарной нефти**

Изменение термобарических условий на первой ступени сепарации промысловой нефти оказывает влияние не только на параметры отсепарированного и подготовленного газа, но и на количество и качество товарной нефти (таблица 4.7).

Анализ полученных данных показал, что при любых новых термобарических условиях сепарации выход товарной нефти увеличивается на 90–360 кг/час. Нефть становится более легкой: [REDACTED] против исходной плотности [REDACTED], но и более вязкой: [REDACTED] против [REDACTED] динамической вязкости при действующих условиях.



Таблица 4.7 – Свойства и количество товарной нефти, полученной при различных условиях первой степени сепарации

Условия сепарации		Кол-во товарной нефти, кг/ч (при РУ)	Свойства товарной нефти								
			Т, °С	Р, МПа	Плотность, кг/м <sup>3</sup>			Вязкость (раб.условия)		ДНП, кПа	W**, % масс.
Т, °С	Р, МПа	Раб. услов.			St. ид.жидк.	Станд. услов.	Кинематич., сСт	Динамич., сП			

\* – действующий режим

\*\* – содержание воды в товарной нефти

Таблица 4.8 – Качество товарной нефти и газа на ГПЭС, полученных при различных условиях первой ступени сепарации

Условия сепарации		Количество товарной нефти, кг/ч (при рабочих условиях)	ДНП нефти, кПа	Количество газа, кг/ч (при рабочих условиях)	Количество газа, м <sup>3</sup> /ч (при станд. условиях)	Плотность газа при СУ*, кг/м <sup>3</sup>	Молекулярная масса газа на ГПЭС, г/моль	Теплота сгорания газа,	Влажность газа, кг/ч
Т, °С	Р, МПа								

\* – действующие условия, температура 15 °С

Важнейший параметр товарной нефти – давление насыщенных паров. Данные свидетельствуют, что при изменении условий сепарации оно возрастает и находится в интервале ██████████ кПа против ██████████ кПа для условий действующей установки. Но возросшая величина ДНП не превышает допустимого нормативного значения 66,7 кПа. Рост ДНП обусловлен возрастанием в составе подготовленной нефти доли компонентов  $C_{3+}$ .

Топливный газ, полученный при измененных условиях сепарации, во всех случаях получается более легким с плотностью ██████████ кг/м<sup>3</sup> при стандартных условиях против ██████████ для действующих условий (таблица 4.8).

В силу выполнения условия материального баланса материальных потоков установки сепарации, если получено больше нефти, то количество отсепарированного газа сократится, что и произошло в нашем случае (таблица 4.8). Уменьшение количества подготовленного топливного газа составило от 860 до 1565, м<sup>3</sup>/ч (при станд. условиях), что соответствует уменьшению расхода газа на ██████████ %.

Как показано в разделе 4.6, для самой худшей ситуации по теплоте сгорания, количество добавляемого азота должно составить 24 % от объема газа, т.е. ██████████ (при станд. условиях), что составит ██████████. А уменьшение количества топливного газа в этих условиях по сравнению с действующими условиями сепарации составит ██████████. В итоге, общее количество качественного топливного газа при данных условиях сепарации составит ██████████ что на 895 м<sup>3</sup>/ч превышает объем топливного газа, получающийся при действующих условиях на первой ступени сепарации. Такое увеличение количества топливного газа, за счет добавки азота, при наименьших изменениях режима сепарации, в некоторой степени компенсирует уменьшение количества топливного газа из-за снижения объема добываемого нефтяного газа (таблица 3.2, рисунок 3.4).

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

Обучающемуся:

Группа	ФИО
О-2БМ11	Мячин Михаил Александрович

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление ООП	Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Тема ВКР:

<b>Влияние условий сепарации нефти на качество нефтяного газа для газопоршневых электростанций на месторождении «М» (Томская область)</b>	
<b>Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:</b>	
<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Оценка стоимости материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих ресурсов исследования влияния условий сепарации нефти на нефтяном месторождении «М»
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Приказ Минприроды России №639 от 20.09.2019 «Об утверждении Правил подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья» (ред. 6.10.2020)
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Налоговый кодекс РФ часть 1 ФЗ №146 от 31.07.1998 (ред от 19.12.2023 № 611-ФЗ) Налоговый кодекс РФ часть 2 ФЗ №117 от 5.08.2000 (ред от 25.12.2023 № 643-ФЗ)
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
<i>1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Обоснование перспективности и необходимости проведения исследования влияния условий сепарации нефти на нефтяном месторождении «М»
<i>2. Планирование процесса управления НИИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	Расчет доходов и затрат на проведение исследования влияния условий сепарации нефти

3. <i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	Оценка экономической эффективности проведения исследования влияния условий сепарации нефти на нефтяном месторождении «М»
--	--

<b>Перечень графического материала:</b>
Таблицы: 1. Макроэкономические показатели; 2. Расчет эксплуатационных затрат, млн. рублей; 3. Расчет налога на добычу полезных ископаемых; 4. Результаты расчета экономической эффективности проекта. Рисунки: 1. График зависимости ЧДД от капитальных вложений, эксплуатационных затрат и выручке от реализации проекта

<b>Дата выдачи задания к разделу в соответствии с календарным учебным графиком</b>	15.01.2024
--	------------

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

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Шарф И. В.	д.э.н., доцент		15.01.2024

**Задание принял к исполнению обучающийся:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
О-2БМ11	Мячин Михаил Александрович		15.01.2024

## 5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

В данном разделе магистерской диссертации проводится оценка технико-экономической эффективности проведенного исследования влияния условий сепарации нефти. В диссертации показано, что при изменении термобарических показателей процесса на первой ступени сепарации, возможно получение дополнительного объема товарной нефти.

### 5.1 Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения научного исследования с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

Оценка технико-экономической эффективности основана на расчете дополнительно полученного количества товарной нефти, затрат на содержание и эксплуатация оборудования.

В результате проведения исследования изменения термобарических условий процесса первой ступени сепарации на установке подготовки нефти дополнительная добыча нефти за 2023 год составила █████ тыс. тонн. С 2024 года по 2026 год полученное количество товарной нефти неизменно.

Цена на нефть марки «Юралс», курс доллара среднегодовой в рассматриваемый период приняты согласно основным показателям базового варианта Прогноза социально – экономического развития Российской Федерации, ежегодно публикуемом Министерством экономического развития [7]. В расчете нефти марки «Юралс» в баррели используется коэффициент 7,28 (баррелей в тонне). Основные макроэкономические показатели необходимые для дальнейшего расчета представлены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Макроэкономические показатели

Годы	Количество товарной нефти тыс.тонн/год	Цена на нефть марки «Юралс», долл. США за баррель	Курс доллара среднегодовой, руб. за долл. США	Стоимость тонны нефти в тыс. руб.	Выручка, млн.руб.	Цена на нефть, долл/тонна
2022						

2023						
2024						
2025						
2026						

## 5.2 Капитальные вложения

Капитальные вложения при проведении исследования влияния условий сепарации нефти предполагают приобретение дополнительного оборудования и внедрение в систему подготовки. Стоимость предложенного оборудования составляет 35,0 млн. рублей. Также в расчете учтены затраты на природоохранные мероприятия в 5% от капитальных вложений. В сумме капитальные вложения составляют 36,75 млн. рублей.

## 5.3 Эксплуатационные затраты

Эксплуатационные затраты рассчитаны из таких показателей как текущие затраты и налоги, включаемые в себестоимость: заработная плата; содержание и эксплуатация оборудования; амортизация основных фондов; налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ); страховых взносов в государственные внебюджетные фонды, налог на имущество организации. Полученные результаты расчета эксплуатационных затрат при проведении исследования представлены в таблице 5.2

Таблица 5.2 – Расчет эксплуатационных затрат, млн. рублей

Годы	Текущие затраты				Налоги, включаемые в себестоимость				Итого эксплуатационных затрат
	Всего	в т.ч.:			Всего	в т.ч.:			
		Заработная плата	Содержание и эксплуатация оборудования	Амортизация основных фондов		НДПИ	Страховые взносы	Налог на имущество организации	
2022									
2023									
2024									
2025									
2026									
ИТОГО:									

## Расчет налога на добычу полезных ископаемых

Налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) рассчитывалось по формуле:

$$\text{НДПИ} = K_{\text{ц}} * 919 - D_{\text{м}} \quad (5.1)$$

919 – ставка за 1 тонну добытой нефти обессоленной, обезвоженной и стабилизированной, руб./т

$K_{\text{ц}}$  – Коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть ( $K_{\text{ц}}$ ) определяется в порядке установленным пунктом 3 статьи 342 НК РФ и рассчитывается как:

$$K_{\text{ц}} = (\text{Ц} - 15) * \frac{P}{261} \quad (5.2)$$

Где Ц – средний за налоговый период уровень цен нефти сорта «Юралс» в долларах США за баррель;

15 – необлагаемый налоговый минимум – минимальная цена нефти сорта «Юралс» в дол. США за баррель;

P – среднее значение за налоговый период курса доллара к российскому рублю.

$D_{\text{м}}$  – показатель, характеризующий особенности добычи нефти, исчисляется согласно ст.342.5 НК РФ:

$$D_{\text{м}} = K_{\text{НДПИ}} * K_{\text{ц}} * (K_{\text{з}} * K_{\text{д}} * K_{\text{дв}} * K_{\text{кан}}) - K_{\text{к}} - K_{\text{абдт}} - K_{\text{ман}} \quad (5.3)$$

$K_{\text{НДПИ}}$  – принимается равным 559

$K_{\text{з}}$  – коэффициент, характеризующий величину запасов конкретного участка недр; согласно пункту 3 статьи 342.5 НК РФ принимаем равным 1.

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

$K_{\text{дв}}$  – коэффициент, характеризующий степень выработанности конкретной залежи углеводородного сырья;



Согласно п.1 ст.342.2 НК РФ и, исходя из геолого-промысловых характеристик разрабатываемого участка недр, значение коэффициент  $K_D = 1$  и  $K_{ДВ}=1$ .

$K_{кан}$  – коэффициент, характеризующий регион добычи нефти, исходя из условий п.4 ст.342.5 НК РФ, принимается равным 1;

$K_K$  – устанавливается равным 428 с 1 января 2019 г., так как нет оснований для приравнивания к 0 вследствие несоответствия ряду условий согласно п. 3 ст. 342 НК РФ;

$K_{абдт}$  – коэффициент, характеризующий работу демпферного механизма;

$K_{ман}$  – коэффициент, учитывающий изменение вывозной таможенной пошлины.

Результаты расчета НДСПИ представлены в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Расчет налога на добычу полезных ископаемых

Год	НДСПИ, руб/тонну	Кц	Дм
2022			
2023			
2024			
2025			
2026			

#### **5.4 Оценка экономической эффективности**

Ключевым этапом в расчете является оценка экономической эффективности, при котором определяются индекс доходности капитальных вложений, срок окупаемости, чистый дисконтированный доход.

Чистый дисконтированный доход (ЧДД, NPV) – это стоимость, полученная путем дисконтирования отдельно на каждый момент, временной период разности всех оттоков и притоков, доходов и расходов, накапливающихся за весь период функционирования объекта инвестирования при фиксированной, заранее определенной процентной ставке. NPV рассчитывается по следующей формуле:

$$NPV = \sum_{t=1}^T \frac{(\Pi_t + A_t) - K_t}{(1 + r)^{t-tp}} \quad (5.4)$$

Где NPV – дисконтированный поток денежной наличности;

$\Pi_t$  – прибыль от реализации в t-м году

$A_t$  – амортизационный отчисления в t-м году

$K_t$  – капитальные вложения в разработку месторождения в t-м году

$t, tp$  – соответственно текущий и расчетный год

$r$  – ставка (норма) дисконта, принимаем равной 15%

Если  $NPV > 0$ , то проект является прибыльным; если  $NPV < 0$ , то проект является убыточным; если  $NPV = 0$ , то проект является ни прибыльным, ни убыточным. Результаты расчета экономической эффективности проекта представлены в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Результаты расчета экономической эффективности проекта

Показатели	Ед. изм	Сумма	2022	2023	2024	2025	2026
Количество товарной нефти от проекта	тыс. тонн						
Цена реализации без НДС	тыс.руб./т						
Выручка от реализации	млн. руб.						
Эксплуатационные затраты	млн. руб.						
НДПИ	млн. руб.						
Валовая прибыль	млн. руб.						
Налог на прибыль (20%)	млн. руб.						
Чистая прибыль	млн. руб.						
Денежный поток	млн. руб.						
Накопленный денежный поток	млн. руб.						
<b>Чистый дисконтированный доход (ЧДД)</b>	<b>млн. руб.</b>						
<b>Внутренняя норма доходности (ВНД)</b>	<b>%</b>						
<b>Срок окупаемости</b>	<b>годы</b>						

## 5.5 Анализ чувствительности проекта

Анализ чувствительности проекта – это оценка влияния изменения исходных параметров рассматриваемого проекта на его конечные характеристики, в качестве которых, как правило, используется чистый дисконтированный доход.

Для проведения анализа чувствительности проекта исследования были выбраны исходные показатели капитала вложения, выручка от реализации, эксплуатационные затраты с последующим построением графика зависимости ЧДД (рисунок 5.1).

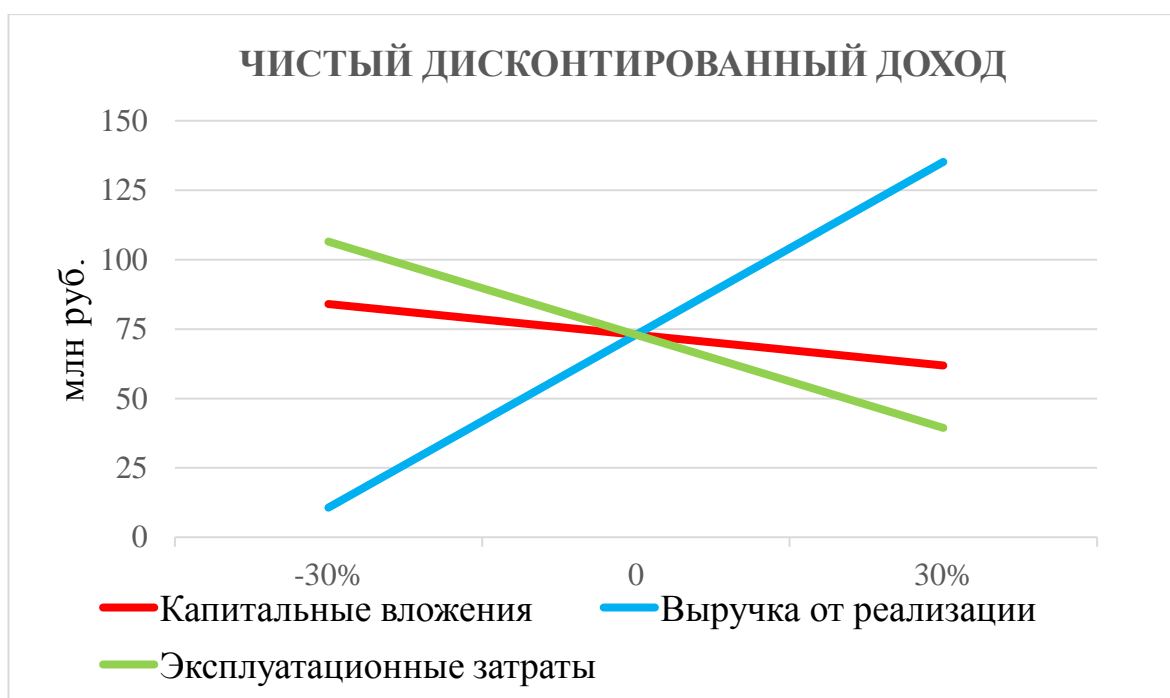


Рисунок 5.1 – График зависимости ЧДД от капитальных вложений, эксплуатационных затрат и выручке от реализации проекта

Анализ показал, что на экономические риски наибольшее влияние оказывает выручка от реализации из-за снижения цены на нефть и эксплуатационные затраты. Наименьшее влияние имеют капитальные вложения. Проект является рентабельным так, как ЧДД составляет █████ млн. рублей больше нуля. Срок окупаемости составляет 2 года.

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>		<b>ФИО</b>	
О-2БМ11		Мячину Михаилу Александровичу	
<b>Школа</b>	Инженерная школа природных ресурсов	<b>Отделение (НОЦ)</b>	Нефтегазовое дело
<b>Уровень образования</b>	<b>Магистратура</b>	<b>Направление/специальность</b>	21.04.01 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Тема ВКР:

<b>Влияние условий сепарации нефти на качество нефтяного газа для газопоршневых электростанций на месторождении «М» (Томская область)</b>	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
<p><b>Введение</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения.</li> <li>– Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения</li> </ul>	<p><i>Объект исследования:</i> попутный нефтяной газ;  <i>Область применения:</i> топливо для газопоршневых электростанций, подогревателей нефти, котельная, факельных установок;  <i>Рабочая зона:</i> полевые условия;  <i>Климатическая зона:</i> местность, приравненная к районам Крайнего Севера, климатический пояс IV;  <i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</i> сосуд работающий под давлением, технологические блоки, путевые подогреватели, административно бытовой комплекс.  <i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</i> контроль технологических параметров сосудов работающих под давлением; плановые обходы осмотры технологического оборудования; переключение оборудования.</p>
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
<p><b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при разработке проектного решения:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Трудовой кодекс РФ от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.12.2023) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2024): – Глава 47; – Глава 50;</li> <li>– ФЗ от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;</li> <li>– Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 № 536 "Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением" Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением.</li> </ul>
<p><b>2. Производственная безопасность при разработке проектного решения:</b></p>	<p><i>Вредные производственные факторы:</i></p>

<ul style="list-style-type: none"> <li>– Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов</li> <li>– Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего;</li> <li>– связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания, то есть с аномальным физическим состоянием воздуха (в том числе пониженной или повышенной ионизацией) и (или) аэрозольным составом воздуха;</li> </ul> <p><b>Опасные производственные факторы:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– неподвижные режущие, колющие, обдирающие, разрывающие части твердых объектов;</li> <li>– связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий;</li> <li>– локализованные при нормальных ситуациях, но разлетающиеся (движущиеся, распространяющиеся) в пространстве производственной среды).</li> </ul> <p><b>Средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– средства нормализации воздушной среды (устройства вентиляции и очистки воздуха, кондиционирования и отопления);</li> <li>– средства индивидуальной защиты органов дыхания;</li> <li>– средства защиты головы, рук и ног, специальная защитная одежда;</li> <li>– устройства защитного заземления и зануления, автоматического отключения и дистанционного управления;</li> </ul> <p><b>– Расчет устройства защитного заземления.</b></p>
<p><b>3. Экологическая безопасность при разработке проектного решения</b></p>	<p><i>Воздействие на селитебную зону:</i> удаленность селитебной зоны от месторождения.</p> <p><i>Воздействие на литосферу:</i> загрязнение почвы нефтепродуктами.</p> <p><i>Воздействие на гидросферу:</i> утечки, разливы перекачиваемых нефтепродуктов.</p> <p><i>Воздействие на атмосферу:</i> выбросы вредных паров, газов, веществ продукта горения;</p>
<p><b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при разработке проектного решения</b></p>	<p><i>Возможные ЧС:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– аварии в результате разгерметизации технологического оборудования (без пожара, с пожаром);</li> <li>– аварии в результате выхода из строя автоматизированного оборудования, в связи с повреждением кабеля линии электропередач.</li> </ul>

	<p>– ЧС, связанная с природными процессами паводковый, пожароопасный периоды, порывы ветра, заморозки.  <i>Наиболее типичная ЧС:</i>  – разгерметизация, разлив нефти без пожара.</p>
<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОКД	Антоневич Ольга Алексеевна	к.б.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
О-2БМ11	Мячин Михаил Александрович		

## **6 Социальная ответственность**

Раздел «Социальная ответственность» нацелен на разработку проектных решений, по обеспечению безопасности работ вахтовым методом на опасном производственном объекте и предотвращающих возникновение чрезвычайных ситуаций в производстве, а также на уменьшение воздействия отходов разного класса опасности на окружающую среду.

Объектом исследования является попутный нефтяной газ, который перерабатывается на установке по подготовке нефти на месторождении «М» Томской области. Расположена установка в местности, приравненной к районам Крайнего Севера. В IV климатической зоне, которая характеризуется суровой зимой с сильными ветрами, метелями и довольно теплым коротким летом. Наиболее холодным показателем температуры воздуха может достигать  $-50^{\circ}\text{C}$  [37]. В связи с этим, к спецодежде персонала предъявляются особые требования для обеспечения безопасной деятельности в таких условиях. Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: контроль технологических параметров сосудов работающих под давлением; плановые обходы осмотры технологического оборудования; переключение оборудования.

### **6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при разработке проектного решения**

Из-за удаленности и отсутствием сообщений с населенными пунктами работы по обслуживанию УПН ведутся вахтовым методом. Вахтовый метод работы регулируется Главой 47 «Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом» Трудового Кодекса Российской Федерации. Вахтовый метод – особая форма осуществления трудового процесса в не места постоянного проживания работников, когда не может быть обеспечено ежедневное их возвращение к месту постоянного проживания статья 297 [39]. Есть ограничения на работы вахтовым методом работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению

работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением статья 298 [39]. Вахтой считается общий период, включающий время выполнения работ на объекте и время междуменного отдыха, продолжительность вахты не более одного месяца статья 299 [39]. В исключительных случаях на отдельных объектах продолжительность вахты может быть увеличена работодателем до трех месяцев с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации в порядке, установленном статьей 372. Учет рабочего времени при работе вахтовым методом статья 300 [39]. Режимы труда и отдыха при работе вахтовым методом статья 301 [39].

В особенности регулирования труда лиц, работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях Глава 50 входят статьи с 313 по 327: гарантии и компенсации; трудовой стаж, необходимый для получения гарантий и компенсаций; оплата труда [39].

Для работников, выезжающих в районы крайнего Севера и приравненные к ним местности:

- устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях;

- предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих: в районах крайнего Севера – 24 календарных дня; в местностях, приравненных к районам крайнего Севера – 16 календарных дней статья 321 [39].

Выплаты компенсаций при работе во вредных условиях труда согласно статье 147 [39].

Основным документом, определяющим организационные основы обеспечения безопасной эксплуатации опасного производственного объекта, является Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов». В зависимости от уровня



потенциальной опасности аварий для жизненно важных интересов личности и общества ОПО подразделяются на четыре класса опасности:

- I класс – ОПО чрезвычайно высокой опасности;
- II класс – ОПО высокой опасности;
- III класс – ОПО средней опасности;
- IV класс – ОПО низкой опасности.

В соответствии с приложением 2 пунктом 1 УПН следует отнести к III классу [38].

## 6.2 Производственная безопасность при разработке проектного решения

УПН представляют собой место повышенной опасности с большим количеством вредных и опасных производственных факторов. В таблице 6.1 представлен перечень опасных и вредных производственных факторов, характерных для исследуемой среды, в соответствии с ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ [40].

Таблица 6.1 – Возможные опасные и вредные производственные факторы на рабочем месте при выполнении исследования

№	Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Нормативные документы
1	Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего.	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны [0]; СанПиН 1.2.3685-21 Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания [42].
2	Производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания, то есть с аномальным физическим состоянием воздуха (в том числе пониженной или повышенной ионизацией) и (или) аэрозольным составом воздуха.	ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности [43];
3	Производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей	ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. [44];

	электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий.	ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление [45].
4	Неподвижные режущие, колющие, обдирающие, разрывающие части твердых объектов, воздействующие на работающего при соприкосновении с ним.	ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные [46].
5	Локализованные при нормальных ситуациях, но разлетающиеся (движущиеся, распространяющиеся) в пространстве производственной среды при аварийных ситуациях.	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности [11]; Приказ Ростехнадзора № 536 от 15.12.2020 Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности [47].

К опасным и вредным производственным факторам применим нормативный документ ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. «Средства защиты работающих. Общие требования и классификация», который распространяется на средства, применяемые для предотвращения или уменьшения воздействия на работающих опасных и вредных производственных факторов, и устанавливает классификацию и общие требования к средствам защиты работающих [49].

### **Анализ вредных и опасных производственных факторов**

#### **Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего.**

Низкая температура и большие скорости движения воздуха, свойственные при работе на открытом воздухе в IV климатической зоне России, при длительном воздействии приводят к расстройству кровообращения, способствуют развитию ревматизма, повышению шансов заражения гриппом и болезнями дыхательных путей.

Согласно ГОСТ 12.4.303-2016 IV климатической зоне соответствует 3 классу по уровню теплозащиты для защиты от воздействия низкой

температуры [54]. Работникам бесплатно выдаются средства индивидуальной защиты и смывающие средства статья 221 [39]. Рабочему персоналу предоставляется специальная одежда согласно перечня и установленных нормам выдачи средств индивидуальной защиты в зависимости от идентифицированных опасностей Приказом Минтруда РФ от 29.10.2021 № 767Н [61].

Сроки носки теплой специальной одежды и теплой специальной обуви (куртка на утепляющей прокладке, брюки на утепляющей прокладке, куртка лавсано-вискозная на утепляющей прокладке, брюки лавсано-вискозные на утепляющей прокладке и валенки) устанавливаются в годах в зависимости от климатических поясов (таблица 6.2).

Таблица 6.2 – Сроки эксплуатации спецодежды в зависимости от климатического пояса, лет [50]

Наименование теплой специальной одежды и обуви	Климатические пояса				
	I	II	III	IV	Особый
Куртка на утепляющей прокладке	3	2,5	2	1,5	1,5
Брюки на утепляющей прокладке	3	2,5	2	1,5	1,5
Куртка лавсано-вискозная на утепляющей прокладке	3	2,5	–	–	–
Брюки лавсано-вискозные на утепляющей прокладке	3	2,5	–	–	–
Валенки	4	3	2,5	2	2

При высокой температуре снижаются внимание и скорость реакции работающего, что может являться причиной возникновения несчастного случая и аварии. При работе в летнее время при высокой температуре возможны перегревания организма, солнечные и тепловые удары. Применяют хлопчатобумажную спецодежду.

Коллективная защита может быть обеспечена путём рационального размещения технологического оборудования, рационализации режимов труда и отдыха, применения теплоизоляции оборудования, автоматизации и дистанционного управления технологическими процессами.

В целях нормализации теплового состояния работника температура воздуха в местах обогрева должна поддерживаться на уровне 21-25°C.

Помещение следует оборудовать устройствами для обогрева кистей и стоп, температура которых должна быть в диапазоне 35-40°C. В обеденный перерыв работник должен быть обеспечен «горячим» питанием. Начинать работу на холоде следует не ранее, чем через 10 минут после приема «горячей» пищи [51].

При температуре воздуха ниже -30°C не рекомендуется планировать выполнение физической работы категории выше IIa. При температуре воздуха ниже -40°C следует предусматривать защиту лица и верхних дыхательных путей [52]. При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются (таблица 6.3).

Таблица 6.3 – Погодные условия, при которых работы на открытом воздухе приостанавливаются [41]

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
безветренная погода	-40
менее 5,0	-35
5,1–10,0	-25
10,1	-15
15,1–20,0	-5
более 20	0

**Производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания, то есть с аномальным физическим состоянием воздуха (в том числе пониженной или повышенной ионизацией) и (или) аэрозольным составом воздуха.**

На технологических площадках характерно наличие пожаровзрывоопасных веществ и ядовитых газов: ПНГ, метанол, углеводороды. При осуществлении производственных операций рабочий персонал подвергаются воздействию этих газов, а также паров нефти, источником которых являются нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности сварных соединений, вследствие коррозии или износа регулирующих и предохранительных клапанов.

Количество вредных веществ в воздухе, которое не оказывает негативное воздействие на организм человека, определяется предельно допустимой концентрацией (ПДК). ПДК веществ согласно ГОСТ 12.1.007-76 соответствуют следующим значениям (таблица 6.4).

Таблица 6.4 – Предельно допустимые концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны [42]

Наименование вещества	ПДК, мг/м <sup>3</sup>	Класс опасности
Окислы азота (в перерасчете на O <sub>2</sub> )	5	2
Окись углерода	20	4
Углеводороды предельные C-C <sub>10</sub>	300	4
Соляная кислота	5	2
Метанол	5	3

При повышенной загазованности воздуха рабочей зоны следует применять газозащитные средства (изолирующие респираторы, шланговые и фильтрующие противогазы) [52]. До начала работ необходимо проверить исправность противогаза и шлангов. Анализ воздушной среды рабочей зоны производится с помощью газоанализатора перед входом на технологическую площадку и проведением газоопасных работ. При этом на для каждого объекта должна быть разработана схема обхода с указанием мест отбора проб газовой среды.

**Производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий, включая действие молнии и высоковольтного разряда в виде дуги.**

Электричество основной источник энергии для всех электроустановок, используемых для разработки и эксплуатации месторождения. Электричество потребляется, повсеместно начиная с кустовых площадок, оборудованных скважинами, в которых осуществляется подъем нефтяной смеси с помощью установок электроцентробежных насосов (УЭЦН), до УПН с блочной кустовой насосной станцией (БКНС) на которых также требуется электроэнергия для автоматизированных систем управления (АСУ), насосных агрегатов и остального вспомогательного электрооборудования. Плюс

потребность в электроэнергии на бытовые нужды. Все выше перечисленное характеризуется с наличием высокого напряжения в силовом кабеле.

К разборке и сборке электрических схем технологического силового оборудования и его обслуживанию допускается электротехнический персонал, прошедший производственное обучение и стажировку на рабочем месте, а также проверку знаний с присвоением квалификационной группы по электробезопасности.

Для предотвращения негативного воздействия электрического тока на рабочих используются средства коллективной и индивидуальной защиты [49]. Коллективные средства электрозащиты: изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль, установка оградительных устройств, предупредительная сигнализация и блокировка, использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов, применение малых напряжений, защитное заземление, зануление, защитное отключение [45].

Индивидуальные средства защиты: диэлектрические перчатки, инструменты с изолированными рукоятками, диэлектрические боты, изолирующие подставки [49].

**Неподвижные режущие, колющие, обдирающие, разрывающие части твердых объектов, воздействующие на работающего при соприкосновении с ним.**

Механические травмы могут возникать при обслуживании технологического оборудования. При неправильной эксплуатации или использования неисправного оборудования, инструментов, механизмов.

Механические опасности на территории УПН представляют собой движущиеся механизмы, незащищенные подвижные элементы производственного оборудования; заготовки, материалы, разрушающиеся конструкции, острые кромки, а также падение предметов с высоты. Для защиты от данных опасных факторов используются коллективные средства защиты, – устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне.

Согласно ГОСТ 12.2.062-81 [46], ограждения выполняются в виде различных сеток, решеток, экранов и кожухов. Ограждения на объекте имеют такие размеры и установлены таким образом, чтобы в любом случае исключить доступ человека в опасную зону. Запрещается работа со снятым или неисправным ограждением.

Для предотвращения несчастных случаев на производстве, необходимо систематически производить проверку наличия защитных ограждений на движущихся и вращающихся частях механизмов; плановую и внеплановую проверку состояния оборудования и своевременное устранение дефектов.

Кроме этого, применяются средства индивидуальной защиты – спецодежда, обувь с металлическим наконечником, каска, перчатки, очки. На опасных местах устанавливают козырьки, щиты, кожухи, барьеры, предупреждающие знаки, предохранительные устройства, сигнализации. Также, для исключения получения травм требуется регулярная проверка состояния оборудования и проведение инструктажей персоналу по технике безопасности [47].

**Производственные факторы, локализованные при нормальных ситуациях, но разлетающиеся (движущиеся, распространяющиеся) в пространстве производственной среды при аварийных ситуациях.**

Оборудование, в котором давление газа или жидкости превышает атмосферное, принято называть сосудами работающими под давлением (СРД). Любые СРД, всегда представляют собой потенциальную опасность, которая при определенных условиях может повлечь тяжелые последствия.

Для предупреждения подобных ситуаций разработаны Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением», утверждённые Приказом Ростехнадзора № 536 от 15.12.2020 [48].

Разгерметизация (потеря герметичности), достаточно часто сопровождается возникновением двух групп опасностей.

Первая из них связана с взрывом сосуда или установки, работающей под давлением. При взрыве может произойти разрушение взрывной волной близко расположенного оборудования и техники, а также травмирования персонала разлетающимися осколками оборудования.

Вторая группа опасностей связывает неблагоприятные последствия взаимодействия агрессивных веществами. Обслуживающий персонал может получить термические ожоги, если в разгерметизированной установке находились вещества с высокой или низкой температурой. Если в сосуде находились агрессивные вещества, то работающие могут получить химические ожоги. Кроме того, при этом возникает опасность отравления персонала.

Причинами разгерметизации могут являться различные дефекты (трещины, вмятины, дефекты сварки и др.), возникшие при изготовлении, хранении и транспортировке СРД. Для своевременного обнаружения этих дефектов применяют различные методы контроля: наружный и внешний осмотр сосудов и аппаратов, работающих под давлением, гидравлические испытания сосудов, механические испытания материалов, из которых изготовлены сосуды [49].

Для управления работой и обеспечения безопасных условий эксплуатации сосуда в зависимости от назначения должны быть оснащены:

- запорной или запорно-регулирующей арматурой;
- приборами для измерения давления;
- приборами для измерения температуры;
- средства измерения КИПиА;
- предохранительными устройствами;
- указателями уровня жидкости.



Для предотвращения возникновения инцидентов на производстве обслуживающий персонал должен быть обучен и иметь допуск к обслуживанию СРД, а также на производстве создаётся приказ о допуске лиц к обслуживанию сосудов работающих под давлением. Лица, допущенные к обслуживанию СРД обязаны периодически в течение смены: делать осмотр; следить за давлением в сосуде, заметив опасность, угрожающую работникам, необходимо принять меры по ее незамедлительному устранению; проверять запорную и запорно-регулируемую арматуры, краны слива конденсата; осматривать контрольно-измерительные приборы, предохранительные устройства и указания уровня жидкости, убедиться в их исправности.

### **Расчет устройства защитного заземления**

При эксплуатации СРД применяется запорная арматура, оборудованная электрическим приводом. В качестве примера выполнен расчет устройства защитного заземления блока управления электроприводной задвижки диаметром 106 мм. Блок управления регулируемый БУР-04–1.Т.УХЛ1-а с характеристиками, представленными производителем в [53].

1) Определяется расчетное удельное сопротивление грунта, в котором предполагается размещать электроды заземления:

$$\rho_{\text{расч}} = \rho \cdot k, \quad (6.1)$$

где  $\rho$  - удельное сопротивление грунта, для глины составляет 60 Ом·м;  
 $k$  - сезонный повышающий коэффициент, для IV климатической зоны составляет 1,2.

Следовательно, расчетное удельное сопротивление грунта, в котором предполагается размещать электроды заземления:

$$\rho_{\text{расч}} = 60 \cdot 1,2 = 72 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

2) Сопротивление растеканию тока, через одиночный заземлитель:

$$R_{\text{тр}} = 0,9 \cdot \left( \frac{\rho_{\text{расч}}}{L_{\text{тр}}} \right), \quad (6.2)$$

где  $L_{\text{тр}}$  – длина трубы, принимаем равным 3 м.

$$R_{\text{тр}} = 0,9 \cdot \left(\frac{72}{3}\right) = 21,6 \text{ Ом.}$$

3) Определяем примерное число заземлителей:

$$n = \frac{R_{\text{тр}}}{R_3}, \quad (6.3)$$

где  $R_3$  – требуемое сопротивление защитного заземления, 4 Ом.

$$n = \frac{21,6}{4} = 6 \text{ шт.}$$

4) Определяем сопротивление растеканию тока с горизонтального заземлителя:

$$R_{\Gamma} = \frac{\rho_{\text{расч}}}{2\pi L_{\Gamma}} \ln \frac{2L_{\Gamma}^2}{0,5b \cdot t_0}, \quad (6.4)$$

где  $L_{\Gamma}$  – длина горизонтального заземлителя, 8 м;

$b$  – ширина горизонтального заземлителя, 0,02 м;

$t_0$  – глубина заложения горизонтального заземлителя, 0,5 м.

$$R_{\Gamma} = \frac{72}{2 \cdot 3,14 \cdot 8} \ln \frac{2 \cdot 8^2}{0,5 \cdot 0,02 \cdot 0,5} = 7,3 \text{ Ом.}$$

5) Сопротивление растеканию группового искусственного заземлителя определяем по формуле:

$$R_{\text{и}} = \frac{R_{\text{тр}} \cdot R_{\Gamma}}{R_{\text{тр}} \cdot \eta_{\Gamma} + R_{\Gamma} \cdot \eta_{\text{в}} \cdot n}, \quad (6.5)$$

где  $\eta_{\Gamma}$  – коэффициент использования горизонтальных электродов группового заземления, в рассматриваемом случае составляет 0,67;

$\eta_{\text{в}}$  – коэффициент использования вертикальных электродов группового заземления, в рассматриваемом случае составляет 0,66.

$$R_{\text{и}} = \frac{21,6 \cdot 7,3}{21,6 \cdot 0,67 + 7,3 \cdot 0,66 \cdot 6} = 3,63 \text{ Ом.}$$

Расчетное значение сопротивления растеканию группового искусственного заземлителя не должно превышать допустимого значения:

$$R_3 > R_{\text{и}},$$

$$4 \text{ Ом} > 3,63 \text{ Ом.}$$

Таким образом, заземлитель, состоящий из 6 вкопанных на 3 метра труб, соединенных полосой шириной 20 мм длиной 8 м, допускается использовать для организации защитного заземления блока управления, регулируемого БУР-04–1. Т.УХЛ1-а.

### **6.3 Экологическая безопасность при разработке проектного решения**

Процесс добычи, транспортировки, переработки нефти и газа всегда потенциально способен нанести непоправимый вред окружающей среде в случае чрезвычайного происшествия.

#### **Воздействие на селитебную зону**

В целях обеспечения безопасности населения и в соответствии с Федеральным законом "О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения" от 30.03.1999 № 52-ФЗ вокруг объектов и производств, являющихся источниками воздействия на среду обитания и здоровье человека устанавливается специальная территория с особым режимом использования (далее - санитарно-защитная зона (СЗЗ), размер которой обеспечивает уменьшение воздействия загрязнения на атмосферный воздух (химического, биологического, физического) до значений, установленных гигиеническими нормативами, а для предприятий I и II класса опасности - как до значений, установленных гигиеническими нормативами, так и до величин приемлемого риска для здоровья населения. По своему функциональному назначению санитарно-защитная зона является защитным барьером, обеспечивающим уровень безопасности населения при эксплуатации объекта в штатном режиме. Рядом с исследуемым объекте селитебные зоны не подвержены воздействиям так, как удаленность производственного объекта от жилых зон, в соответствии с правилами СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-003 не менее 1 км [60].

#### **Воздействие на литосферу**

Негативное воздействие на почвенный покров могут оказать отказ трубопроводов и другого промыслового оборудования с последующим разливом нефти и нефтепродуктов на поверхность. Для минимизации

негативных последствий на предприятии должны разрабатываться и ежегодно актуализироваться планы локализации и ликвидации аварий в соответствии с Положением о разработке планов мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на опасных производственных объектах, утвержденным постановлением Правительства РФ от 15.09.2020 года № 1437 [59].

### **Воздействие на гидросферу**

Отказ нефтесборных трубопроводов влечет за собой разлив водонефтяной эмульсии 3 класс опасности по поверхности и гарантированно приведет к попаданию нефтепродуктов в поверхностные и подземные воды, так как экосистема Крайнего Севера имеет широкую сеть небольших рек и озер. Концентрация нефтепродуктов в любой воде, кроме технической, не должна превышать 0,1 мг/дм<sup>3</sup>, согласно требованиям, СанПиН 1.2.3685-21 «Обобщенные показатели качества различных видов вод, кроме технической воды» [42]. Концентрация нефтепродуктов в водных объектах рыбохозяйственного назначения не должна превышать 0,05 мг/дм<sup>3</sup> в соответствии с Приказом № 552 Минсельхоза России от 13.12.2016 г [43]. В связи с этим, необходимо уделять особое внимание антикоррозионной защите, использовать защитные покрытия и применять ингибиторы коррозии. При авариях и повреждениях, которые могут вызвать загрязнение подземных вод, необходимо оградить место аварии и обеспечить его охрану, покрыть адсорбционными материалами разлитые или рассыпанные вещества, прекратить отбор подземных вод для хозяйственно-питьевого водоснабжения в зоне аварии, собрать, нейтрализовать или уничтожить разлитые, или рассыпанные вещества и ликвидировать последствия аварии и повреждения. При загрязнении или опасности загрязнения подземных вод объем и способ наблюдений за их режимом или качеством определяется в зависимости от значения и вида их использования, а также с учетом возможных последствий их загрязнения [57].

## **Воздействие на атмосферу**

ПНГ - попутный нефтяной газ относится к 4 классу веществ по химической опасности, предельно допустимая концентрация в воздухе рабочей зоны не должна превышать более 300 мг/м<sup>3</sup> в соответствии с ГОСТ 12.1.007-76 «Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности» [43].

Для предотвращения неконтролируемых выбросов в атмосферу необходимо герметизировать нефтепромысловое оборудование, защищать оборудование от коррозии, применять эффективные методы утилизации ПНГ не нарушая экологического законодательства. Чистота воздуха обеспечивается путем сокращения абсолютных выбросов газов и обезвреживанием выбросов вредных веществ при помощи фильтров и рассеиванием в высоких трубах.

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

При нарушениях технологических процессов на месторождении возникает опасность неконтролируемых выбросов, продуктов горения, разрушения оборудования, как следствие угроза жизни работающего персонала. Кроме того, угрозу жизни могут представлять катаклизмы природного характера.

Согласно ФЗ от 21.12.1994 №68-ФЗ «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» чрезвычайная ситуация – это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, распространения заболевания, представляющего опасность для окружающих, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей [55].

Наиболее опасным источником ЧС является емкостное оборудование и добывающие скважины. К одним из основных источников ЧС относятся:

- газонефтеводопроявление(ГНВП) на кустовой площадке добывающих скважин;
- аварии в результате разгерметизации нефтесборного оборудования;
- ЧС, связанные с природными процессами (паводковый, пожароопасный периоды, порывы ветра, заморозки);
- аварии в результате выхода из строя автоматизированного оборудования, в связи с повреждением кабеля линии электропередач.
- аварии, связанные с ошибками персонала;

### **Наиболее типичная ЧС аварии разгерметизация, разлив нефти без пожара**

Уровень автоматизации технологического процесса рассматриваемого объекта требует от обслуживающего персонала высокой квалификации и повышенного внимания. Особую опасность представляют ошибки при пуске и остановке оборудования, ведении ремонтных, профилактических и других работ. В случае неправильных действий персонала существует возможность разгерметизации систем и возникновения аварийной ситуации. Причины аварий, связанные с отступлением от норм технологического режима.

С наступлением ЧС связанного с разгерметизацией технологического оборудования и разливом нефти без пожара, действующий персонал должен руководствоваться действиями согласно разработанному плану мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на опасном производственном объекте на основании постановления Правительства Российской Федерации от 15 сентября 2020 года № 1437 [59].

Первоочередные действия лиц технического персонала: первый заметивший сообщить в диспетчерскую нефтепромысла, начальнику ЦДНГ по средствам связи (стационарный телефон, радиостанция); вызвать пожарный расчет на случай возгорания; объявить на УПН аварийное положение; оценить аварийную ситуацию, предупредить об опасности; приступить к спасению пострадавших; оградить аварийную зону, выставив предупредительные знаки;

немедленно прекратить огневые, ремонтные, строительные-монтажные работы, если таковые ведутся на УПН; замерить загазованность; эвакуировать людей, не занятых ведением технологического процесса и не участвующих в ликвидации аварии; перекрыть поступление нефти на данном участке, закрытием запорной арматурой; оформить наряд- допуск на подготовку и проведение работ по ликвидации аварии; приступить к ликвидации последствий аварии [56].

В целях обеспечения постоянной готовности сил и средств к локализации и ликвидации чрезвычайных ситуаций и повышения профессионального уровня персонала, совершенствования технологий выполнения аварийных работ в целом и её отдельных операций, на предприятии постоянно проводятся и отрабатываются с персоналом противоаварийные учебно-тренировочные занятия в установленные графиком сроки, с отработкой практических действий в соответствии с планом мероприятий по локализации и ликвидации аварий, приближенные к реальной обстановке [56].

### **6.5 Выводы по разделу социальная ответственность**

Все выявленные производственные факторы на исследуемом объекте соответствуют нормам и фактическим значениям.

Категорию помещения административно бытового комплекса соответствует первому классу (помещение без повышенной опасности) по электробезопасности согласно ПУЭ

Согласно правил по охране труда при эксплуатации электроустановок персоналу проводится инструктаж. После проверки в устной форме приобретенных навыков безопасных способов работы и оказания первой помощи при поражении электрическим током присваивается I группа по электробезопасности [58].

Категория тяжести труда на технологической площадке по СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению

безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания" относятся к категории Пб работы, связанные с постоянной ходьбой перемещением мелких до 1кг изделий или предметов в положение сидя или стоя и требующие определенного физического напряжения.

Технологическая площадка сепарации относится к повышенной взрывопожароопасной категории Ан, класс взрывоопасной и пожароопасной зоны В-1г. Характеристика вещества перерабатываемой установкой: нефть, которая является легко воспламеняющейся жидкостью, состоящей из смеси углеводородов. СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности» [62].

По негативному воздействию на окружающую среду объект относится к I категории так, как осуществляет добычу сырой нефти включая переработку природного газа. Постановления правительства РФ от 31.12.2020 № 2398 [63].



## Заключение

Проблема рационального использования попутного нефтяного газа изучается и решается уже в течение почти 15 лет и остается актуальной до настоящего времени. Наиболее востребованы и экономически оправданы такие направления использования нефтяного газа как выработка электроэнергии, переработка на ГПЗ и сдача в магистральный газопровод. Значительный объем добытого нефтяного газа еще сжигается.

Но даже использование ПНГ как топлива для ГПЭС не обходится без проблем, потому что выпускаемые энергомашины рассчитаны на состав и свойства природного газа. А нефтяной газ отличается по свойствам от природного из-за присутствия в его составе более высокого содержания тяжелых углеводородных компонентов. Такой компонентный состав ПНГ приводит к тому, что устойчивая работа газопоршневых двигателей возможна только при пониженной мощности – 60–70 % от номинала. Когда нагрузка приближается к номинальной, возникает детонация и аварийная остановка.

Это ставит задачу дополнительной подготовки нефтяного газа первой ступени сепарации нефти для эффективного использования его в качестве топливного газа для ГПЭС.

В данной работе эта задача решалась для повышения качества подготовки газа на месторождении *М*.

Анализ технологической схемы получения и подготовки ПНГ, результатов анализа состава и свойства нефтяного газа, полученного на разных этапах его подготовки, требований применяемой энергомашины выявил несоответствие его качества требованиям установки «Cummins». Для повышения качества газа как топлива необходимо повысить его метановое число и снизить теплоту сгорания.

Известно, что качество топливного газа (содержание метана, влаги, метановое число, теплота сгорания, плотность) зависит от термобарических условий сепарации. Поэтому задачей работы является поиск таких условий

первой ступени сепарации нефти на УПН месторождения *M*, при которых будет обеспечено более высокое содержание метана, более высокое метановое число при более низкой теплоте сгорания топливного газа.

Для поиска таких условий сепарации было применено моделирование процессов подготовки нефти и газа в программе UniSim Design 470. Для моделирования технологической схемы использованы данные по составу пластовой нефти, по технологическим режимам основного оборудования, и построена модель технологической схемы подготовки нефти и газа на УПН месторождения *M*. Проверена адекватность созданной модели по составу и свойствам пластовой нефти и газа первой ступени сепарации.

Из законов фазового равновесия углеводородных систем, следует, что понижение температуры и повышение давления в системе приведет к переходу в газовую фазу более легких, более летучих компонентов, а в жидкой фазе останутся более тяжелые компоненты.

Изменяя давление первой ступени сепарации, в диапазоне [redacted] МПа, и задавая температуру потока нефти, входящей на установку, [redacted] [redacted] при каждом режиме, было рассчитано метановое число подготовленного газа исходя из его компонентного состава при конкретных условиях сепарации.

Результаты исследования показали, что снижение температуры сепарации [redacted] или повышение давления сепарации от [redacted] до [redacted] МПа приводит к увеличению содержания метана в подготовленном газе [redacted] и, соответственно, метанового числа от [redacted] до [redacted]. Теплота сгорания газа при этом снижается от [redacted] МДж/м<sup>3</sup> для действующего режима установки сепарации до [redacted] 5 МДж/м<sup>3</sup> по причине уменьшения содержания в подготовленном газе компонентов C<sub>3+</sub>. Однако, она все равно превышает требуемые значения.

Известны примеры эксплуатации газопоршневых двигателей на газе с низким содержанием метана (метана  $\approx$  30 %, азота более 25 %). Практика показала возможность бездетонационной работы в таких условиях. Практика

также показала, что количество добавляемого в газ азота будет влиять на степень повышения метанового числа и снижения теплоты сгорания газа.

Поэтому следующее исследование было направлено на определение необходимого количества добавки азота для снижения теплоты сгорания топливного газа месторождения *М*.

Расчетное исследование проводилось только для одного режима сепарации: ██████████ МПа, потому что в этом случае топливный газ характеризуется самым низким МЧ и самой высокой теплотой сгорания.

Расчеты показали, что количество добавляемого азота должно составлять не менее 20 % от объема газа. При этом содержание метана составит ██████████ % мол., метановое число – ██████████, а теплота сгорания – ██████████ МДж/м<sup>3</sup>.

Изменение термобарических условий на первой ступени сепарации промышленной нефти оказывает влияние не только на параметры отсепарированного и подготовленного газа, но и на количество и качество товарной нефти. Анализ полученных данных показал, что при любых новых термобарических условиях сепарации выход товарной нефти увеличивается на 90–360 кг/час. Нефть становится более легкой: ██████████ против исходной плотности ██████████ но и более вязкой: ██████████ против ██████████ динамической вязкости при действующих условиях.

Важнейший параметр товарной нефти – давление насыщенных паров. Данные свидетельствуют, что при изменении условий сепарации оно возрастает и находится в интервале ██████████ против ██████████ для условий действующей установки. Но возросшая величина ДНП не превышает допустимого нормативного значения 66,7 кПа. Рост ДНП обусловлен возрастанием в составе подготовленной нефти доли компонентов C<sub>3+</sub>.

В силу выполнения условия материального баланса материальных потоков установки сепарации, если получено больше нефти, то количество отсепарированного газа сократится, что и произошло в нашем. Уменьшение количества подготовленного топливного газа составило от ██████████

(при станд. условиях), что соответствует уменьшению расхода газа на [REDACTED]. Однако, разбавление газа азотом, компенсирует эту убыль газа первой ступени сепарации. Так для анализируемого режима сепарации: [REDACTED], когда топливный газ характеризуется самым низким метановым числом и самой высокой теплотой сгорания, разбавление его азотом в количестве 24 % от объема приведет к получению качественного топливного газа в количестве [REDACTED], что на 895 м<sup>3</sup>/ч больше объема топливного газа, полученного при действующих условиях на первой ступени сепарации.

Топливный газ, полученный при измененных условиях сепарации, во всех случаях получается более легким с плотностью [REDACTED] при стандартных условиях [REDACTED] для действующих условий. Расчеты показали, что в газе еще остается значительное количество паров воды [REDACTED]. Конечно, в действительности в газе останется меньше влаги, поскольку он пройдет систему фильтров в УПТГ.

Наличие минерализованной влаги в газе приводит к образованию отложений солей на некоторых деталях двигателя, перегреву теплообменных поверхностей и к возможности детонации. Поэтому целесообразно повысить степень осушки газа. Тарасов и Иванов, Гипротюменнефтегаз, рекомендовали включить в схему подготовки топливного газа блок осушки перед добавлением в газ азота.

В настоящее время для осушки газа можно использовать мембранную технологию фирмы Грасис. Пропуская газ через мембраны, можно дополнительно извлечь из газа влагу, тяжелые углеводороды C<sub>3+</sub> и двуокись углерода. Тем самым будет повышено содержания метана в газе от 79 до 85 % об. и, соответственно, МЧ на 10–15 единиц, а также понижены точки росы газа по воде и углеводородам.

Для повышения качества подготовки топливного газа на месторождении М рекомендуем повысить давление сепарации до 0,6 МПа, использовать азот для разбавления топливного газа и применить мембранную технологию для снижения влажности газа.

Расчеты экономической эффективности представлены за период с 2022 по 2026 год. За этот период от проекта дополнительно получено товарной нефти █████ тыс. тонны.

Выручка от реализации проекта составляет █████ млн. рублей. Эксплуатационные затраты составили █████ млн. рублей. Налог на добычу полезных ископаемых █████ млн. рублей.

Анализ чувствительности показал, что на экономические риски наибольшее влияние оказывает выручка от реализации из-за снижения цены на нефть и эксплуатационные затраты. Наименьшее влияние имеют капитальные вложения. Проект является рентабельным, так как ЧДД составляет █████ млн. рублей больше нуля. Срок окупаемости составляет 2 года.

## Список использованных источников

1. Актуальные вопросы добычи и квалифицированного использования попутного нефтяного газа в России / И.В. Филимонова и др. // Бурение и нефть, 2022. - №1. - С. 26-33.
2. Загрязнение окружающей среды при сжигании попутного нефтяного газа на территории нефтедобывающих предприятий / Л.К. Алтунина [и др.] // Химия в интересах устойчивого развития. – 2014. – № 22. – С. 217-222.
3. Утилизация попутного нефтяного газа в России: методы и перспективы производства продуктов газохимии / А.П. Рядинская, А.А. Череповицына // Север и рынок: формирование экономического порядка. – 2022. – № 2. – С. 19-34.
4. Отчет о функционировании и развитии ТЭК России в 2020 году. [Электронный ресурс]. / М.: Мин-во энергетики Р Ф. – 2021. – 35 с.
5. Методы утилизации нефтяного газа: технологические и экономические аспекты, новые решения на основе мембранных технологий / М.А. Гулянский, А.А. Котенко, Е.Г. Крашенинников, С.В. Потехин // Сфера. Нефть и газ. – 2013. – №38. – С. 94-100.
6. Gorlenko N. V, Murzin M. A. Environmental and Economic Rationale for the Use of Associated Petroleum Gas Using the Example of Fields in Eastern Siberia // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2020. – Vol. 459, no. 2. P. 022042. DOI: 10.1088/1755-1315/459/2/022042
7. Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2023 год и на плановый период 2024 и 2025 годов. [Электронный ресурс] – Электрон. дан. URL: <https://docs.cntd.ru/document/351491789>
8. Рубанов А. Энергоцентры месторождений: особенности создания и надежной эксплуатации / Андрей Рубанов // Территория нефтегаз. – 2021. – №3. – С. 102-105.

9. Дунюшкин И.И. Сбор и подготовка скважинной продукции нефтяных месторождений: учебное пособие / И.И. Дунюшкин. – М.: Нефть и газ, 2006. – 320 с.

10. Ширковский А.И. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений / А.И. Ширковский. – М.: Недра, 1987. – 309 с.

11. Лутошкин Г.С., Дунюшкин И.И. Сборник задач по сбору и подготовке нефти, газа и воды на промыслах: Учебное пособие. – М.: Недра, 2007. – 135 с.

12. Лутошкин Г.С., Дунюшкин И.И. Сбор и подготовка нефти, газа и воды. – М.: Недра, 1979. – 318 с.

13. Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды. – М.: Альянс, 2005. – 319 с.

14. Методы утилизации нефтяного газа: технологические и экономические аспекты, новые решения на основе мембранных технологий / М.А. Гулянский, А.А. Котенко, Е.Г. Крашенинников, С.В. Потехин // Сфера. Нефть и газ. – 2013. – №38. – С. 94-100.

15. Подготовка топливного газа для газовых электростанций с применением мембранных газоразделительных установок НПК «Грасис» // СФЕРА. НЕФТЬ И ГАЗ. 2016. – №1. – С. 26-27.

16. Иванов С.С. Требования к подготовке растворенного газа для питания газопоршневых двигателей / С.С. Иванов, М.Ю. Тарасов // Нефтяное хозяйство. – 2011. – №1. – С. 102-105.

17. ГОСТ 27577-2000. Газ природный топливный компримированный для двигателей внутреннего сгорания. Технические условия. – Введ. 2002-01-01. – М., 2002 – 16 с.

18. [REDACTED]

19. [REDACTED]

20. [REDACTED]

21. ГОСТ 2517-2012 Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб. – Введ. 2014-03-01. – М., 2018. – 31 с

22. ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия. – Введ. 2002-07-01. – М., 2002. – 8 с.

23. ГОСТ 23781-87 Газы горючие природные. Хроматографический метод определения компонентного состава. – Введ. 1988-07-01. – М., 2006.

24. [REDACTED]

25. Газопоршневая электрическая станция, характеристики газопоршневых электростанций «КАММИНЗ». [Электронный ресурс] – Электрон. дан. URL: <https://cogeneration.ru/cummins/>

26. Сердюкова, Е.Ю. Расчеты технологических процессов первичной переработки нефти. Часть 1: учебно-методическое пособие / Е.Ю. Сердюкова, Ю.В. Кожевникова, Е.А. Чернышева. – М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2020. – 39 с.

27. Технологическое моделирование процессов и аппаратов сбора и подготовки продукции нефтяных и газовых скважин в среде моделирующей программы HYSYS: методические указания к выполнению практических работ / авторы-сост.: Л.В. Шишмина, О.В. Носова; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2015. – 90 с.

28. ГОСТ 34704-2020 Газ природный. Определение метанового числа. – Введ. 2021-07-01. – М., 2021. – 12 с.



29. Метановое число природного газа и его влияние на эффективность рабочего процесса газового двигателя / О.М. Дидманидзе [и др.] // Записки Горного института. – 2021. – Т. 251. – С. 730-737.

30. Иванов С.С. Требования к подготовке растворенного газа для питания газопоршневых двигателей / С.С. Иванов, М.Ю. Тарасов // Нефтяное хозяйство. – 2011. – №1. – С. 102-105.

32. ГОСТ 22667-82 Газы горючие природные. Расчетный метод определения теплоты сгорания, относительной плотности и числа Воббе. – Введ. 1983-07-01. – М., 2006. – 61 с.

33. Пат. 2376341 Российская Федерация, МПК С10К 3/06 (2006.01). Способ подготовки топливного газа / Иванов С.С., Тарасов М.Ю., патентообладатель Открытое акционерное общество «Тюменский проектный и научно-исследовательский институт нефтяной и газовой промышленности» им. В.И. Муравленко «Гипротюменнефтегаз». – № 2008119147/15; заявл. 14.05.2008; опубл. 20.12.2009, Бюл.№ 35.

34. Тарасов М.Ю. Подготовка нефтяного газа для питания газопоршневых электростанций / М.Ю. Тарасов, С.С. Иванов // Нефтяное хозяйство. – 2009. – №2. – С. 46-48.

35. Подготовка топливного газа для газовых электростанций с применением мембранных газоразделительных установок НПК «Грасис» // СФЕРА. НЕФТЬ И ГАЗ. – 2016. – №1. – С. 26-27.

36. Обобщение опыта ОАО «Гипротюменнефтегаз» по использованию нефтяного газа / Н.В. Варламов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2013. – №6. – С. 114-118.

37. СП 131.13330.2020 Свод правил. Строительная климатология. – Введ. 2021-06-21. – М., 2021 – 124 с.

38. Федеральный закон от 21.07.1997 N 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» (с изменениями на 11 июня 2021 года) (редакция, действующая с 1 июля 2021 года)

39. Трудовой кодекс РФ от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.12.2023) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2024)
40. ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов по безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. – Введ. 2017-03-01. – М., 2017. – 19 с.
41. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов по безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – Введ. 1989-01-01. – М., 2008. – 48 с.
42. СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания". – Изм. – 30-12-2022.
43. ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов по безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности. – Введ. 1977-01-01. – М., 2007. – 7 с.
44. ГОСТ 12.1.019-2017 Система стандартов по безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. – Введ. 2019-01-01. – М., 2019. – 17 с.
45. ОСТ 12.1.030-81 Система стандартов по безопасности труда. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление. – Введ. 1982-01-07. – М., 2023. – 24 с.
46. ГОСТ 12.2.062-81 Система стандартов по безопасности труда. Оборудование производственное. Ограждения защитные. – Введ. 1982-01-07. – М., 2023. – 3 с.
47. ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов по безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. – Введ. 1992-01-01. – М., 2021. – 9 с.
48. Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 №536 Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности. Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением.

49. ГОСТ 12.4.011-89 Система стандартов по безопасности труда. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация. – Введ. 1990-07-01. – М., 2023. – 6 с.

50. Постановление Министерства труда и социального развития Российской Федерации от 31.12.1997 года № 70 «Об утверждении норм бесплатной выдачи работникам теплой специальной одежды и теплой специальной обуви по климатическим поясам, единым для всех отраслей экономики».

51. МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях. – Введ. 2006-11-01. – М., 2006. – 18 с.

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

53. Блок управления регулируемый для электроприводов запорной арматуры. Руководство по эксплуатации. – Текст: электронный // АО «ТОМЗЭЛ». [Электронный ресурс] – Электрон. дан. URL: [https://tomzel.transneft.ru/u/section\\_file/66941/bur-t1-re\\_v3.pdf](https://tomzel.transneft.ru/u/section_file/66941/bur-t1-re_v3.pdf)

54. Федеральный закон от 21.12.1994 № 68-ФЗ «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера». (ред. от 30.12.2021).

55. ГОСТ 12.4.303-2016 Система стандартов безопасности труда. Одежда специальная для защиты от пониженных температур. Технические требования. – Введ. 2019-07-01. – М., 2019. – 36 с.

56. План по локализации и ликвидации последствий аварий участка подготовки нефти нефтяного месторождения «М». – Т., 2020. – 61 с.

57. ГОСТ 17.1.3.06-82 Межгосударственный стандарт. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод. – Введ. 1983-01-01. – М., 1983. – 3 с.

58. Приказ Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 15 декабря 2020 года № 903Н «Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок». – Изм. – 29-04-2022.

59. Правительство Российской Федерации постановление от 15 сентября 2020 года № 1437 «Об утверждении Положения о разработке планов мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на опасных производственных объектах».

60. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 "Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов". – Изм. – 28-02-2022.

61. Приказ Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 29 октября 2021 года № 767Н «Об утверждении Единых типовых норм выдачи средств индивидуальной защиты и смывающих средств».

62. СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности». – Введ. – 2009-05-01.

63. Постановление Правительства Российской Федерации от 31.12.2020 № 2398 «Об утверждении критериев отнесения объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, к объектам I, II, III и IV категорий».

64. Министерство сельского хозяйства Российской Федерации приказ от 13 декабря 2016 года № 552 «Об утверждении нормативов качества воды водных объектов рыбохозяйственного значения, в том числе нормативов предельно допустимых концентраций вредных веществ в водах водных объектов рыбохозяйственного значения».

## Приложение А (обязательное)

Таблица А1 – Материальный баланс процесса подготовки нефти при действующем режиме первой ступени сепарации

Приход				Расход			
	кмоль/ч	кг/ч	% масс.		кмоль/ч	кг/ч	% масс.
ГЖС				Нефть товарная			
<i>в т.ч.</i>				Вода			
нефть				Конденсат_1			
газ				Конденсат_2*			
вода				в т.ч.			
				вода			
				конденсат			
				Газ на ГПЭС			
				Газ на подогрев			
				Газ на ГУрЛ			
Итого:				Итого:			

\* – вода+конденсат

Таблица А2 – Материальный баланс процесса подготовки нефти [REDACTED] на первой ступени сепарации

Приход				Расход			
	кмоль/ч	кг/ч	% масс.		кмоль/ч	кг/ч	% масс.
ГЖС				Нефть товарная			
<i>в т.ч.</i>				Вода			
нефть				Конденсат_1			
газ				Конденсат_2*			
вода				Газ на ГПЭС			
				Газ на подогрев			
				Газ на ГУрЛ			
Итого:				Итого:			

Таблица А3 – Материальный баланс процесса подготовки нефти [REDACTED] на первой ступени сепарации

Приход				Расход			
	кмоль/ч	кг/ч	% масс.		кмоль/ч	кг/ч	% масс.
ГЖС				Нефть товарная			
<i>в т.ч.</i>				Вода			
нефть				Конденсат_1			
газ				Конденсат_2*			
вода				Газ на ГПЭС			
				Газ на подогрев			
				Газ на ГУрЛ			
Итого:				Итого:			

Таблица А4 – Материальный баланс процесса подготовки нефти при [REDACTED] на первой ступени сепарации

	Приход			Расход			
	кмоль/ч	кг/ч	% масс.		кмоль/ч	кг/ч	% масс.
ГЖС				Нефть товарная			
<i>в т.ч.</i>				Вода			
нефть				Конденсат_1			
газ				Конденсат_2*			
вода				Газ на ГПЭС			
				Газ на подогрев			
				Газ на ГУрЛ			
Итого:				Итого:			

Таблица А5 – Материальный баланс процесса подготовки нефти при [REDACTED] на первой ступени сепарации

	Приход			Расход			
	кмоль/ч	кг/ч	% масс.		кмоль/ч	кг/ч	% масс.
ГЖС				Нефть товарная			
<i>в т.ч.</i>				Вода			
нефть				Конденсат_1			
газ				Конденсат_2*			
вода				Газ на ГПЭС			
				Газ на подогрев			
				Газ на ГУрЛ			
Итого:				Итого:			

Таблица А6 – Материальный баланс процесса подготовки нефти при [REDACTED] МПа на первой ступени сепарации

	Приход			Расход			
	кмоль/ч	кг/ч	% масс.		кмоль/ч	кг/ч	% масс.
ГЖС				Нефть товарная			
<i>в т.ч.</i>				Вода			
нефть				Конденсат_1			
газ				Конденсат_2*			
вода				Газ на ГПЭС			
				Газ на подогрев			
				Газ на ГУрЛ			
Итого:				Итого:			

Таблица А7 – Материальный баланс процесса подготовки нефти при [REDACTED] на первой ступени сепарации

	Приход			Расход			
	кмоль/ч	кг/ч	% масс.		кмоль/ч	кг/ч	% масс.
ГЖС				Нефть товарная			
<i>в т.ч.</i>				Вода			
нефть				Конденсат_1			
газ				Конденсат_2*			
вода				Газ на ГПЭС			
				Газ на подогреват.			
				Газ на ГУрЛ			
Итого:				Итого:			

Таблица А8 – Материальный баланс процесса подготовки нефти при [REDACTED] на первой ступени сепарации

	Приход			Расход			
	кмоль/ч	кг/ч	% масс.		кмоль/ч	кг/ч	% масс.
ГЖС				Нефть товарная			
<i>в т.ч.</i>				Вода			
нефть				Конденсат_1			
газ				Конденсат_2*			
вода				Газ на ГПЭС			
				Газ на подогреват.			
				Газ на ГУрЛ			
Итого:				Итого:			

**Приложение Б**  
**(справочное)**

**Integrated approaches to utilizing associated petroleum gas**

Студент

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
О - 2БМ11	Мячин Михаил Александрович		

Руководитель ВКР

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент	Шишмина Людмила Всеволодовна	к.х.н., с.н.с		

Консультант – лингвист отделения иностранных языков ШОН:

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент	Надеина Луиза Васильевна	к.филол.н.		



## **Integrated approaches to utilizing associated petroleum gas**

### **1 The state of the problem of using associated gas**

Associated petroleum gas (APG) is a product presented as a mixture of gaseous substances and vapors of a hydrocarbon and non-hydrocarbon nature, dissolved oil in reservoir conditions. In addition to methane, APG usually contains a large number of its homologues from  $C_1 - C_4$ , as well as other marginal hydrocarbons, water vapor, in some cases nitrogen, carbon dioxide, hydrogen sulfide, inert gases such as helium or argon. The free state of this mixture is characterized by its existence in the volumes of gas caps. In addition, the mixture can be released from crude oil fields of various phase states during production.

In accordance with the Government Executive Order of the Russian Federation on the adoption of the "Energy Strategy of the Russian Federation for the period up to 2035", one of the most priority areas of state policy in the field of economics is to ensure rational use of natural resources together with increasing energy efficiency.

The Russian oil and gas complex is one of the leading producers and consumers of hydrocarbons. As part of the global energy system, the industry needs to improve technologies for the extraction and use of oil and gas.

Within the following the resource-innovative approach, it is advisable to comprehensively consider the possibility of reducing the costs of operating expenses, capital investments for production, collection of well products and preparation of raw materials, which requires the creation of new technological solutions. Their implementation usually requires the modernization of the existing technical fund. This will make it possible to reduce the cost of oil and gas for own needs. At the same time, it is possible to achieve maximum effect from the use of raw materials at each stage of the production chain.

Resource-saving allows you to achieve the set targets as a result of performing sequential tasks:

1. to carry out the selection and confirmation of the importance of the application of the implemented proposals, this will help to eliminate errors in determining structures, constructed facilities, taking into account the characteristic features of the infrastructure of the regions;

2. to increase the degree of application of petroleum gases, reduce the loss of light liquid hydrocarbon, etc.;

3. to introduce several advanced technologies for collecting and preparing well products;

4. to ensure efficient use of resources in the production process;

5. to protect oilfield equipment and pipeline systems from corrosion;

6. to achieve the necessary level of safety in the operation of fishing systems, taking into account thermal exchange and the existence of permafrost.

During the transportation period from the deposit to the nearby gas processing and petrochemical plants use APG that has passed the first stage of separation. At the same time, the gas that has passed the final separation in several stages, containing the most valuable components of heavy hydrocarbons ( $C_{3+b}$  up to 40%) is burned at flare plants, while the degree of extraction of  $C_3-C_4$  does not exceed a quarter of the potential content in the formation gas.

Thus, one of the most pressing problems in the field of oil production is the problem associated with the conservation and rational use of petroleum gas. From the point of view of ecology and economics, it is unacceptable to emit APG into the atmosphere and burn it in flare installations.

The problem implies two key issues to consider:

1. Preservation of low-pressure gas or gas that has passed the II and III stages of separation, in fishing conditions. The obstacles to compressing such gas are most often the complexity and high cost of the equipment used.

2. A competent approach to the use of petroleum gas.

If equipped with a ready-made gas infrastructure with a functioning gas processing plant, the solution is gas transportation without a compressor, provided by the pressure of the first separation stage. This makes it possible to achieve a high

level of processing, and the cost of the product at the outlet is significantly higher than the cost of gas.

However, the lack of required equipment and access to the infrastructure equipped with GPP in geographically remote fields does not allow using the previously considered option. Among the APG application approaches in this case are small processing, injection into the reservoir, as well as the most common use case – energy (ensuring the operation of gas turbine and gas piston power plants consumed by petroleum gas).

The implementation of rational design and arrangement, development and operation, especially for small oil fields from the point of view of energy saving, is impossible without choosing an alternative option for the utilization of oil gases.

According to the choice of the APG utilization method, several methods of gas utilization are compared, taking into account the following factors: the peculiarities of the geographical situation, the choice of the development method, the fullness of the infrastructure site, the energy supply schemes used, a feasibility study reflecting the choice of the optimal disposal method and the appropriate equipment (Figures 1, 2).

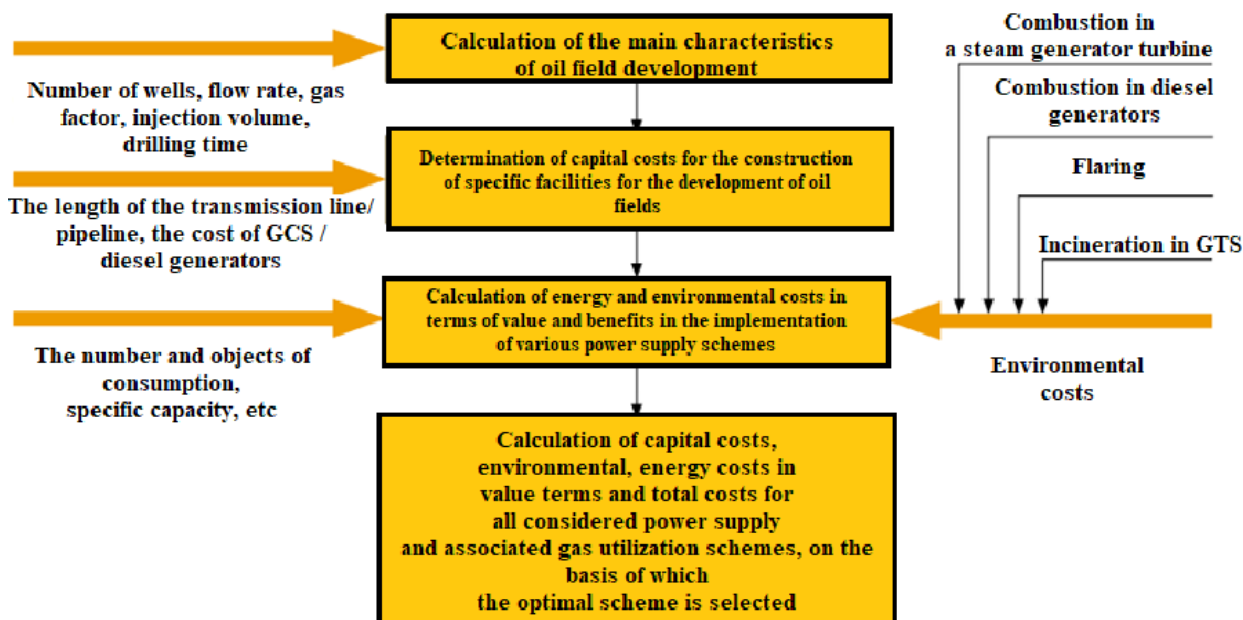


Fig. 1 Designer of options for energy supply and utilization of petroleum gas

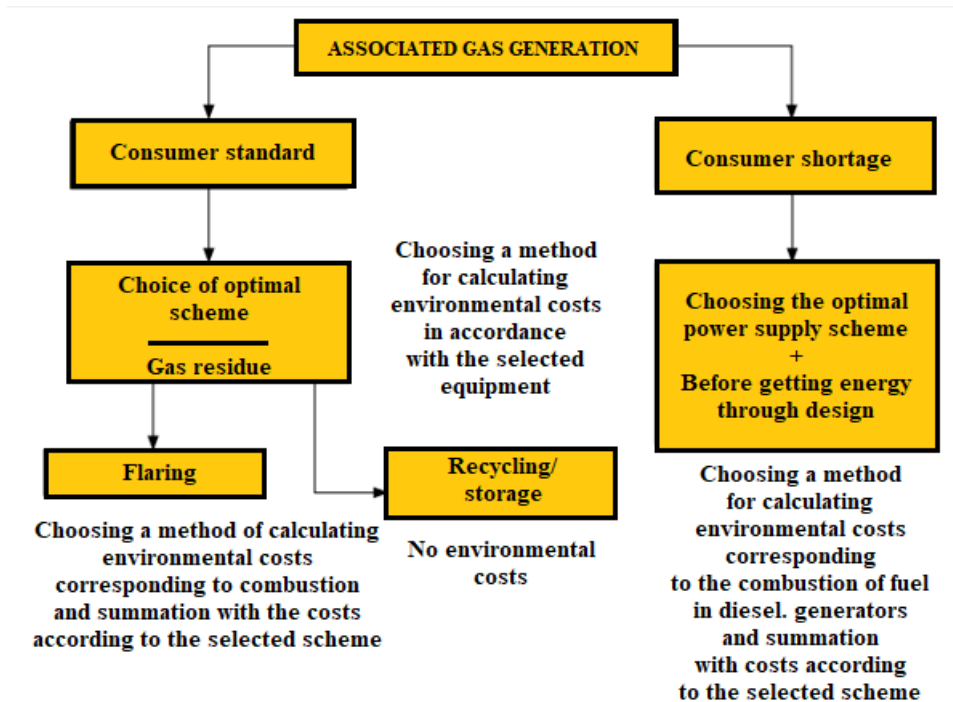


Fig. 2 The procedure for selecting a recycling scheme

Moreover, the stimulating factors for the search for a resource-innovative approach are the presentation by the state of higher requirements for environmental friendliness of activities: an increase in fines regarding the burning of APG. Failure to comply with the terms of license agreements regarding the non-use of APG, non-compliance of the utilization level with the established value (95%) entails a repeated increase in the amount of payments, as well as an increase in the probability of revocation of the license.

During the combustion of APG in flare plants, not only CH<sub>4</sub> is burned, but also the components of the wide spread of light hydrocarbons (WSLH). Thousands of tons of harmful substances are released into the air every year: CO, CO<sub>2</sub>, NO, NO<sub>2</sub>, some hydrocarbon compounds and soot. Combustion gases cause much more damage to the environment in comparison with the initial components.

In the case of studying APG as a commodity sold by an oil company, there is an increase in cost by a level that exceeds the selling price several times, which indicates that there is no benefit for mining companies in the case of APG utilization.

The above arguments confirm the complexity of the problem of the rational use of APG in technical, environmental and economic aspects.

## **2 Directions of using associated petroleum gas**

It is necessary to mention flaring. There are three main areas of APG use: energy, petrochemistry, and geology.

### **2.1 Energy direction**

This trend prevails due to the presence of insignificant restrictions in the energy production market.

The use of APG as a source for obtaining energy for own production needs is due to the high calorie content, environmental purity of the fuel, and the preservation of the value of the share of APG in the cost of the product against the background of increasing tariffs for electric energy.

Generation of electric energy is one of the most effective methods of using APG, since it provides a solution to both the problem of gas utilization and the possibility of returning investments by reducing the cost of purchasing electricity.

Currently, the trend towards the formation of separate energy generating capacities remains. According to the results of expert assessments, in the coming years, local production of electric energy will account for about 20% of its total production. At the same time, production as a result of using gas as a primary energy resource will reach 28% ahead of the growth rate of other energy carriers.

Due to the lack of the adequate level of development of industrial infrastructure among the main regions of oil and gas production, consumption in the energy supply is limited to a certain amount, mainly related to the necessary needs of production.

If we take into account the current prices for APG, then the profit of the oil company can be obtained during the operation and construction of the gas turbine electric power plant (GTPP), which can provide the field and even a group of fields with thermal and electric energy.

Other options that are offered for the disposal of petroleum gases are recognized as cost-effective due to the imperfection of the technology used, the high price of equipment and materials.

Currently, in order to reduce harmful emissions when using APG as fuel for a turbine and a gas-diesel engine, various filtering technologies are used, as well as innovative technologies, including regulated residual underburnings and so on.

## 2.2 Petrochemical industry

APG processing can be carried out to obtain dry gas and send it to the main system, gas gasoline, WSLH, as well as liquefied gas. WSLH is used as a raw material for the production of a wide range of products: rubber, plastic products, components of high-octane gasoline and others.

Another way to introduce a small asset remote from the main pipeline into the gas industry is to organize a deep gas processing process (Figure 3).

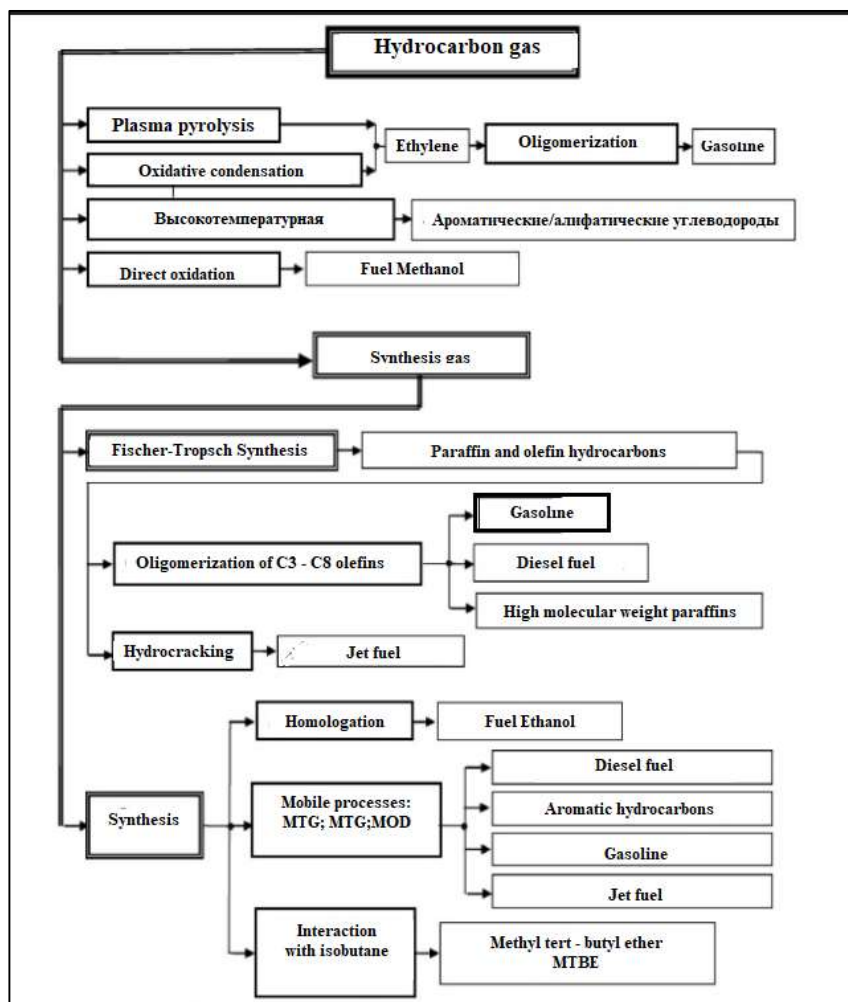


Fig. 3 The diagram of the technology for producing synthetic liquids from hydrocarbon gases

Synthetic hydrocarbons, Fischer-Tropsch products, as well as synthetic motor fuel and methane, ethylene, and dimethyl esters of dimethyl ether (DME) created on them can be considered as the initial product of such processing.

The solution to each case depends on the availability of consumers or transport conditions, especially in the case of DME, ethylene, which is normally a gas. In some cases, a choice is made: synthetic motor fuel versus methanol. It should be noted that, in the conditions of the current and projected prices for these products, accounting for the relative costs of its creation, receipt and transportation of SLH to synthetic motor fuels away from domestic production can be justified only in local consumption, or in the case of conditions for transporting synthetic liquid hydrocarbons (SLH) on existing oil pipelines in general and at prices of the extracted oil product.

One of the most promising products of commercial processing of hydrocarbon gas is methanol. Methanol has been widely used as a raw material to create a large range of petrochemical products. At the same time, DME, methanol and DME easily pass into each other, which make them identical products.

In addition, the processes of processing methanol into motor fuels and ethylene are used.

Gas-to-liquid (GTL) gas chemical technologies are a tool to eliminate the problem with the utilization of low-pressure and associated petroleum gas.

At the moment, gas synthesis processes are highly advanced, using steam or steam-oxygen conversion of hydrocarbon gas, followed by the creation of chemical and synthetic motor fuels. However, according to the indications of technical and economic calculations, the expedient production is confirmed only when the output is up to hundreds of thousands of tons/g. If we take into account current prices for raw materials and equipment, growing consumption, then the figures per year reach 250-300 thousand.

### **2.3 Geological direction**

The geological direction provides for the use of APG for the implementation of gas and water-gas effects to increase oil recovery. The implementation of this direction is difficult due to the need for a comprehensive geological survey and the creation of models. The result of their interpretation may be the conclusion that it is impossible to use the projected gas utilization due to the peculiarities of the structure of geology, reservoir characteristics, and significant capital expenditures on compressor equipment.

The method of pumping APG which is not used into "empty" storage layers is also used. After injection, the gas in the reservoir can remain there until the price increases, which makes its use more profitable. However, this requires a reservoir with the necessary characteristics located geographically near the field.

The preparation of a technical and economic analysis of various options involves taking into account capital expenditures, operating costs and other indicators throughout the entire period of operation. Even if we take into account the large number of options for the destruction of APG, only a few are considered in small remote fields:

1. Provision of gas treatment and processing through compressor stations to main gas pipelines;
2. Production of heat and electricity using gas piston and gas turbine units;
3. Comprehensive solution: generation of thermal and electric energy in the field area in order to spend it on their needs, as well as the delivery of surplus to consumers.

Classically, the power supply scheme is designed for energy consumption facilities from central networks, at a considerable distance from distribution centers, for the construction of power transmission lines. Such a system does not include the use of the fuel resource of the field in anticipation of the problems of fuel gas utilization.

In the conditions of the North, with centralized power supply, the risk of uninterrupted power supply to field facilities increases. Analyzing the trends in the



energy supply of oil and gas industry facilities, it has been found that recently attention to autonomous energy supply has been increasing.

The basis of autonomous power supply is the widespread use of energy saving technologies. When developing "small" deposits, there is an increase in the actualization of this problem. Therefore, along with the centralized electrical supply of oil and gas fields, it is necessary to consider options for energy supply and heat supply of industrial facilities based on an autonomous source.

At the same time, it is necessary to take into account the possibilities of gradual introduction of energy resources, allowing optimal gradual spending of investments in capital. When developing autonomous power supply schemes, it is necessary to take into account the possibilities of using various methods of generating heat and electricity:

1. a gas turbine installation running on liquid and gas fuels with the subsequent use of heat from spent combustion products to organize thermal supply gorenje;
2. when using steam power plants operating in power and heat supply mode;
3. gas-diesel installation;
4. combined options.

### **3 Preparation of petroleum gas to power power plants**

#### **3.1 Gas Piston Power plants (GPP)**

GPP is often powered by gas of the first stage of separation, having a pressure of 0,4 – 0,7 MPa and a temperature of 5 – 40.

There are two categories of fuel quality parameters of stations:

1. Indicators depending on the "temperature–pressure" parameters of separation: methane content, humidity, methane index, low calorific value and density;
2. Parameters that depend on the quality of separation: the content of liquid droplet and mechanical impurities.

The methane index is an indicator that characterizes the ability of a gas to burn without detonation.

According to the experience of operating gas-fired power plants, in some cases the stations operate stably only when the power is reduced by 60-70% of the nominal.

Fuel gas requirements are approved by GPP manufacturers, but they may vary depending on the type of electric vehicles.

Currently used gas treatment units equipped with a separator and a filter of different structural types, the presence of a fuel system sufficiently meets the requirements of manufacturers of power machines.

It is probably necessary to pay more attention to the deep drying process, since the moisture in the gas is mineralized, and when the gas burns on the cylinders and the inner edge of the cylinder, it is deposited with salt.

The accumulation of salt and their subsequent deposition contribute to reducing heat transfer, creating local overheating, which can lead to detonation.

Based on the results of work analyses and surveys of fuel preparation units installed at the existing and projected GPP oil refining fields of the Western Siberian Federal District, it is recommended to use a minimum number of fuel preparation processes. The block diagram of the recommended fuel system is shown in Figure 4. After purification, the oil is sent to a cork separator, where then the suspended droplet is purified, mechanical impurities are filtered, as well as entering the pumping unit.

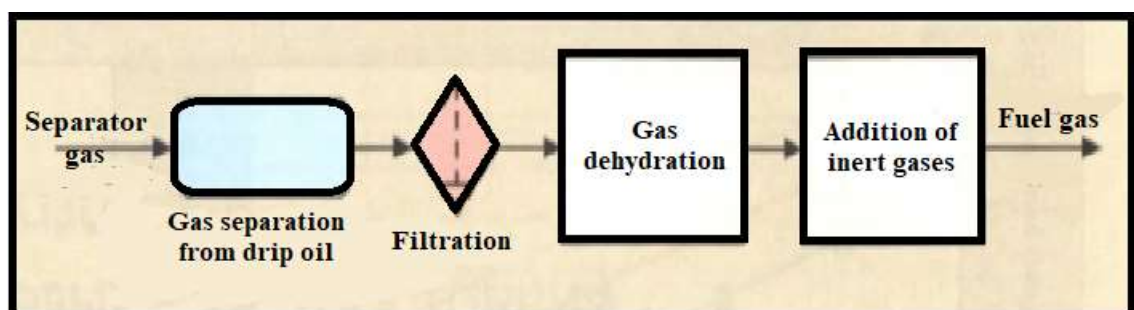


Fig.4 A variant of the gas treatment system as a fuel

### **3.2 Gas Turbine installations (GTS)**

In recent years, there have been more and more examples of the use of highly automated installations for the production of electricity and heat with a gas turbine drive in the world.

A GTS with a capacity of 1,5 - 25 MW is used as an energy converter for such installations.

Among the advantages of GTS, it is worth noting the following:

1. the power is concentrated in one device;
2. no need to install a large foundation;
3. continuous workflow;
4. relatively simple design;
5. absolute balance;
6. the possibility of installing a standard heat recovery boiler for the heat supply of enterprises.

However, despite the numerous advantages, there are also disadvantages of GTS:

1. unstable operation in variable modes;
2. high requirements for the quality of the fuel used, etc.

Natural gas or diesel fuel can serve as fuel for gas turbine installations. Burner devices of the appropriate design have been developed and used for each of these types of fuel.

Thus, the rapid transfer of the station from one type of fuel to another is excluded. Deterioration of the quality of fuel supplied to the station during operation can cause very serious disruptions in the operation of the gas turbine engine.

In accordance with potential problems, high requirements are set for the processes of fuel preparation and quality control.

In oil fields, gas turbine installations that operate using gas fuel can be used if the conditions are met – the possibility of providing a sufficient volume of produced associated gas and the availability of a fuel gas preparation system that provides drying, refining, and compression of associated gas.

The addition of the fuel gas treatment system to the oil field development scheme is also due to additional capital and operating costs.

In the case of gas turbine installations that are designed to run on diesel fuel, it is necessary either to bring it to the field or produce it on site, while having a tank farm with the required supply of diesel fuel, which leads to additional capital and operating costs and a decrease in the reliability of energy supply.

Based on the analysis of practical experience, it has been established that "small" autonomous electric power plants with a gas turbine drive are more efficiently used to generate electric energy in gas fields.

#### **4 The expediency of disposal and the relationship with penalties**

The 12-th year of the Decree of the Government of the Russian Federation No. 1148 dated November 8, 2012, aimed at increasing the useful use of associated petroleum gas (APG), continues, on the basis of which interim results can be made, taking into account the multiple increase in penalties for APG combustion provided for by law from 01.01.2020, applicable to objects of category I and II for negative effects on the environment located on the mainland of the territory of the Russian Federation.

In accordance with the Government Executive Order of the Russian Federation No. 1148, it is possible to reduce the amount of fines for exceeding the standards for the combustion of APG, provided that there are costs incurred for the implementation of projects for the useful use of APG. The maximum amount of reduction: a reduction in the amount of the fine by up to 25 times, if the ratio of cash flows for the implementation of projects for the rational use of APG to the value of fines for gas combustion is equal to or greater than 1.

Each oil field is unique, therefore, in each individual case, the selection of a method for the utilization of associated petroleum gas must be considered privately.

## 5 Conclusion

A technological and environmental comparison of the effects of using various power supply schemes will allow you to select the necessary power supply schemes, methods for destroying associated gas, determine the optimal technology for preparing and delivering products in accordance with the characteristics of fields, oil and gas prices, and the amount of payments for atmospheric air pollution

## References

1. Government Executive Order of the Russian Federation dated June 9, 2020 No. 1523-r "Energy Strategy of the Russian Federation for the period up to 2035"
2. Shcherbinin I.A., Chernyshev S.V., Fakhretdinov I.Z., Tarasov M.Yu., Ivanov S.S. Solving resource conservation issues in the design of oil and gas fields // The territory of Neftegaz. 2016. No.3. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/reshenie-voprosov-resursosberezheniya-pri-proektirovanii-obustroystva-neftegazovyh-mestorozhdeniy> (date of application: 01/16/2024).
3. Belik M.A., Alekina E.V. Improving the efficiency of separation equipment by optimizing technological modes // SIC "Bulletin of Science". 2021. URL: <https://perviy-vestnik.ru/> (date of access: 01/16/2024).
4. Gorbatikov V.A. Features of a new stage in oil production and problems of modernization of field development systems // Oil industry. – 2009. – pp. 33-35.
5. Usatova I.Y. Methods of utilization of associated petroleum gas at small oil fields
6. Kalinin A.F., Shotidi K.H., Mericidi I.A. The choice of an oilfield power supply scheme. – M.: Territory of NEFTEGAZ, No.10, 2006
7. Levshin P. M., Mericidi I. A., Shotidi K. H., Khalikov P. R. Technical, economic and environmental aspects of associated petroleum gas utilization (software package) // The territory of Neftegaz. 2011. No.8. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/tehniko-ekonomicheskie-i-ekologicheskie-aspekty->

utilizatsii-poputnogo-neftyanogo-gaza-programmnyy-kompleks (date of application: 01/16/2024).

8. Kusov, G. V. Analysis of technological solutions for utilization of associated petroleum gas / G. V. Kusov // Nauka. Technic. Technologies (Polytechnic Bulletin). - 2020. – No. 1. – pp. 158-182. – EDN VVSLNG.

9. Alekseeva A.K. Methods of reducing harmful emissions in boiler combustion products // Collection of scientific papers of FMFDonNTU, 2006. – No. 9. – p. 84

10. Danilin E.A., Klochkov V.N. Control of fuel combustion in industrial boiler plants: Technika, 1988.– 167 p.

11. Temporary methodological guidelines for determining the commercial effectiveness of new equipment in Gazprom. – M.: IRC Gazprom, 2001. – 39 p.

12. Electric units with piston and gas turbine drive, powered by natural gas, for small-scale power plants. Collection of industry regulatory documents. – M.: VNIIGAZ, 2000. – 257 p.

13. Shestiperstov L.F. Calculation of fines for burning associated petroleum gas and assessment of the feasibility of its disposal // Energybase. 2020. URL: <https://energybase.ru/news/articles/calculation-of-fines-for-burning-associated-petroleum-gas-2020-04-16> (date of application: 01/20/2024).