

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

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

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
<b>ОПТИМИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ТЕХНОЛОГИИ ОСУШКИ ГАЗА НА НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ «Х» (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)</b>

УДК 622.279.8:66.074(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7Г1	Суслов Вадим Сергеевич		

Руководитель

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

### КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Гасанов Магеррам Али	д.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Авдеева Ирина Ивановна			

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

## Результаты освоения ООП

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

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

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

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП

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

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

В форме:

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

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б7Г1	Сулову Вадиму Сергеевичу

Тема работы:

<b>ОПТИМИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ТЕХНОЛОГИИ ОСУШКИ          ГАЗА НА НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ «Х» (ТОМСКАЯ          ОБЛАСТЬ)</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	118-11/с от 28.04.2022

Срок сдачи студентом выполненной работы:	24.06.2022
------------------------------------------	------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	Анализ представлений по проблеме утилизации попутного нефтяного газа на месторождении Х: факторы возникновения, системы сбора и подготовки нефти и газа. Технология сбора и обработки нефти и газа. Влияние на окружающую среду при сжигании попутного нефтяного газа. Анализ предложенной технологии по оптимизации утилизации попутного нефтяного газа. Анализ показателей по подготовке попутного нефтяного газа после пуска в работу установки подготовки попутного нефтяного газа.
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	

<i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Профессор, д.э.н. Гасанов Магеррам Али
Социальная ответственность	Старший преподаватель, Авдеева Ирина Ивановна
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b>	
АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ И ОБУСТРОЙСТВА МЕСТОРОЖДЕНИЯ X	
2ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ И ОБОРУДОВАНИЕ ПРИМЕНЯЕМЫЕ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ X ДЛЯ ДОБЫЧИ И ПОДГОТОВКИ НЕФТИ	
ОБОСНОВАНИЕ ВВОДА В ЭКСПЛУАТАЦИЮ УСТАНОВКИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА С УЧЕТОМ ОСОБЕННОСТЕЙ И ПЕРСПЕКТИВ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ «X»	
ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	
СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	28.04.2021
-------------------------------------------------------------------------------------------------	------------

**Задание выдал руководитель / консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			28.04.2021

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7Г1	Суслов Вадим Сергеевич		28.04.2021

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б7Г1	Суслову Вадиму Сергеевичу

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение</b>	<b>ОНД</b>
Уровень образования	Бакалавриат	Направление	21.03.01 Нефтегазовое дело/ Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Бюджет проекта – 927 755,7 руб., в т.ч. затраты по оплате труда – не более 103 134,2 руб.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Тарифные ставки исполнителей определены штатным расписанием предприятия
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Тарифы страховых взносов: ПФР – 22%, ФСС – 2,9%, ФФОМС – 5,1% Взносы на травматизм – 0,2% Итого: 30,2%

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

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	1.1 Потенциальные потребители результатов исследования 1.2 Анализ конкурентных технических решений 1.3 Технология QuaD 1.4 SWOT-анализ
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	2.1 Структура работ в рамках научноисследования 2.2 Определение трудоемкости 2.3 Бюджет научно-технического исследования
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки

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

1. Карта сегментирования
2. Матрица SWOT
3. График проведения НИ

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
профессор ОСГН	Гасанов Магеррам Али	д.э.н.		28.04.2022

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2Б7Г1	Суслов Вадим Сергеевич		28.04.2022

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа		ФИО	
3-2Б7Г1		Сулову Вадиму Сергеевичу	
Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело/ Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Тема ВКР:

<b>Оптимизация технологических показателей технологии осушки газа на нефтегазоконденсатном месторождении «Х» (Томская область)</b>	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
<b>Введение</b>	<p><i>Объект исследования:</i> Технология подготовки попутного нефтяного газа</p> <p><i>Область применения:</i> Подготовка попутного нефтяного газа</p> <p><i>Рабочая зона:</i> Месторождение, установка подготовки попутного нефтяного газа;</p> <p><i>Климатическая зона:</i> Климат района континентальный с продолжительной холодной зимой и коротким летом. Средняя температура зимой от минус 20 до минус 25 °С, иногда достигает минус 55°С. Самый жаркий месяц -июль со средней температурой плюс 17°С. Максимальная температура достигает плюс 45°С.;</p> <p><i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</i> входной фильтр-сепаратор F-301, два адсорбера T-300A/B, пылевой фильтр входного газа F-302, подогреватель газа регенерации E-303, охладитель газа регенерации AC-304, скруббер газа регенерации V-305;</p> <p><i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</i> подготовка попутного нефтяного газа с целью получения сухого отбензиненного газа (СОГ) и извлечения товарных продуктов: технического пропан-бутана (СПБТ) и фракции газового бензина (БГ).</p>
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
<b>1. Правовые и организационные вопросы при эксплуатации</b>	<p>ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация»</p> <p>Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ, Технический регламент о требованиях пожарной безопасности</p> <p>Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022)</p>
<b>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</b>	<p><b>Вредные факторы:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Отклонение показателей климата на открытом воздухе;</li> <li>• Повышенная загазованность воздуха рабочей среды;</li> <li>• Повышенный уровень шума;</li> <li>• Повышенный уровень вибрации;</li> <li>• Освещенность</li> <li>• Укусы насекомых/животных</li> <li>• Работа с вредными веществами;</li> <li>• Психофизические факторы: умственное перенапряжение, эмоциональные перегрузки,</li> </ul> <p><b>Опасные факторы:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Электрический ток;</li> <li>• Короткое замыкание;</li> <li>• Статическое электричество;</li> </ul>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Движущиеся машины, механизмы;</li> <li>• Работа с сосудами под давлением.</li> </ul> <p>СИЗ должны соответствовать ГОСТ12.4.011-89 «ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация»</p> <p>Средства коллективной защиты:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Система противоаварийной защиты технологического процесса (система ПАЗ), которая автоматически переводит отдельные стадии процесса или всю установку в безопасный режим эксплуатации;</li> <li>• Приточно-вытяжная вентиляция производственных и вспомогательных помещений с автоматическим поддержанием параметров воздуха в помещениях;</li> <li>• Во взрывоопасных зонах установки, установлены сигнализаторы для контроля до взрывоопасных концентраций паров углеводородов с фиксацией аварийной загазованности по месту и в операторной.</li> </ul> <p>Средства индивидуальной защиты:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Для защиты от пониженных температур;</li> <li>• Для защиты от поражения электрическим током;</li> <li>• Для защиты от шума;</li> <li>• Для защиты от токсических веществ;</li> </ul>
<p><b>3. Экологическая безопасность при эксплуатации</b></p>	<p>Воздействие на селитебную зону- при аварии загрязнение окружающей территории нефтепродуктами. Объект относится к объектам повышенной опасности. Класс опасности-второй.</p> <p>СЗЗ составляет не менее-5000 м.</p> <p>Ближайшие населенные пункты: – п. Каргасок (89 км), п. Большая Грива (30 км).</p> <p>Воздействие на литосферу:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Цеолит, отработанный при осушке воздуха и газов;</li> <li>• Утилизация элементов отработавшего оборудования.</li> </ul> <p>Воздействие на гидросферу:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Возможный сброс сточных вод;</li> <li>• Продукты жизнедеятельности персонала</li> </ul> <p>Воздействие на атмосферу:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Возможный выброс загрязняющих веществ в атмосферу.</li> </ul>
<p><b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации</b></p>	<p>Возможные ЧС:</p> <p><u>Техногенные:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• пожар,</li> <li>• взрыв,</li> <li>• разлив нефтепродуктов.</li> </ul> <p><u>Природного характера:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• ураган,</li> <li>• оползни,</li> <li>• провалы.</li> </ul> <p>Наиболее типичная ЧС – пожар.</p>
<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику <span style="float: right;">28.04.2022</span></p>	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель	Авдеева Ирина Ивановна	-		28.04.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7Г1	Сулов Вадим Сергеевич		28.04.2022

## **ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ**

**УВС**- углеводородное сырьё;

**ПВД**- поддержание пластового давления;

**ПНГ** – попутный нефтяной газ;

**УППНГ**- установка попутного нефтяного газа;

**УПН**- установка подготовки нефти;

**СОГ**- сухой отбензиненный газ;

**СПБТ**- сжиженный пропан-бутан технический;

**СГК** – стабильный газовый конденсат;

**НГКМ** – нефтегазоконденсатное месторождение;

**ШФЛУ**- широкая фракция легких углеводородов (C<sub>3+</sub>);

**АВО** - аппарат воздушного охлаждения;

**ВНК** – водонефтяной контакт;

**ГНК** – газонефтяной контакт;

**ОФП** – относительная фазовая проницаемость;

**САУ** – система автоматического управления;

**ГКЗ** – государственная комиссия по запасам;

**БКНС** – блочная кустовая насосная станция.

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 102 страниц, в том числе 10 рисунков, 34 таблиц. Список литературы включает 29 источников.

Ключевые слова: нефтегазоконденсатное месторождение, нефть, растворенный газ, попутный нефтяной газ, установка подготовки нефти, установка подготовки попутного нефтяного газа, утилизация попутного нефтяного газа, магистральный газопровод, ШФЛУ, охрана окружающей среды.

Объектом исследования является установка подготовки попутного нефтяного газа.

Цель исследования – обоснование ввода в эксплуатацию установки попутного нефтяного газа.

В процессе исследования была рассмотрена технология осушки попутного нефтяного газа методом физической адсорбции на примере УППНГ НГКМ Х.

Область применения: представленная технология применима для проектов по утилизации попутных нефтяных газов на ГКМ и НГКМ.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

**ВВЕДЕНИЕ** 13

**1 АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ И ОБУСТРОЙСТВА МЕСТОРОЖДЕНИЯ X**.....17

**1.1. Особенности компримирования** ..... 17

**1.1.1 Необходимость доочистки тяжелого (жирного) попутного нефтяного газа**.....17

**1.1.2 Риск конденсатообразования**..... 18

**1.1.3 Негативное влияние крайне низкого давления ПНГ, близкого к вакууму (0,001—0,01 МПа)**..... 18

**1.1.4 Изменение характеристик исходного газа** ..... 19

**1.4 Состав и свойства пластовых флюидов** ..... 19

**1.4.1 Состав и свойства нефти и газа**..... 19

**1.4.2 Состав и свойства пластовых вод**..... 24

**2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ И ОБОРУДОВАНИЕ ПРИМЕНЯЕМЫЕ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ X ДЛЯ ДОБЫЧИ И ПОДГОТОВКИ НЕФТИ**..... 25

**2.1 Описание кустовых площадок** ..... 27

**2.1.1 Технологический процесс добычи нефти** ..... 28

**2.2 Общая характеристика установки подготовки нефти** ..... 29

**2.2.1 Описание технологического процесса** ..... 31

**2.3 Общая характеристика установки подготовки попутного нефтяного газа**.....36

**2.3.1 Описание технологического процесса и технологической схемы установки подготовки попутного нефтяного газа**..... 41

<b>3. ОБОСНОВАНИЕ ВВОДА В ЭКСПЛУАТАЦИЮ УСТАНОВКИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА С УЧЕТОМ ОСОБЕННОСТЕЙ И ПЕРСПЕКТИВ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ «Х».....</b>	<b>45</b>
<b>3.1 Метод адсорбции .....</b>	<b>45</b>
<b>3.1.1 Блок адсорбционной осушки .....</b>	<b>46</b>
<b>3.1.2 Краткое описание используемых материалов .....</b>	<b>48</b>
<b>3.1.3 Краткое описание работы блока адсорберов.....</b>	<b>50</b>
<b>4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....</b>	<b>52</b>
<b>4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....</b>	<b>52</b>
<b>4.1.1 Анализ конкурентных технических решений.....</b>	<b>53</b>
<b>4.1.2 Технология QuaD .....</b>	<b>55</b>
<b>4.1.3 SWOT-анализ.....</b>	<b>56</b>
<b>4.2 Планирование научно-исследовательских работ.....</b>	<b>58</b>
<b>4.2.1 Структура работ в рамках научного исследования.....</b>	<b>58</b>
<b>4.2.2 Определение трудоемкости .....</b>	<b>58</b>
<b>4.2.3 Разработка графика проведения научного исследования .....</b>	<b>60</b>
<b>4.2.4 Бюджет научно-технического исследования.....</b>	<b>61</b>
<b>4.2.4.1 Расчет материальных затрат.....</b>	<b>62</b>
<b>4.2.4.2 Расчет затрат на специальное оборудование для научных работ.....</b>	<b>63</b>
<b>4.2.4.3 Основная заработная плата исполнителей темы .....</b>	<b>63</b>
<b>4.2.4.4 Дополнительная заработная плата исполнителей темы .....</b>	<b>66</b>

4.2.4.5 Отчисления во внебюджетные фонды .....	67
4.2.4.6 Накладные расходы .....	68
4.2.4.7 Формирование бюджета затрат научно- исследовательского проекта.....	68
4.3 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования .....	69
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....	73
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	73
5.2 Производственная безопасность .....	74
5.3 Анализ опасных и вредных производственных факторов .....	77
5.3.1 Отклонение показателей климата на открытом воздухе .....	77
5.3.2 Повышенная загазованность воздуха рабочей среды .....	78
5.3.3 Повышенный уровень шума и вибрации .....	79
5.3.4 Освещенность .....	79
5.3.5 Укусы насекомых/животных.....	80
5.3.6 Работа с вредными веществами.....	80
5.3.7 Психофизические факторы.....	81
5.3.8 Электрический ток и короткое замыкание .....	81
5.3.9 Статическое электричество .....	82
5.3.10 Движущиеся машины, механизмы.....	83
5.3.11 Работа с сосудами под давлением .....	84
5.4 Экологическая безопасность .....	85
5.4.1 Воздействие на селитебную зону .....	85
5.4.2 Воздействие на гидросферу .....	86
5.4.3 Воздействие на атмосферу.....	86

<b>5.4.4 Воздействие на литосферу .....</b>	<b>88</b>
<b>5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....</b>	<b>88</b>
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....</b>	<b>91</b>
<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ.....</b>	<b>92</b>

## **ВВЕДЕНИЕ**

В нашей стране на состояние экономики сильно влияет добыча природных ресурсов, в первую очередь нефть и газ. Пока они являются главным фактором экономического равновесия страны. Нефть долгое время являлась основным источником углеводородного сырья (УВС), что привело к обводненности нефтяных пластов, за счёт большого объёма откачиваемой нефти и применения поддержания пластового давления - за счёт закачки жидкости в пласт (ППД). Поэтому в наше время наблюдается снижение запасов нефти, а соответственно и её добыча. Длительное время в нашей стране, на мой взгляд не заслуженно, не бралось во внимание использование попутного нефтяного газа (ПНГ). Сжигание которого на факел, является нерациональным, а также приводит к необратимому загрязнению окружающей нас среды. Вопрос о том, сжигать или не сжигать попутный газ на факелах, решен в России окончательно и бесповоротно. И особое значение сегодня приобретает задача максимального использования попутного газа последних ступеней сепарации, который занимает значительную долю в потерях ПНГ. Исходя из вышесказанного, считаю необходимым рассмотреть систему добычи и подготовки нефти, не как основного продукта, а совместно с ПНГ. Это конечно требует дополнительных затрат, но они окупаемы.

Под подготовкой попутного нефтяного газа согласно ГОСТ 54973-2012 понимается комплекс технологических процессов, обеспечивающих доведение состава и свойств попутного нефтяного газа до определенных норм, регламентированных нормативной документацией, а также условиями поставки, транспортирования (или) использования.

Под переработкой попутного нефтяного газа согласно ГОСТ 54973-2012 понимается совокупность технологических процессов физического, физико-химического и химического преобразования всех компонентов попутного нефтяного газа в продукты переработки (целевые продукты).

Системы сбора и подготовки нефти и газа представляют комплекс последовательных и взаимосвязанных аппаратов, механизмов, машин и сооружений, обеспечивающих выполнение условий, предусмотренных в технологической схеме.

Технология сбора и обработки нефти и газа состоит из нескольких последовательных этапов: сбор; разделение; доведение нефти и газа до нормированных свойств, устанавливаемых стандартами.

Последствия сжигания попутного нефтяного газа на рассматриваемом НГКМ до запуска в эксплуатацию УППНГ приводили к загрязнению атмосферного воздуха продуктами сгорания и образованию парниковых газов, что неблагоприятно сказывалось на состоянии окружающей среды и здоровье людей. А также колоссальным штрафным санкциям согласно пункта 3 постановления Правительства Российской Федерации от 8 ноября 2012 года N 1148 «Об особенностях исчисления платы за негативное воздействие на окружающую среду при выбросах в атмосферный воздух загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа».

Поэтому в 2014 году было принято решение о принятии в разработку проекта постройки установки подготовки попутного нефтяного газа (УППНГ). Разработчик проекта – ООО «Премииум Инжиниринг», г. Москва [1].

В 2015 году проект прошёл Госэкспертизу. Установка УППНГ предназначена для подготовки попутного нефтяного газа с целью получения сухого отбензиненного газа (СОГ) и извлечения товарных продуктов: сжиженного пропан-бутана (СПБТ) и бензина газового стабильного (БГ), либо стабильного газового конденсата (СГК) в зависимости от состава исходного сырья и режима работы установки. В феврале месяце 2021 года установка была запущена в работу.

На сегодняшний день на данном нефтегазоконденсатном месторождении попутный нефтяной газ, получаемый при подготовке нефти, направляется на установку подготовки попутного нефтяного газа (УППНГ) для дальнейшей его утилизации и транспортировки в МГ АО «Томск Транс Газ».

При осуществление данного проекта подготовки попутного нефтяного газа на данном НГКМ будет обеспечена утилизация не менее 95% добываемого попутного нефтяного газа, что лучшим образом отразится на экологическом состоянии атмосферного воздуха в районе НГКМ. Прогнозируется, что в результате реализации проекта произойдет улучшение экологического состояния территории. Финансовые инвестиции, связанные с реализацией проекта, приведут к резкому снижению выбросов парниковых газов в атмосферный воздух региона, возникновению новых рабочих мест и дополнительным налоговым поступлениям в бюджет территории Каргасокского района. Также возможность пуска в работу стоявшего фонда скважин. И как следствие рост финансовой прибыли, за счёт увеличения добычи нефти и реализации продуктов полученных при утилизации попутного нефтяного газа.

Целью данной выпускной работы является анализ эффективности утилизации ПНГ посредством ввода в эксплуатацию УППНГ с учетом особенностей и перспектив разработки данного НГКМ.

Для достижения цели поставлены следующие задачи:

1. Проанализировать основные геолого-технологические показатели разработки и обустройства месторождения X.

2. Оценить технологические возможности существующей технологии утилизации ПНГ на нефтегазоконденсатном месторождении X.
3. Обосновать ввод в эксплуатацию УППНГ с учетом особенностей и перспектив разработки данного НГКМ.

# **1 АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ И ОБУСТРОЙСТВА МЕСТОРОЖДЕНИЯ Х**

## **1.1. Особенности компримирования**

Компримирование — важный этап подготовки низконапорного ПНГ. Отметим еще один важный фактор: попутный нефтяной газ 2-й и последующих ступеней сепарации нефти является низконапорным. Его собственного давления, которое не превышает 0,4–0,5 МПа, недостаточно для транспортировки ПНГ между объектами нефтегазодобывающего комплекса или для закачки в трубопровод до головной компрессорной станции, обеспечивающей доставку газа стороннему потребителю. Технологическая задача компримирования низконапорного ПНГ решается с учетом особенностей конкретных промыслов. Месторождения оснащаются так называемыми малыми компрессорными станциями (КС), основу которых составляют дожимные компрессорные установки (ДКУ) низкого давления. В случае если давление газа приближено к вакууму (0,001–0,01 МПа), на КС применяются вакуумные компрессорные установки (ВКУ). Для обеспечения надежной работы КС разрабатываются специальные инженерные решения, исходящие из состава газа, условий эксплуатации и проектных требований [28].

Для компримирования ПНГ последних ступеней сепарации используются, как правило, ДКУ и ВКУ на базе винтовых маслозаполненных компрессоров. Рассмотрим решение некоторых проблем, возникающих при компримировании низконапорного газа.

### **1.1.1 Необходимость доочистки тяжелого (жирного) попутного нефтяного газа.**

Несмотря на то, что в компрессорную установку (КУ) зачастую поступает уже подготовленный газ, содержание в нем механических примесей и капельной влаги не соответствует условиям нормальной эксплуатации высокоэффективных КУ. Требуется дополнительная комплектация системы

фильтрации, которая расширяет возможности основных ее элементов (газomasляного сепаратора и коалесцентных фильтров):

- на входе газа устанавливается фильтр-скруббер, оснащенный автоматической дренажной системой для откачки конденсата;
- на выходе из КУ устанавливаются дополнительные фильтры тонкой очистки газа; они, как и фильтр-скруббер, встраиваются в существующий блокмодуль, что обеспечивает компактное размещение оборудования;

### **1.1.2 Риск конденсатообразования.**

Работа компрессорных установок на тяжелом (жирном) газе в процессе компримирования всегда сопровождается риском конденсатообразования внутри системы; при этом возникает две проблемы:

1. растворение в масле большого количества углеводородов, ведущее к повышенному насыщению масла газоконденсатом, снижению кинематической вязкости масла и увеличению уровня масла в маслобаке;
2. образование конденсата в рабочих ячейках компрессора, которое приводит к увеличению потребления мощности на внешнее сжатие и мощности на сжатие одного килограмма газа.

Задача решается следующим способом:

- проводятся детальный анализ компонентного состава газа и расчеты в специальной программе, создающей теоретическую модель поведения газа при определенных условиях (температуре и давлении); это дает возможность определить такие параметры расширения рабочего диапазона температур масла и газа, которые позволяют превысить точку образования росы для перекачиваемого газа;
- в маслосистеме КУ используется более вязкое масло.

### **1.1.3 Негативное влияние крайне низкого давления ПНГ, близкого к вакууму (0,001—0,01 МПа).**

Компримирование газа с давлением, близким к вакууму, влечет следующие проблемы:

- возникает большая разница в давлении на входе и на выходе КУ, вследствие чего давление газа, имеющееся в установке, сбрасывается не только через сбросовую свечу, но и через входной трубопровод — при этом происходит «унос» масла из маслосистемы во входной фильтр-скруббер;
- под действием вакуума в компрессорную установку может поступать воздух, что увеличивает взрывоопасность технологического процесса.

Возможные решения:

1. оснащение системы входных клапанов КУ модернизированными быстродействующими клапанами с электромеханическими приводами и пружинными отсекателями, что позволяет отсекать входной трубопровод от основной магистрали;
2. комплектация КУ датчиками кислорода, определяющими его содержание в компримируемом газе[28].

#### **1.1.4 Изменение характеристик исходного газа**

### **1.4 Состав и свойства пластовых флюидов**

#### **1.4.1 Состав и свойства нефти и газа**

Физико-химические свойства пластовой нефти приняты по результатам исследования восьми глубинных проб из двух скважин. Физико-химические свойства пластового газа и конденсата приняты по результатам исследования одной глубинной и восьми поверхностных проб из одной скважин.

Содержание метана около 80%. Сероводород отсутствует. Потенциальное содержание конденсата в газе – 295,3 г/м<sup>3</sup>; молярная доля «сухого» газа составила 0,935; давление максимальной конденсации – 1.17 МПа; начальное пластовое давление составило 24,6 МПа.

Нефть легкая, маловязкая, малосернистая, малопарафинистая, малосмолистая.

На месторождении X для анализа состава и свойств нефти и газа было отобрано 8 глубинных проб: в скважине № 133 (2 пробы), № 142 (3 пробы) и № 145бис (3 пробы).

После стандартной и ступенчатой сепарации определялись физико-химические характеристики нефти и газа и их компонентный состав. В таблице 1.2 представлены свойства нефти пласта Ю<sub>1</sub><sup>1-3</sup> Снежного месторождения.

Таблица 2 – Свойства пластовой нефти пласта Ю<sub>1</sub><sup>1-3</sup> месторождения X [1]

Наименование параметра	Численные значения				
	133	142	145б	Диапазон значений	Принятые значения
Пластовое давление, МПа	24.8	24.8	24.8	24,8	24.8
Пластовая температура, °С	102	106	102	102-106	103.3
Давление насыщения, МПа	16.4	16.8	24.8	16,4-24,8	19.3
Газосодержание, м <sup>3</sup> /т	261.4	267.3	258.2	258.2-267,3	262.3
Плотность в условиях пласта, кг/м <sup>3</sup>	617.7	621.2	622.5	617.7-622.5	620.5
Вязкость в условиях пласта, МПа*с	0.25	0.22	0.26	0,22-0,26	0.2
Коэффициент объемной упругости, 1/МПа·10 <sup>-4</sup>	26.5	26.9	28.3	26,5-28,3	27.2

Можно отметить, что пластовая нефть является легкой, незначительной вязкости, с высоким газосодержанием. В скважине №145 давление насыщения равно пластовому давлению, то есть нефть насыщена газом, в остальных скважинах – недонасыщена.

Компонентный состав нефтяного газа и нефти приведен в таблице 3.

Таблица 3 – Компонентный состав нефтяного газа, дегазированной и пластовой нефти [1]

Наименование параметра	Пласт Ю <sub>1</sub> <sup>1-3</sup>				Пластовая нефть
	при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		при дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях		
	Выделившийся газ	нефть	Выделившийся газ	нефть	
Молярная концентрация компонентов, %					
двуокись углерода	1.252	0.000	1.377	0.019	0.796

азот + редкие	1.191	0.000	1.317	0.000	0.835
в т. ч. гелий	0.002	0.000	0.004	0.000	0.002
метан	58.489	0.056	64.745	0.072	39.027
этан	9.275	0.252	10.120	0.451	6.257
пропан	13.918	1.715	13.366	4.511	9.819
изобутан	3.376	1.180	2.336	3.102	2.639
н-бутан	6.221	3.466	4.485	6.517	5.288
изопентан	1.812	2.542	0.747	4.036	2.054
н-пентан	1.812	3.765	0.880	4.862	2.466
гексаны	1.975	34.433	0.450	32.373	13.187
гептаны	0.466	8.157	0.074	7.419	2.984
октаны	0.134	5.846	0.113	5.039	2.004
остаток C <sub>9+</sub>	0.030	38.588	0.001	31.599	12.607
Молекулярная масса	29.756	175.767	25.750	157.600	78.800
Плотность, г/см <sup>3</sup>	0,0012	0,817	0,0010	0,800	0,621

Как видно из таблицы, при дифференциальном разгазировании в составе нефти остается больше легких углеводородов, чем при однократном. Это связано с тем, что при однократном (контактном, одноступенчатом) разгазировании выделяющийся газ контактирует с нефтью, а при дифференциальном – газ непрерывно отводится. Результаты дифференциального разгазирования, согласно нормативным документам по подсчету запасов, используются для обоснования подсчетных параметров (объемного коэффициента, плотности дегазированной нефти, газового фактора нефти) [2].

В таблице 4 приведены физико-химические свойства нефти разгазированной путем дифференциального разгазирования.

Таблица 4 – Физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти [1]

Параметры	Значения
<i>1</i>	<i>2</i>
Плотность при 20°C, кг/м <sup>3</sup>	832,3
Вязкость, мПа*с	
- при 20°C	5,33
- при 50°C	2,83
Температура застывания, °C	-
Объемная доля воды, %	-
Массовое содержание, %	-

- мех. примесей	-
- серы	0,19
- парафинов	2,54
- смол силикагелевых	7,52
- асфальтенов	0,46
Содержание, нмоль/г	
VO-порфиринов	-
Ni-порфиринов	-
Температура начала кипения, °С	58
<i>1</i>	<i>2</i>
Фракционный состав (объемное содержание выкипающих), %	
- до 100°С	-
- до 150°С	18,5
- до 200°С	31,0
- до 250°С	43,5
- до 300°С	54,0
- до 350°С	-

Согласно таблице, разгазированная нефть является особо легкой, среднепарафинистой, малосмолистой, малосернистой [3].

В таблице 5 приведены свойства газа и газоконденсата.

Таблица 5 – Свойства газа и конденсата пласта Ю<sub>1</sub><sup>1-3</sup> месторождения X

Наименование параметра	Ед. изм.	Среднее значение
<b>Газ газовой шапки</b>		
Давление пластовое на глубине 2320 м.	МПа	24,73
Температура пластовая на глубине 2320 м.	°С	99,73
Давление начала конденсации	МПа	25,0
Давление максимальной конденсации	МПа	11,75
Давление <u>псевдокритическое</u>	МПа	4,73
Давление приведенное	МПа	0,43
Температура <u>псевдокритическая</u>	°С	-49,96
Температура приведенная	°С	1,34
Коэффициент <u>сверхсжимаемости</u>		0,934
Объемный коэффициент		1,167
Плотность в условиях пласта	г/см <sup>3</sup>	0,740
<b><u>Стабильный (дебутанизированный) конденсат</u></b>		
Плотность (стандартные условия)	г/м <sup>3</sup>	0.748
Молекулярная масса	г/моль	117
Температура <u>выкипания</u> 90% объемного конденсата	°С	362

Видно, что пластовое давление приблизительно равно давлению начала конденсации, значит пластовая газоконденсатная система находится в однофазном газовом состоянии [3].

Также был проведен анализ газа сепарации, газа дегазации, газа дебутанизации, дебутанизованного конденсата, нерастворившегося остатка после PVT-исследований методом газовой хроматографии согласно ГОСТ 22387.2-2014 [4]. Компонентный состав газа и конденсата приведен в таблице 6. Таблица 6 – Компонентный состав газа и конденсата пласта Ю<sub>1</sub><sup>1-3</sup> месторождения Х (скважина №133)

Наименование параметра	Газ			Конденсат		Состав пластового газа
	Сепараци	Дегазаци	Дебутанизаци	Дебутанизованный	сырой	
Молярная концентрация, %						
двуокись углерода	1,59	2,45	1,39	0	0,64	1,53
азот + редкие	1,9	0,28	0,03	0	0,06	1,79
метан	77,53	28,83	0,3	0	6,44	73,18
этан	7,47	14,24	1,18	0	3,25	7,22
пропан	7,03	32,57	29,89	0	9,23	7,18
Изобутан	1,33	6,93	20,10	0,006	2,88	1,43
н-бутан	2,03	10,49	39,54	5,76	9,05	2,48
изопентан	0,41	1,75	4,4	4,96	10,4	1,41
н-пентан	0,39	1,52	2,58	7,98		
гексаны	0,19	0,64	0,33	13,2	9,56	0,77
гептаны	0,07	0,20	0,14	12,21	8,74	0,61
октаны	0,03	0,06	0,08	19,58	13,95	0,89
остаток C <sub>9+</sub>	0,03	0,04	0,04	36,3	25,8	1,51
Давление, МПа	2,13					
Температура, °С	28					
Плотность, г/см <sup>3</sup> в стандартных условиях (0,1 МПа, 20°С)	0.908	1.507	2.265	0.748		

Компонентный состав нефтяного газа после НГСВ представлен в таблице 7

Таблица 7 - Компонентный состав нефтяного газа после НГСВ

Наименование	Содержание, % Об.
1	2
Двуокись углерода	1,971
Азот	1,687
Метан	67,456
Этан	8,992
Пропан	11,733
Изобутан	2,059
Н-бутан	3,807
Изо-пентана	0,775
Н-пентана	0,759
С <sub>6</sub> и выше	0,761
Плотность отн. кг/м <sup>3</sup>	0,873

Плотность, абс. при 20°C, кг/м <sup>3</sup>	1,051
Низш. теплота сгор. при 20°C, кДж/м <sup>3</sup>	52394

#### 1.4.2 Состав и свойства пластовых вод

Химический состав и свойства пластовых вод месторождения X изучен по результатам анализа 16 отобранных проб воды, из скважин пласта Ю<sub>1</sub><sup>1-3</sup> и соответствует 35,8 г/л. В таблице 7 приведены свойства и состав пластовых вод месторождения X. По соотношению главных компонентов ионно-солевого состава, согласно характеристики Сулина В.А. [7] пластовая вода пласта Ю<sub>1</sub><sup>1-3</sup> относится к хлоркальциевому типу.

Таблица 8 – Свойства и состав пластовых вод пласта Ю<sub>1</sub><sup>1-3</sup> месторождения X

Наименование параметра	Ю <sub>1</sub> <sup>1-3</sup>	
	Диапазон изменения	Среднее значение
Плотность воды, г/см <sup>3</sup>	1,021-1,028	1,025
Химический состав вод, мг/л		
K <sup>+</sup>	384-1220	684,8
Na <sup>+</sup>	10458-13300	11901
Ca <sup>+2</sup>	820-1846	1125
Mg <sup>+2</sup>	122-728	320
Cl <sup>-</sup>	18574-22759	21215
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	771-1220	973
CO <sub>3</sub> <sup>-2</sup>	<3	<3
SO <sub>4</sub> <sup>-2</sup>	5-153	55,3
NH <sub>4</sub> <sup>+</sup>	7,9-59,6	34,9
Br <sup>-</sup>	13,8-85,2	57
I <sup>-</sup>	1,4-6,3	3,4
B <sup>+3</sup>	1-6	3,4
Li <sup>+</sup>	1,1-5,7	3,5
Sr <sup>+2</sup>	188-340	254,3
Rb <sup>+</sup>	0,32-0,47	0,43
Cs <sup>+</sup>	0,12-0,32	0,18
Общая минерализация, г/л	31,3-38,4	35,8
Водородный показатель, pH	6,8-7,4	7
Химический тип воды преобладающий (по Сулину)	Хлоркальциевый	
Количество исследованных проб (скважин)	16 (9)	

Руководствуясь утвержденными временными требованиями ГКЗ, к изучению и подсчету запасов попутных вод нефтяных и газонефтяных

месторождений, как источника минерального сырья, пластовые воды представляют промышленный интерес в качестве источника минерального сырья при ожидаемой попутной добыче их на одном месторождении в количестве не менее 250 тыс. м<sup>3</sup> и при ориентировочном уровне содержания компонентов (мг/л), превышающем: для йода – 10, брома – 200, бора – 250, лития – 10, рубидия – 3, цезия – 0,5, стронция – 300, германия – 0,05, вольфрама – 0,03, калия – 1000, магния – 500. Как видно из таблицы 8, пластовая вода пласта Ю<sub>1</sub><sup>1-3</sup> не представляет промышленный интерес в качестве источника минерального сырья.

## **2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ И ОБОРУДОВАНИЕ ПРИМЕНЯЕМЫЕ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ X ДЛЯ ДОБЫЧИ И ПОДГОТОВКИ НЕФТИ**

Разработка месторождения X осуществляется с 2006 г. Условия климата, глубины залегания пластов, водонефтяные зоны, низкая проницаемость пластов, а также наличие газовой шапки, значительно затрудняют разработку рассматриваемого месторождения. Добыча нефти на данный момент ведется только механизированным способом при помощи ЭЦН [1].

На 2020 год на месторождении X пробурено 45 скважин, из них действующих – 14 (в т. ч. 10 добывающих и четыре нагнетательные); 25 бездействующих (из них 19 добывающих и шесть нагнетательных); одна водозаборная; две пьезометрические; три – ликвидированы. Распределение фонда скважин приведено на рисунке 5

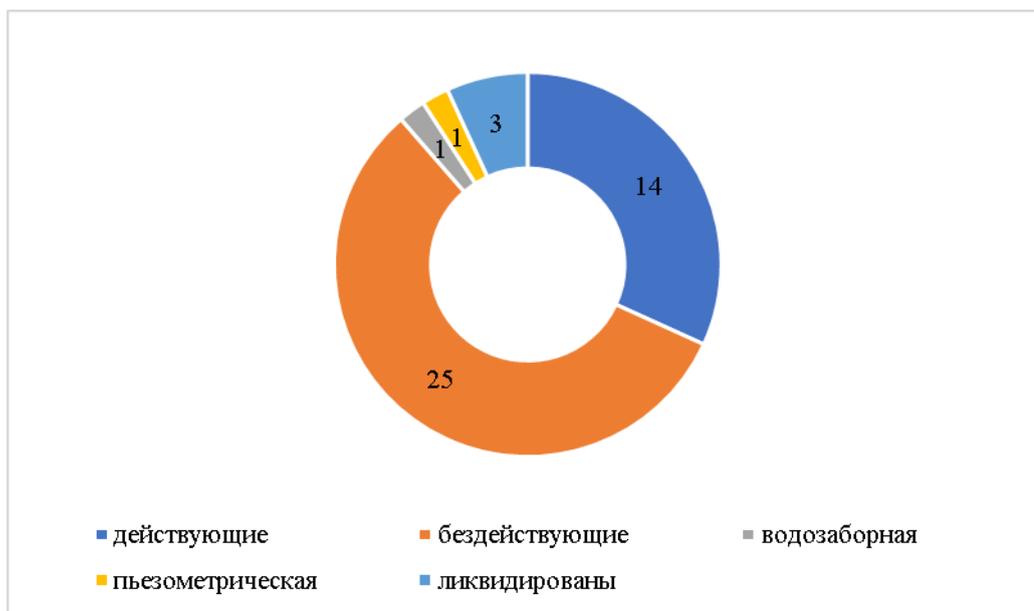


Рисунок 5 - Распределение фонда скважин

Исходя из выше сказанного и сделав несложный математический расчет, ( $N_{\text{факт}}/N_{\text{проект}} = 45/83 = 0,54$ ), видим, что проектный фонд скважин реализован на 54 %.

На рассматриваемом нефтяном месторождении, функционируют следующие объекты, обеспечивающие добычу, учёт добываемой жидкости, подготовку и транспортировку нефти и газа, а также поддержание пластового давления:

- кустовые площадки;
- эксплуатационные скважины;
- нагнетательные скважины;
- водозаборные скважины;
- выкидные трубопроводы;
- нагнетательные трубопроводы;
- нефтесборные сети и водоводы ППД;
- площадки камер приема и запуска очистных устройств трубопроводов;
- блочная кустовая насосная станция (БКНС);
- установка подготовки нефти (УПН);
- установка подготовки попутного нефтяного газа (УППНГ)

- комплекс генерации электроэнергии;

## 2.1 Описание кустовых площадок

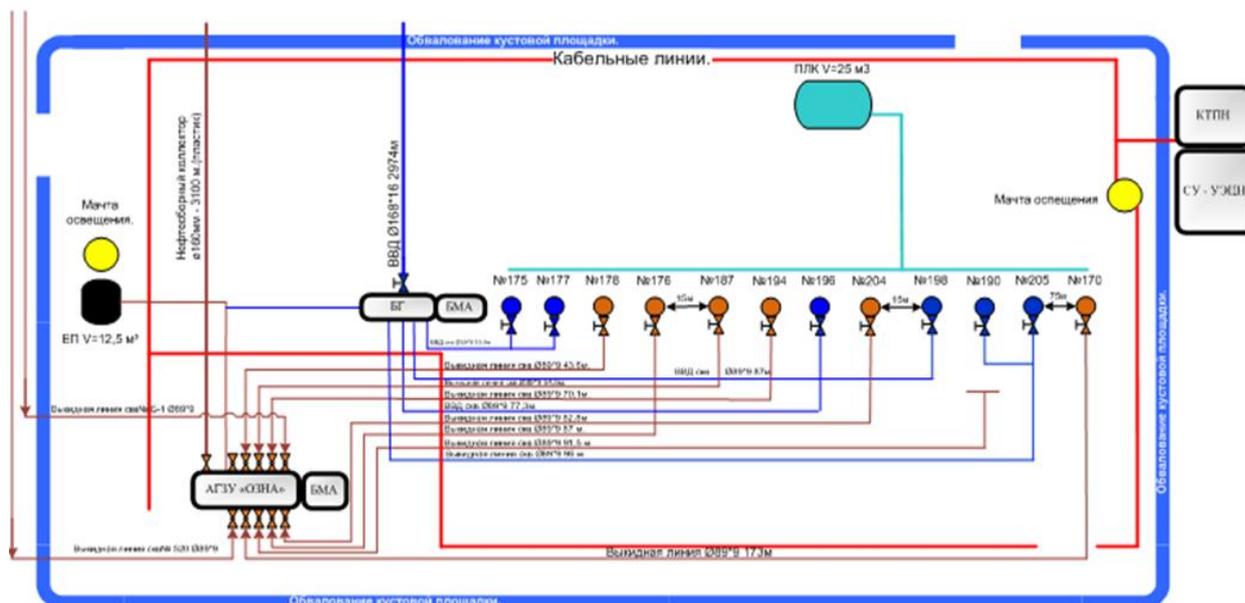


Рисунок 6 - Схема кустовой площадки

Кустовые площадки скважин предназначены для добычи углеводородного сырья, замера дебита его отдельных фаз (нефть, вода, газ) и подачи в нефтесборный коллектор до установки подготовки товарной нефти (УПН). Распределения, учета и подачи рабочего агента в пласт.

Для проведения вышеназванных операций на кустовых площадках размещаются следующие сооружения и технологическое оборудование:

- устьевые фонтанные арматуры скважин, укомплектованные регулирующей и запорной арматурой, контрольно-измерительными приборами в соответствии с утвержденными схемами;
- приустьевые рабочие площадки для обслуживания и исследования скважин;
- автоматизированные групповые замерные установки (АГЗУ);
- установки дозирования хим. реагентов;
- водораспределительные блоки (ВРБ);
- кустовые трансформаторные подстанции;
- энергетические распределительные устройства;

- кабельные линии электропередач;
- наземное электрооборудование для механизированного фонда скважин;
- дренажная система.
- силовые пункты 380/220В для подключения бригад КРС.

### **2.1.1 Технологический процесс добычи нефти**

Технологический процесс добычи нефти осуществляется двумя способами: фонтанным и механизированным.

При фонтанном способе продукция скважин поднимается на поверхность за счет собственной энергии нефтяного пласта и энергии расширяющегося при подъеме газа.

При механизированном способе добычи продукция скважин поднимается на поверхность за счет давления развиваемого скважинными погружными насосными агрегатами.

Продукция скважин поступает на вход автоматизированной групповой замерной установки (АГЗУ), где пофазно замеряется и далее, газожидкостная смесь направляется по нефтесборным трубопроводам до установки подготовки нефти (УПН). Подготовка нефти осуществляется на УПН месторождения X, производительностью 450 тыс.м<sup>3</sup>/год по жидкости. На УПН месторождения поступает сырая нефть с кустовых площадок месторождения для подготовки до требований ГОСТ Р 51858-2002 с целью подачи в напорный нефтепровод. Попутный газ месторождения X частично используется на собственные нужды промысла и поступает на УППНГ для дальнейшей утилизации.

Подтоварная пластовая вода, после отделения на УПН поступает на БКНС для последующей закачки в пласт.

С целью получения требуемых объемов технологической воды для подачи её в систему ППД месторождения X, используется подтоварная пластовая вода, отделяемая от продукции скважин на УПН, а также вода, добываемая электропогружными насосными агрегатами из водозаборных скважин.

На месторождении X технологическая вода добывается из водозаборных скважин низконапорными центробежными насосами и подается на УПН месторождения.

Для учета закачиваемой воды нагнетательный фонд скважин оборудован расходомерами, устанавливаемыми в кустовых ВРБ.

Технические средства и технологии подъема пластовой жидкости при фонтанном способе выбираются в зависимости от величины пластового давления и величины газового фактора скважины.

Технические средства и технологии подъема пластовой жидкости при механизированном способе выбираются в соответствии с продуктивными возможностями скважин.

## **2.2 Общая характеристика установки подготовки нефти**

Мощность УПН с учетом максимального развития составляет:

- по товарной нефти - 190 тыс. т/год
- по добыче жидкости - 450 тыс. м<sup>3</sup>/год
- по газу (газовый фактор 260 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> - до 60,4 млн. м<sup>3</sup>/год

На УПН последовательно проводятся следующие технологические операции:

- прием нефтегазоводяной смеси;
- сепарация нефти в две ступени;
- обезвоживание и обессоливание предварительно обезвоженной нефти в газонасыщенном состоянии с последующей ее сепарацией на концевой ступени;
- очистка от нефти и мехпримесей пластовой воды со второй ступени сепарации, из отстойника нефти и из резервуаров РВС в отстойнике воды;
- сжигание аварийных сбросов на факеле высокого и низкого давления;
- прием и учет товарной нефти;
- подача товарной нефти в промысловый нефтепровод (перспектива) или на баржу.

- Подача ПНГ на УППНГ посредством ДКС КСУ

Для проведения вышеназванных операций предусмотрен следующий состав сооружений УПН:

- 1) площадка подключения;
- 2) технологическая площадка в составе:
  - сепарационная установка
  - площадка отстойника нефти
  - площадка отстойников воды
  - блок измерительно-регулирующий (БИР);
  - площадка подогревателей;
  - насосная внутренней и внешней перекачки;
  - узел учета нефти;
  - резервуарный парк;
  - факельное хозяйство;
  - дренажные и аварийные емкости;
  - площадка подключения;
  - площадка фильтров;
  - блок реагентов;
  - стояк наливной;
  - склад-навес реагентов.

Таблица 9 - Экспликация оборудования к технологической схеме УПН

Поз.	Обозначение	Кол	Характеристика
С-1	Сепаратор неф тегазовый НГС-I-1,0-2400-2-И	1	Среда – нефть, попутный газ Qн=160-800м³/ч, Qг=93.500м³/ч, Pрас=1.0МПа, V=50м³
С-2	Сепаратор неф тегазовый со сбросом воды (НГСВ) НГСВ-I-1,0-2400-2-И	1	Среда – нефть, попутный газ, пластовая вода Pрас=1.0МПа, V=50м³
КС-1	Сепаратор неф тегазовый НГС-II-0.6-2000-2-И	1	Среда – нефть, попутный газ Pрас=0.6МПа, V=25м³
ОН-1	Отстойник неф ти	1	Среда – нефть, попутный газ, пластовая вода Pрас=0.9МПа, V=100м³
ОВ-1	Отстойник воды	1	Среда – нефть, вода Pрас=0.6МПа, V=50м³
ГС-1	Газосепаратор сетчатый ГС2-1,6-1200-2	1	Среда – природный газ, попутный нефтяной газ Pрас=1.6МПа, V=4м³
П-1, П-2	Пулевой подогреватель нефти ПП-0.63А	2	Q=1150 т/сут, Pрас=6.3 МПа
Н1/1, Н1/2	Агрегат насосный MSMA 10005 9BA Y240XV01	2	Производительность-105м³/ч, Напор-350м Мощность эл. двигателя-132кВт, n=3000 об/мин
Н2/1, Н2/2	Агрегат насосный ЦНС 60-99	2	Производительность-60м³/ч, Напор-99м Мощность эл. двигателя-32кВт, n=3000 об/мин
Н3/1, Н3/2	Агрегат насосный ГНУ	2	Производительность-80м³/ч, Напор-2100 м
Н4/1, Н4/2, Н4/3	Агрегат насосный ЦНС 38-44	3	Производительность-38м³/ч, Напор-44м
Р-1	Резервуар вертикальный стальной	1	V=2000 м³
Р-2, Р-3	Резервуар вертикальный стальной	2	V=1000 м³
РВ-1, РВ-2	Резервуар вертикальный стальной водяной	2	V=700 м³
Е-4, Е-1/1, Е-1/2	Емкость подземная дренажная	3	V=63 м³
Е-2,3, ЕК-1, ЕК-2	Емкость подземная дренажная	4	V=8 м³

Степень подготовки нефти на УПН соответствует требованиям ГОСТ Р 51858-2002.

Состав сооружений предназначен для подготовки нефти месторождений с транспортировкой ее по нефтепроводу Ду 100 мм на площадку подключения баржи или в нефтепровод для сдачи нефти в систему ОАО «Транснефть».

Применяемое оборудование – заводского изготовления, сертифицировано и имеет разрешение Ростехнадзора.

### 2.2.1 Описание технологического процесса

Технологическая схема УПН обеспечивает безопасную эксплуатацию, возможность ремонта, проведения необходимых исследований, замер продукции скважин ее разгазирование, сбор нефти и выдачу потребителю. Для возможности

сбора и сдачи добытой нефти предусмотрена сепарация и подготовка нефти до параметров, соответствующих ГОСТ Р 51858-2002 (при обводненности нефти до 96%). Продукция скважин с кустовых площадок по соответствующим линейным трубопроводам поступает на площадку подключения через соответствующие задвижки. На площадке подключения собран узел, представляющий собой коллектор с врезками подводящих трубопроводов (с учетом перспективы), располагаемый на открытой площадке. После площадки подключения нефтегазоводяная смесь поступает на площадку УПН на блок входных фильтров. Фильтры служат для улавливания пропанта, выносимого из скважин. Для улучшения процесса деэмульсации нефти и отделения пластовой воды, а также для борьбы с парафиноотложением и коррозией в трубопровод нефтегазоводяной смеси подается деэмульгатор и ингибитор парафиноотложения и коррозии с блока дозирования реагентов, установленного рядом с площадкой фильтров. Нефтегазоводяная смесь после фильтров по трубопроводу Ø200 мм поступает на технологическую площадку в сепаратор I ступени сепарации С1. На технологической площадке размещаются: сепарационная установка, площадка отстойника нефти и площадка отстойников воды. На сепарационной установке расположены нефтегазовые сепараторы первой ступени С1, второй ступени С2 и сепаратор конечной ступени сепарации КС1.

Неразгазированная нефть вначале поступает в сепарационный блок нефтегазовых сепараторов на 1-ую ступень, где происходит холодная сепарация нефти с выделением попутного нефтяного газа из жидкости. Сепаратор С1, стабилизируя нефтегазоводяной поток, служит для предварительного сброса газа, тем самым облегчая работу следующему за ним трехфазному сепаратору С2. В сепараторе С1 происходит отделение до 60% нефтяного газа от нефти. Давление в аппарате до 0,5 МПа изб. поддерживается клапаном К2 сбросом в газосепаратор ГС1. Уровень жидкости регулируется клапаном К1. При низком газовом факторе схемой предусмотрена работа, минуя первую ступень сепарации. Далее газоводонефтяная смесь поступает в один из подогревателей

нефти П1/2, где нагревается до температуры 30-55°С для улучшения процесса отделения воды от нефти. После П1/2 нефтегазоводяной поток направляется на вторую ступень сепарации в трехфазный сепаратор С2 для отделения от него пластовой воды и дальнейшего разгазирования (до 35% всего газа) при давлении до 0,4 МПа. Процесс обработки нефти в аппарате регулируется автоматически: в нефтесборном отсеке аппарата уровень нефти, в отстойном отсеке – уровень раздела «нефть – вода» регулируются клапанами. Давление в аппарате С2 поддерживается клапаном К4 на сбросе газа в коллектор на газосепаратор ГС1. Обезвоживание нефти в С2 обеспечивается до содержания воды в нефти не более 10%.

Для доведения нефти по содержанию воды до товарного качества (до 0,5%) проектом предусмотрен отстойник нефти поз. ОН1, нефть в который поступает через клапан К3. В отстойнике нефти, работающем в режиме 80% заполнения, за счет большого времени пребывания (до 1 часа) и создания условий повторного перемешивания жидкости в отстойнике обеспечивается достаточно полное отделение воды от нефти. Межфазный уровень «нефть – вода» регулируются клапаном К8. Давление в аппарате поддерживается клапаном К6 на уровне необходимом для поддержания газовой подушки, обеспечивающей передавливание подготовленной нефти в КС1 (до 0,18 МПа с учетом перепада высот между отстойником и концевым сепаратором КС1). Для возможности обессоливания нефти при содержании солей более требования ГОСТ, на вход ОН1 предусмотрен впрыск пресной воды в количестве до 3% от количества нефти.

Окончательное разгазирование нефти осуществляется в концевом сепараторе КС1 (давление насыщенных паров не более 500 мм рт.ст.). Давление в аппарате поддерживается минимально достаточным для вывода газов на факел низкого давления, но не более 0,005 МПа. Уровень в аппарате до 0,6Д поддерживается регулирующим клапаном К9.

После клапана, товарная нефть направляется через электрозадвижку 4эз в резервуар товарной нефти РЗ. Обвязка резервуаров выполнена таким образом, что каждый резервуар может быть как сырьевым, так и товарным.

Далее товарная нефть через электрозадвижки эз5 или эз7 поступает в насосную внешней перекачки на всас насосов Н1,2 для подачи ее через оперативный узел учета на стояк налива нефти в автоцистерны или в трубопровод на баржи, или в нефтепровод на сдачу.

В узле учета нефти и после ОН1 установлен поточный влагомер для контроля обводненности нефти. Кондиционная нефть из КС1 подается в резервуары товарной нефти или, при высокой обводненности минуя КС1, из ОН1 в сырьевые резервуары Р1,2 по коллектору некондиционной нефти. Нефть в резервуарах дополнительно отстаивается от воды. Степень обезвоживания нефти в резервуаре РЗ достигает  $0,2 \div 0,5\%$ , а в резервуарах Р1,2 до  $0,5 \div 3\%$ .

Откачка товарной нефти производится с уровня в резервуарах выше 5 м (согласно произведенным анализам), а из резервуара РЗ с уровня 0,5 м. Предусмотрена возможность работы насосов внутренней перекачки некондиционной нефти из резервуаров с уровня выше 0,5 м в отстойник нефти или из аварийного резервуара в целый. Водяная «подушка» в резервуарах Р1/2 поддерживается на уровне 2-3 м. В резервуарах предусмотрен контроль межфазного уровня. Подтоварная вода выводится из резервуаров по трубопроводу Ду 150 в дренажную емкость Е4 ( $V=63$  м<sup>3</sup>). Вода из емкости Е4 откачивается погружным насосом на вход отстойника нефти ОН1 при большом содержании нефти или во входной коллектор отстойников воды ОВ1.

Пластовая вода после трехфазного сепаратора II ступени сепарации и отстойника нефти направляется на очистку в аппарат очистки воды ОВ1, а в аварийных ситуациях в нефтеуловитель и далее в один из резервуаров накопителей поз. РВ 1/2.

Очистка пластовой воды, а также производственно-дождевых стоков, подаваемых в аппарат ОВ1, до необходимой степени – 20 мг/л по нефти и 15 мг/л по мехпримесям, производится в одну стадию с помощью гидрофобной

технологии очистки воды. Технология основана на способности капель воды очищаться от примесей нефти и взвешенных твердых частиц при прохождении через гидрофобный фильтр. В качестве фильтра используется слой нефти достаточной толщины (~ 0,5 м) находящийся на поверхности воды. Подача воды в аппарат выполнена сбоку через перфорированное распределительное устройство непосредственно в гидрофобный слой, при осаждении (фильтрации) через который, происходит абсорбция взвешенных частиц и нефти нефтяным слоем.

Давление в аппарате поддерживается до 0,5-0,8 кгс/см<sup>2</sup>. Сброс избытка газа осуществляется на факел низкого давления. В отстойниках предусматривается автоматическое регулирование уровней нефти и воды с помощью клапанов К 10 и К 11. Нефть из отстойника очистки воды ОВ1 периодически по уровню выводится в подземную емкость Е-1 с дальнейшей откачкой погружным насосом на вход отстойника нефти ОН1.

Очищенная пластовая вода из ОВ1 подается в сборный коллектор всаса технологической насосной воды и далее перекачивается через фильтры тонкой очистки в резервуары накопителя поз. РВ1/2. Нефтяная пленка из РВ1/2 периодически по мере накопления выводится в подземную емкость Е3.

После резервуаров накопителей, очищенная до необходимой степени – 5 мг/л по нефти и 5 мг/л по мехпримесям, вода поступает во всасывающий коллектор БКНС, сжимается насосами поз. НЗ/1,2,3 и подается по коллектору высокого давления ( $P_{\text{раб}}=20$  МПа) в напорный трубопровод высокого давления, откуда распределяется по кустовым площадкам.

Нефтяной газ после I и II ступеней сепарации по сборному коллектору поступает в газосепаратор ГС1. Газ, после дополнительной очистки от капельной влаги в газосепараторе ГС1 (остаточное содержание до 0,015 г/м<sup>3</sup>), поступает на блок подготовки попутного нефтяного газа. Из сборного коллектора часть подготовленного газа используется на собственные нужды, на сжигание в котельных, в качестве топливного газа на газопотребляющих электростанциях с целью выработки электроэнергии и для подогревателей нефти П1/2, факелов

высокого и низкого давления и в качестве продувочного газа в факельных коллекторах. Избыток газа по давлению «до себя» клапаном К14 автоматически сбрасывается на факел высокого давления. Для повышения надежности параллельно К14 предусмотрена установка клапана прямого действия типа 21с 12нж. Замер расходов газа производится на узле учета газа, расположенном в блоке БИР, с выводом показаний в операторную. Для удобства обслуживающего персонала в блоке также установлена вся основная регулирующая арматура УПН.

Защита технологических процессов сепарации осуществляется предохранительными клапанами. Давление срабатывания клапанов установлены с учетом п. 5.5.9 «Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением» (ПБ 03 -576-03).

Постоянный и аварийный сброс газов I и II ступени сепарации, газосепаратора ГС1 и от их предохранительных клапанов осуществляется в факельный коллектор высокого давления. На факел низкого давления поступают постоянные и аварийные сбросы от КС1, ОН1, ОВ1 и С3.

В начало факельных коллекторов предусматривается подача продувочного газа. Продувочный газ подается в факельные коллектора для предотвращения образования взрывоопасной смеси в факельной системе. Предусмотрен контроль за подачей продувочного газа с сигнализацией в операторной при минимально-допустимом расходе.

Весь процесс работы в основном автоматизирован с использованием необходимых локальных контрольно-измерительных приборов и датчиков, а также средств управления на базе программируемых контроллеров, ЭВМ, регулирующих клапанов и задвижек с электроприводом.

### **2.3 Общая характеристика установки подготовки попутного нефтяного газа**

ПНГ отличаются от газов извлекаемых с газоконденсатных месторождений большим содержанием пропана, бутанов и более тяжелых

углеводородов. В зависимости от этой характеристики они условно разбиты на три категории: «бедные», содержащие до 50 г/м<sup>3</sup> углеводородов, средней жирности 50–400 г/м<sup>3</sup> и «жирные» – свыше 400 г/м<sup>3</sup>. Наиболее тяжелая часть нефтяных газов (пентаны и более тяжелые углеводороды C<sub>5</sub>+) входит в состав бензина. Содержание этой фракции в нефтяных газах достигает более 10 % об. и зависит не только от химической природы нефти, но и от температурных условий в залежи: чем выше температура, при которой происходит извлечение нефти из залежи, тем более насыщен нефтяной газ парами тяжелых углеводородов. Высокое содержание в нефтяных газах тяжелых углеводородов (от 100 до 1200 г/м<sup>3</sup>) определяет их ценность как источника химического сырья и, соответственно, сырья для отбензинивания. [к2]

В таблице 10 представлен компонентный состав попутного нефтяного газа добываемого из некоторых скважин на НГКМ X.

Таблица 10 - Компонентный состав попутного нефтяного газа

	A	B	C	D	E	F
1						
2	№ скважины	506/ф	506/ф	506/э	506/э	506/э
3	Дата отбора пробы	22.11.2021	11.11.2021	28.10.2021	18.10.2021	06.10.2021
4	Определяемая характеристика	Результат испытания	Результат испытания	Результат испытания	Результат испытания	Результат испытания
5	Метан (молярная доля, %)	73,7	83,3	72,4	72,8	80,9
6	Этан (молярная доля, %)	8,2	6,6	8,9	8,2	7,5
7	Пропан (молярная доля, %)	8,73	4,75	9,4	8,19	5,7
8	Изобутан (молярная доля, %)	1,57	0,52	1,61	1,34	1,02
9	н-Бутан (молярная доля, %)	2,61	0,61	2,56	2,31	1,79
10	Изопентан (молярная доля, %)	0,52	0,048	0,466	0,97	0,49
11	н-Пентан (молярная доля, %)	0,52	0,0411	0,445	1,15	0,5
12	Неопентан (молярная доля, %)	0,0084	0,001	0,0076	0,091	0,0065
13	Гексаны (молярная доля, %)	0,336	0,0434	0,52	1,391	0,27
14	Гептаны (молярная доля, %)	0,081	0,0103	0,093	0,098	0,0325
15	Октаны (молярная доля, %)	0	0	0	0	0
16	Бензол (молярная доля, %)	0,037	0,003	0,0294	0,045	0,0181
17	Толуол (молярная доля, %)	0,0258	0,0031	0,0222	0,0138	0,0073
18	Диоксида углерода (молярная доля, %)	1,8	1,72	1,85	1,78	0
19	Гелий (молярная доля, %)	0,0131	0,0167	0,011	0,0097	0,0013
20	Водород (молярная доля, %)	0,0023	0,0421	0,0015	0,0101	0,0257
21	Кислород (молярная доля, %)	0,0051	0,0073	0,0049	0,0037	0,0054
22	Азот (молярная доля, %)	1,79	2,24	1,64	1,7	1,7
23	Дебит газа м3/ч	3904	2942	2443	1827	658
24	Дебит газа м3/сут	93703	70617	58624	43836	15782
25	Диаметр штуцера, мм	16	15	65	65	65
26	Выработка СОГ м3/сут	76743	63485	47661	35507	13951
27	Выработка СПБТ м3/сут	12584	4186	8228	5615	1420
28	Выработка СГК м3/сут	4328	2915	2711	2758	405
29						

Кроме углеводородов, нефтяной газ может содержать капельную влагу, сероводород, диоксид углерода, азот и другие газы. Наличие в газе этих примесей отрицательно влияет на состояние оборудования и коммуникаций, приводит к осложнениям при транспорте газа и нередко делает невозможным использование газа как топлива или химического сырья без предварительной их обработки. Углеводороды могут находиться в нефтяном газе, как в газообразном, так и в жидком состоянии. Количество жидких углеводородов зависит от давления и температуры газа. Конденсирующиеся углеводороды могут создать в трубопроводе жидкостные пробки. Капельная влага образует с углеводородами гидраты, которые снижают пропускную способность или полностью

закупоривают газопроводы. Сероводород и диоксид углерода вызывают коррозию оборудования, арматуры и труб [2]

Установка предназначена для подготовки попутного нефтяного газа с целью получения сухого отбензиненного газа (СОГ) и извлечения товарных продуктов: таких как технический пропан-бутан (СПБТ) и конденсат газовый стабильный. Товарные продукты (СПБТ и КГС) направляются на склады хранения, которые имеют в своем составе девять буллитов по 200 м<sup>3</sup> и два по 100 м<sup>3</sup> соответственно. С парка хранения ПБФ и конденсата газового стабильного через систему налива отпускаются потребителю посредством автомобильного транспорта, дорога для вывоза продукта круглогодичная. СОГ направляется в трубопровод протяженностью 46,6 км для дальнейшей транспортировки и передачи в магистральную трубопроводную систему АО «Томск Транс Газ», через СИКГ (система измерения количества газа), а также расходуется на собственные нужды УППНГ и используемые объекты общезаводского хозяйства.[3]

Производственная мощность УППНГ по перерабатываемому газу составляет номинально 90 млн. нм<sup>3</sup> в год, диапазон производительности 50-110% от номинала.

Номинальная часовая производительность по перерабатываемому сырью принята:

- газ первой ступени сепарации – 9740 нм<sup>3</sup>/ч (10003,2 кг/ч);
- газ второй ступени сепарации (КСУ) – 974 нм<sup>3</sup>/ч (2283,3 кг/ч).

Производственная мощность УППНГ по товарным продуктам:

- СОГ – 8471,64 нм<sup>3</sup>/ч (7022,6 кг/ч);
- пропан-бутан – 8,031 м<sup>3</sup>/ч (4029,3 кг/ч);
- фракция газового бензина – 1,864 м<sup>3</sup>/ч (1146 кг/ч); 27 500 кг/сут.

Потери при продувках и сбросах – 110,15 нм<sup>3</sup>/ч (88,6 кг/ч)

Производственная мощность УППНГ по товарным продуктам фактическая при загрузке УППНГ по ПНГ на 106%:

- СОГ – 8 600 нм<sup>3</sup>/ч; 206,4 нм<sup>3</sup>/сут. - 110% от проектной мощности

- пропан-бутан –2 900 кг/ч; 69,6 т/сут. - 71,6% от проектной мощности
- фракция газового бензина –541 кг/ч; 13 т/сут. - 50% от проектной мощности

Потери при продувках и сбросах – 110,15 нм<sup>3</sup>/ч (88,6 кг/ч)

Номенклатура товарной продукции УППНГ:

- сухой отбензиненный газ по СТО Газпром 089-2010;
- пропан-бутан (пропан-бутан технический ПБТ, пропан-бутан автомобильный ПБА), соответствующий требованиям ГОСТ Р 52087-2018 «Газы углеводородные сжиженные топливные»
- фракции газового бензина по ТУ 0272-020-00148300-06 (Конденсат газовый стабильный ГОСТ Р 54389).

### 2.3.1 Описание технологического процесса и технологической схемы установки подготовки попутного нефтяного газа

На установку подготовки попутного нефтяного газа поступает попутный газ с концевой ступени сепарации и второй ступени сепарации попутного нефтяного газа. Попутный нефтяной газ с концевой ступени сепарации дожимается до давления 0,3 МПа (изб.) и объединяется с попутным нефтяным газом со второй ступени сепарации. [3]

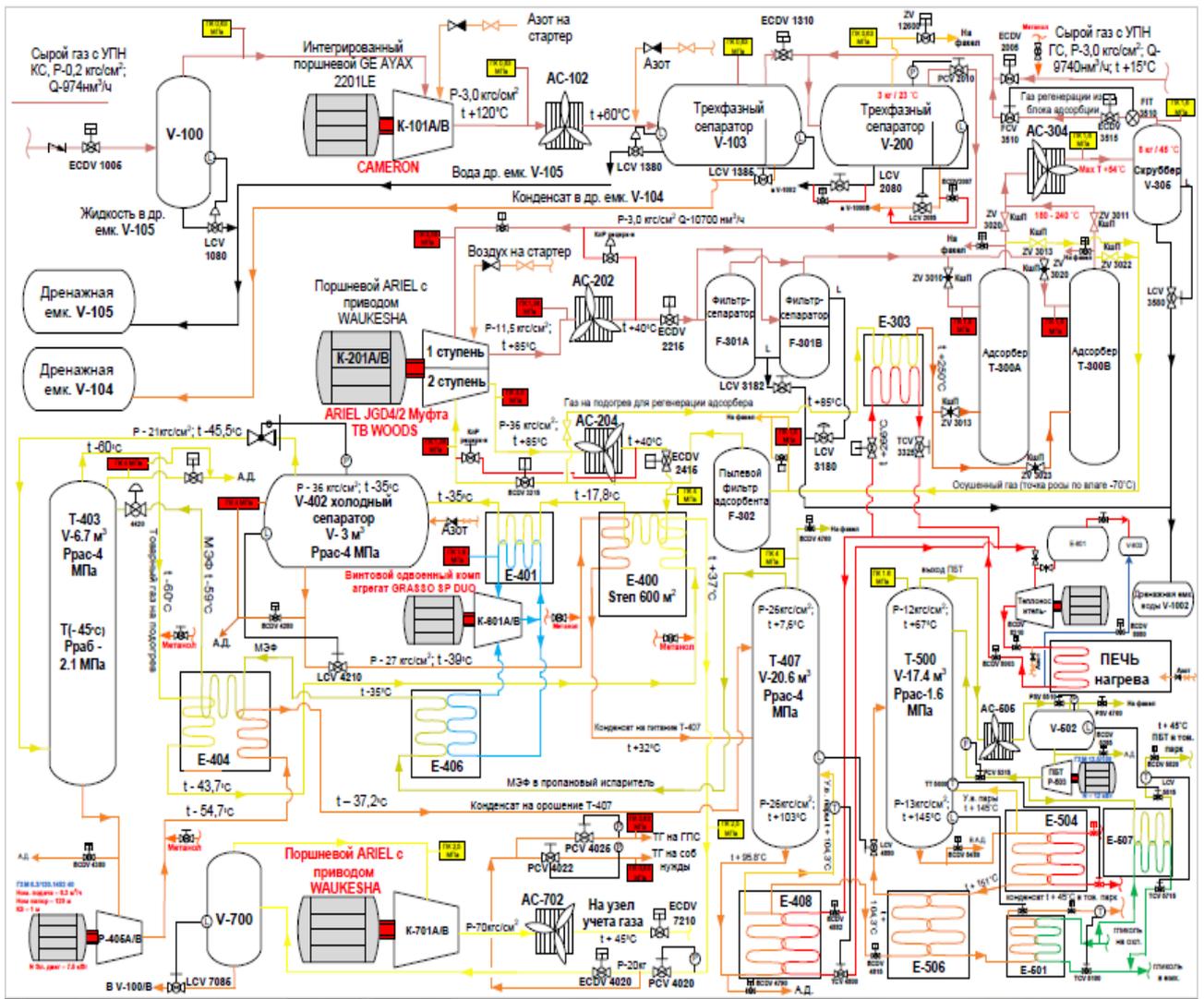


Рисунок 7- Принципиальная схема установки подготовки попутного нефтяного газа

Объединенный поток попутного нефтяного газа сжимается в первой ступени компрессора К-201 А/В и подается на вход в блок осушки. Из блока осушки осушенный попутный нефтяной газ направляется на вторую ступень

компрессора К-201 А/В, а газ регенерации на первую ступень компрессора К-201 А/В.[3]

Осушенный до точки росы минус 70 °С по влаге газ из блока осушки направляется в блок низкотемпературного разделения, где осуществляется разделение осушенного потока сырьевого газа на сухой отбензиненный газ и фракцию углеводородов  $C_{3+}$ . Сухой отбензиненный газ из блока низкотемпературного разделения поступает в компрессор К-701 А/В, где компримируется до давления 5 МПа (изб.) и направляется по трубопроводу на границу установки для дальнейшего транспортирования в качестве товарного продукта. Технологией предусмотрен отбор части СОГ из блока низкотемпературного разделения на собственные нужды (в качестве топливного газа для печи блока нагрева промежуточного теплоносителя и для приводов компрессоров К-201 А/В, К-701 А/В), а также на нужды ГПЭС УПН.[3]

Фракция  $C_{3+}$  из блока низкотемпературного разделения направляется в блок дебутанизации. В колонне-дебутанизаторе производится разделение фракции  $C_{3+}$  на фракцию конденсата газового стабильного (нижний продукт) и сжиженный ПБТ (верхний продукт). Товарные продукты из блока дебутанизации направляются в парк СК и ПБФ с последующей реализацией потребителю.[3]

- Секция 100 - блок дожимных компрессоров сырьевого газа КСУ предназначен для сжатия попутного нефтяного газа с концевой ступени сепарации УПН;
- Секция 200 - блок компрессоров сырьевого газа предназначен для сжатия попутного нефтяного газа УПН НГКМ первой ступени сепарации и второй ступени сепарации, а также для обеспечения циркуляции газа регенерации адсорбционной осушки;
- Секция 300 - блок адсорбционной осушки газа предназначен для удаления из сырьевого газа воды и подготовке сырьевого газа к подаче в блок низкотемпературного разделения;

- Секция 400 - блок низкотемпературного разделения предназначен для разделения сырьевого газа на сухой отбензиненный газ и фракцию жидких углеводородов (ШФЛУ);
- Секция 500 - блок дебутанизации предназначен для разделения ШФЛУ на СБПТ и фракцию газового бензина;
- Секция 600 - блок пропановой холодильной установки предназначен для охлаждения потоков газа в пропановых испарителях (чиллерах) блока низкотемпературного разделения;
- Секция 700 - блок дожимных компрессоров СОГ предназначен для сжатия сухого отбензиненного газа из блока низкотемпературного разделения до требуемого давления;
- Секция 800 - блок нагрева промежуточного теплоносителя предназначен для нагрева теплоносителя, обеспечивающего ведение технологического процесса на установке и регенерации цеолита блока адсорбционной осушки;
- Секция 1000 - блок аварийно-дренажных емкостей предназначен для аварийного и планового опорожнения оборудования УППНГ от углеводородных жидкостей и воды;
- Секция 1100 блок вспомогательных инженерных систем состоит из ресивера воздуха КИП, который предназначен для обеспечения часового запаса воздуха КИП;
- Секция 1400 - блок комплексного охлаждения предназначен для охлаждения производственных потоков и технологического оборудования установки.
- ОЗХ (объекты общезаводского хозяйства) предусматривается:
  - подача сухого осушенного газа (СОГ) от технологической установки подготовки попутного нефтяного газа (УППНГ) на узел учета газа перед подачей в газопровод;
  - прием и хранение в резервуарном парке товарной продукции УППНГ: сжиженного углеводородного газа (СУГ, СПБТ) и стабильного газового бензина (БГ, СГК);

- отгрузка и учет товарной продукции (сжиженный пропан-бутан, газовый бензин), отпускаемой в специальные передвижные средства (автоцистерны);
- одорирование сжиженного углеводородного газа в процессе налива в автоцистерны;
- откачка газового бензина (стабильного газового конденсата) в существующий резервуарный парк УПН НГКМ;
- утилизация аварийных и периодических сбросов газа от УППНГ и резервуарного парка СУГ на вертикальной факельной установке;
- подача сырьевого и топливного газа от существующей площадки УПН НГКМ до технологической площадки УППНГ. На площадке подключения комплекса общезаводского хозяйства УППНГ предусмотрен замер количества поступающего сырьевого газа.;
- обеспечение технологической площадки УППНГ и объектов общезаводского хозяйства азотом от азотной воздушной станции для нужд пожаротушения и продувки оборудования и воздухом для технологических нужд и управления запорно-регулирующей арматурой;
- снабжение технологической площадки УППНГ метанолом для исключения образования гидратов в период пуска технологического оборудования;
- сбор дренажей от технологического оборудования и площадок в подземные дренажные емкости с последующей откачкой автотранспортом и вывозом на УПН либо возвратом в технологический процесс;
- отвод углеводородных газов на свечу рассеивания при проведении продувок технологического оборудования азотом при выводе в ремонт;
- обеспечение технологической площадки УППНГ тепловой энергией (сетевой водой от котельной) а также создание аварийного запаса топлива для котельной.

[3]

### **3. ОБОСНОВАНИЕ ВВОДА В ЭКСПЛУАТАЦИЮ УСТАНОВКИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА С УЧЕТОМ ОСОБЕННОСТЕЙ И ПЕРСПЕКТИВ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ «Х»**

#### **3.1 Метод адсорбции**

На рассматриваемой установке подготовки попутного нефтяного газа основным процессом осушки попутного нефтяного газа является метод физической адсорбции.

Сам процесс адсорбции производится путём пропускания газового потока через неподвижный слой адсорбента (динамическая адсорбция). В таких условиях поглощение компонентов из газового потока происходит по каналам, образующимися между гранулами адсорбента, и ограничиваются адсорбционной емкостью слоя. Согласно теории Н.А. Шилова, которая была подтверждена экспериментально, насыщение адсорбента происходит послойно. При прохождении газового потока через слой адсорбента сначала происходит полное насыщение нижнего участка слоя адсорбента, после чего газовый поток проходит через этот участок без изменения, а зона поглощения постепенно перемещается в направлении движения газового потока. После насыщения всего слоя происходит «проскок» всех компонентов через слой адсорбента. Время от начала пропуска газа до «проскока» называется динамической активностью слоя. В качестве адсорбентов в процессах осушки и очистки газа от меркаптанов используют оксид алюминия, активированные угли, силикагели и цеолиты.[5]

Оксид алюминия- самый дешёвый адсорбент, устойчив по отношению к капельной влаге и обеспечивает точку росы минус 60 °С при высоком влагосодержании газа. Главный недостаток этого адсорбента в том, что у него повышенная склонность адсорбировать углеводороды, при этом происходит быстрое насыщение и требуется частая регенерация. При этом высокая температура регенерации вызывает спекание и перекристаллизацию оксида алюминия. Поэтому  $Al_2O_3$  целесообразней использовать только в качестве защитного слоя для цеолитов. Применение силикагелей на постоянно

действующих установках по подготовке ПНГ считается не целесообразным и дорогостоящим, в виду того, что адсорбционная способность последних зависит от размера их пор: чем меньше размер пор, тем больше адсорбционная активность. Но мелкопористые силикагели дороже и быстро разрушаются в присутствии капельной влаги. Силикагели так же как и оксид алюминия, адсорбируют углеводороды, причём на стадии регенерации легкие углеводороды десорбируются полностью, а тяжёлые углеводороды – не полностью. Исходя из вышеизложенного приходим к выводу, что цеолиты имеют большое преимущество по сравнению с адсорбентами описанными выше. Это преимущество заключается в их способности избирательно поглощать сероводород, меркаптаны и тяжёлые сернистые соединения из потоков газа. Цеолиты имеют входные окна и полости в молекулярной решётке, размеры которых строго постоянны. Благодаря правильной структуре цеолиты обладают уникальной способностью разделять молекулы по их размерам, т.е. обладают молекулярно - ситовым эффектом, поэтому их называют молекулярными ситами. Кроме того, в кристаллах цеолитов высокое содержание воды, которая удаляется из кристаллов при нагревании их до 300 °С. В обезвоженном состоянии кристаллическая решётка обладает высокой адсорбционной способностью по отношению к парам воды и газам. [5]

### **3.1.1 Блок адсорбционной осушки**

- двух адсорберов Т-300А/В, заполненных несколькими слоями адсорбента, предназначенных для осушки газа;
- скруббера газа регенерации V-305, предназначенного для отделения влаги от газа регенерации.
- охладителя газа регенерации АС-304, предназначенного для охлаждения газа регенерации;

На рисунке 8 представлена схема блока адсорберов используемого для осушке попутного нефтяного газа на УППНГ.

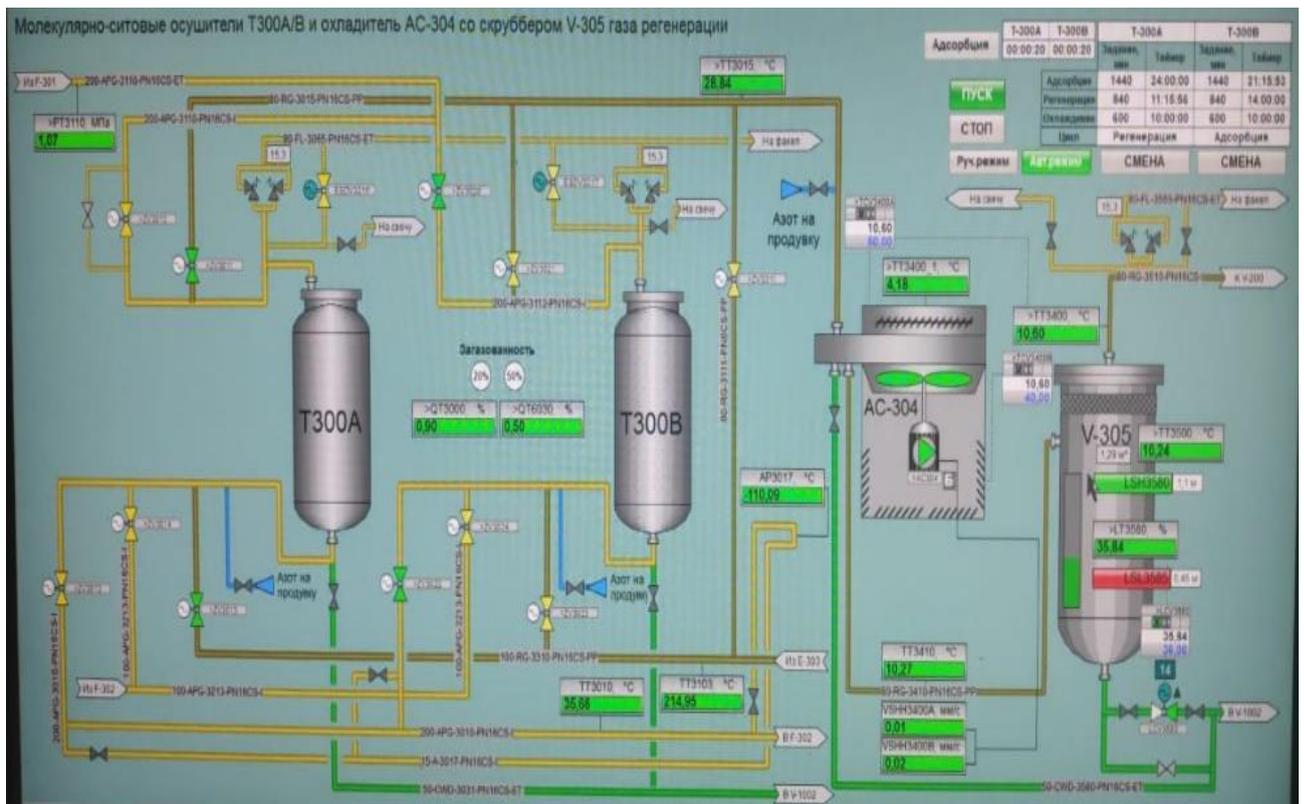


Рисунок 8 - Схема блока адсорберов

- входного фильтра-сепаратора F-301, который предназначен для тонкой очистки газа, поступающего на осушку, от механических примесей и капельной жидкости;
- пылевого фильтра входного газа F-302, предназначенного для очистки осушенного газа от пыли адсорбента, которая образуется в результате истирания адсорбента;
- подогревателя газа регенерации E-303, предназначенного для подогрева газа регенерации;

На рисунке 9 представлена схема очистки газа регенерации, входящая в состав блока адсорберов.

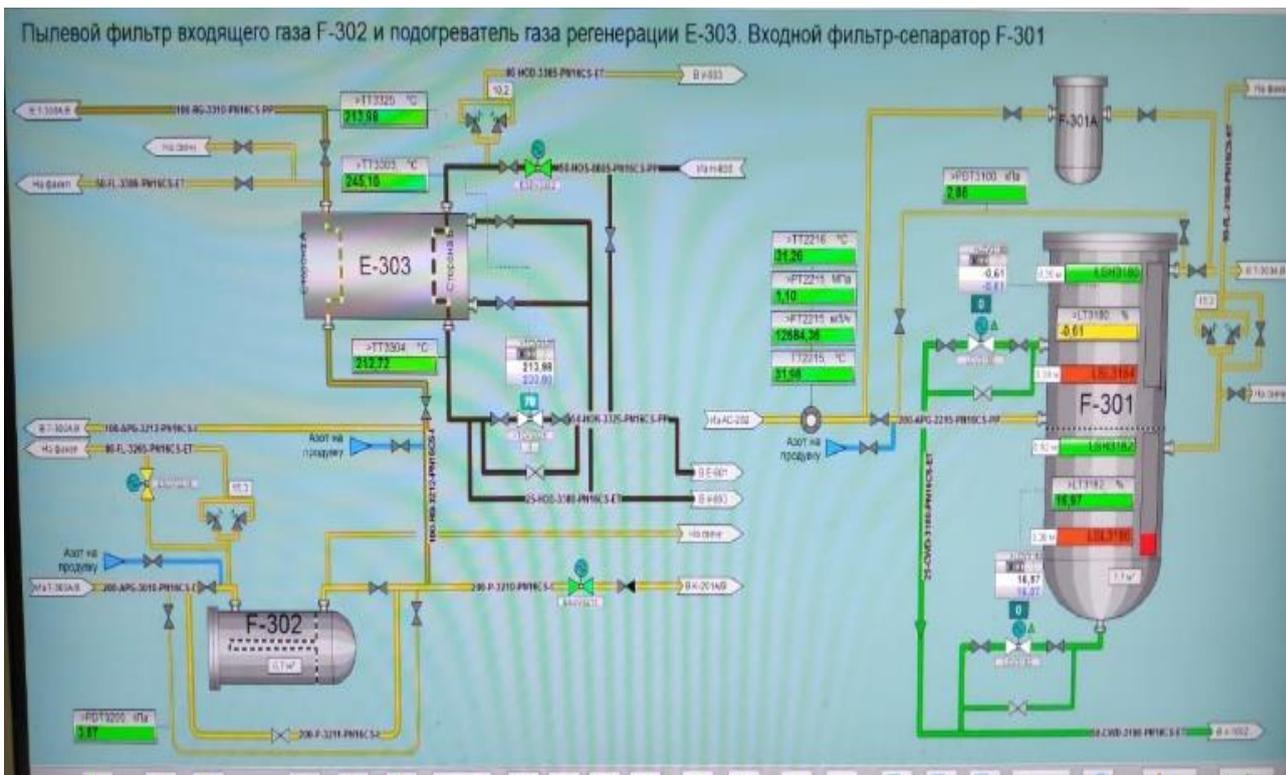


Рисунок 9- Схема очистки и подогрева газа регенерации

### 3.1.2 Краткое описание используемых материалов

Синтетический цеолит специального назначения КА-НПГ применяется для глубокой осушки нефтяного попутного и природного газов.

Эксплуатационные характеристики: высокая механическая прочность, низкий коэффициент пыления, высокая емкость по сорбируемым компонентам, высокая селективность.

Адсорбент с защитным слоем наноструктурным слоем NaFH представляет собой цеолиты на гранулы адсорбента которых нанесен наноструктурный защитный слой, состоящий из кристаллических силикатов. Толщина защитного слоя составляет 40-85 нм. Эксплуатационные характеристики: высокая механическая прочность, низкий коэффициент пыления, высокая емкость по сорбируемым компонентам. Наноструктурный слой способствует более высокой скорости десорбции воды из гранул во время процесса регенерации адсорбента.

В таблице 11 приведены массовые показатели засыпки адсорбента.

Таблица 11. Массовые показатели засыпки адсорбента по слоям

Наименование и техническая характеристика или ссылка на стандарт, ТУ	Годовой расход	Часовой расход	Едино-врем. загрузка	Спец. требования по хранению	Прим.
Осушители Т-300А,В:				Хранить в крытых, сухих помещениях в плотно закрытой таре	Замена 1 раз в три года
-цеолит КА-НПГ размер гранул 2,9 мм	29870 кг <sup>2</sup>		29000 кг		
-адсорбент с защитным слоем NaFH, размер гранул 2,9 мм	2719 кг <sup>1</sup>		2640 кг		
-керамические шары, Ø12 мм	1895 кг <sup>1</sup>		1840 кг		
-керамические шары, Ø20 мм	8364 кг <sup>1</sup>		8120 кг		

В таблице 12 расписана поэтапна засыпка адсорбента.

Таблица 12. Поэтапная засыпка адсорбента

Адсорбер Т-300 А/В Вместимость 26,5 м <sup>3</sup>			
Засыпка т-300 А, %	Засыпка т-300 В, %	V засыпки, м <sup>3</sup>	Примечание
10 (14.09.20) КШ D-20 мм	10 (13.09.20) КШ D-20 мм	2.1	Общая высота засыпки 7000 мм
20 (14.09.20) КШ D-20 мм	20 (13.09.20) КШ D-20 мм	4.2	Диаметр аппарата 1900
30 (15.09.20) Цеолит	30(18.09.20) Цеолит	6.3	Цеолит КА НПГ - 29 т/38.4 м <sup>3</sup>
40 (15.09.20) Цеолит	40(19.09.20) Цеолит	8.4	Адсорбент NaFH- 2.64 т
50 (15.09.20) Цеолит	50(19.09.20) Цеолит	10.8	Керам. шары -12 мм – 1.84 т
60 (15.09.20) Цеолит	60(20.09.20) Цеолит	12.9	Керам. шары -20 мм – 8.12 т
70(16.09.20) Цеолит	70(21.09.20) Цеолит	15	
80(16.09.20) Цеолит	80(21.09.20) Цеолит	17.1	
90(16.09.20) Цеолит	90(21.09.20) Цеолит	19.2	Всего - 41.6 т /43.2 м <sup>3</sup>
100(17.09.20) NaFH+КШ D-12-20мм	100(21.09.20) NaFH+КШ D-12-20мм	21.6	

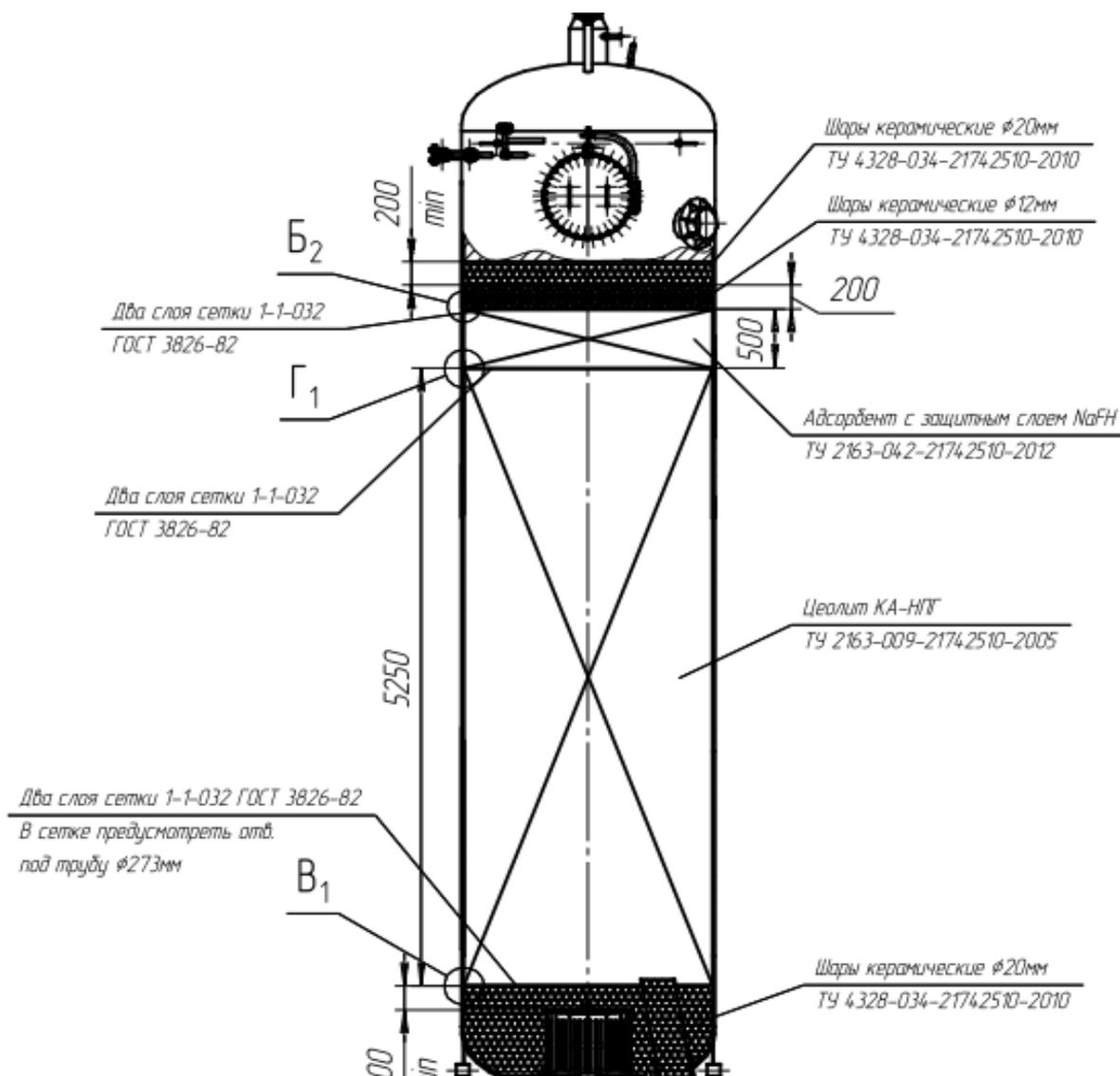


Рисунок 10 - Схема засыпки адсорбента

### 3.1.3 Краткое описание работы блока адсорберов

Газ после первой ступени компрессора К-201А/В с давлением 1,11 МПа и температурой +45 °С поступает во входной фильтр-сепаратор F-301, предназначенный для очистки газа от механических примесей и капельной влаги с тонкостью фильтрации 0,3 мкм. Выделившаяся жидкость из фильтра F-301 через клапаны-регуляторы уровня и направляется в дренажную емкость воды V-1002. После фильтра F-301 газ направляется на осушку в два попеременно работающих адсорбера Т-300А/В, заполненных цеолитом. При прохождении

газа через слой цеолита влага, содержащаяся в газе, адсорбируется и на выходе из адсорбера точка росы газа по влаге составляет не более минус 70 С. Адсорберы работают попеременно, один находится в цикле адсорбции (6 часов), другой в это время находится на регенерации (3 часа) и дальнейшем охлаждении (3 часа), полный цикл работы одного адсорбера составляет 12 часов. Осушенный газ после адсорберов очищается от пыли адсорбента в фильтре F-302, и направляется на вторую ступень сжатия компрессора К-201А/В Блока компрессоров сырьевого газа. Часть осушенного газа используется для регенерации адсорбента.

Газ регенерации нагревается до температуры +250 °С в теплообменном аппарате, подогревателе газа регенерации Е-303, путем теплообмена с горячим теплоносителем с температурой +266 °С. Выходящий из адсорбера влажный газ регенерации охлаждается в аппарате воздушного охлаждения АС-304. При охлаждении из потока газа конденсируется влага, которая отделяется в скруббере газа регенерации V-305. Аппарат АС-304 заказывается в специальном исполнении с учетом термоциклирования, с рециркуляцией воздуха. Выделившаяся в скруббере газа регенерации влага направляется в дренажную емкость воды V-1002 через клапан. Газ из скруббера V-305 направляется во входной трехфазный сепаратор V-200 Блока компрессоров сырьевого газа. Расход газа регенерации регулируется клапаном FCV-3510, расположенным в Блоке компрессоров сырьевого газа.

УППНГ на НГКМ Х запущена в эксплуатацию в феврале 2021г., и нареканий в работе блока адсорбции не имеет. Исходя из данных по анализам отобранных проб, проведенных в химической лаборатории НГКМ Х и показаниям поточного хроматографа, установленного на месте врезки в МГ АО «Томск Транс Газ», СОГ поставляемый потребителю от УППНГ НГКМ «Снежное», соответствует СТО Газпром 089-2010.

## 4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

### 4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

В основной части выпускной квалификационной работы с помощью программы UniSim Design была построена модель установки подготовки нефти месторождения X в Томской области. Результатом моделирования УПН месторождения X является точное описание ее работы – установление параметров материальных потоков и работы аппаратов, что в дальнейшем позволяет провести обоснованную модернизацию работы установки подготовки нефти.

Таким образом, для дальнейших расчетов примем следующее:

– продукт: установка подготовки нефти.

–целевой рынок: предприятия нефтеперерабатывающей отрасли промышленности.

Современные технические решения, использованные в конструкции установок, позволяют значительно сократить объемы аппаратов и их металлоемкость, совместить в одном модуле несколько технологических процессов и повысить качество подготовки нефти.

Таблица 13 – Карта сегментирования рынка

	Вид исследования: установка подготовки нефти (УПН)		
	Расчет параметров работы УПН	Построение модели работы УПН в программе UniSim Design	Модернизация работы УПН

Размер компании	Крупные			
	Средние			
	Мелкие			

 *Фирма А*    
 *Фирма Б*    
 *Фирма В*

Установки подготовки нефти необходимы для проведения предварительного разделения добываемой на скважинах продукции на газ, нефть, пластовую воду с последующей очисткой и замером. Таким образом осуществляется подготовка нефти до значений ГОСТ Р 51858-2002. При этом по степени подготовки нефть разделяют на первую, вторую и третью группы в зависимости от глубины ее очистки.

#### 4.1.1 Анализ конкурентных технических решений

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, проводится систематически, поскольку рынки пребывают в постоянном движении. Такой анализ помогает вносить коррективы в научное исследование, чтобы успешнее противостоять своим соперникам. Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов.

С этой целью может быть использована вся имеющаяся информация о конкурентных разработках:

- технические характеристики разработки;
- конкурентоспособность разработки;
- уровень завершенности научного исследования (наличие макета, прототипа и т.п.);
- бюджет разработки;
- уровень проникновения на рынок;
- финансовое положение конкурентов, тенденции его изменения и т.д.

Таблица 14 – Оценочная карта для конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		проект	Кон-т 1	Кон-т 2	проект	Кон-т 1	Кон-т 2
1	2	3	4	5	6	7	8
<b>Технические критерии оценки ресурсоэффективности</b>							
1. Способствует росту производительности труда	0.1	5	4	5	0.5	0.4	0.5
2. Удобный в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0.06	5	4	4	0.3	0.24	0.24
3. Коррозиестойчивый	0.05	4	4	3	0.2	0.2	0.15
4. Энергосберегающий	0.1	4	5	3	0.4	0.5	0.3
5. Надежный	0.1	5	4	4	0.5	0.4	0.4
6. Безопасный	0.1	4	4	4	0.4	0.4	0.4
7. Простота эксплуатации	0.06	4	4	5	0.24	0.24	0.3
<b>Экономические критерии оценки эффективности</b>							
1. Конкурентоспособность продукта	0.07	4	4	3	0.28	0.28	0.21
2. Уровень проникновения на рынок	0.06	1	4	4	0.06	0.24	0.24
3. Цена	0.1	4	1	3	0.4	0.1	0.3
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0.2	5	4	3	1	0.8	0.6
<b>Итого</b>	<b>1</b>	<b>45</b>	<b>42</b>	<b>41</b>	<b>4.28</b>	<b>3.8</b>	<b>3.64</b>

Оценка конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$P_{cp} = \sum V_i \cdot B_i, \quad (1)$$

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

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

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

По результатам оценки можно выделить следующие конкурентные преимущества модернизации УПН: рост производительности труда, повышенная надежность, длительный срок эксплуатации.

## 4.1.2 Технология QuaD

Технология QuaD (QUality ADvisor) представляет собой гибкий инструмент измерения характеристик, описывающих качество новой разработки и ее перспективность на рынке и позволяющие принимать решение целесообразности вложения денежных средств в научно-исследовательский проект.

Таблица 15 – Оценочная карта

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы	Максимальный балл	Относительное значение (3/4)	Средневзвешенное Значения (5x2)
1	2	3	4	5	
<b>Показатели оценка качества разработки</b>					
1. Повышение производительности труда пользователя	0.07	65	100	0.65	0.0455
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0.13	75	100	0.75	0.0975
3. Помехоустойчивость	0.03	50	100	0.5	0.015
4. Энергоэкономичность	0.1	70	100	0.7	0.07
5. Надежность	0.2	100	100	1	0.2
6. Уровень шума	0.04	40	100	0.4	0.016
<b>Показатели оценки коммерческого потенциала разработки</b>					
7. Продукт	0.03	70	100	0.7	0.021
8. Уровень проникновения на рынок	0.04	80	100	0.7	0.032
9. Цена	0.06	45	100	0.45	0.027
10. Предполагаемый срок эксплуатации	0.1	100	100		0.1
<b>Итого:</b>	<b>1</b>	<b>695</b>	<b>100</b>	<b>6.95</b>	<b>0.624</b>

Оценка качества и перспективности по технологии QuaD определяется по формуле:

$$P_{\text{ср}} = \sum B_i * \beta_i \quad (2)$$

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

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

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

Значение  $P_{cp}$  - позволяет говорить о перспективах разработки и качестве проведенного исследования. Если значение показателя  $P_{cp}$ - получилось от 100 до 80, то такая разработка считается перспективной. Если от 79 до 60 – то перспективность выше среднего. Если от 69 до 40 – то перспективность средняя. Если от 39 до 20 – то перспективность ниже среднего. Если 19 и ниже – то перспективность крайне низкая.

$$P_{cp} = 62,4$$

Данное значение лежит в интервале от 60 до 79, следовательно, перспективность разработки проекта модернизации УПН – выше среднего.

### 4.1.3 SWOT-анализ

Для получения четкой оценки проекта и его перспектив необходимо провести SWOT- анализ. SWOT – анализ - это определение сильных и слабых сторон проекта, а также возможностей и угроз, исходящих из ближайшего окружения (внешней среды).

- Сильные стороны (Strengths) - преимущества проекта.
- Слабости (Weaknesses) - недостатки проекта.
- Возможности (Opportunities) - факторы внешней среды, использование которых создаст преимущества проекту на рынке.
- Угрозы (Threats) - факторы, которые могут потенциально ухудшить положение проекта на рынке.

Применение SWOT-анализа позволит систематизировать всю имеющуюся информацию и, видя ясную картину, принимать взвешенные решения, касающиеся дальнейшего развития проекта.

Таблица 16 – SWOT-анализ

	<p>Сильные стороны научно-исследовательского проекта:</p> <p>С1. Экологичность технологии</p> <p>С2. Высокая экономичность и энергоэффективность технологии</p> <p>С2. Уменьшение затрат на эксплуатацию оборудования</p> <p>С3. Квалифицированный персонал</p>	<p>Слабые стороны научно-исследовательского проекта:</p> <p>Сл1. Не испытан в работе</p> <p>Сл2. Отсутствие необходимого оборудования для проведения испытания</p> <p>Сл3. Большие первоначальные вложения</p>
<p>Возможности:</p> <p>В1. Сокращение расходов.</p> <p>В2. Качественное обслуживание потребителей</p> <p>В.3 Повышение эффективности работы УПН</p> <p>В.5 В случае принятия рынком выход на большие объемы</p>	<p>1. Исключение поломок оборудования в результате износа оборудования</p> <p>2. Достижение повышения производительности агрегатов</p>	<p>1. Принятие на работу квалифицированного специалиста.</p> <p>2. Переподготовка имеющихся специалистов</p>
<p>Угрозы:</p> <p>У1. Отсутствие спроса на новые технологии производства</p> <p>У2. Увеличение срока выхода на рынок при неудовлетворительных результатах испытаний</p> <p>У3. Повышение цен на материалы</p> <p>У4. Противодействие со стороны конкурентов: снижение цен, разработка новой конструкции</p>	<p>1. Продвижение продукции с акцентированием на достоинствах</p> <p>2. Доработка конструкции</p> <p>3. Снижение цен за счет увеличения объемов</p>	<p>1. Повышение квалификации кадров</p> <p>2. Приобретение необходимого оборудования опытного испытания</p> <p>3. Выход из строя производственного оборудования</p>

## 4.2 Планирование научно-исследовательских работ

### 4.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

При организации научно-исследовательской работы необходимо планировать занятость каждого участника и определить сроки выполнения этапов работ. При реализации проекта рассматриваются два исполнителя: руководитель (Р), исполнитель (И). Выделенные этапы представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей [14]

Основные этапы	№ раб.	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель Исполнитель
Выбор направления исследований	2	Выбор направления исследований	Руководитель
	3	Подбор и изучение литературы по теме	Исполнитель
	4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, Исполнитель
Теоретические и расчетные исследования	5	Поиск необходимых технических решений для повышения эффективности работы УПН	Исполнитель
	6	Проведение расчетов	Исполнитель
Обобщение и оценка результатов	7	Оценка результатов исследования	Руководитель, Исполнитель
Оформления отчета по исследовательской работе	8	Составление пояснительной записки	Руководитель, Исполнитель

### 4.2.2 Определение трудоемкости

Для построения линейного графика необходимо рассчитать длительность этапов в рабочих днях, а затем перевести в календарные дни. Расчет продолжительности выполнения каждого этапа в рабочих днях выполняется по формуле:

$$T_{рд} = \frac{t_{ож}}{K_{вн}} * K_{вн} \quad (3)$$

где  $t_{ож}$  – трудоемкость работы, чел/дн;

$K_{вн}$  – коэффициент выполнения работ ( $K_{вн} = 1$ );

$K_D$  – коэффициент, учитывающий дополнительное время на компенсации согласование работ ( $K_D = 1,2$ ).

Расчет продолжительности этапа в календарных днях ведется по формуле:

где  $t_{ож}$  – трудоемкость работы, чел/дн;

$K_{ВН}$  – коэффициент выполнения работ ( $K_{ВН} = 1$ );

$K_D$  – коэффициент, учитывающий дополнительное время на компенсации согласование работ ( $K_D = 1,2$ ).

Расчет продолжительности этапа в календарных днях ведется по формуле:

$$T_K = T_{рд} \cdot T_{KD} \quad (4)$$

где  $T_{рд}$  – продолжительность выполнения этапа в рабочих днях;  $T_{KD}$  – продолжительность выполнения этапа в календарных днях;  $T_K$  – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности рассчитывается по формуле:

$$T_K = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вд} - T_{пд}} \quad (5)$$

где  $T_{кал}$  – календарные дни ( $T_{кал} = 365$ );

$T_{вд}$  – выходные дни ( $T_{вд} = 104$ );

$T_{пд}$  – праздничные дни ( $T_{пд} = 14$ ).

$$T_K = \frac{365}{365 - 118} = 1.478$$

Для расчета ожидаемого значения продолжительности работ  $t_{ож}$  применяется две оценки:  $t_{min}$  и  $t_{max}$  (метод двух оценок).

$$t_{ож} = \frac{3t_{min} + 2t_{max}}{5}, \quad (6)$$

Где  $t_{min}$  – минимальная трудоемкость работ, чел/дн;

$t_{max}$  – максимальная трудоемкость работ, чел/дн.

Из расчета ожидаемой трудоемкости работ, определим продолжительность каждой работы в рабочих днях  $T_{pi}$  учитывая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями:

$$T_{pj} = \frac{T_{ожj}}{Ч_j} \quad (7)$$

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

$T_{ожj}$  - ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн;

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

#### 4.2.3 Разработка графика проведения научного исследования

Для построения диаграммы Ганта, переведем длительность каждого из этапов работ в календарные дни:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot T_k, \quad (8)$$

где  $T_{ki}$  – продолжительность выполнения  $i$ -й работы в календарных днях;

$T_{pi}$  – продолжительность выполнения  $i$ -й работы в рабочих днях;

$T_k$  – коэффициент календарности.

Таблица 18 – Временные показатели проведения научного исследования

№ работ	Трудоемкость работ						Исполнители	$T_{pi}$	$T_{ki}$
	$t_{mini}$		$t_{maxi}$		$t_{ожi}$				
	И	Р	И	Р	И	Р		И+Р	И+Р
1	2	1	3	2	2,4	1,4	2	1,9	2,81
2	10	3	17	5	12,8	3,8	2	8,3	12,27
3	5	2	7	3	5,8	2,4	2	4,1	6,06
4	2	0	3	0	2,4	0	2	1,2	1,77
5	3	0	5	0	3,8	0	1	3,8	5,62
6	40	0	60	0	48	0	1	48	70,94
7	2	2	3	3	2,4	2,4	2	2,4	3,55
8	2	2	3	3	2,4	2,4	2	2,4	3,55
9	7	0	10	0	8,2	0	1	8,2	12,12
Итого:	73	10	111	16	88,2	12,4		80,3	118,68

На основании таблицы 18 построим диаграмму Ганта (таблица 19), представляющую из себя ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения работ.

Таблица 19 – Календарный план – график проведения НИОКР по теме

Вид работ	Исполнители	Т <sub>к</sub> кал. дн.	Продолжительность выполнения работ														
			Янв.			Февр.			Март			Апрель			Май		
			2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	
Изучение литературы, составление литературного обзора	Исполнитель, руководитель	34	■			■											
Расчет параметров работы УПН	Исполнитель	17							■								
Обсуждение полученных результатов	Исполнитель, руководитель	12										■					
Оформление выводов	Исполнитель, руководитель	10										■					
Оформление пояснительной записки	Исполнитель, руководитель	21													■		



-научный руководитель



-исполнитель

#### 4.2.4 Бюджет научно-технического исследования

В состав бюджета выполнения работ по научно-технической работе включает вся себя стоимость всех расходов, необходимых для их выполнения. При формировании бюджета используется группировка затрат по следующим статьям:

- Материальные затраты
- основная заработная плата исполнителей темы;
- дополнительная заработная плата исполнителей темы;

- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные расходы.

#### 4.2.4.1 Расчет материальных затрат

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$Z_m = (1 + K_T) \cdot \sum_{j=1}^m \Pi_j + N_{расxj} \quad (9)$$

где  $m$  – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;

$N_{рас xi}$  – количество материальных ресурсов  $i$ -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, м<sup>2</sup> и т.д.);

$\Pi_i$  – цена приобретения единицы  $i$ -го вида потребляемых материальных ресурсов (руб./шт., руб./кг, руб./м, руб./м<sup>2</sup> и т.д.);

$k_T$  – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы.

Транспортные расходы примем в размере 10% от стоимости материалов.

Для разработки проекта модернизации необходимы следующие материальные ресурсы: комплектующие для модернизации УПН.

Таблица 20 - Материальные затраты

Наименование	Ед. измер.	Количество			Цена за ед.,руб.			Затраты на материалы,( $Z_m$ ), тыс.руб.		
		сп.1	сп.2	сп.3	сп.1	сп.2	сп.3	сп.1	сп.2	сп.3
Комплектующие для модернизации УПН	шт				50000	30000	50000	50000	30000	50000
<b>Итого:</b>								50000	30000	50000

Расходы в виде бумаги, канцелярских принадлежностей будут далее включены в накладные расходы.

#### 4.2.4.2 Расчет затрат на специальное оборудование для научных работ

Для разработки проекта необходимы следующие специальное оборудование: компьютер в сборе.

Таблица 21 – Специальное оборудование

Наименование	Ед. измер.	Количество			Цена за ед.,руб.			Затраты на материалы,(З <sub>м</sub> ), тыс.руб.		
		сп.1	сп.2	сп.3	сп.1	сп.2	сп.3	сп.1	сп.2	сп.3
Компьютер в сборе	т				2000			2000		
<b>Итого:</b>								2000		

#### 4.2.4.3 Основная заработная плата исполнителей темы

По данной статье расходов планируется и учитывается основная заработная плата исполнителей, непосредственно участвующих в разработке проекта модернизации:

$$C_{\text{осн зп}} = \sum t_j \cdot C_{\text{зп}j} \quad (10)$$

где  $t_i$  - затраты труда, необходимые для выполнения  $i$ -го вида работ, в рабочих днях;

$C_{\text{зп}}$  - среднедневная заработная плата работника, выполняющего  $i$ -ый вид работ, (руб./день).

Среднедневная заработная плата определяется по формуле

$$C_{\text{зп}i} = \frac{D+D \cdot K}{F} \quad (11)$$

где  $D$  – месячный оклад работника (в соответствии с квалификационным уровнем профессиональной квалификационной группы);

$K$  - районный коэффициент (для Томска – 30%);

$F$  – количество рабочих дней в месяце (в среднем 22 дня).

Расходы на основную заработную плату определяются как произведение трудоемкости работ каждого исполнителя на среднедневную заработную плату.

Таблица 22 – Расчет основной заработной платы

№	Наименование этапов	Исполнители по категориям	Грудеомкость, чел.-дн.			Заработная плата, приходящаяся на один чел.-дн., тыс. руб.	Всего заработная плата по тарифу, тыс. руб.		
			Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3		Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, студент	2	3	2	2,55	5,1	7,65	5,1
2	Выбор темы исследований	Руководитель, студент	13	15	14	2,55	33,15	38,25	35,7
3	Разработка и проектирование модернизации	Студент	16	20	22	1,2	19,2	24	26,4
4	Обобщение и оценка результатов	Руководитель, студент	22	22	22	2,55	56,1	56,1	56,1
5	Составление пояснительной записки	Студент	13	12	13	2,55	33,15	30,6	33,15
<b>Итого:</b>							<b>146,7</b>	<b>156,6</b>	<b>156,45</b>

Настоящая статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением научно-технического исследования, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату:

$$Z_{п} = Z_{осн} + Z_{доп} \quad (12)$$

где  $Z_{осн}$  – основная заработная плата;

$Z_{доп}$  – дополнительная заработная плата (12-20 % от  $Z_{осн}$ ).

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

$$Z_{осн} = T_p \cdot Z_{дн} \quad (13)$$

где  $Z_{осн}$  – основная заработная плата одного работника;

$T_p$  – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.;  $Z_{дн}$  – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_d = \frac{Z_m \cdot M}{F_d} = \frac{45364.8 * 10.4}{185} = 2130.59 \text{ руб}$$

в 24 раб. дня М = где  $Z_m$  – месячный должностной оклад работника, руб.;

М – количество месяцев работы без отпуска в течение года: при отпуске 11,2 месяца, 5-дневная неделя; при отпуске в 48 раб. дней М=10,4 месяца, 6-дневная неделя;

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

Таблица 23 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Исполнитель
<b>Календарное число дней</b>	365	365
Количество нерабочих дней: - выходные - праздничные	66	118
Потери рабочего времени: - отпуск - невыходы по болезни	56	28
Действительный годовой фонд рабочего времени	243	219

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_m = Z_{тс} \cdot (1 + k_{пр} + k_d) \cdot k_p = 24264 \cdot (1 + 0,2 + 0,3) \cdot 1,3 = 47314 \text{ руб},$$

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

$k_{пр}$  – премиальный коэффициент, равный 0,2 (т.е. 20% от  $Z_{тс}$ );

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

$k_p$  – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Тарифная заработная плата  $Z_{тс}$  находится из произведения тарифной ставки работника 1-го разряда  $T_{ci} = 600$  руб. на тарифный коэффициент  $k_t$  и учитывается по единой для бюджетной организации тарифной сетке. Для предприятий, не относящихся к бюджетной сфере, тарифная заработная плата (оклад) рассчитывается по тарифной сетке, принятой на данном предприятии.

За основу оклада берется ставка работника ТПУ, согласно занимаемой должности. Из таблицы окладов для доцента (степень – кандидат наук) – 24264 руб., для ассистента (степень отсутствует) – 14584 руб.

Таблица 24 – Расчет основной заработной платы для исполнения 1

Исполнители	Зтс, тыс. руб.	кпр	кд	кр	Зм, тыс. руб.	Здн, тыс. руб.	Тр, раб. дн.	Зосн, тыс. руб.
Руководитель	24264	0,2	0,3	1,3	45365	2062,04	10	21620,36
Исполнитель	14584	0	0	1,3	18959	861,78	56	48259,78
<b>Итого:</b>								68880,15

Таблица 25 – Расчет основной заработной платы для исполнения 2

Исполнители	Зтс, тыс. руб.	кпр	кд	кр	Зм, тыс. руб.	Здн, тыс. руб.	Тр, раб. дн.	Зосн, тыс. руб.
Руководитель	24264	0,2	0,3	1,3	45365	2062,04	12	22744,44
Исполнитель	14584	0	0	1,3	18959	861,78	60	51706,91
<b>Итого:</b>								76451,35

Таблица 26 – Расчет основной заработной платы для исполнения 3

Исполнители	Зтс, тыс. руб.	кпр	кд	кр	Зм, тыс. руб.	Здн, тыс. руб.	Тр, раб. дн.	Зосн, тыс. руб.
Руководитель	24264	0,2	0,3	1,3	45365	2062,04	10	21620,36
Исполнитель	14584	0	0	1,3	18959	861,78	63	54292,25
<b>Итого:</b>								74912,62

#### 4.2.4.4 Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$З_{доп} = k_{доп} * З_{осн} \quad (14)$$

где  $k_{доп}$  – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,12-0,15).

Таблица 27 – Дополнительная заработная плата

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.			Коэффициент дополнительной заработной платы	Дополнительная заработная плата, руб.		
	Исполнитель 1	Исполнитель 2	Исполнитель 3		Исполнитель 1	Исполнитель 2	Исполнитель 3
Руководитель	20620,36	24744,44	20620,36	0,15	3093,05	3711,67	3093,05
Исполнитель	48259,78	51706,91	54292,25		7238,97	7756,04	8143,84
<b>Итого:</b>					10332,02	11467,70	11236,89

#### 4.2.4.5 Отчисления во внебюджетные фонды

Величина отчислений по внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}) \quad (15)$$

где  $k_{\text{внеб}}$  – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

В 2021 г. в соответствии с Федеральным законом от 27.11.2017 № 361-ФЗ установлены следующие тарифы страховых взносов:

ПФР – 0,22 (22%), ФСС

РФ – 0,029 (2,9%),

ФФОМС – 0,051 (5,1%),

Взносы страхования от несчастных случаев (травматизм) – 0,2%.

следовательно,  $k_{\text{внеб}} = 0,302$ .

Таблица 28 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.			Дополнительная заработная плата, руб.			Отчисления во внебюджетные фонды		
	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
Руководитель	20620,4	24744,4	20620,4	3093,1	3711,7	3093,1	7161,4	8593,7	7161,4
Исполнитель	48259,8	51706,9	54292,3	7239,0	7756,0	8143,8	16760,6	17957,8	18855,7
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,302								
<b>Итого</b>							23922,1	26551,6	26017,1

#### 4.2.4.6 Накладные расходы

#### 4.2.4.7 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы является основой для формирования бюджета затрат проекта. Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект приведено в таблице 29.

Таблица 29 – Бюджет затрат на НИР

Наименование статьи	Сумма, руб. (исполнение 1)	Сумма, руб. (исполнение 2)	Сумма, руб. (исполнение 3)
Материальные затраты	650 000,0	730 000,0	850 000,0
Специальное оборудование	32 000,0	0,0	0,0
Основная заработная плата	68 880,1	76 451,4	74 912,6
Дополнительная заработная плата	10 332,0	11 467,7	11 236,9
Страховые взносы	23 922,1	26 551,6	26 017,1
Накладные расходы	125 621,5	135 115,3	153 946,7
Прочие прямые расходы (лицензия на программное обеспечение Unisim Desing)	17 000,0	17 000,0	17 000,0
<b>Итого:</b>	<b>927 755,7</b>	<b>996 585,9</b>	<b>1 133 113,3</b>

Бюджет затрат НИИ по первому варианту составил 927755,7 рублей, что ниже затрат по второму и третьему варианту. Наибольшие затраты приходятся на приобретение комплектующих для модернизации УПН.

#### **4.3 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования**

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

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

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{фин } p}^{\text{исп } j} = \frac{\Phi_{pj}}{\Phi_{\text{max}}} \quad (17)$$

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

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

$\Phi_{\text{max}}$  – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Для 1-ого варианта исполнения имеем:

$$I_{\Phi}^p = \frac{\Phi_{pj}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{927755,7}{1133113,3} = 0,82$$

Для 2-ого варианта исполнения имеем:

$$I_{\Phi}^p = \frac{\Phi_{pj}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{996585,9}{1133113,3} = 0,8$$

Для 3-ого варианта исполнения имеем:

$$I_{\Phi}^p = \frac{\Phi_{pj}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{1133113,3}{1133113,3} = 1$$

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

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

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (18)$$

где  $I_{pi}$  – интегральный показатель ресурсоэффективности;

$a_i$  – весовой коэффициент разработки;

$b_i$  – балльная оценка разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания.

Таблица 30 – Сравнительная оценка характеристик проекта

Критерии	Весовой коэффициент параметра	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1. Способствует росту производительности труда пользователя	0.2	5	4	3
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0.2	4	3	2
3. Коррозиестойчивость	0.1	5	3	3
4. Энергосбережение	0.2	4	3	3
5. Надежность	0.1	4	4	4
6. Материалоемкость	0.2	4	4	4
<b>ИТОГО:</b>	<b>1</b>	<b>26</b>	<b>21</b>	<b>19</b>

Рассчитываем показатель ресурсоэффективности:

$$I_{\text{исп1}} = 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 4 + 0,1 \cdot 5 + 0,2 \cdot 4 + 0,1 \cdot 4 + 0,2 \cdot 4 = 4,3.$$

$$I_{\text{исп2}} = 0,2 \cdot 4 + 0,2 \cdot 3 + 0,1 \cdot 3 + 0,2 \cdot 3 + 0,1 \cdot 4 + 0,2 \cdot 4 = 3,5.$$

$$I_{\text{исп3}} = 0,2 \cdot 3 + 0,2 \cdot 2 + 0,1 \cdot 3 + 0,2 \cdot 3 + 0,1 \cdot 4 + 0,2 \cdot 4 = 3,1.$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки ( $I_{\text{исп}i}$ ) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{\text{финр}}^{\text{тек.проект}} = \frac{I_{\text{тек.проект}}}{I_{\phi}^p} = \frac{4,3}{0,82} = 5,25$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп1}} = \frac{I_{p-\text{исп1}}}{I_{\phi}^{a1}} = \frac{3,5}{0,88} = 3,98$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп2}} = \frac{I_{p-\text{исп2}}}{I_{\phi}^{a2}} = \frac{3,1}{1} = 1$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных. Сравнительная эффективность проекта ( $\mathcal{E}_{\text{ср}_i}$ )

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{финр}}^{\text{тек.проект}}}{I_{\text{финр}}^{\text{исп1}}} = \frac{5,25}{3,1} = 1,69$$

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{финр}}^{\text{тек.проект}}}{I_{\text{финр}}^{\text{исп2}}} = \frac{3,98}{3,1} = 1,28$$

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{финр}}^{\text{тек.проект}}}{I_{\text{финр}}^{\text{исп3}}} = \frac{3,1}{3,1} = 1$$

Таблица 31 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0.82	0.88	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4.3	3.5	3.1
3	Интегральный показатель эффективности	5.25	3.98	3.1
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1.69	1.28	1

В ходе выполнения данной части выпускной работы была доказана конкурентоспособность данного технического решения, был произведен SWOT-анализ. Также был посчитан бюджет НИИ.

## **5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

Одним из национальных приоритетов для сохранения человеческого капитала является обеспечение безопасности жизни и здоровья работников во время трудовой деятельности, что требует постоянного улучшения и соблюдения условий охраны труда, промышленной и экологической безопасности.

Объектом исследования данной работы является УППНГ (установка подготовки попутного нефтяного газа) на месторождении X.

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

Согласно ТК РФ, N 197 -ФЗ каждый работник имеет право на:

- рабочее место, соответствующее требованиям охраны труда;
- обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний в соответствии с федеральным законом;
- получение достоверной информации от работодателя, соответствующих государственных органов и общественных организаций об условиях и охране труда на рабочем месте, о существующем риске повреждения здоровья, а также о мерах по защите от воздействия вредных и (или) опасных производственных факторов;
- отказ от выполнения работ в случае возникновения опасности для его жизни и здоровья вследствие нарушения требований охраны труда, за исключением случаев, предусмотренных федеральными законами, до устранения такой опасности;
- обеспечение средствами индивидуальной и коллективной защиты в соответствии с требованиями охраны труда за счет средств работодателя;
- обучение безопасным методам и приемам труда за счет средств работодателя;
- личное участие или участие через своих представителей в рассмотрении вопросов, связанных с обеспечением безопасных условий труда на его рабочем

месте, и в расследовании происшедшего с ним несчастного случая на производстве или профессионального заболевания;

- внеочередной медицинский осмотр в соответствии с медицинскими рекомендациями с сохранением за ним места работы (должности) и среднего заработка во время прохождения указанного медицинского осмотра;

- гарантии и компенсации, установленные в соответствии с настоящим Кодексом, коллективным договором, соглашением, локальным нормативным актом, трудовым договором, если он занят на работах с вредными и (или) опасными условиями труда.

- повышенные или дополнительные гарантии и компенсации за работу на работах с вредными и (или) опасными условиями труда могут устанавливаться коллективным договором, локальным нормативным актом с учетом финансово-экономического положения работодателя [14].

#### Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Основным объектом в производственных условиях является рабочее место, представляющее собой в общем случае пространство, в котором может находиться человек при выполнении производственного процесса. Рабочее место является основной подсистемой производственного процесса. Работник подвержен вредному воздействию, которое классифицируется согласно ГОСТ 12.0.003-2015 [12], находясь на территории производственного объекта. Месторождение X расположено на территории Томской области в Каргасокском районе. Данный район относится к местности, приравненной к району Крайнего Севера. Работа на данном месторождении осуществляется вахтовым методом. Согласно трудовому кодексу РФ (гл.47, ст.302) [14], лица, работающие вахтовым методом в районах Крайнего Севера или местности, приравненной к району Крайнего Севера, имеют соответствующие компенсации и гарантии.

## **5.2 Производственная безопасность**

Мероприятия по безопасному ведению работ, связанных с использованием

недрами, при введении скважин в эксплуатацию должны соответствовать требованиям, изложенным в ст. 24 от 21.02.1992 № 2395-1 по безопасному ведению работ, связанных с пользованием недрами, т.е. необходимо обеспечить безопасность для жизни и здоровья населения, охрану зданий и сооружений, атмосферного воздуха, земель, лесов, вод, животного мира и других объектов окружающей среды; осуществлять систематический контроль состояния окружающей среды выполнения природоохранных мероприятий, а также свести к минимуму отрицательное воздействие на продуктивные пласты.

Основные мероприятия по обеспечению безопасного ведения работ, связанных с пользованием недрами:

- допуск к работам лиц, имеющих специальную подготовку и квалификацию, а к руководству горными работами – лиц, имеющих соответствующее специальное образование;

- обеспечение лиц, занятых на работах, специальной одеждой, средствами индивидуальной и коллективной защиты – в соответствии с требованиями ТК РФ, работникам на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях, или связанных с загрязнением, бесплатно выдаются прошедшие обязательную сертификацию или декларирование соответствия специальная одежда, специальная обувь и другие средства индивидуальной защиты, а также смывающие и обезвреживающие средства;

Таблица 32 – Опасные и вредные факторы

<b>Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)[]</b>	<b>Нормативные документы</b>
Отклонение показателей климата на открытом воздухе	ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация
Повышенная загазованность воздуха рабочей среды	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны;
Повышенный уровень шума	ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности;

	СП 51.13330.2011. Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003
Повышенный уровень вибрации	ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования
Освещенность	СанПиН 1.2.3685-21. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий
Укусы насекомых/животных	Одежда специальная для защиты от насекомых и паукообразных ГОСТ Р 12.4.296-2013 ССБТ
Работа с вредными веществами	ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности
Психофизические факторы: умственное перенапряжение, эмоциональные перегрузки	Р 2.2.2006-05 Гигиена труда. Руководство, по гигиенической оценке, факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда
Электрический ток	ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление
Короткое замыкание	ГОСТ Р 50571.4.43-2012 (МЭК 60364-4-43:2008)". Электроустановки низковольтные. Часть 4-43. Требования по обеспечению безопасности. Защита от сверхтока
Статическое электричество	ГОСТ ИЕС 61340-5-1-2019 Электростатика. Защита электронных устройств от электростатических явлений. Общие требования
Движущиеся машины, механизмы	ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности
Работа с сосудами под давлением	ГОСТ 14249-89 Сосуды и аппараты.

## 5.3 Анализ опасных и вредных производственных факторов

### 5.3.1 Отклонение показателей климата на открытом воздухе

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

Спецодежда должна быть хлопчатобумажной, из льна, грубошерстные сукна, иметь удобный крой для работы в экстремальных условиях (например, при пожаре) применяют специальные костюмы из металлизированной ткани. Для защиты головы от теплового облучения применяют алюминиевые, фибровые каски, войлочные и шляпы; глаз - очки (темные или с прозрачным слоем металла) лица - маски с откидным прозрачным экраном. Защита от воздействия пониженной температуры достигается использованием теплой спецодежды, а при осадках – плащей.

Коллективная защита может быть обеспечена путём рационального размещения технологического оборудования, рационализации режимов труда и отдыха, применения теплоизоляции оборудования, автоматизации и дистанционного управления технологическими процессами, наличие места обогрева. Режим работы в холодное время года в зависимости от температуры и скорости ветра регламентируется МР 2.2.7.2129-06.

При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются (таблица 30).

Таблица 33 – Погодные условия, при которых работы на открытом воздухе приостанавливаются

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

15,1–20,0	-5
более 20	0

### 5.3.2 Повышенная загазованность воздуха рабочей среды

При работе насосного агрегата и скважин через сальниковые узлы и фланцевые соединения происходит просачивание вредных веществ: предельных алифатических углеводородов ( $C_1-C_{10}$ ) и сероводорода ( $H_2S$ ) в смеси с УВ, выделившихся из пластовой жидкости. Выделение вредных веществ в воздушную среду возможно при проведении ГРП. Содержание вредных веществ в воздухе регламентируется системой стандартов безопасности труда с помощью предельно допустимой концентрации (ПДК) отдельных веществ в воздухе. В таблице 34 приведены ПДК для различных видов пыли согласно ГОСТ 12.1.005-88 [26].

Таблица 34 – ПДК веществ, наиболее часто встречающихся при использовании транспорта.

Вещество	ПДК, мг/м <sup>3</sup>	Класс опасности
Пыль, содержащая более 70% SiO <sub>2</sub>	2	3
Пыль, содержащая от 10 до 70% SiO <sub>2</sub>	2	4
Пыль растительного и животного происхождения	4	4

Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны установлены, согласно ГОСТ 12.1.005-88. ПДК предельных алифатических УВ, которые нарушают работу нервной системы, что проявляется в виде бессонницы, брадикардии, повышенной утомляемости и функциональных неврозов – 300 мг/м<sup>3</sup>, сероводорода – 3 мг/м<sup>3</sup>. Сероводород очень токсичен. Вдыхание воздуха с небольшим содержанием сероводорода вызывает головокружение, головную боль, тошноту, а со значительной концентрацией приводит к коме, судорогам, отёку лёгких и даже к летальному исходу.

В случае превышения допустимого уровня пыли и загазованности в воздухе необходимо предпринимать меры по предупреждению отравлений организма человека. К таким относятся ограниченное использования токсичных

веществ в технологических процессах, контроль за воздушной средой, герметизация оборудования, а также применение средств защиты органов дыхания: респираторов, противогазов фильтрующего типа или марлевых повязок.

### **5.3.3 Повышенный уровень шума и вибрации**

В непосредственной близости от рабочего места оператора ППД могут находиться машины КРС (капитальный ремонт скважин) либо агрегаты для ОПЗ, которые создают уровень звука, не превышающий допустимый согласно ГОСТ 12.1.003-83 (1999) [15]. Норма на открытой местности составляет 80дБА, а значение уровня звука на рабочем месте составляет 40-45 дБА. Доставка рабочих на месторождения осуществляется путем перелета на вертолетах, который создают уровень шума 95-100 дБА, превышающий допустимый. Согласно СП 51.13330.2011 (Защита от шума) мероприятия для устранения уровня шума: наушники и противозумные вкладыши.

Согласно ГОСТ 12.1.012-90 [23] технологическая норма уровня виброскорости составляет 92 дБ, при частоте в 63 Гц. Уровень вибрации на рабочем месте оператора ППД составляет около 30 дБ, что не превышает норму. Данная вибрация обусловлена работой двигателя, поднимающего скребок из скважины. Мероприятия по защите от вибрации: использование резиновых перчаток и резиновых прокладок в блоке установки двигателя.

### **5.3.4 Освещенность**

При работе в темное время суток объект должен быть освещен, во избежание травматизма. В качестве осветительных приборов применяются фонари и прожектора. Норма освещенности не ниже 10 люксов (СП 52.13330.2011) [27].

К средствам нормализации освещения производственных помещений и рабочих мест относятся: источники света, осветительные приборы, световые проемы, светозащитные устройства, светофильтры.

### **5.3.5 Укусы насекомых/животных**

Работы проводятся на открытом воздухе вследствие этого возникает риск укуса насекомыми и животными. Особую опасность представляют энцефалитные клещи. В данном случае к средствам индивидуальной защиты относится защитный энцефалитный костюм, гудок, репелленты и москитные сетки.

Для защиты от клещевого энцефалита выполняют вакцинацию. Страхование на случай укуса клеща – спасительная мера для не привитых от клещевого энцефалита лиц, у которых риск заболеть выше, чем у привитых лиц.

### **5.3.6 Работа с вредными веществами**

Опасность и вредность работы на установке обусловлена применением вредных и токсичных продуктов: газ-метан с примесями азота, углекислого газа, конденсат, водометанольная смесь.

Метан удушлив, а смеси с воздухом при концентрации от 4 до 17% по объёму – взрывоопасен. Газ при не герметичности оборудования, трубопроводов в аварийных ситуациях может выделяться в пространство рабочих помещений, в воздух рабочей зоны на наружных установках, создавая при этом пожарную и взрывную опасность.

В качестве ингибитора гидрообразования используется метанол с концентрацией 80-95%. Метанол – сильный яд, действующий на нервную и сердечно-сосудистую системы человека. В смеси с воздухом при концентрации от 5,5 до 36,5% объёмных взрывоопасен. Предельно допустимая концентрация метанола в воздухе рабочей зоны производственных помещений 5 мг/м<sup>3</sup>.

Для работы с вредными условиями труда, связанными с агрессивными средами, загрязнениями, повышенными температурами, влажностью, рабочим установки выдается спец. одежда, спец. обувь и другие средства индивидуальной защиты.

– Для защиты рук от воздействия вредных и агрессивных сред применяются рукавицы или голицы с кислотостойкой пропиткой.

- Для защиты органов дыхания используют противогазы и респираторы.

- Для защиты глаз применяют защитные очки.

- Для предохранения кожи открытых частей тела от производственных вредностей необходимо применять защитные мази.

Для работы внутри технологического оборудования в обязательном порядке использовать только шланговые противогазы. Каждый противогаз за обслуживающим персоналом закреплен индивидуально.

### **5.3.7 Психофизические факторы**

Работа на установке, а также внесение результатов и обработка баз данных являются монотонным процессом.

Монотонность труда может привести к возникновению неприятных ощущений у работников, таких как снижение уровня бодрствования, снижение тонуса скелетной мускулатуры, снижении тонуса симпатического отдела вегетативной нервной системы (снижение частоты пульса и артериального давления, увеличение аритмии пульса и др.). Основными последствиями монотонного труда являются: снижение работоспособности и производительности труда, производственный травматизм, повышенная заболеваемость и т.д.

Работа по исследованию относится к классу вредных напряженных условий труда 1 степени.

Рекомендации предполагают введение частых (через 60 - 120 мин.), но коротких (5-10 мин.) регламентированных перерывов при факторе монотонии.

Полезным является введение физической активности (гимнастика) продолжительностью 7-10 минут в начале смены, а также физкультурных пауз один-два раза за рабочую смену.

### **5.3.8 Электрический ток и короткое замыкание**

Источником поражения электрическим током, при проведении работ на кустовых площадках, могут являться плохо изолированные токопроводящие части, металлические элементы, случайно оказавшиеся под напряжением.

Известно, что поражение человека электрическим током возможно лишь при замыкании электрической цепи через тело человека, т.е. при прикосновении человека к сети не менее чем в двух точках. Опасное воздействие на людей электрического тока проявляется в виде электротравм (ожоги, металлизация кожи, механические повреждения), электрического удара и профессиональных заболеваний. Все применяемое электрооборудование и электроинструменты должны иметь заземление и подлежать занулению отдельной жилой кабеля с сечением жилы не менее сечения рабочих жил. Защитное заземление должно удовлетворять ряду требований, изложенных в ГОСТ 12.1.030-81 «Защитное заземление. Зануление» [20].

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

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

Коллективные средства электробезопасности: 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. Помимо этого, каждый год для персонала проводят инструктажи.

Индивидуальные средства защиты: диэлектрические перчатки, инструменты с изолированными рукоятками, диэлектрические боты, изолирующие подставки [23].

### **5.3.9 Статическое электричество**

Статическое электричество представляет настоящую угрозу для организма человека. При длительном пребывании человека в

электростатическом поле возникают головные боли, снижение аппетита, нарушается сон, наблюдаются боли в области сердца, брадикардия и артериальная гипотония, может наблюдаться артериальная гипертензия, возможно потемнение в глазах и головокружение. Статическое электричество приводит к росту заболеваний сердечно-сосудистой системы, увеличению числа психических заболеваний, приносит вред работе нервной системы.

Избыток статического электричества провоцирует искру при малейшем контакте с другими объектами. Это представляет серьезную угрозу для безопасности работ на взрывоопасном производстве, т.к. в результате искры возникает взрыв и пожар.

Нейтрализацию заряда рекомендуется осуществлять путем ионизации воздуха в непосредственной близости от заряженного материала. Для этой цели могут быть использованы нейтрализаторы статического электричества (радиоизотопные, индукционные, высоковольтные, нейтрализаторы скользящего разряда и др.).

### **5.3.10 Движущиеся машины, механизмы**

Механические травмы могут возникать при монтаже, демонтаже оборудования, при спускоподъемных операциях. При неправильной эксплуатации или использования неисправного оборудования, инструментов, механизмов. При проведении работ также используется автомобильный транспорт различного назначения, в связи с чем необходимо проводить мероприятия по устранению возможных механических травм. К числу которых относятся:

- проверка наличия защитных кожухов на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов;
- плановая и внеплановая проверка пусковых и тормозных устройств;
- проверка состояния оборудования и своевременное устранение дефектов.

Для защиты от данных опасных факторов используются коллективные средства защиты, – устройства, препятствующие появлению человека в опасной

зоне. Согласно ГОСТ 12.2.062-81 [24] ограждения выполняются в виде различных сеток, решеток, экранов и кожухов. Они должны иметь такие размеры и быть установлены таким образом, чтобы в любом случае исключить доступ человека в опасную зону. При устройстве ограждений должны соблюдаться определенные требования. Запрещается работа со снятым или неисправным ограждением.

В качестве профилактических мер планируется систематически производить проверку наличия защитных ограждений на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов, плановую и внеплановую проверку пусковых и тормозных устройств; проверку состояния оборудования и своевременное устранение дефектов ГОСТ 12.2.003-91 [28].

При проведении работ на скважине необходимо соблюдать технику безопасности. Основная опасность заключается в том, что, зацепившись телом или одеждой за свободный конец движущегося механизма можно получить травму вплоть до смертельного исхода. Основными мерами предосторожности являются: соблюдение всех требований правил техники безопасности при работе с инструментами, соблюдение формы одежды (все пуговицы на одежде должны быть застегнуты, полы одежды не должны болтаться), периодическая проверка технического состояния используемых инструментов, повышенное внимание на рабочем месте.

### **5.3.11 Работа с сосудами под давлением**

Оборудование, в котором давление газа или жидкости превышает атмосферное, принято называть сосудами, работающими под давлением.

Любые сосуды, работающие под давлением, всегда представляют собой потенциальную опасность, которая при определенных условиях может повлечь тяжелые последствия. Для предупреждения подобных ситуаций разработаны Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением», утверждённые ГОСТ 14249-89 Сосуды и аппараты.

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

Вторая группа опасностей зависит от свойств веществ, находящихся в оборудовании, работающем под давлением. Но так как химические реагенты, применяемые для выравнивания профиля приёмистости (ВПП), не являются агрессивными (в большинстве технологий, применяемых на месторождении, используется полиакриламид в качестве основного компонента), то влияние, оказываемое ими на организм человека и окружающую среду, не является негативным.

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

## **5.4 Экологическая безопасность**

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

При добыче нефти проявляются другие органические и неорганические соединения. В связи с чем возможно химическое заражение селитебной зоны при возникновении аварии.

Для защиты селитебной зоны предусматриваются следующие средства защиты:

- санитарно-защитная зона,
- установление требований защиты к проектируемому зданию, технологическому процессу, оборудованию.

### **5.4.2 Воздействие на гидросферу**

Источниками воздействия на водную среду участка месторождения являются площадки кустов, площадка УППНГ, трубопроводы, автодороги, мосты. Все виды воздействия на водную среду можно объединить в две большие группы: механическое воздействие на водные объекты и химическое загрязнение (сбросы загрязняющих веществ).

Предупреждение загрязнения водоемов при строительстве объектов достигается посредством:

- соблюдения правил обращения с токсичными веществами (реагенты буровых растворов и буровые отходы, ГСМ, отходы основного производства и потребления и т.д.),
- устройства гидроизоляции поверхности и обваловки технологических площадок,
- герметизации технологических процессов,
- соблюдения установленных нормативно-правовыми документами ограничений хозяйственной деятельности в водоохранных зонах водоемов,
- закачки очищенных до установленных нормативов хозяйственных и производственно-дождевых стоков в подземные горизонты.

Изъятие пресных вод из поверхностных водоемов не предусматривается. Вода для производственных и хозяйственно-питьевых нужд будет добываться из артезианских скважин.

### **5.4.3 Воздействие на атмосферу**

Источниками возможного выделения в атмосферу загрязняющих веществ (ЗВ) при добыче, сборе и внутрипромысловом транспорте газа и конденсата являются: устьевая противовыбросовая арматура скважин, свечи, нефтегазосборные сети; при подготовке газа - технологическое оборудование, факелы, котельные, трубопроводы.

Как показывает опыт эксплуатации нефтегазоконденсатных месторождений, основными источниками загрязнения атмосферы является оборудование основного технологического процесса, котельные, стоянки

тракторной и автомобильной техники. На месторождениях с сопоставимыми запасами выбросы вредных веществ от объектов промысла создают повышенные концентрации загрязняющих веществ на площадке промысла и в непосредственной близости от нее. Рассеивание вредных примесей обеспечивается гарантированно в пределах лицензионного участка месторождения и не опасно для окружающей среды. Рассеиванию вредных примесей в атмосфере способствует рассредоточенное расположение кустов скважин и нефтегазосборных сетей по значительной территории.

Минимизация негативного воздействия на атмосферный воздух достигается:

- полной герметизацией всего технологического оборудования;
- контролем швов сварных соединений трубопроводов;
- защитой оборудования от коррозии;
- оснащением предохранительными клапанами всей аппаратуры, в которой может возникнуть давление, превышающее расчетное;
- сбросом газа с предохранительных и дыхательных клапанов на факел или на свечу рассеивания;
- испытанием оборудования и трубопроводов на прочность и герметичность после монтажа;
- утилизацией попутного нефтяного газа на нужды промысла.

В целях уменьшения воздействия выбросов загрязняющих веществ от проектируемого производства в атмосферный воздух проектом предусмотрены следующие основные мероприятия:

- полная автоматизация технологических процессов;
- исключение сжигания газа на факельных устройствах при подготовке углеводородной продукции;
- внедрение блочных устройств (установка) для очистки выхлопных газов сепараторов последних конструкций и модификаций;
- контролирование неорганизованных выбросов в атмосферу, очистка и обезвреживание вредных веществ из отходящих газов;

- соответствие всей запорной арматуры, устанавливаемой на трубопроводах (газ, конденсат, метанол) 1 классу герметичности по требованиям соответствующих стандартов;
- соответствие всех подводящих трубопроводов, соединительных штуцеров и арматуры испытательному (рабочему) давлению.
- Контрольно-измерительные приборы, установленные на оборудовании, должны иметь пломбу или клеймо Госповерителя.

#### **5.4.4 Воздействие на литосферу**

На состояние литосферы также влияет выброс химических реагентов (цеолит) и углеводородов, которое широко используются при гидроразрыве пласта. Загрязнение литосферы может произойти из-за разлива химических реагентов в почву.

Если произошел розлив и выброс нефтяных эмульсий в почву, необходимо осуществить сбор, срезку растительного слоя толщиной 0,3-0,4 м и переместить в временные отвалы до рекультивации земель.

Во избежание разливов углеводородов и химических реагентов необходимо осуществлять постоянный контроль за герметичностью нефтепромысловых объектов, проводить вводные, целевые, внеплановые, первичные инструктажи персоналу, соблюдать правила промышленной безопасности и охраны труда.

На этапе технологической подготовки газа наносится ущерб литосфере от утилизации отходов при выходе из строя компонентов устройства, утилизация люминесцентных ламп, микросхем. Для решения данной проблемы можно отправлять на переработку данные объекты.

#### **5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Пожар – это неконтролируемое горение вне специального очага. Под пожарной безопасностью понимается состояние объекта, при котором исключается возможность пожара, а в случае его возникновения предотвращается воздействие на людей опасных факторов пожара и обеспечивается защита материальных ценностей.

К основным причинам пожаров можно отнести следующие:

- переполнение при наливке резервуара, что приводит к предельной—концентрации взрывоопасной смеси под верхней крышей резервуара;
- короткие замыкания в цепях систем автоматики;
- нагрев резервуаров в летний период, особенно в районах с— жарким климатом;
- несоблюдение правил пожарной безопасности (курение и т. п.).

Пожарная безопасность установки подготовки попутного нефтяного газа (УППНГ) в соответствии с требованиями должна обеспечиваться за счет:

- предотвращения утечки газа;
- предотвращения образования на территории УППНГ горючей паровоздушной среды и предотвращение образования в горючей среде источников зажигания;
- противоаварийной защиты, способной предотвратить аварийный выход газа из резервуаров, оборудования, трубопроводов;
- организационных мероприятий по подготовке персонала, обслуживающего УППНГ, к предупреждению, локализации и ликвидации аварий, аварийных утечек, а также пожаров и загораний.

Основными огнетушащими веществами являются пенные составы, имеющие меньшую с нефтепродуктами плотность, покрывающие поверхность горячей жидкости и блокирующие поступление кислорода в среду горения.

#### **Вывод по разделу:**

Значение всех производственных факторов на изучаемом рабочем месте соответствует нормам, которые также были продемонстрированы в данном разделе.

- разделу 1 п.1.13 правил устройства электроустановок (ПУЭ) рабочее помещение относится ко второму классу;
- норма освещенности на месторождении должна быть не ниже 10 люксов;
- категория помещения(операторной) по взрывопожарной и пожарной опасности относится к категории Б;

- Категория тяжести труда на территории по СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания" относится к категории Ib (работы, производимые сидя, стоя или связанные с ходьбой и сопровождающиеся физическим напряжением).
- Рассмотренный объект, оказывающий негативное воздействие на окружающую среду, относится к объектам I категории.

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

В выпускной квалификационной работе произвели анализ ввода в эксплуатацию установки по подготовке попутного нефтяного газа на нефтегазоконденсатном месторождении Х. Выявили, что достигнута практически сто процентная утилизация попутного нефтяного газа согласно постановления Правительства Российской Федерации от 8 ноября 2012 года N 1148 «Об особенностях исчисления платы за негативное воздействие на окружающую среду при выбросах в атмосферный воздух загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа», на данный момент она составляет 98,3%. Реализация проекта, привела к резкому снижению выбросов парниковых газов в атмосферный воздух региона, что непременно приведет к улучшению экологического состояния данного района.

Также работа УППНГ дала возможность ввода в работу простаивающего фонда скважин, с 54% до 77% от всего разработанного фонда. И как следствие рост финансовой прибыли, за счёт увеличения добычи нефти и реализации продуктов полученных при утилизации попутного нефтяного газа.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. 864.ДПСД.Р.01.УППНГ.000.000.ТР. Технологический регламент установки подготовки попутного нефтяного газа . Введ.2020-02-05.,- М.,2020. - 439с.
2. ТР-1.0-ФСС.Технологический регламент по эксплуатации фонда скважин в процессе добычи углеводородного сырья Снежного месторождения. – Введ.2017-07-01., -М.,2006. - 57с.
3. ТР-1,0-С.Технологический регламент участка предварительной подготовки нефти Снежного нефтяного месторождения. – Введ.2021
4. Николаев В.В. Основные процессы физической и физико-химической переработки газа / В.В. Николаев, Н.В. Бусыгина, И.Г. Бусыгин – М.: Недра, 1998.- 184с.
5. Технология переработки природного газа и конденсата. Справочник: В2ч./ ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002.-Ч.1
6. Дополнение к технологической схеме разработки Снежного нефтегазоконденсатного месторождения в рамках договора № 6-2014 от 10.01.2014 г. между ООО «Норд Империл» и ЗАО «Тюменский институт нефти и газа» (ЗАО «ТИНГ»).
7. Сулин В. А. Условия образования и основы классификации природных вод, в частности, вод нефтяных месторождений. «Воды нефтяных месторождений в системе природных вод». 1946. – 96 с.
8. Проект пробной эксплуатации Снежного нефтяного месторождения. Протокол ТО ЦКР Роснедра по ХМАО №787 от 21.06.2006.
9. Технологическая схема разработки Снежного нефтяного месторождения Томской области. Протокол ЦКР Роснедра №4551 от 01.04.2009г.
10. Ростехнадзора П. Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование,

работающее под избыточным давлением» от. – 25 марта 2014 года – №. 116. (с изменениями на 12 декабря 2017 года).

11. Белов С.В., А.В. Ильницкая и др. Безопасность жизнедеятельности. Учебник для вузов, 1999. – 354 с.

12. ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация»

13. Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ, Технический регламент о требованиях пожарной безопасности.

14. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022)

15. СП 51.13330.2011. Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003

16. СанПиН 1.2.3685-21. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий

17. Одежда специальная для защиты от насекомых и паукообразных  
ГОСТ Р 12.4.296-2013 ССБТ

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

19. Р 2.2.2006-05 Гигиена труда. Руководство, по гигиенической оценке, факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда

20. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление

21. ГОСТ Р 50571.4.43-2012 (МЭК 60364-4-43:2008)". Электроустановки низковольтные. Часть 4-43. Требования по обеспечению безопасности. Защита от сверхтока

22. ГОСТ ИЕС 61340-5-1-2019 Электростатика. Защита электронных устройств от электростатических явлений. Общие требования

23. ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности

24. ГОСТ 14249-89 Сосуды и аппараты.
25. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация
26. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны;
27. СНиП 23-03-2003 с СП 51.13330.2011
28. Газета «Энергетика и промышленность России»; №11-12 июнь 2020г.
29. Нефтегазовая вертикаль 10/2014, «Попутный газ последних ступеней сепарации», Автор: А.А. Крамской, ООО «Сервисэнергаз», А.В. Филиппов ООО «Энергаз».