

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

### ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА

Тема работы
<b>ОРГАНИЗАЦИОННО-ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ РАБОТЫ СИСТЕМЫ ИЗМЕРЕНИЯ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ НА ПРИМЕРЕ УСТАНОВКИ СИКН ТПУ</b>

УДК 665.6.023

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8А1	Гуломов Мухаммаджон Гафор угли		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Шадрина Анастасия Викторовна	д.т.н.		

#### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Креницына З.В.	к.т.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД ШБИП	Гуляев М.В.			

#### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП, должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Чухарева Н.В.	к.х.н., доцент		

Томск – 2023 г.

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

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП  
 \_\_\_\_\_ Чухарева Н.В.  
 (Подпись) (Дата) (ФИО)

### ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б8А1	Гуломов Мухаммаджон Гафор угли

Тема работы:

<b>ОРГАНИЗАЦИОННО-ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ РАБОТЫ СИСТЕМЫ ИЗМЕРЕНИЯ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ НА ПРИМЕРЕ УСТАНОВКИ СИКН ТПУ</b>
<i>Утверждена приказом директора (дата, номер)</i>
07.02.2023 г №38-108/с

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	05.06.2023
--	------------

#### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<b>Исходные данные к работе</b> <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к функционированию (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.)</i>	Объектом исследования является – лабораторная установка СИКН ТПУ. Установка СИКН расположена в г. Томск на территории 20-го корпуса инженерной школы природных ресурсов ТПУ.
<b>Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке</b> <i>(аналитический обзор литературных источников с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе)</i>	1 Изучение нормативно-технической документации в области эксплуатации и обслуживания СИКН ТПУ. 2 Изучение оборудования и особенностей работы лабораторной установки СИКН ТПУ. 3 Проведение анализа работы на учебной установке 4 Предложить решение по эффективности работы системы измерений и качества продукта
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> <i>(с указанием разделов)</i>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Креницына З.В.

«Социальная ответственность»	Гуляев М.В.
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:</b>	
Реферат	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	07.02.2023 г.
---	---------------

**Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Шадрина А.В.	д.т.н.		

**Задание принял к исполнению обучающийся:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8А1	Гуломов Мухаммаджон Гафор угли		

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

Обучающемуся:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б8А1	Гуломову Мухаммаджону Гафор угли

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение (НОЦ)</b>	<b>Отделения нефтегазового дела</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

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

1 Стоимость ресурсов научного исследования(НИ): материальнотехнических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Общие затраты не более 700000 рублей. - Затраты по заработной плате: 118570 - Отчисления во внебюджетные фонды: 35571 - Накладные расходы: 95187,2 - Материальные затраты: 1968
---	--

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

2 Нормы и нормативы расходования ресурсов	Устанавливаются в соответствии с заданным уровнем нормы оплат труда: - 30 % премии к заработной плате - 20 % надбавки за профессиональное мастерство - 1,3 – районный коэффициент для расчета за работной платы.
3 Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Отчисления во внебюджетные фонды - 30%

<b>Дата выдачи задания для раздела в соответствии с календарным учебным графиком</b>	09.02.2023
--	------------

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

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент ОСГН	Креницына З.В.	к.т.н.		

**Задание принял к исполнению обучающийся:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2Б8А1	Гуломов Мухаммаджон Гафор угли		

**ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Обучающемуся:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б8А1	Гуломов Мухаммаджон Гафор угли

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение (НОЦ)</b>	<b>Отделения нефтегазового дела</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

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

**Введение:**

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

Наименование объекта – лабораторная установка СИКН ТПУ. Применяемое вещество - пожаровзрывобезопасная рабочая жидкость вместо нефти.

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

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

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

- проанализировать специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;

– проанализировать организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.

**2. Производственная безопасность:**

- Анализ потенциальных вредных и опасных факторов;
- Обоснование мероприятий по снижению их воздействия

**Вредные факторы:**

- Повышенный уровень шума;
- Повышенный уровень общей вибрации;
- Недостаточная освещенность рабочей зоны;
- Повышенная или пониженная влажность и температура рабочей зоны.

**Опасные факторы:**

- Воздействие на человеческий организм вредных веществ (пары нефти)

**Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов:**

нормирование рабочего времени, предупредительные вывески и сигналы при работе оборудования, соблюдения условий

	и правил эксплуатации оборудования и электрических приборов.
<b>3. Экологическая безопасность при эксплуатации:</b>	– <b>Воздействие на литосферу:</b> загрязнение грунта нефтепродуктами в результате аварийных ситуаций; – <b>Воздействие на гидросферу:</b> попадание токсических выбросов в сточные воды, водоемы; <b>Воздействие на атмосферу:</b> выбросы пыли и токсичных газов из используемых машин и оборудования.
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	<b>Возможные ЧС:</b> пожары, отравления вредными веществами, стихийные бедствия <b>Наиболее типичная ЧС:</b> Возникновение пожара

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

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

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев М.В.			

**Задание принял к исполнению обучающийся:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8А1	Гуломов Мухаммаджон Гафор угли		

**ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ****21.03.01 Нефтегазовое дело****ООП «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»**

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

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



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

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

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
3-2Б8А1	Гуломов Мухаммаджон Гафор угли

Тема работы:

<b>ОРГАНИЗАЦИОННО-ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ РАБОТЫ СИСТЕМЫ ИЗМЕРЕНИЯ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ НА ПРИМЕРЕ УСТАНОВКИ СИКН ТПУ</b>
--

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
07.02.2023	Введение	5
28.02.2023	<i>Общие сведения о СИКН</i>	15
15.03.2023	<i>Учет нефти через резервуар</i>	20
18.03.2023	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	15
04.05.2023	Социальная ответственность	25
25.05.2023	Заключение	15
01.06.2023	Презентация	10
	<i>итого</i>	100

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Шадрина А.В.	Д.Т.Н		

**Консультант (при наличии)**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

**СОГЛАСОВАНО:**

**Руководитель ООП**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Чухарева Н.В.	К.х.н., доцент		

**Обучающийся**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
К.х.н., доцент	Гуломов Мухаммаджон Гафор угли		

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 75 страниц, 2 рисунков, 10 таблиц, 16 источников, 1 приложение.

Ключевые слова: СИКН, количество, качество, нефть, лабораторная установка, учет, контроль, масса нетто, расход, сетчатый фильтр, преобразователь расхода.

**Актуальность** выпускной квалификационной работы: проблемы эксплуатации оборудования, связанного с учетом нефти, является высокой вследствие растущих объемов добычи и транспортировки нефти и нефтепродуктов, что требует точного учета с минимальными погрешностями и изучения технико-технологических аспектов функционирования системы измерения количества и показателей качества нефти (на примере лабораторной установки СИКН ТПУ).

**Объектом** исследования является лабораторная установка системы измерения количества и показателей качества нефти Томского политехнического университета.

**Цель работы** – анализ организационно-технического обеспечения работы системы измерения количества и показателей качества нефти на примере установки СИКН ТПУ. В процессе выполнения выпускной квалификационной работы были поставлены следующие **задачи**:

1. Изучение нормативно-технической документации по вопросу функционирования СИКН.
2. Изучение оборудования и особенности функционирования лабораторной установки СИКН ТПУ.
3. Выполнение технологического расчета.
4. Разработка решений по повышению эффективности работы лабораторной установки СИКН ТПУ, рекомендации по оборудованию.

В процессе исследования была рассмотрена нормативно-техническая документация по эксплуатационным особенностям СИКН ТП, рассмотрены вопросы социальной ответственности, финансового менеджмента, ресурсоэффективности.

В результате работы: проведен анализ решений, направленных на повышение эффективности лабораторной установки.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word, презентация

## ABSTRACT

The final qualifying work contains 75 pages, 2 figures, 10 tables, 16 sources, 1 application.

Key words: SIKN, quantity, quality, oil, laboratory installation, accounting, control, net

weight, consumption, strainer, flow converter.

The relevance of the final qualification work: the problems of operating equipment related to accounting for oil is high due to the growing volumes of production and transportation of oil and oil products, which requires accurate accounting with minimal errors

and the study of technical and technological aspects of the functioning of the system for

measuring the quantity and quality of oil (for example laboratory facility SIKN TPU).

The object of the study is the laboratory installation of the system for measuring the

quantity and quality of oil at the Tomsk Polytechnic University.

The purpose of the work is to analyze the organizational and technical support for the

operation of the system for measuring the quantity and quality of oil using the example of the

SIKN TPU unit.

In the process of completing the final qualification work, the following tasks were set:

1. Studying the normative and technical documentation on the functioning of the SIKN.
2. The study of equipment and features of the functioning of the laboratory installation SIKN TPU.
3. Performing the calculation.

4. Development of solutions to improve the efficiency of the laboratory installation SIKN TPU, recommendations for equipment.

In the course of the study, the regulatory and technical documentation on the operational

features of the SIKN TPU was considered. Issues of social responsibility, financial management, resource efficiency are considered.

As a result of the work: an analysis of solutions aimed at improving the efficiency of the

laboratory installation was carried out.

The final qualifying work was done in the Microsoft Word text editor, the presentation

is presented in Microsoft PowerPoint. представлена в MicrosoftPowerPoint.

## Оглавление

<b>1 Общие сведения о СИКН.....</b>	<b>18</b>
<b>1.1 Состав СИКН.....</b>	<b>19</b>
<b>1.2 Основное оборудование и средства измерения установки СИКН .....</b>	<b>20</b>
<b>1.3 ..... Эталонные средства измерения и дополнительное оборудование .....</b>	<b>28</b>
<b>1.4 ..... Организация обслуживания СИКН .....</b>	<b>32</b>
<b>1.5 Повышение эффективности работы ТПУ СИКН .....</b>	<b>34</b>
<b>2. Учет нефти через резервуар .....</b>	<b>36</b>
<b>2.1 Физико-химические свойства нефти .....</b>	<b>36</b>
<b>2.2 Измерение уровня нефти в резервуаре .....</b>	<b>36</b>
<b>2.3 Измерение уровня подтоварной воды.....</b>	<b>38</b>
<b>2.4 Определение фактического объема нефти в резервуаре.....</b>	<b>39</b>
<b>2.5 Измерение температуры нефти в резервуаре.....</b>	<b>40</b>
<b>2.6 Определение показателей качества нефти .....</b>	<b>41</b>
<b>2.7 Определение плотности нефти .....</b>	<b>43</b>
<b>2.8 Определение массы брутто нефти в резервуаре .....</b>	<b>44</b>
<b>2.9 Определение массы брутто нефти при откачке из резервуара.....</b>	<b>44</b>
<b>3 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение .....</b>	<b>45</b>
<b>3.1 Оценка коммерческого потенциала и преспектинвости проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения .....</b>	<b>45</b>
<b>3.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования .....</b>	<b>45</b>
<b>3.1.2 Анализ конкурентных технических решений.....</b>	<b>46</b>
<b>3.2 Планирование научно-исследовательских работ.....</b>	<b>47</b>
<b>3.2.1 Структура работы в рамках научного исследования.....</b>	<b>47</b>
<b>3.3 Расчет сметных затрат на мероприятия по покупке .....</b>	<b>48</b>
<b>3.4 Расчет материальных затрат .....</b>	<b>50</b>

<b>3.5 Расчет технико-экономических показателей .....</b>	<b>53</b>
<b>4 Социальная ответственность .....</b>	<b>56</b>
<b>4.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности ..</b>	<b>56</b>
<b>4.2.1 Анализ выявленных вредных факторов при эксплуатации СИКН</b>	<b>57</b>
<b>4.2.2 Анализ выявленных опасных факторов и мероприятия по их устранению .....</b>	<b>59</b>
<b>Движущиеся (в том числе разлетающиеся) твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего (в том числе движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; передвигающиеся изделия, заготовки, материалы; разрушающиеся конструкции; обрушивающиеся горные породы; падающие деревья и их части; струи и волны, включая цунами; ветер и вихри, включая смерчи и торнадо .....</b>	<b>62</b>
<b>4.2.3 Пожарная безопасность .....</b>	<b>63</b>
<b>4.2.4 Средства и меры по обеспечению безопасности труда и производства .....</b>	<b>65</b>
<b>4.3 Экологическая безопасность .....</b>	<b>70</b>
<b>4.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....</b>	<b>71</b>
<b>Заключение.....</b>	<b>74</b>
<b>Список использованных источников .....</b>	<b>75</b>

## Сокращения, термины и определения

- АРМ – автоматизированное рабочее место
- БИК – блок измерений показателей качества нефти
- БФ – блок фильтров
- БИЛ – блок измерительных линий
- ГОСТ – государственный стандарт
- ИЛ – измерительная линия
- ИП – измерительный преобразователь
- МИ – методическая инструкция
- МН – магистральный нефтепровод
- МПа – мегапаскаль
- МПТИ – манометр промышленный точных измерений
- ПР – преобразователь расхода
- РВС – резервуар вертикальный стальной
- СИ – средство измерения
- СИКН – система измерения качества нефти
- ТЛ – термометр лабораторный
- УРД – узел регулирования давления



## Введение

Учет нефти и нефтепродуктов, а также измерение ее основных показателей качества является важным для конечного потребителя на этапах ее добычи и транспортировки. Данный учет и измерение показателей качества нефти и нефтепродуктов является показателем, который косвенно определяет параметры эксплуатации и доставки нефти и нефтепродуктов от места добычи к конечному потребителю.

**Актуальность** проблемы эксплуатации оборудования, связанного с учетом нефти, является высокой вследствие растущих объемов добычи и транспортировки нефти и нефтепродуктов, что требует точного учета с минимальными погрешностями и изучения технико-технологических аспектов функционирования системы измерения количества и показателей качества нефти (на примере лабораторной установки СИКН ТПУ).

**Цель работы** – анализ организационно-технического обеспечения работы системы измерения количества и показателей качества нефти на примере установки СИКН ТПУ.

Достижение цели возможно за счет решения ряда задач, среди которых можно выделить следующие:

1. Изучить характеристику СИКН.
2. Определить основные качественные и количественные показатели нефти.
3. Изучить технико-технологические аспекты функционирования системы измерения количества и показателей качества нефти на примере установки СИКН ТПУ.

Объектом данного исследования является установка СИКН ТПУ.

## 1 Общие сведения о СИКН

СИКН предназначена для автоматического измерения массы брутто нефти, прямым методом динамических измерений, с пределами допускаемой погрешности измерений  $\pm 0,25$  %, определения показателей качества нефти и вычисления массы нетто нефти с пределами допускаемой погрешности измерений  $\pm 0,35$  % (согласно ГОСТ Р 8.595), при учетных операциях приёма-сдачи нефти.

СИКН представляет собой совокупность следующих технологических составляющих:

- комплекс технологический;
- система сбора и обработки информации;
- система распределения электроэнергии.

Технологический комплекс СИКН включает следующие основные блоки:

- блок фильтров;
- блок измерительных линий (БИЛ);
- блок измерений показателей качества нефти (БИК);
- пробозаборное устройство.

Основным средством измерения в СИКН является преобразователь расхода. Методики и нормативная документация по выбору расходомеров постоянно развиваются и совершенствуются.

БИЛ применяются следующие преобразователи расхода:

- массовые;
- камерные (лопастные);
- турбинные (роторные);
- ультразвуковые.

СИКН обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматическое вычисление массы брутто нефти;
- автоматизированное вычисление массы нетто нефти;
- автоматическое измерение технологических параметров (температуры и давления);
- автоматическое измерение показателей влагосодержания в нефти;
- отображение (индикацию), регистрацию и архивирование результатов измерений;
- поверку средств измерений на месте эксплуатации без прекращения учетных операций;
- контроль метрологических характеристик средств измерения на месте эксплуатации без прекращения учетных операций;
- отбор объединенной пробы нефти по ГОСТ;
- ручной ввод результатов лабораторных испытаний нефти;
- получения двухчасовых, сменных, суточных и месячных, отчетов, паспортов качества нефти, актов приема-сдачи нефти и журналов регистрации показаний средств измерений с выводом данных на дисплей и на печатающее устройство;
- дистанционное управление запорной арматурой;
- контроль герметичности запорной арматуры, влияющей на результат измерения СИКН.

### **1.1 Состав СИКН**

В качестве основной схемы измерения массы нефти используется система, основанная на методе прямых динамических измерений с использованием преобразователей массового расхода. Измерение массы брутто нефти проводится с относительной погрешностью не более  $\pm 0,25$  %, измерение массы нетто нефти – с относительной погрешностью не более  $\pm 0,35$  %.

В качестве резервной схемы измерения массы нефти используется система, основанная на косвенном методе статических измерений с применением резервуарного парка.

Структурная схема СИКН включает в себя технологический комплекс, систему обработки информации (СОИ) и систему распределения электроэнергии.

Технологический комплекс включает в себя блок измерительных линий, обеспечивающий учет нефти, блок измерений показателей качества нефти и ТПУ.

С помощью шкафа силового управления производится распределение тока по цепям питания, защита цепей питания от коротких замыканий и перегрузок, включение/выключение электропитания подключаемого оборудования.

ШСУ обеспечивает электропитание и управление включением/выключением следующих типов оборудования:

- насосы;
- электропривода запорно-регулирующей арматуры;
- пробоотборники;
- приборы вентиляции;
- освещение;
- электронагревательные элементы;
- щиты электротехнические и прочее оборудование.

## **1.2 Основное оборудование и средства измерения установки СИКН**

### **Блок измерительных линий (БИЛ)**

В общем случае на реальных производственных объектах БИЛ предусмотрены две измерительные линии, рабочая и контрольная (с функцией резервной) для измерения массы нефти прямым методом динамических измерений, на которых установлены преобразователи массового расхода типа,

с диапазоном измерений расхода, установленным при поверке.

Контрольная (с функцией резервной) измерительная линия используется при проведении поверки рабочей измерительной линии в режиме замещения, если по каким-либо причинам учет нефти по рабочей линии невозможен (окончание срока поверки рабочего преобразователя массового расхода, расширение диапазона расхода рабочего преобразователя массового расхода и т.д.), а также для включения в работу (учет) при отказе рабочей измерительной линии.

На входе в измерительную линию установлены фильтры для очистки нефти от механических включений.

Фильтры тонкой очистки, с толщиной фильтрации 5мм, оборудованы съемными крышками и преобразователями перепада давлений.

Температура в измерительной линии определяется преобразователем измерительным комплекте с термопреобразователем сопротивления платиновым, давление нефти - преобразователем давления измерительным. Для контроля температуры и давления нефти в измерительной линии по месту, установлены: термометр ртутный стеклянный и манометр для точных измерений.

Для измерения давления на входном и выходном коллекторе блока измерительных линий установлены преобразователи давления измерительные.

Индикатор фазового состояния, установленный на выходе СИКН, предназначен для определения наличия свободного газа в нефти, проходящую через установку.

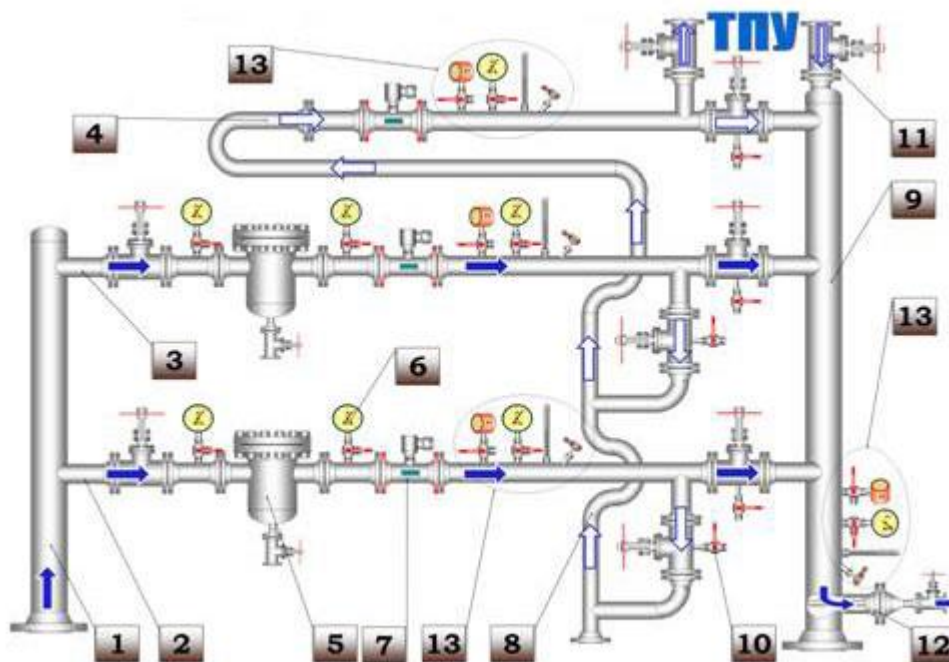


Рисунок 1.1 – Схема блока БИЛ

- 1 - входной коллектор
- 2 - рабочая измерительная линия
- 3 - резервная измерительная линия
- 4 - контрольная измерительная линия
- 5 - фильтр
- 6 - манометр
- 7 - преобразователь расхода
- 8 - контрольный коллектор
- 9 - выходной коллектор
- 10 - контроль герметизации
- 11 - запорная арматура
- 12 - пробозаборное устройство (опционально)
- 13 - приборы измерения показателей температуры и давления

### **Блок измерений показателей качества нефти (БИК)**

Блок измерения показателей качества нефти (БИК) предназначен для автоматизированного измерения показателей качества нефти,

автоматического и ручного отбора проб нефти, для определения содержания свободного газа.

Пробу из трубопровода отбирают только в процессе перекачивания при скорости нефти на входе в пробозаборное устройство, равной средней линейной скорости нефти в трубопроводе в том же направлении, что обеспечивает условие изокинетичности пробоотбора.

Расчетный диапазон расхода в БИК, удовлетворяющий требованию изокинетичности, составляет от 1,6 м<sup>3</sup>/ч до 3,2 м<sup>3</sup>/ч. Минимальный расход в БИК обусловлен метрологическими характеристиками установленных в БИК средств измерений.

На технологической линии БИК установлены:

- Щелевое пробозаборное устройство. Отбор нефти в БИК производится из входного трубопровода СИКН до входа в БИЛ через пробозаборное устройство щелевого типа.

- Насос. На входе в БИК параллельно установлены два циркуляционных насоса (рабочий, резервный). Циркуляционные насосы предназначены для обеспечения циркуляции нефти через БИК. Работа БИК осуществляется по безнасосной схеме, регулировка расхода выполняется ручным регулятором, а при недостаточном расходе - запускается циркуляционный насос для обеспечения расчетного расхода нефти через пробозаборное устройство.

- Фильтры. Для предотвращения выхода из строя насосов и средств измерения перед ними установлены фильтры. Для установления степени загрязненности фильтровна их входе и выходе установлены манометры. Максимальный перепад давления на фильтрах составляет 0,41 кгс/см<sup>2</sup> (0,04 МПа).

Поточный преобразователь плотности. Преобразователь плотности предназначен для измерения плотности нефти. После плотномера предусмотрен местный и дистанционный контроль температуры и местный и дистанционный контроль давления.

- Устройство определения свободного газа. Прибор предназначен для

определения количества свободного газа в нефти. Определение свободного газа в нефти проводится один раз в месяц, в соответствии с утверждённым графиком, а также по требованию одной из сторон (отдающая и принимающая).

- Автоматический пробоотборник. Автоматический пробоотборник предназначен для автоматического отбора объединенной пробы нефти за смену, состоит из основного и резервного пробоотборных устройств. Схемой предусмотрено включение пробоотборников в работу поочередно. Переключение пробоотборника с основного на резервный производится оператором владельца СИКН на АРМ оператора. Одновременная работа двух пробоотборников при параллельной схеме не допускается.

- Ручной пробоотборник. Ручной отбор проб производится через вентиль ручного пробоотбора пробоотборных устройств.

- Термостакан предназначен для измерения плотности нефти, при проведении контроля метрологических характеристик преобразователя плотности.

- Влагомер поточный. Влагомер поточный предназначен для определения объемной доли воды в потоке нефти. Технологической схемой БИК предусмотрен один влагомер.

- Преобразователь расхода. Счетчик жидкости турбинный установлен в БИК для контроля расхода нефти.

- Система промывки БИК: бак промывочной жидкости и насос, предусмотрены для удаления механических примесей и отложений в БИК.





Рисунок 1.2 – Схема БИК

### Узел регулирования давления (УРД)

УРД необходим для автоматического или ручного поддержания давления на выходе СИКН с целью предотвращения повышения давления на узле врезки в магистральный нефтепровод более максимально допустимого значения. Значение заданного давления в узле регулирования давления поддерживается электроприводным клапаном давления.

### Система обработки информации (СОИ)

СОИ предназначена для обеспечения автоматизированного выполнения функций сбора, измерения, обработки, отображения, регистрации информации по учету нефти и управления режимами работы СИКН.

Функции СОИ:

- сбор и обработка информации с первичных преобразователей массового и объемного расхода, температуры, давления, плотности,

влагосодержания, соответствующих пределам измерений первичных преобразователей;

- автоматический контроль, индикация и сигнализация предельных значений параметров;

- измерение, вычисление, индикация и выдача на верхний уровень (АРМ оператора) учетных параметров;

- автоматизация операций поверки и контроля метрологических характеристик преобразователя расхода;

- автоматическое построение, отображение и печать графиков измеряемых величин (трендов);

- формирование, хранение и печать протоколов, отчетов (оперативного, сменного, суточного, месячного), журнала регистрации показаний средств измерений СИКН, журнала аварий;

- защита от несанкционированного доступа за счет использования многоуровневой системы паролей и отображения коэффициентов преобразования средств измерения, версии и контрольной суммы программного обеспечения;

- обеспечение гарантированного электропитания системы в течение 2 часов при отключении основного электроснабжения.

### **Дренажная система**

В общем случае на реальных производственных объектах предусмотрена закрытая дренажная система. Сбор дренируемой нефти осуществляется со всех нижних точек трубопроводной обвязки.

При работе по основной схеме учета нефти:

- дренаж учтенной нефти из трубопроводов СИКН, производится в дренажную подземную емкость. Откачка нефти из дренажной емкости производится центробежным полупогружным насосом в автоцистерну и далее в дренажную емкость с последующей откачкой в один из РВС резервуарного парка, с составлением представителями владельца СИКН и Акта возврата нефти.

Нефть из дренажной емкости откачивается при заполнении емкости более 50% от номинального объема, а также в последнее число каждого месяца перед проведением инвентаризации нефти (при наличии 1 тонны нефти и более).

- дренаж неучтенной нефти из трубопроводов СИКН, производится в дренажную подземную емкость. Откачка нефти из нее производится центробежным полупогружным насосом типа в автоцистерну и далее в дренажную емкость с последующей откачкой в один из РВС резервуарного парка.

При работе по резервной схеме учета:

- Дренаж нефти из насосной внешней перекачки производится в дренажную подземную емкость). Откачка нефти производится центробежным полупогружным насосом в один из РВС резервуарного парка.

При срабатывании сбросного предохранительного пружинного клапана производится сброс в подземную емкость. Откачка нефти из нее производится центробежными полупогружными насосами в один из РВС резервуарного парка:

- при заполнении емкости до верхнего нормативного уровня;
- перед переходом с основной схемы учета на резервную схему учета;
- до перехода с резервной схемы учета на основную схему с составлением Акта возврата нефти.

Учтенная нефть, откачанная с емкости дренажной учитывается при формировании акта приема-сдачи нефти: уменьшается масса принятой-сданной нефти на массу, отраженную в Акте возврата нефти.

Результаты измерений и расчётов при раскочке дренажных ёмкостей с учтённой нефтью фиксируют в Журнале регистрации результатов измерений массы нефти в горизонтальном резервуаре.

### 1.3 Эталонные средства измерения и дополнительное оборудование

В качестве рабочего эталона измерения расхода используется стационарная трубопоршневая поверочная установка (ТПУ), предназначенная для поверки и контроля метрологических характеристик преобразователя расхода на месте эксплуатации.

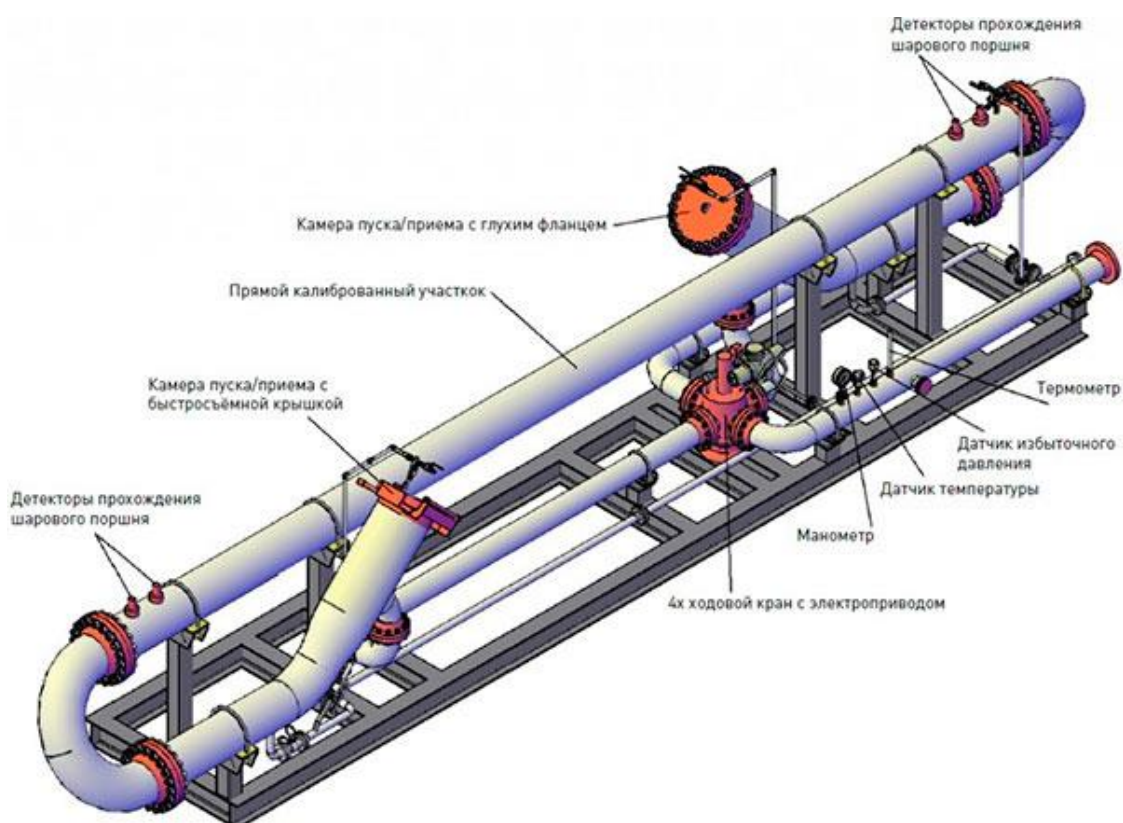


Рисунок 1.3 – Схема ТПУ

ТПУ состоит из однонаправленной петли и поршня сферической формы. На измерительной секции ТПУ вмонтированы детекторы поршня. Эти датчики регистрируют прохождение поршня. Часть петли ТПУ, находящаяся между двумя датчиками, называется измерительной секцией. Объем измерительной секции определяется методом калибровки водой и является основой всех измерений в системе.

На входе и выходе ТПУ установлены преобразователи давления и температуры, термометры и манометры.

Перечень основных средств измерений (СИ), измерительных преобразователей и оборудования СИКН представлен в таблице 1.1.

Таблица 1.1 - Перечень основных средств измерений, измерительных преобразователей и оборудования СИКН

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во, шт.
<b>Перечень основных средств измерений (СИ), измерительных преобразователей и оборудования СИКН</b>		
<b>1 СИКН</b>		
1.1.1	<b>Блок измерительных линий</b>	2 шт.
1.1.2	Датчик давления (разности давлений)	2 шт.
1.1.3	Измерительный линии: -рабочая -контрольная (с функцией резервной)	1 шт. 1 шт.
1.1.4	Преобразователь массового расхода	1 шт. 1 шт.
1.1.5	Преобразователь давления измерительный	2 шт.
1.1.7	Манометр для точных измерений	2 шт.
1.1.6	Преобразователь измерительный	2 шт.
1.1.8	Термопреобразователь сопротивления платиновый	2 шт.
1.1.9	Термометр ртутный стеклянный	2 шт.
1.1.10	Технологическая трубная обвязка с закрытой дренажной системой в комплекте с шаровыми кранами.	1 шт.
1.1.11	Входной коллектор	1 шт.
1.1.12	Выходной коллектор	1 шт.
<b>1.2 Блок измерений показателей качества нефти</b>		
1.2.1	Фильтр	2 шт.
1.2.2	Щелевое пробозаборное устройство	1 шт.
1.2.3	Термометр ртутный стеклянный	1 шт.
1.2.4	Преобразователь плотности жидкости измерительный	1 шт.
1.2.5	Преобразователь плотности жидкости измерительный (резерв)	1 шт.
1.2.6	Влагомер нефти поточный	1 шт.
1.2.7	Влагомер нефти поточный	1 шт.
1.2.8	Счетчик нефти турбинный	1 шт.
1.2.9	Преобразователь измерительный	1 шт.
1.2.10	Термопреобразователь сопротивления платиновый	1 шт.
1.2.11	Автоматический пробоотборник с диспергатором и контейнером	2 шт.
1.2.12	Насос шестеренчатый	1 шт.
1.2.13	Электронасос	2 шт.
1.2.14	Бак промывочной жидкости	1 шт.

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во, шт.
<b>Перечень основных средств измерений (СИ), измерительных преобразователей и оборудования СИКН</b>		
<b>1 СИКН</b>		
	0,04 м <sup>3</sup>	
1.2.15	Ручной пробоотборник с диспергатором	2 шт.
1.2.16	Индикатор фазового состояния	1 шт.
1.2.17	Устройство определения свободного газа	1 шт.
1.2.18	Манометр для точных измерений	7 шт.
1.2.19	Термостакан	1 шт.
1.2.20	Пробоотборник	1 шт.
<b>1.3 Узел регулирования давления</b>		
1.3.1	Клапан регулирующий	1 шт.
1.3.2	Электропривод	1 шт.
1.3.3	Редуктор	1 шт.
1.3.4	Манометр для точных измерений	1 шт.
1.3.5	Датчик избыточного давления	2 шт.
<b>2 Основные СИ и оборудование, установленные вне технологической части СИКН</b>		
2.1	Комплекс измерительно-вычислительный (ИВК)	1 к-т.
2.2	АРМ оператора	2 шт.
2.3	Принтеры отчетов	2 шт.
2.4	Шкаф передачи данных	1 шт.
2.5	Шкаф вторичной аппаратуры	1 шт.
<b>3 Стационарная поверочная трубопоршневая установка</b>		
3.1	Установка стационарная турбопоршневая поверочная	1 шт.
3.2	Преобразователь измерительный	2 шт.
	Термопреобразователь сопротивления платиновый	2 шт.
3.3	Преобразователь давления измерительный	2 шт.
3.4	Манометр для точных измерений	2 шт.
3.5	Термометр ртутный стеклянный	2 шт.

### **Порядок включения ТПУ для проверки**

ТПУ включается в работу для проведения периодической (внеочередной) поверки и контроля метрологических характеристик преобразователей массового расхода.

В нестабильных условиях (колебания давления, температуры, расхода) проведение поверки и контроля метрологических характеристик не допускается.

До начала поверки необходимо произвести и обеспечить выполнение следующих условий:

1. Условия, предъявляемые к потоку (герметичность запорной арматуры

на рабочей и контрольной измерительной линии). Весь поток нефти должен проходить через преобразователь массового расхода и петлю ТПУ. Это обеспечивается проверкой герметичности шаровых кранов БИЛ, ТПУ. Если не обнаружено протечек в процессе проверки герметичности, условия считаются удовлетворительными для поверки. Если шаровые краны негерметичны, необходимо приоткрыть краны и провести промывку кранов. Если это не устраняет причины, должно быть проведено техническое обслуживание запорной арматуры.

Во многих случаях превышение относительного отклонения результатов измерения массы при контроле метрологических характеристик вызвано наличием в ТПУ воздуха, поэтому перед проведением контроля метрологических характеристик необходимо произвести удаление воздуха.

В ходе стабилизации параметров расхода, давления и температуры необходимо удалить воздух, скопившийся в трубопроводе. Это достигается с помощью циклического открытия - закрытия 2-х ходового крана, используя ручное управление приводом, через выпускной воздушный кран, установленный в верхней части камеры запуска. В результате этой операции поток заставит шар-поршень перемещаться во внутреннем объеме ТПУ с выдавливанием воздушных пузырей в приемную камеру. Воздух при этом выпускается из камеры через приоткрытый шаровой кран. Операция должна повторяться до тех пор, пока воздух не будет больше выходить при открытии шарового крана.

2. Температурные условия. Разница температур на входе и выходе ТПУ должна быть в пределах  $\pm 0,2^{\circ}\text{C}$ . В целях стабилизации температуры дать возможность продукту протекать через ТПУ. В течение этого времени убедиться в том, что вся запорная арматура герметична. После установления постоянной температуры в ТПУ можно начинать поверку.

Все работы, связанные с подготовкой и проведением поверки или контроле метрологических характеристик массометров производятся оперативным персоналом владельца СИКН.

### **Подготовительные работы перед поверкой или контролем по ТПУ**

Провести внешний осмотр, проверить массовый преобразователь расхода и ТПУ, на предмет отсутствия механических повреждений и дефектов. Проверить надписи и обозначения, необходимо чтобы они были четкими и соответствовали требованиям эксплуатационной документации;

Проверить коэффициенты коррекции измерения массы массового преобразователя расходов, градуировочные коэффициенты поточного преобразователя плотности, объём ТПУ на соответствие значениям, приведенным в свидетельствах о поверке соответствующих СИ.

Произвести работы по проверке ноля при закрытых кранах шаровых входа измерительных линий и кранах шаровых выхода измерительных линий. Контроль ноля проводить по вторичной аппаратуре. По результатам контроля ноля МПР составить соответствующий акт.

Включить ТПУ последовательно с поверяемым преобразователем массового расхода обеспечив стабильный расход.

Проверить отсутствие воздуха в ТПУ.

Проверить герметичность запорной арматуры, через которые возможны протечки жидкости, влияющие на результаты измерений.

Проверить стабилизацию температуры на входе и выходе ТПУ.

Определить планируемый диапазон расхода, в котором будет производится поверка массового преобразователя расхода, с предоставлением справки с планируемым диапазоном за подписью главного метролога.

Вычислить массовый расход соответствующий объёмному плюс примерно  $3 \text{ м}^3/\text{ч}$  (при запуске шара - поршня по ТПУ, создается дополнительное сопротивление потоку жидкости, вследствие чего происходит небольшое снижение расхода), для вычисления массового расхода брать рабочую плотность СИКН

## **1.4 Организация обслуживания СИКН**



Ответственность за техническое состояние и метрологическое обеспечение СИКН несет лицо, назначенное приказом по предприятию.

Техническое и метрологическое обслуживание средств измерений, входящих в состав СИКН, проводится аккредитованной организацией.

Техническое обслуживание технологического оборудования осуществляется оперативным персоналом, электротехнического оборудования - персоналом электроустановок.

Графики проведения технического обслуживания средств измерения и основного оборудования СИКН разрабатываются, согласовываются с сервисной организацией, и утверждаются заместителем генерального директора - главным инженером организации, эксплуатирующей установку.

Графики проведения технического обслуживания систем автоматики, механо-технологического и электротехнического оборудования разрабатываются соответствующими службами в соответствии с установленным разграничением зон ответственности.

Обслуживание СИКН предусматривает ежесменное техническое обслуживание (ТО-ЕС), ежемесячное техническое обслуживание (ТО-1), ежеквартальное техническое обслуживание (ТО-2), ежегодное техническое обслуживание (ТО-3), внеплановое техническое обслуживание.

Техническое обслуживание СИКН осуществляется в соответствии с:

- МИ 3532-2015 «Рекомендация. ГСИ. Рекомендации по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти»;

- МИ 2775-2002 «Рекомендация. ГСИ. Порядок метрологического и технического обеспечения промышленной эксплуатации систем измерений количества и показателей качества нефти, трубопоршневых поверочных установок и средств измерений в их составе»;

- МИ 3081-2007 «Рекомендация. ГСИ. Системы измерения количества и показателей качества нефти, светлых нефтепродуктов и жидких углеводородов. Техническое обслуживание и ремонт. Основные положения»;

- Договор на оказание услуг по техническому обслуживанию СИКН;
- График технического обслуживания СИ и оборудования СИКН;
- График контроля метрологических характеристик СИ СИКН;
- Графики проведения поверки (калибровки) средств измерения СИКН.
- Технологические карты ТО оборудования СИКН.

Результаты проведенного технического обслуживания по графикам отражаются в Журнале технического обслуживания СИКН и формулярах на СИКН, ТПУ, СИ и оборудование СИКН. Составляется акт проведения ТО.

Кроме технического обслуживания периодически проводится ремонт (текущий или капитальный) средств измерений и оборудования СИКН.

Текущий ремонт должен выполняться силами эксплуатационно-ремонтного персонала подразделений (служб) предприятия или подрядной организации на месте применения средств измерений и оборудования.

Капитальный ремонт проводится силами обслуживающего (ремонтного) предприятия на его базе с применением специального оборудования и по технологии, установленной в ремонтной документации.

Факт проведения ремонта, его вид, содержание и результаты должны быть отражены в формуляре (паспорте) средства измерений (оборудования), а также журнале учета и результатов проведения ремонта средств измерений и оборудования.

### **1.5 Повышение эффективности работы ТПУ СИКН**

В качестве массового преобразователя расхода в СИКН используется Прувер С-100-6,3-0,05. Реализовать максимальную производительность массометров не представляется возможным в виду применения данной установки, предназначенной для проведения поверки и контроля

метрологических характеристик массовых преобразователей расхода, с максимальной пропускной способностью.

Для повышения эффективности эксплуатации СИКН необходимо комплекс технических и организационных мероприятий по переоборудованию.

А именно, необходимо произвести замену трубопоршневой установки Прувер С-100-6,3-0,05 с максимальной пропускной способностью 100 м<sup>3</sup>/ч на трубопоршневую установку «Syncrotrak» с максимальной пропускной способностью 340 м<sup>3</sup>/ч.

Согласовать все мероприятия и провести внеочередную поверку с вызовом специалистов ЦСМ.

Данная модернизация позволит провести поверку массовых преобразователей расхода во всем рабочем диапазоне, тем самым увеличить пропускную способность узла более чем в 2,5 раза при неизменных эксплуатационных затратах.

## 2. Учет нефти через резервуар

### 2.1 Физико-химические свойства нефти

Физико-химические показатели товарной нефти должны соответствовать требованиям таблицы 2.1.

Таблица 2.1 – Физико-химические показатели товарной нефти

Наименование	Значение
Вязкость кинематическая, сСт	5-30
Плотность продукта, кг/м <sup>3</sup>	843-849
Температура продукта, °С	+5 - +30
Давление насыщенных паров, не более, мм рт.ст.	500
Массовая доля воды, не более, %	0,5
Концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup>	100
Массовая доля механических примесей, не более, %	0,05
Содержание парафина, не более, %	3,5

### 2.2 Измерение уровня нефти в резервуаре

Основным способом измерения уровня нефти в нефтяном резервуаре является применение измерительной рулетки металлической с лотом. Данный параметр измеряют в начале и конце операции по приему (сдаче) нефти. Когда происходит измерение уровня нефти, саму ленту рулетки в начале, как и в конце проведения измерения, необходимо тщательно протереть специальной тряпкой, чтобы лента рулетки была избавлена от капель влаги.

На начальном этапе проведения измерений уровня нефти в стальном резервуаре, осуществляют измерение базовой высоты. Среднее арифметическое от двух измерений представляет собой результат базовой

высоты. Результат, который получили, сравнивают с паспортной величиной базовой высоты  $H_6$ , которая содержится в градуировочной таблице на резервуар стальной для хранения нефти.

В случаях, когда расхождения между полученным результатом базовой высоты и данных, представленных в градуировочной таблице на резервуар, не превышают 0,1%, то алгоритм измерения нефтяного уровня заключается в следующем:

- проводят опускание рулетки в медленном режиме до момента, когда лот достигнет дна резервуара. Опускание должно быть проведено строго вертикально. При этом внутреннее оборудование не должно быть задето рулеткой. Также не должно быть на поверхности никаких изменений, качаний, волн и т.п. – опускание должно быть медленным и осторожным;

- далее рулетку поднимают. Поднятие также производят осторожно, не вызывая возмущения нефти, также вертикально. Проводят отсчет с метки, которая смочена нефтью на ленте рулетки;

- точность отсчета на ленте рулетки должна быть до 1 мм, в тот момент когда часть ленты, смоченной нефтью, появляется над люком, служащим для измерения;

- количество проведенных измерений уровня нефти – 2. Если между ними отмечается разница до 1 мм, то результат оценивается как среднее значение. В случаях превышения расхождений более, чем 1 мм, то измерения уровня нефти проводят также два раза, и среди 4 полученных результатов берут три наиболее близкие между собой и вычисляют их среднее.

В случае превышения базовой высоты от указанной в градуировочной таблице на резервуар нефтяной стальной более, чем на 0,1% от  $H_6$ , то проводят проверку причин, которые лежат в основе изменений базовой высоты. Данные причины в сжатые сроки должны быть ликвидированы. В период, когда данные причины выясняются, измерение уровня осуществляют по пустотной высоте по следующему алгоритму:

- погружают рулетку медленно и осторожно, не отклоняя ее от

вертикального направления и не допуская возмущения поверхности нефти в виде волн и ряби, не допуская касания внутреннего оборудования резервуара;

- первый отсчет (верхний) проводят по рулетке на уровне риски планки (верхнего среза) замерного люка;

- далее осуществляют поднятие рулетки в строго вертикальном положении, не изменяя его ни под каким углом, отсчитывая начало на уровне смоченной части ленты (лота) жидкости (нижний отсчет);

- отсчет на ленте рулетки производят с точностью до 1 мм немедленно после появления смоченной части ленты рулетки над измерительным люком;

- измерение высоты пустоты в резервуаре производится дважды. Если результаты измерений отличаются не более чем на 1 мм, то в качестве результата измерения принимается их среднее значение. Если полученное расхождение измерений составляет более 1 мм, измерения повторяют еще дважды, и берут среднее значение из трех наиболее близких измерений;

- высота пустоты находится как разность верхнего и нижнего отчетов по рулетке;

- уровень жидкости в резервуаре определяется вычитанием полученного значения высоты пустоты из значения базовой высоты, указанного в градуировочной таблице данного резервуара.

В случаях, когда причины не могут быть ликвидированы, необходимо провести поверку резервуара стального во внеочередном порядке.

### **2.3 Измерение уровня подтоварной воды**

Уровень подтоварной воды в резервуаре измеряют на начальном и конечном этапе учета количества и качества нефти с применением рулетки с лотом и водочувствительной ленты или пасты. Когда происходит измерение уровня нефти, саму ленту рулетки в начале, как и в конце проведения измерения, необходимо тщательно протереть специальной тряпкой, чтобы лента рулетки была избавлена от капель влаги.

Алгоритм проведения данного измерения:

- ленту, которая имеет свойство водочувствительности, натягивают и в таком виде закрепляют на поверхности лота с обеих сторон. Далее лот покрывают тонким слоем водочувствительной пасты также с двух сторон;

- на следующем этапе рулетку с лотом, с закрепленной или лентой или пастой, которые обладают свойством водочувствительности, опускают в резервуар и составляют строго вертикально и неподвижно на несколько минут – сколько понадобится для растворения слоя пасты или ленты и когда будет строго выделена грань между водным и нефтяным слоем;

- количество таких измерений уровня подтоварной воды – 2. В случае отличия двух измерений до 1 мм, результат берется как среднее этих двух измерений;

- если лента или паста имеют невнятные результаты, линия косая или с двух противоположных сторон неодинакова, что может говорить об изменении строгого вертикального направления измерительной ленты, замеры уровня подтоварной воды повторяют.

Если линия размыта, это может свидетельствовать о резкой границе раздела между фазами воды и нефти, что говорит о присутствии водоземulsionного слоя. В таком случае измерения должны проводиться повторно, когда пройдет отстой и расслоение эмульсии.

#### **2.4 Определение фактического объема нефти в резервуаре**

Общий объем нефти в резервуаре стальном и объем подтоварной воды в начале и конце операции по учету фиксируют согласно градуировочной таблице, которая является применимой к конкретному нефтяному резервуару.

Формула для определения фактического объема нефти, которая находится в резервуаре на момент определения:

$$V_n = V_0 [1 + (2\alpha_{ст} + \alpha_s)(t_{ст} - 20)],$$

Где  $V_0$  – объем нефти в  $m^3$  в резервуаре, определенный согласно градуировочной таблице на данный резервуар, которые находится по следующей формуле:

$$V_0 = V_{\text{ж}} - V_{\text{в}},$$

Где  $V_{\text{ж}}$  – объём жидкости (нефть и подтоварная вода), который находится согласно градуировочной таблице, приведенной к условиям температуры в 20 °С, м<sup>3</sup>;

$V_{\text{в}}$  – объём подтоварной воды в резервуаре, который находится согласно градуировочной таблице, приведенной к условиям температуры в 20 °С, м<sup>3</sup>;

$\alpha_{\text{ст}}$  – температурный коэффициент линейного расширения, который определяется в соответствии с материалом резервуара, и значение которого принимают равным  $12,5 \cdot 10^{-6} \text{ 1/}^\circ\text{C}$  для резервуара стального;

$\alpha_{\text{с}}$  – температурный коэффициент линейного расширения, который зависит от материала рулетки. В случаях ее изготовления из нержавеющей стали, данный показатель принимают равным  $12,5 \cdot 10^{-6} \text{ 1/}^\circ\text{C}$ . Если измерение уровня нефти рулеткой проводят по высоте пустоты резервуара или при использовании уровнемера, данный показатель равен 0;

$t_{\text{ст}}$  – температура стенки резервуара, которая при расчет берется по измеренной температуре нефти.

## **2.5 Измерение температуры нефти в резервуаре**

Температуру нефти в резервуаре измеряют в начале и конце операции по учету показателей нефти. Основным способом является ее измерение с помощью термометра. Измерение проводят в точечных пробах, отбор которых ведут посредством ручного переносного термостатического прибора для отбора проб. Для получения достоверных результатов данный пробоотборник необходимо выдерживать на уровне отбираемой пробы в течение временного промежутка в 5 минут и более.

Через 1-3 минут от момента отбора проб, проводят измерение ее температуры. Замер ведут в пробоотборнике. При этом пробоотборник из замерного люка не вытаскивают. Термометр опускают в нефть на уровень, который определен технической документацией на модель термометра. Выдерживают его в пробе нефти до момента достижения постоянного



значения ртутного столбика. Отчитывают значение по термометру с точностью в  $\pm 0,1$  °С.

Формула для вычисления температуры нефти в резервуаре ( $T_V$ ) имеет следующий вид:

$$T_V = \frac{(T_H + 3T_{CP} + T_B)}{5},$$

Где  $T_H$  – показатель температуры точечной пробы, отобранной с нижнего нефтяного уровня резервуара;

$T_{CP}$  – температура, определенная в среднем нефтяном уровне резервуара, где проходит измерение температурного показателя;

$T_B$  – температура, определенная в верхнем нефтяном уровне резервуара, где проходит измерение температурного показателя.

В случаях, когда уровень нефти в резервуаре не достигает значений в 2000 мм, применяется следующая формула для определения температуры нефти ( $T_V$ ):

$$T_V = \frac{(T_H + T_B)}{2},$$

В случаях, когда уровень нефти в резервуаре не достигает значений в 1000 мм, то среднее значение температуры нефти принимают равной температуре нефти на нижнем уровне

$$T_V = T_H$$

Результаты, которые получили в ходе измерения, округляют до десятичных значений.

## **2.6 Определение показателей качества нефти**

Отбор точечных проб нефти проводят с помощью пробоотборника, как регламентировано нормативным документом - ГОСТ 2517-2012, на трех уровнях:

- верхний, определяется на 250 мм ниже нефтяной поверхности;
- средний, определяется в середине высоты нефтяного столба;
- нижний определяется как нижний срез приемо-раздаточного патрубка

(хлопушки) по внутреннему диаметру.

Термостатический пробоотборник закрытого типа опускают до нужного уровня, на котором проводят измерение, выдерживают по времени от 5 минут и проводят открывание крышки. Отбор проб проводят с верхнего уровня к нижнему последовательно от уровня к уровню.

Пробу объединенную получают, смешивая точечные пробы с трех уровней. Смешивание должно проводиться в следующем соотношении 1:3:1. С целью получения объединенной пробы, каждая точечная проба сливается после измерения показателя температуры в герметичный сосуд.

Точечные пробы в стальном резервуаре, где уровень не достигает 2000 мм, отбирают на верхнем и нижнем уровне. Средний уровень не задействован. Объединенная проба представлена одинаковыми объемами точечных проб с верхнего и нижнего уровней, которые смешивают.

Если уровень нефти не достигает 1000 мм, точечная проба отбирается с нижнего уровня.

Для объединенной пробы установленный объем представлен объемом от 3000 см<sup>3</sup>.

В течение 10 минут объединенная проба должна быть хорошо перемешана. Далее ее делят на две части, которые должны быть равны друг другу. Одна в дальнейшем используется для проведения необходимых анализов и испытаний, другая опечатывается и хранится в качестве арбитражного образца.

Объединенная проба в дальнейшем проходит испытание на плотность с применением ареометра в условиях лаборатории.

Полученные результаты плотности приводят к условиям измерения объема нефти ( $\rho$ , кг/м<sup>3</sup>) в стальном резервуаре как указано выше. Полученный результат округляют до десятичных значений.

Для измерений показателей качества нефти используется объединенная проба нефти, отобранной и составленной как указано выше. Замеры проводят в испытательной лаборатории.

Объединенную пробу испытывают на следующие показатели:

- массовая доля воды, согласно ГОСТ 2477;
- массовая доля серы, согласно ГОСТ Р 51947;
- массовая доля хлористых солей, согласно ГОСТ 21534.

Определение массовой доли примесей механического характера проводят согласно ГОСТ 6370. Определение органических хлоридов во фракции, выкипающей до 204°C определяют в соответствии с ГОСТ Р 52247. Определение парафина проводят в соответствии с ГОСТ 11851 по определенной периодичности один раз в десятидневный период в накопительной пробе, которая представляет собой равное количество всех объединенных проб, которые были накоплены за период времени, который прошел между двумя измерениями. 48

Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, сероводород определяется в соответствии с ГОСТ Р 50802. Для определения выхода фракций применяют ГОСТ 2177. Данные показатели определяются один раз в десятидневный срок в точечной пробе, отбор которой регламентирован ГОСТ 2517.

Для определения ДНП по ГОСТ 1756, ГОСТ Р 52340 берут точечные пробы, которые должны быть отобраны со среднего уровня каждого из резервуаров, в которых должен быть проведен анализ, с середины высоты столба жидкости.

## **2.7 Определение плотности нефти**

Проба, которая представляет собой объединенную из отобранных из резервуара точечных проб из разных уровней, должна быть получена их смешением, как показано в ГОСТ 2517.

Данный показатель определяется в испытательной лаборатории с помощью ареометра.

## 2.8 Определение массы брутто нефти в резервуаре

Масса брутто нефти на начальном этапе учетных операций и масса брутто нефти остатка в резервуаре хранения нефти проводят по следующей формуле:

$$M_{\text{бр}} = V_{\text{Н}} \cdot \rho_{\text{Н}} \cdot 10^{-3},$$

Где  $\rho_{\text{Н}}$  – показатель измеренной ареометром плотности, учитывая систематическую погрешность данного метода измерения, взятого из свидетельства о метрологической аттестации данной методики, проведенной и оформленной аккредитованной лабораторией. Плотность должна быть приведена к средней температуре нефти в резервуаре, расчет которой приведен по формуле выше;

$V_{\text{Н}}$  – фактический объем нефти в стальном резервуаре, определенный как указано выше.

## 2.9 Определение массы брутто нефти при откачке из резервуара

Если происходит процесс откачки нефти из резервуара хранения нефти, то массу сданной нефти есть результат разности массы нефти на начальном этапе откачки и массы нефти, которая осталась в резервуаре.

Сданная нефть по массе брутто определяется из формулы:

$$M_{\text{сд}} = M_{\text{Н1}} - M_{\text{Н2}},$$

Где  $M_{\text{Н1}}$  – масса нефти, определенная до процесса откачки, т;

$M_{\text{Н2}}$  – масса остатка нефти, которая определена после откачки, т.

## Определение массы нетто нефти в резервуаре

Масса нетто нефти  $M_{\text{Н}}$ , в тоннах, определяется вычислением через разность массы брутто нефти  $M_{\text{бр}}$ , тонн, и массы балласта  $m$ , в тоннах, с применением следующей формулы:

$$M_{\text{Н}} = M_{\text{бр}} - m = M_{\text{бр}} \left( 1 - \frac{W_{\text{В}} + W_{\text{МП}} + W_{\text{ХС}}}{100} \right),$$

Где  $W_{\text{В}}$  – содержание воды в нефти, выраженная в массовой доле, %;

$W_{МП}$  – содержание механических примесей, выраженных в массовой доле, %;

$W_{ХС}$  – содержание хлористых солей, выраженных в массовой доле, в %, определенная с применением следующей формулы:

$$W_{ХС} = 0,1 \frac{\varphi_{ХС}}{\rho_V},$$

Где  $\varphi_{ХС}$  – содержание хлористых солей в нефти, мг/дм<sup>3</sup>;

$\rho_V$  – определенная при условиях измерения показатель плотности нефти, кг/м<sup>3</sup>.

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

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

##### **3.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования**

В данном разделе будут выявлены потенциальные потребители, в роли которого выступают непосредственно месторождения, которые транспортируют нефть потребителю с месторождения.

Организации, занимающиеся добычей нефти, также являются потенциальными потребителями. Передача нефти является процессом, который необходимо строго контролировать на количественные и качественные показатели нефти.

В качестве потенциальных целевых потребителей разработки в рамках данной ВКР можно определить ПАО «НК Роснефть», ПАО «Татнефть», АО

«Томскнефть», которые также занимаются добычей и транспортировкой нефти.

В таблице 5.1. приведена карта сегментации рынка предоставляемых услуг.

Таблица 5.1 – Карта сегментации рынка предоставляемых услуг

		Вид деятельности	
Размер компании		Передача нефти потребителю	Магистральный транспорт нефти
	Крупные		
	Средние		
	Мелкие		

ПАО «НК Роснефть»	
ПАО «Татнефть»	
АО «Томскнефть»	

Как видно из представленных данных, крупные, мелкие и средние компании выступают в качестве основных сегментов рынка.

### 3.1.2 Анализ конкурентных технических решений

Анализ конкурентных технических решений рассчитывается по формуле:

$$K = \sum_{i=1}^n B_i \cdot B_i$$

Где  $B_i$  – балл  $i$  показателя;

$B_i$  – вес показателя;

$K$  – конкурентоспособность научной разработки.

Ниже в таблице 5.2 приведена оценочная карта, рассчитанная по данной формуле.

Таблица 5.2 - Оценочная карта конкурентоспособности

Критерии оценки	Вес критерий	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б <sub>ф</sub>	Б <sub>к1</sub>	Б <sub>к2</sub>	К <sub>ф</sub>	К <sub>1</sub>	К <sub>2</sub>
<b>Технические критерии оценки</b>							
Повышение производительности труда	0,03	2	3	3	0,25	0,20	0,35
Надежность	0,10	2	2	3	0,2	0,2	0,2
Безопасность	0,20	3	4	3	0,3	0,3	0,4
Энергоэффективность	0,20	3	5	3	0,75	0,25	0,10
Техническая база	0,04	2	3	4	0,15	0,25	0,10
<b>Экономические аспекты критерий для оценки эффективности</b>							
Цена	0,03	2	5	4	0,2	0,2	0,2
Предполагаемый срок эксплуатации	0,10	3	4	5	1	0,5	0,8
Уровень проникновения на рынок	0,20	5	2	3	0,70	1	0,8
Итого	1	22	28	28	3,55	2,9	2,95

В качестве решения №1 рассматривается установка ТПУ Прувер С-100-6,3-0,0, в качестве решения №2 – ТПУ «Syncrotrak».

Большой показатель для решения №2» говорит о том, что данное техническое решение ТПУ более конкурентоспособными.

## 3.2 Планирование научно-исследовательских работ

### 3.2.1 Структура работы в рамках научного исследования

В рамках данной исследовательской работы команда проекта состоит из двух участников: руководителя проекта и инженера.

Планирование задач обеспечивает разделение обязанностей между участниками проекта, подсчет заработной платы работников и гарантирует выполнение проекта в установленные сроки.

Последовательность и характер работы, а также назначение исполнителей, представлены в таблице 5.3.

Таблица 5.3 - Распределение среди исполнителей и этапы работ

Этапы	№	Основные цели работ	Должность
-------	---	---------------------	-----------

Разработка ТЗ	1	Формирование и согласование ТЗ	Студент
Разработка документов для НИ	2	Изучение регламентирующей технической документации и сбор основных данных по работе ТПУ СИКН	Ведущий инженер
	3	Планирование работ по проекту в соответствии с календарем	Студент
Теоретические и экспериментальные расчеты	4	Выявление и расчет ключевых параметров	Ведущий инженер
	5	Разработка предложений по улучшению	Ведущий инженер
Оценка полученных результатов	6	Оценка экономической эффективности	Ведущий инженер
	7	Анализ результатов исследований	Студент, ведущий инженер
Составление документации по результатам исследования	8	Пояснительная записка	Ведущий инженер

### 3.3 Расчет сметных затрат на мероприятия по покупке

Для определения прогнозируемого (среднего) значения трудозатрат используется формула:

$$t_{ож\ i} = \frac{3 \cdot t_{min\ i} + 2 \cdot t_{max\ i}}{5}$$

Где  $t_{min\ i}$  - прогнозируемая трудозатраты на выполнение  $i$ -й работы, чел.-дн.;

$t_{mini\ i}$  - наименьшие возможные трудозатраты на выполнение заданной  $i$ -й работы (оптимистическая оценка: при наилучшем сочетании обстоятельств), чел.-дн.;

$t_{maxi\ i}$  - наибольшие возможные трудозатраты на выполнение заданной  $i$ -й работы (пессимистическая оценка: при наихудшем сочетании обстоятельств), чел.-дн.



Исходя из прогнозируемых трудозатрат, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях, учитывая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями по формуле:

$$T_{pi} = \frac{t_{ожi}}{Ч_i}$$

Где  $T_{pi}$  - продолжительность  $i$ -й работы, раб. дн.;

$t_{ожi}$  - прогнозируемая трудозатраты на выполнение  $i$ -й работы, чел.-дн.;

$Ч_i$  - количество исполнителей, одновременно выполняющих одну и ту же работу на  $i$ -м этапе, чел.

В таблице 5.4 представлены результаты в форме календарного плана-графика Ганта.

Таблица 5.4 - Календарный план-график Ганта

№	Вид работ	Исп.	Календ. дни	Продолжительность выполнения																
				Апрель			Май			Июнь										
				1	2	3	1	2	3	1	2	3								
1	Составление и утв.ТЗ для НИ	Р	4																	
2	Изучение нормативно-технической документации	И	8																	
3	Календарное планирование	Р	3																	
4	Определение и расчет основных параметров	И	14																	
5	Сравнение результатов с базовыми параметрами	И	10																	
6	Разработка рекомендации по модернизации	И	6																	

7	Оценка результатов	Р, И	2									
8	Составление пояснительной записки	И	10									

### 3.4 Расчет материальных затрат

Для проведения научно-технического исследования необходимыми являются материальные расходы.

Материальные расходы, требуемые для данной разработки, записываются в таблицу 5.5.

Таблица 5.5 - Материальные расходы

Наименование	Единицы измерения	Количество	Цена за единицу, руб.	Затраты на материалы, руб.
Бумага для принтера формата А4	упаковка	1	340	340
Ручка шариковая, синяя	штука	4	35	140
Картридж для принтера	штука	1	1488	1488
Итого				1968

Заработная плата состоит из основной и дополнительных заработных плат:

$$V_{зп} = V_{доп} + V_{осн}$$

Дополнительная заработная плата составляет 15-20 % от основной заработной платы.

$V_{осн}$  находится по формуле:

$$V_{осн} = V_{дн} \cdot T_p,$$

Где  $V_{\text{дн}}$  - среднедневная оплата, руб.;

$T_p$  - длительность работ, раб. дн.

$$V_{\text{дн}} = \frac{V_{\text{м}} \cdot M}{\Phi_{\text{м}}}$$

Где  $V_{\text{м}}$  - месячный должностной оклад сотрудника, руб.;

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

- при отпуске на 28 рабочих дней  $M = 11$  месяцев, 5-дневная рабочая неделя;

- при отпуске на 56 рабочих дней  $M = 10$  месяцев, 6-дневная рабочая неделя.

$\Phi_{\text{м}}$  - фактический годовой фонд рабочего времени участников проекта, рабочие дни.

Месячный должностной оклад сотрудника:

$$V_{\text{м}} = V_{\text{тс}} \cdot (1 + K_{\text{д}} + K_{\text{пр}}) \cdot K_{\text{п}}$$

Где  $V_{\text{тс}}$  - зарплата согласно тарифной ставке, руб.;

$K_{\text{пр}}$  - премиальный коэффициент, составляющий 0,3 (30% от  $V_{\text{тс}}$ );

$K_{\text{д}}$  - коэффициент доплат и надбавок, принимаем 0,2;

$K_{\text{п}}$  - районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Расходы на дополнительную оплату труда участников проекта учитывают размер доплат, предусмотренных Трудовым кодексом РФ за отклонение от стандартных условий труда, а также выплаты, связанные с предоставлением гарантий и компенсаций.

Дополнительная оплата труда:

$$V_{\text{д}} = k_{\text{д}} \cdot V_{\text{осн}}$$

Где  $K_{\text{д}}$  - коэффициент заработной платы, который равен 0,18.

Расчет заработной платы для студента:

$$V_{\text{м}} = 39300 \cdot (1 + 0,2 + 0,3) \cdot 1,3 = 76635 \text{ руб.}$$

$$V_{\text{дн}} = \frac{76635 \cdot 10}{365 - 66 - 56} = 3153,7 \text{ руб.}$$

$$V_{\text{осн}} = 3153,7 \cdot 6,6 = 20814,4 \text{ руб.}$$

$$V_d = 20814,4 \cdot 0,18 = 3746,6 \text{ руб.}$$

Расчет заработной платы инженера:

$$V_m = 26200 \cdot (1 + 0,2 + 0,3) \cdot 1,3 = 51090 \text{ руб.}$$

$$V_{дн} = \frac{51090 \cdot 10}{365 - 117 - 28} = 2322,7 \text{ руб.}$$

$$V_{осн} = 2322,7 \cdot 34,3 = 79668,7 \text{ руб.}$$

$$V_d = 79668,7 \cdot 0,18 = 14340,3 \text{ руб.}$$

Данные по расчету сведены в таблицу 5.6.

Таблица 5.6 - Расчеты заработной платы для исполнителей

Исполнитель	V <sub>тс</sub> , руб	K <sub>пр</sub>	K <sub>д</sub>	K <sub>п</sub>	V <sub>м</sub> , руб.	V <sub>дн</sub> , руб	T <sub>п</sub> , руб	V <sub>осн</sub> , руб	K <sub>доп</sub> , руб	V <sub>доп</sub> , руб	Итого, руб.
Студент	26200	0,3	0,2	1,3	51090	3153,7	34,3	79668,7	0,18	14340,3	94009
Руководитель	39300				76635	2322,7	6,6	20814,4		3746,6	24561

Выплаты во внебюджетные фонды включают в себя установленные законами Российской Федерации ставки взносов на государственное социальное страхование (ФСС), пенсионный фонд (ПФ) и фонд обязательного медицинского страхования (ФОМС) от суммы оплаты труда сотрудников.

Сумма взносов во внебюджетные фонды:

$$V_{вн} = K_{вн} \cdot (V_{доп} + V_{осн})$$

Где  $K_{вн}$  - коэффициент взносов во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и т.д.).

Значение коэффициента взносов во внебюджетные фонды принимается равным 30%.

В таблице 5.7 представлены результаты расчета взносов во внебюджетные фонды для всех участников проекта.

Таблица 5.7 - Взносы во внебюджетные фонды

Исполнитель	Дополнительная заработная плата, руб.	Основная заработная плата, руб.
-------------	---------------------------------------	---------------------------------

Инженер	14340,3	79668,7
Студент	3746,6	20814,4
Коэффициент взносов во внебюджетные фонды	0,3	
Итого		
Инженер	28202,7	
Студент	7368,3	

Включенные в накладные расходы прочие издержки организации, не учтенные в предшествующих статьях затрат, такие как оплата телекоммуникационных услуг, электричества, интернет-соединения и т.п.

Накладные расходы:

$$V_{\text{накл}} = (\text{сумма статьи} \div 5) \cdot K_{\text{нр}}$$

Где  $K_{\text{нр}}$  - коэффициент, который учитывает накладные расходы, принимаются в размере 16%.

$$V_{\text{накл}} = (V_{\text{м}} + V_{\text{об}} + V_{\text{осн}} + V_{\text{доп}} + V_{\text{внеб}}) \cdot 0,16$$

$$V = (1968 + 438811 + 100483,1 + 18086,9 + 35571) \cdot 0,16 = 95187,2 \text{ руб.}$$

Таблица 5.8 - Бюджет на затраты

Наименование статьи	Сумма, руб.
Затраты по основной заработной плате	100483,1
Затраты по дополнительной заработной плате	18086,9
Отчисления во внебюджетные фонды	35571
Накладные расходы	95187,2
Материальные затраты	1968
Бюджет на траты	690107,2

### 3.5 Расчет технико-экономических показателей

Оценка эффективности основывается на расчете интегрального показателя эффективности научного исследования. Он связан с определением

двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсной эффективности.

Интегральный финансовый показатель исследования определяется в виде:

$$I_{\text{фин}}^{\text{цнс}} = \frac{\Phi_{\text{п}}}{\Phi_{\text{max}}}$$

Где  $I_{\text{фин}}$  - интегральный показатель;

$\Phi_{\text{п}}$  - стоимость исполнения;

$\Phi$  - максимальная стоимость НИ.

Для проекта стоимость исполнения:

$$I_{\text{фин}}^{\text{цнс}} = \frac{\Phi_{\text{п}}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{690107,2}{690107,2} = 1$$

Интегральный показатель ресурсной эффективности для разных вариантов выполнения исследовательского объекта может быть определен следующим образом:

$$I_{\text{pi}} = \sum a_i \cdot b_i$$

Где  $I_{\text{pi}}$  - интегральный показатель ресурсной эффективности;

$a_i$  - весовой коэффициент разработки;

$b_i$  - экспертная оценка разработки, определенная на основе выбранной шкалы оценивания.

Таблица 5.9 - Сравнительная оценка характеристик разрабатываемого проекта

Критерии	Вес. коэффициент	Проект
Безопасность	0,2	4
Надежность	0,2	5
Долговечность	0,2	5
Удобство в эксплуатации	0,1	5
Ремонтопригодность	0,1	4
Энергоэкономичность	0,2	5
Итого	1,0	

Расчет ресурсоэффективности:

$$I=0,2\cdot4+0,2\cdot5+0,2\cdot5+0,1\cdot5+0,1\cdot4+0,2\cdot5=4,7$$

Интегральный коэффициент эффективности различных вариантов выполнения проекта ( $I_{\text{исп}}$ ) рассчитывается на основе интегрального показателя ресурсной эффективности и интегрального финансового показателя, используя формулу:

$$I_{\text{исп}} = \frac{I_{\text{р-исп}}}{I_{\text{цнс}}^{\text{фин}}}$$

$$I = \frac{I_{\text{р-исп}}}{I_{\text{цнс}}^{\text{фин}}} = \frac{4,7}{1} = 4,7$$

Сопоставление интегральных показателей эффективности разных вариантов выполнения проекта даст возможность определить относительную эффективность проекта и выбрать наиболее подходящий вариант из предложенных. Относительная эффективность проекта ( $\mathcal{E}_{\text{ср}}$ ):

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{исп}}}{I_{\text{исп.мин}}}$$

$$\mathcal{E} = \frac{4,7}{4,5} = 1,04$$

Таблица 5.10 - Интегральные показатели

Показатели	Проект
Интегральный финансовый показатель разработки	1
Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,7
Интегральный показатель эффективности	4,7
Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,04

Анализ интегральных показателей эффективности дает возможность определить и выбрать более успешный подход к решению технической проблемы, поставленной в бакалаврской работе, с точки зрения финансовой и ресурсной эффективности.

## **4 Социальная ответственность**

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

Раздел выпускной квалификационной работы «Социальная ответственность» посвящен анализу вредных и опасных производственных



факторов, которые имеют воздействие на сотрудников, занятых на эксплуатации СИКН ТПУ.

Данная установка является потенциально опасной, в ней обращается опасное вещество – нефть.

Изучение вопросов, связанных с опасными и вредными производственными факторами, которые оказывают влияние на работника в условиях эксплуатации СИКН ТПУ.

В качестве рабочей зоны при эксплуатации рассматривается помещение, где установлена СИКН ТПУ.

Согласно статье 212 ТК РФ, компания для каждого рабочего места должна обеспечить безопасные условия труда.

Установка СИКН ТПУ размещается на месторождениях, в связи с чем, работа там осуществляется вахтовым методом.

В соответствии с положениями в статьях, которые предоставляет Трудовой кодекс при нормировании взаимосвязи «работодатель – работник», для сотрудников, занятых на вахтовых работах в условиях Крайнего Севера и регионах, которые приравнены к ним, определяется районный коэффициент, в соответствии с которым работодатель выплачивает процентные надбавки в размере и порядке, установленных на законодательном уровне в отношении данных работников, занятых на работах вахтовым методом в условиях Крайнего Севера и приравненных к ним регионов. В качестве дополнительных мер поддержки предусмотрен ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск, количество которого в районах Крайнего Севера составляет 24 дня, в районах, приравненных к Крайнему Северу – 16 дней.

#### **4.2.1 Анализ выявленных вредных факторов при эксплуатации СИКН**

Эксплуатация СИКН ТПУ сопровождается потенциальным влиянием на сотрудников вредных и опасных производственных факторов трудового процесса.

Анализ потенциальных вредных и опасных факторов при строительстве магистрального газопровода представлены в таблице 6.1 в соответствии с ГОСТ 12.0.003-2015.

Таблица 6.1 – Вредные и опасные производственные факторы при строительстве магистрального газопровода

Возможные опасные и вредные производственные факторы на рабочем месте монтажника трубопроводов согласно ГОСТ 12.0.003-2015	Нормативные документы, регламентирующие безопасные уровни (ПДУ) и ПДК (для вредных веществ)
ОВПФ, связанные с механическими колебаниями твердых тел и их поверхностей и характеризуемые повышенным уровнем и другими неблагоприятными характеристиками шума	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности
ОВПФ, связанные с механическими колебаниями твердых тел и их поверхностей и характеризуемые повышенным уровнем общей вибрации	ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования
ОВПФ, связанные со световой средой и характеризуемые отсутствием или недостатком необходимого искусственного освещения	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение
ОВПФ, обладающие свойствами химического воздействия на организм работающего человека (пары нефти)	ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности
Движущиеся (в том числе разлетающиеся) твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего (в том числе движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; передвигающиеся изделия, заготовки, материалы; разрушающиеся конструкции; обрушивающиеся горные породы; падающие деревья и их части	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности
ОВПФ, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий	ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты

Таким образом, были определены потенциально опасные и вредные факторы, которые могут воздействовать на обслуживающих установку СИКН ТПУ.

#### **4.2.2 Анализ выявленных опасных факторов и мероприятия по их устранению**

Обратимся к характеристикам ОВПФ.

**ОВПФ, связанные с механическими колебаниями твердых тел и их поверхностей и характеризующиеся повышенным уровнем и другими неблагоприятными характеристиками шума**

Шум на рабочих местах остается помехой, которая может вызывать различные расстройства и патологии, которые могут угрожать здоровью сотрудника и производительности его труда.

Повышенный уровень шума в течение длительного времени оказывает влияние на:

- слух: усталость слуха, акустические травмы, профессиональная глухота;

- на организм: в дополнение к воздействию на слух шум на работе может вызывать беспокойство / стресс, который влияет на сердечно-сосудистую систему (учащенное сердцебиение и кровяное давление), иммунную систему, ритм и качество сна, а также на психологическое и поведенческое равновесие (нервозность, агрессивность, депрессия);

- шум на работе снижает количество и качество выполняемой сотрудниками работы. Шум затрудняет концентрацию внимания, что негативно сказывается на производительности труда сотрудников.

В дополнение к снижению концентрации внимания и когнитивных способностей, шум на работе может вызывать усталость, дискомфорт, нервозность, затруднения в общении между сотрудниками, что может быть источником несчастных случаев на производстве.

При строительстве магистрального газопровода источником повышенного шума могут быть работающие машины, спецтехника, которые выполняют определенные работы на каждой стадии технологического процесса.

Уровень шума не должен превышать допустимый – 80 дБА. В рабочей зоне, где уровень шума превышает 135 дБА, нахождение работника недопустимо.

Средствами индивидуальной защиты слуха являются наушники, беруши, противозумные вкладыши. Их применение является обязательным для выполнения работ, связанных с повышенным уровнем шума, или при нахождении в зонах с повышенным уровнем шума.

К средствам защиты от повышенного уровня шума являются элементы производственной конструкции (кабины, экраны, шумопоглощающие прокладки).

**ОВПФ, связанные с механическими колебаниями твердых тел и их поверхностей и характеризующиеся повышенным уровнем общей вибрации**

Источник – работа производственного оборудования.

Воздействие вибрации может оказать негативное влияние на здоровье работающих. Повышенный уровень вибрации может привести к повреждению суставов, мышц, нарушению кровообращения и чувствительных нервов, к сильной боли, временной потере трудоспособности или даже инвалидности (профессиональное заболевание – вибрационная болезнь).

При строительстве магистрального газопровода источником вибрации может быть работа спецтехники, подъемных механизмов, работа дизельной станции, работа ручного инструмента.

Согласно нормативному документу, представленному в таблице 6, для вибрации существуют предельно допустимые уровни. Ограничивающим фактором при нахождении работающего в зоне с повышенным уровнем вибрации, является время, в течение которого он может работать:

- работа в течение 120-160 минут разрешается при превышении ПДУ до 3 дБ, затем следует сделать регламентированный перерыв;

- запрещается работать в рабочей зоне, где уровень вибрации превышает ПДУ на 12 и более дБ.

В качестве защиты работающих в зонах с источником как общей, так и локальной вибрации, эффективной является виброизоляция, которая служит своего рода «гасителем» источника вибрационных колебаний. Ее размещают между источником вибрации и основанием.

Как средства индивидуальной защиты от общей вибрации, выделяют обувь на подошве из материалов, обладающих свойством гасить колебания. В качестве защиты от локальной вибрации (через руки) используются виброгасящие перчатки.

#### **ОВПФ, связанные со световой средой и характеризующиеся отсутствием или недостатком необходимого искусственного освещения**

Создание оптимальных условий световой среды является важной частью в комплексе мероприятий по охране труда и оздоровлению условий труда при работе оборудованием и т.д. Помещение или рабочая зона должны иметь как естественное, так и искусственное освещение. В свою очередь недостаток освещения или его неправильная спроектированная система приводит к различным заболеваниям органов зрения и ухудшению психического здоровья. Не только на зрение, но и весь человеческий организм остро реагирует на дискомфортный свет. Это проявляется в усталости, сонливости, частых головных болях, повышении артериального давления, и как результат – снижается работоспособность.

Согласно СП 52.13330.2016 в помещениях, где происходит наблюдение за технологическим процессом при постоянном нахождении работников в помещении освещенность не должна быть ниже 300 лк. Правильно проведенная компоновка освещения дает высокий уровень работоспособности, положительное влияние на психологическое состояние и повышает производительность труда.

Естественное освещение (КЕО) составляет 3,0 при верхнем или комбинированном освещении и 1,0 при боковом.

**Движущиеся (в том числе разлетающиеся) твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего (в том числе движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; передвигающиеся изделия, заготовки, материалы; разрушающиеся конструкции; обрушивающиеся горные породы; падающие деревья и их части; струи и волны, включая цунами; ветер и вихри, включая смерчи и торнадо**

При эксплуатации СИКН ТПУ наиболее типичными опасностями для данного фактора может быть падение предмета и т.д. на человека, удары предметов.

Для защиты используют устройства, которые препятствуют появлению человека в опасной зоне, а также предупреждающие знаки. Ограждение имеют вид сеток, различных решеток, защитных кожухов.

**ОВПФ, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий.**

Опасность поражения электрическим током может привести к смерти или травмам от:

- поражения электрическим током;
- ожога электрическим током;
- электрической дуги;
- пожара или взрыва, вызванного электрической энергией (когда любая такая смерть или травма связаны с производством, предоставлением, передачей, преобразованием, ректификацией, конверсией, проводкой, распределением, контролем, хранением, измерением или использованием электрической энергии).

Примеры рисков, связанных с опасностью поражения электрическим током, включают:

- Поражение электрическим током и ожоги от контакта с проводом под напряжением;
- Пожары из-за неисправной проводки;
- Перегрузка цепей;
- Открытые части оборудования под напряжением;
- Поражение электрическим током или ожоги из-за отсутствия СИЗ;
- Взрывы и пожары от взрывчатых и легковоспламеняющихся веществ;
- Контакт с воздушными линиями электропередачи.

#### **4.2.3 Пожарная безопасность**

В качестве решений, направленных на предупреждение развития аварий и локализацию выбросов опасных веществ, можно выделить следующие:

- выбор оборудования, арматуры, трубопроводов выполнен в соответствии с рабочим давлением, температурой, коррозионностью среды;
- все технологические узлы: сепараторы нефти и газа, отстойники установлены на оборудованных железобетонных площадках;
- для опорожнения аппаратов и сосудов при авариях установлены подземные дренажные емкости с погружными насосами;
- предусмотрена автоматическая стационарная система пенного пожаротушения;
- диаметр и высота факела определены из расчета сброса всего нефтяного газа в год при максимальной производительности УПН и достижения допустимой концентрации вредных веществ в приземном слое воздуха, в соответствии с действующими указаниями и программами по расчету рассеивания в атмосфере вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий;
- при нестандартной ситуации технологической схемой УПН предусмотрена рециркуляция нефти на прием буферных емкостей и аварийного резервуара;

- оборудование устанавливается на свайном фундаменте и оснащается запорной, регулирующей и предохранительной арматурой, приборами контроля и автоматики, площадками и лестницами для обслуживания;

- сосуды, работающие под давлением, оборудованы предохранительными клапанами;

- защита обслуживающего персонала от поражения электрическим током путём защитного заземления всех металлических частей электрооборудования, нормально не находящегося под напряжением;

- для отключения поврежденного аппарата, участка трубопровода или насоса применяются быстродействующие отключающие устройства.

Для обеспечения взрывопожаробезопасности на объекте предусмотрены следующие технические решения и организационные мероприятия:

Технические решения:

- оборудование объекта системой пожаротушения, а также огнетушителями, песком, асбестовым полотном;

- для снижения уровня взрывобезопасности технологическая система площадок разделена быстродействующей отсечной арматурой на блоки;

- оборудование молниезащиты сооружений, защита оборудования и трубопроводов от вторичных проявлений молнии;

- для защиты от накопления и проявления статического электричества все оборудование и коммуникации заземлены;

- оснащение наружных установок и насосных автоматическими стационарными сигнализаторами довзрывоопасных концентраций (ДВК);

- оснащение помещения насосных общеобменной и аварийной вентиляциями;

- электрооборудование в пределах взрывоопасной зоны применяется во взрывозащищенном исполнении с уровнем взрывозащиты в соответствии с категорией и группой взрывоопасной смеси;



- резервуар оснащен вентиляционными патрубками с огнепреградителями и другим необходимым резервуарным оборудованием;
- предусмотрена пропарка и продувка трубопроводов инертным газом перед пуском установки, а также в ремонтный период;
- обеспечение кольцевого проезда по площадкам ко всем составляющим декларируемых объектов механизированных средств пожаротушения.

Организационные мероприятия:

- наличие оперативного плана пожаротушения и плана ликвидации аварийных ситуаций и аварий установки;
- осуществление постоянного контроля состояния противопожарного оборудования на объекте;
- проверка состояния воздушной среды с помощью переносных газоанализаторов при отказе стационарных сигнализаторов;
- периодическая проверка переносных и стационарных газоанализаторов, систем сигнализации и автоматики;
- на территории размещения СИКН ТПУ запрещается применение открытого огня. При отсутствии электроосвещения разрешается пользоваться только взрывобезопасными переносными источниками освещения напряжением не более 12В.

#### **4.2.4 Средства и меры по обеспечению безопасности труда и производства**

Условиями безопасной эксплуатации и обслуживания оборудования СИКН являются знание и соблюдение персоналом установленных правил технической эксплуатации, пожарной безопасности, техники безопасности и промышленной санитарии, требований инструкций по охране труда по видам работ и по профессиям.

Обслуживающий персонал должен знать технологическую схему СИКН, план, места и сроки проведения работ на территории ее размещения.

Персонал должен быть аттестован в области промышленной безопасности, пройти проверку знаний правил и норм охраны труда и безопасного проведения работ.

Площадка СИКН должна быть обеспечена первичными средствами пожаротушения, содержаться в чистоте, запрещается размещать на ней горючие материалы.

Ступени и площадки лестниц должны постоянно поддерживаться в чистоте, очищаться от наледи и снега.

В ночное время территория ПСП должна иметь освещение не менее 10 люкс.

Технологическое оборудование и СИ СИКН должны иметь чёткую нумерацию или позиционное обозначение, на технологических трубопроводах должны быть нанесены стрелки указания направления потока нефти.

К эксплуатации и техническому обслуживанию оборудования допускаются лица прошедшие инструктажи, стажировку, обучение и проверку знаний (аттестацию) по промышленной безопасности, охране труда и пожарной безопасности.

При выполнении работ возможно наличие следующих опасных и вредных производственных факторов:

- образование взрывоопасной среды;
- загазованность воздуха рабочей зоны;
- недостаточная освещенность на рабочем месте;
- воздействие на организм человека электрического тока;
- травмирование неисправным инструментом.

Работник, в случае несоответствия рабочего места требованиям норм и правилам безопасности и, обязан отказаться от выполнения работ, уведомив об этом своего непосредственного руководителя.

При выполнении работ обслуживающий персонал должен иметь одежду и обувь, изготовленные из материалов, не накапливающих статическое электричество, в соответствии с требованиями ГОСТ 12.4.124. Обувь не должна иметь металлических накладок и гвоздей.

Запрещается применять ручной электроинструмент (дрель, перфоратор), предназначенный для сверления отверстий при выполнении работ по техническому обслуживанию и ремонту.

Весь слесарный инструмент, предназначенный для работы в газоопасной среде, должен быть в обмедненном исполнении, во избежание искрообразования во время работы. Переносные пробосборники должны быть изготовлены из материала, не образующего искры при ударе (алюминия, бронзы, латуни и др.).

Ремонтные работы разрешается производить только на отключенных измерительных линиях и оборудовании (со сбросом избыточного давления).

Запрещается повышение давления свыше установленного для данного участка трубопровода или технологического участка.

Все шкафы СОИ, ШСУ должны быть закрыты, доступ ограничен.

К эксплуатации во взрывоопасных зонах допускается электрооборудование, изготовленное в соответствии с требованиями государственных стандартов на взрывозащищенное оборудование, имеющее действующие разрешительные документы.

Запрещается вскрывать оболочку взрывозащищенного оборудования и КИПиА, токоведущие части которого находятся под напряжением.

Огневые, газоопасные работы и работы повышенной опасности проводить только по оформленному на соответствующий вид работ наряду-допуску.

Необходимо следить за состоянием крепления трубопроводов, не допускать вибрации трубопроводов.

Не допускать разлива нефти на территории СИКН.

Во время ремонтных работ запрещается стоять под грузоподъемными механизмами при перемещении груза.

Оборудование и кабельные линии технологического комплекса СИКН должны быть надежно заземлены.

Давление на технологические участки СИКН должно подаваться медленно, посредством ступенчатого открытия задвижек или регуляторов давления, таким же образом осуществляется разгрузка технологических трубопроводов по давлению.

В помещении БИК запрещается:

- хранение и сушка одежды;
- включать в работу электроустановки при неисправном защитном заземлении, неисправных блокирующих устройствах и при нарушении взрывозащиты;
- применять переносные светильники, не отвечающие требованиям взрывобезопасности.
- мытьё полов и оборудования легко воспламеняющимися и горючими жидкостями.

Оперативный персонал ПСП осуществляет обход и осмотр эксплуатируемого оборудования в соответствии с утвержденным графиком осмотра (обхода) оборудования.

Для обеспечения безопасной работы требуется соблюдать следующие правила:

- ведение технологического процесса осуществлять в строгом соответствии с требованиями технологического регламента;
- своевременно осуществлять ревизию и ремонт сооружений, оборудования и арматуры;
- токоведущие части оборудования должны иметь надежное заземление;
- к работе должен допускаться только квалифицированный персонал;

- все работники должны проходить инструктаж по пожарной безопасности, промышленной безопасности и производственной санитарии, проверку знаний требований охраны труда, знание безопасных методов и приемов работы, правил и методов оказания первой помощи пострадавшим;
- все работники должны иметь удостоверения, подтверждающие прохождение пожарно-технического минимума;
- своевременно проводить техническое обслуживание и осмотр первичных средств пожаротушения;
- своевременно проводить проверку работоспособности и техническое обслуживание систем противопожарной защиты (АУПС, СОУЭ и т.д.);
- при текущем обслуживании оборудования и ремонтных работах запрещается применять инструменты из необмедненной стали. Используемый инструмент должен быть изготовлен из материала, не дающего искр;
- обслуживающий персонал на рабочем месте должен находиться в спецодежде, спецобуви, применять другие средства индивидуальной и коллективной защиты;
- все работы повышенной опасности должны выполняться в соответствии с требованиями безопасности;
- объект должен быть обеспечен аптечкой для оказания помощи;
- крупногабаритные двери должны быть оборудованы страхующими приспособлениями (тросами, цепями);
- во избежание возможности образования взрывоопасных концентраций газа необходимо обеспечить герметичность трубопроводов и аппаратов. Контроль состояния воздушной среды открытых площадок осуществляется путем анализа газовой среды (ГВС) переносным газоанализатором при проведении пожароопасных работ;
- насосные должны иметь систему вентиляции;

- во избежание производственного травматизма, производственные помещения БКНС должны иметь необходимое освещение и быть оборудованы системами электрического отопления;
- установленное оборудование должно быть надежно закреплено, иметь герметичное уплотнение фланцевых соединений трубопроводов и вращающихся частей механизмов во избежание утечек продукта, ограждение вращающихся и движущихся частей насосов, посты управления и приборы контроля параметров работы, защитное заземление;
- оборудование открытых площадок должно иметь необходимые для обслуживания площадки и переходы;
- территория установки должна иметь внешнее ограждение, быть оборудована дорогами и проездами, наружным освещением, знаками безопасности;
- в случае возникновения аварийной ситуации, обслуживающий персонал должен быть готов к действиям по ликвидации аварии и ее последствий без ущерба для своего здоровья. Для этого каждый работник должен проходить, в соответствии с графиком, тренировочные занятия, а также уметь применять СИЗ и СИЗОД, содержать их в исправном состоянии.

### **4.3 Экологическая безопасность**

С точки зрения экологической безопасности, аварией на объектах обработки и перекачивания нефти считается нарушение герметизации трубопроводов и оборудования, что приводит к утечке нефти в окружающую среду.

Таблица 6.6 - Негативное влияние на окружающую среду и меры по его предотвращению при управлении перекачкой товарной нефти по магистральному трубопроводу

Природные ресурсы и компоненты окружающей среды	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Литосфера	Утечки нефти, масла и других вредных веществ, возникающие в ходе ремонтных работ или из-за невыполнения эксплуатационных норм.	Осуществление регулярного контроля оборудования и устранение отклонений от паспортных условий.
Атмосфера	Выпуск вредных веществ в атмосферу из магистрального насоса из-за негерметичности технологического оборудования.	Проведение проверок оборудования на устойчивость и герметичность, соблюдение эксплуатационных правил, своевременная замена уплотнений насосов и запорной арматуры, а также установка системы мониторинга уровня газов.
Гидросфера	Проникновение в водные системы загрязнителей, включая нефть, масла, растворители и шлам, происходящее в результате ремонтных работ, неверного обращения с оборудованием или износа уплотнений насосов.	Регулярная проверка оборудования и коррекция любых несоответствий с паспортными требованиями, своевременное сбор и утилизация отходов в специально отведенных местах с последующей переработкой, а также обработка и отведение сточных вод с соответствием нормативным требованиям.

#### 4.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Список возможных чрезвычайных ситуаций (ЧС) включает:

- природные явления (лесные пожары, наводнения, штормовые ветра);
- общественные события (террористические акты);
- техногенные происшествия (аварии на производстве).

Наиболее распространенным и опасным является ЧС техногенного происхождения, вследствие которого возможны неконтролируемые разливы

нефти из-за повреждения насосного агрегата или его уплотнительных элементов.

Риск возникновения пожара при разливе нефти увеличивается при: некорректной эксплуатации электрооборудования, нарушении изоляции электропитания, несоблюдении норм пожарной безопасности при обслуживании и ремонте. Также следует учесть долгосрочное использование насосных агрегатов, работающих непрерывно под нагрузкой и, во многих случаях, в агрессивных средах. Эти неблагоприятные факторы способствуют возникновению пожаров, которые причиняют значительные экономические потери, жертвы среди людей и негативное влияние на окружающую среду.

Для минимизации риска ЧС принимаются следующие меры:

- проведение технической диагностики оборудования, а также его обслуживание и ремонт;
- закупка современных контрольно-сигнализационных устройств для замены устаревших физически и морально;
- периодическое и экстренное инструктирование обслуживающего персонала.

В случае происшествия, которое может привести к взрыву или пожару, руководитель ПСП или другой ответственный работник должны объявить об активации режима чрезвычайной ситуации на объекте и следовать плану устранения аварийных разливов нефти.

С применением доступных ресурсов и средств следует предпринять действия по устранению ЧС:

- остановить работу производственного оборудования или перевести его в состояние, способное локализовать или устранить аварию или пожар;
- оказать неотложную помощь пострадавшим в результате аварии или пожара, вывести всех работников и инженерно-технических специалистов из помещений, цехов или опасных зон наружных установок, если они не участвуют в ликвидации аварии или пожара;



- при угрозе человеческой жизни незамедлительно организовать спасение, используя все доступные силы и средства;
- вызвать пожарную бригаду, газоспасательную и медицинскую службы, а также подготовить средства для тушения пожара.
- предпринять все возможные действия для ограничения и устранения аварии или пожара, используя средства защиты и безопасные инструменты;
- в случае необходимости активировать аварийную вентиляцию и обеспечить интенсивное естественное воздухообмен в помещениях;
- на месте происшествия, в присутствии опасных газовых зон и на смежных территориях, ограничить доступ всем видам транспорта, за исключением аварийных служб, до полного устранения последствий инцидента;
- гарантировать безопасность людей, участвующих в процессе тушения пожара, от потенциальных выбросов горячей нефти, обрушения конструкций, поражения электрическим током, отравления и ожогов;
- при необходимости предпринять меры по созданию искусственных преград для предотвращения распространения нефти.

## **Заключение**

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы был изучен ряд нормативно-технических документов в области эксплуатации и обслуживания установки СИКН.

Был проведен обзор по технологии работы СИКН ТПУ.

Произведен анализ принципов работы СИКН ТПУ.

Произведен расчет определения фактического объема нефти в резервуаре, определение показателей качества нефти, определение плотности нефти, расчёт расхода нефти через пробозаборное устройство.

### **Список использованных источников**

1. ГОСТ Р 8.595–2004. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений. – М.: Изд-во стандартов, 2002. – 11 с.
2. ГОСТ 2517–2012 Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб. – М.: Стандартиформ, 2014. – 35 с.
3. МИ 3532–2015 Рекомендация. ГСИ. Рекомендации по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти – Казань, 2015 – 65 с.
4. ГОСТ Р 51858–2002 Нефть. Общие технические условия. – М.: Стандартиформ, 2002. – 10 с.

5. МИ 2775–2002. Порядок метрологического и технического обеспечения промышленной эксплуатации систем измерений количества и показателей качества нефти, трубопоршневых поверочных установок и средств измерений в их составе. – М.: Стандартинформ, 2002. – 18 с.
6. МИ 3081–2007 ГСО. Система измерений количества и показателей качества нефти, светлых нефтепродуктов и жидких углеводородов. Техническое обслуживание и ремонт. – М.: Стандартинформ, 2007. – 60 с.
7. ГОСТ 1510–84 Нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение – М.: Государственный стандарт СОЮЗА ССР, 1984. – 17 с.
8. ГОСТ 2517–2012 Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб. – М.: Стандартинформ, 2014. – 35 с.
9. ГОСТ 3900–85 Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности. – М.: Международный совет по стандартизации, 1985. – 35 с.
10. ГОСТ 21534–76 Нефть. Метод определения содержания хлористых солей. – М.: Государственный стандарт СОЮЗА ССР, 1976. – 8 с.
11. ГОСТ Р 51947–2002 Нефть и нефтепродукты. Определение серы методом энергодисперсной рентгенофлуоресцентной спектрометрии. – М.: Госстандарт России, 2002. – 9 с.
12. ГОСТ 1756–2000 Нефтепродукты. Определение давления насыщенных паров. – М.: Международный совет по стандартизации, 2000. – 19 с.
13. ГОСТ 11851–85 Нефть. Метод определения парафина. – М.: Министерством химической и нефтеперерабатывающей промышленности СССР, 1985. – 13 с.
14. ГОСТ 2177–99 Нефтепродукты. Методы определения фракционного состава. – М.: Международный совет по стандартизации, 1999. – 24 с.

15. ГОСТ Р 50802–95 Нефть Метод определения сероводорода, метил– и этилмеркаптанов. – М.: Государственный стандарт Российской Федерации, 1995. – 11 с.

16. ГОСТ Р 52247–2004 Нефть. Методы определения хлорорганических соединений. – М.: Госстандарт России, 1997. – 39 с.