

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

ООП «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Отделение школы Отделение нефтегазового дела

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА

Тема работы
«Организационно-техническое обеспечение учета нефти на примере лабораторной установки СИКН ТПУ»

УДК 542.07:543:665.6

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б92	Луганский Алексей		

Руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Гончаров Н.В.	к. т. н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Рыжакина Т.Г.	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

По основной образовательной программе подготовки бакалавров по направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль подготовки «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач
УК(У)-2	Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений
УК(У)-3	Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде
УК(У)-4	Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(-ых) языке(-ах)
УК(У)-5	Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально- историческом, этическом и философском контекстах
УК(У)-6	Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни
УК(У)-7	Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности
УК(У)-8	Способен создавать и поддерживать в повседневной жизни и в профессиональной деятельности безопасные условия жизнедеятельности для сохранения природной среды, обеспечения устойчивого развития общества, в том числе при угрозе и возникновении чрезвычайных ситуаций и военных конфликтов
УК(У)-9	Способен принимать обоснованные экономические решения в различных областях жизнедеятельности

УК(У)-10	Способен формировать нетерпимое отношение к коррупционному поведению
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общеинженерные знания
ОПК(У)-2	Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений
ОПК(У)-3	Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента
ОПК(У)-4	Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные
ОПК(У)-5	Способен понимать принципы работы современных информационных технологий и использовать их для решения задач профессиональной деятельности
ОПК(У)-6	Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и технологии
ОПК(У)-7	Способен анализировать, составлять и применять техническую документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности

ПК(У)-2	Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-3	Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-4	Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-5	Способен обеспечивать заданные режимы эксплуатации нефтегазотранспортного оборудования и контролировать выполнение производственных показателей процессов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки
ПК(У)-6	Способен проводить планово-предупредительные, локализационно-ликвидационные и аварийно-восстановительные работы линейной части магистральных газонефтепроводов и перекачивающих станций
ПК(У)-7	Способен выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-8	Способен использовать нормативно-технические основы и принципы производственного проектирования для подготовки предложений по повышению эффективности работы объектов трубопроводного транспорта углеводородов

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
Уровень образования бакалавриат
Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП ОНД ИШПР

(Подпись) _____ (Дата) Чухарева Н.В.
(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б92	Луганский Алексей

Тема работы:

**Организационно-техническое обеспечение нефти на примере лабораторной
установки СИКН ТПУ**

Утверждена приказом директора (дата, номер)

09.02.2023 г. № 40-7/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

01.06.2023

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

Объектом исследования является – лабораторная установка СИКН ТПУ. Установка СИКН расположена в г. Томск на территории 20го корпуса

	инженерной школы природных ресурсов ТПУ.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ol style="list-style-type: none"> 1. Изучение нормативно-технической документации в области эксплуатации и обслуживания СИКН ТПУ. 2. Анализ состава комплекса и особенности его эксплуатации. 3. Проведение лабораторных работ на учебной установке, оценка работоспособности оборудования. 4. Разработка предложений по организационно-техническому обеспечению учета нефти.
Перечень графического материала	- Рисунки; - Таблицы.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Рыжакина Татьяна Гавриловна Доцент (ОСГН, ШБИП), к.т.н.
«Социальная ответственность»	Гуляев Милий Всеволодович Старший преподаватель
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	15.02.2023 г.
---	---------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Гончаров Н.В.	к. т. н.		15.02.2023 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б92	Луганский А.		15.02.2023 г.

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

Обучающемуся:

Группа	ФИО
2Б92	Луганский Алексей

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Отделения нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	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. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Бюджет проекта – не более 200000 руб., в том числе затраты на оборудование – не более 30000 руб.</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Накладные расходы – 16%; Районный коэффициент – 1,3; Дополнительная заработная плата – 15%; Премии – 30%.</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды – 30,2 %</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение сегментирования. Анализ конкурентных технических решений, SWOT-анализ.</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Определение этапов работ, трудоемкости работ; разработка графика Ганта; Составление календарного плана проекта. Формирование бюджета НИИ</i>
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Определение показателей ресурсоэффективности научного исследования</i>

Дата выдачи задания для раздела в соответствии с календарным учебным графиком

03.02.2023

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Рыжакина Т.Г.	к.э.н.		03.02.2023

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б92	Луганский А		03.02.2023

**ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Обучающемуся:

Группа	ФИО
2Б92	Луганский Алексей

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Отделения нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	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.

Объектом исследования: Учебный комплекс «СИКН ТПУ» (система измерения количества и показателей качества нефти).

Область применения: обеспечение правильной эксплуатации при приеме-сдаче нефти с применением СИКН.

Рабочей зоной является автоматизированное рабочее место оператора, расположенное на 1 этаже учебного корпуса №20 «Национального исследовательского Томского политехнического университета», Томская область, г. Томск, пр. Ленина, д. 2, стр. 5.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:

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

Инструкция по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти №1510 ПСП «Юрубчен»; ГОСТ 12.0.003-74* «Опасные и вредные факторы».; ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ «Оборудование производственное. Общие требования безопасности». ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ «Электробезопасность». ГОСТ 12.1.003-83 «Шум. Общие требования безопасности». ГОСТ 12.1.012-90 «Вибрационная безопасность». ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность». ПБ 09-540-03 «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических,

	<p>нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств» ГОСТ 9965-76 «Нефть для нефтеперерабатывающих предприятий» Перечень обязательных правил, норм.</p>
<p>2. Производственная безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Анализ потенциальных вредных и опасных факторов – Обоснование мероприятий по снижению их воздействия 	<p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Производственные факторы, связанные с микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего; – Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения; – Повышенный уровень шума; – Повышенный уровень вибрации; – Повышенная загазованность рабочей зоны. <p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Подвижные части производственного оборудования; – Производственные факторы, связанные с электрическим током; – Повышенное образование электростатических зарядов; – Пожарная безопасность на рабочем месте;
<p>3. Экологическая безопасность при эксплуатации:</p>	<p>Воздействие на селитебную зону: аварийные разлив нефти, загазованность воздушной среды.</p> <p>Воздействие на литосферу: нефтепродукты и ГСМ, проливаемые при заправках или ремонте техники; стоки, сбрасываемые на стройплощадках на рельеф; отходы стройматериалов; твердые бытовые отходы.</p> <p>Воздействие на гидросферу: изъятие природных вод для обеспечения собственных нужд; загрязнение водных объектов случайными аварийными сбросами; утечки, дренаж и непланируемые разливы нефти; влияние земляных работ на режим стока водоемов.;</p> <p>Воздействие на атмосферу: выбросы углеводородов в атмосферу.</p>

<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p>	<p>Возможные ЧС:</p> <ul style="list-style-type: none"> – - природные катастрофы (ураганный ветер, аномально низкая или высокая температура); – геологические воздействия (землетрясения, оползни, провалы территории); – техногенные аварии (открытое фонтанирование, прорывы нефтесборной сети и сети МН, разгерметизация оборудования, разгерметизация оборудование с возгоранием, порыв прокладок фланцевых соединений). <p>Наиболее типичная ЧС: прорыв прокладок фланцевых соединений.</p>
---	---

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

Задание выдал консультант по разделу «Социальная ответственность»

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

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б92	Луганский Алексей		

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
Уровень образования бакалавриат
Отделение нефтегазового дела
Период выполнения осенний / весенний семестр 2022/2023 учебного года

Форма представления работы:

бакалаврская работа

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

Срок сдачи студентом выполненной работы: 01.06.2023

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
15.02.2023	<i>Введение</i>	5
28.02.2023	<i>Обзор литературы</i>	10
15.03.2023	<i>Назначение и состав СИКН</i>	5
18.03.2023	<i>Требования безопасности при эксплуатации СИКН</i>	5
27.03.2023	<i>Анализ особенностей эксплуатации</i>	10
07.04.2023	<i>Проведение лабораторных работ на СИКН ТПУ</i>	5
14.04.2023	<i>Расчет расхода нефти через пробозаборное устройство</i>	15
05.05.2023	<i>Анализ комплекса и выявление недостатков</i>	10
20.05.2023	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
15.05.2023	<i>Социальная ответственность</i>	10
01.05.2023	<i>Заключение</i>	5
06.06.2023	<i>Презентация</i>	10
	<i>Итого</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Гончаров Н.В.	к.т.н		15.02.2023

Согласовано:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Чухарева Н.В	к.х.н., доцент		15.02.2023

Сокращения, термины и определения

Сокращения

БИК – блок измерений показателей качества нефти;

БИЛ – Блок измерительных линий;

БПУ – блок стационарной проверочной установки;

БФ – блок фильтров;

ИЛ – измерительная линия;

КМХ – контроль метрологических характеристик;

КТ – комплекс технологический;

ПЗУ – пробозаборное устройство;

ПСП – приемо-сдаточный пункт;

ПУ – поверочная установка;

СИ – средства измерений;

СИКН – система измерений количества и показателей качества нефти;

СОИ – система обработки информации;

СРМ – счетчик-расходомер массовый;

ЭПУ – эталонная поверочная установка;

ХАЛ – химико-аналитическая лаборатория

Изм.	Лист	№ докцм.	Подпись	Дата			
					<i>Организационно-техническое обеспечение учета нефти на примере лабораторной установки СИКН ТПУ</i>		
Разраб.		Луцанский А.			Лит.	Лист	Листов
Рцковод.		Гончаров Н.В.				12	100
Рцк-ль ООП		Чухарева Н.В.			Отделение нефтегазового дела Группа 2Б92		

Термины и определения

В данной выпускной квалификационной работе используются следующие термины и определения:

Система измерений количества и показателей качества нефти (СИКН): Совокупность средств измерений, системы обработки информации, технологического оборудования и трубопроводной арматуры, функционирующих как единое целое, основанная на методе динамических измерений массы брутто нефти.

Система обработки информации: Вычислительное устройство, принимающее и обрабатывающее информацию о качественно-количественных параметрах нефти, измеренных первичными измерительными преобразователями, и включающее в себя блоки индикации и регистрации измеренных параметров.

Технологическое оборудование, входящее в состав СИКН – технологические трубопроводы, запорно-регулирующая арматура, циркуляционный насос БИК, фильтры-грязеуловители, пробоотборники, щелевое пробозаборное устройство, емкости дренажные, промывочная установка, блок средств эталонных и др.

Автоматизированное рабочее место оператора: Персональный компьютер с соответствующим программным обеспечением в комплекте с монитором, клавиатурой и принтером, предназначенный для отображения мнемосхемы системы измерений количества и показателей качества нефти, текущих технологических и качественных параметров нефти, измеренных и вычисленных системой обработки информации, формирования отчетных документов и вывода их на печатающее устройство.

Измерительная линия: часть СИКН, состоящая из преобразователей

					Сокращения, термины и определения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		13

расхода нефти (ПР) в комплекте со струевыпрямителями (в случае использования ТПР) и прямолинейными участками трубопровода,

оснащенными устройствами отбора давления и термокарманами, преобразователями температуры и давления, фильтрами и запорной арматурой.

Рабочая измерительная линия: Измерительная линия, находящаяся в работе при нормальном режиме эксплуатации СИКН.

Измерительная линия контрольно – резервная: измерительная линия, находящаяся в резерве и предназначенная для контроля метрологических характеристик рабочих линий, для обеспечения непрерывного учета нефти во время проведения поверки рабочих ПР измерительных линий. А также может быть введена в работу в любой момент времени при производственной необходимости.

Контроль метрологических характеристик: Определение отклонения метрологических характеристик средств измерений в межповерочном интервале от действительных значений, полученных при последней поверке, с целью установить дальнейшую пригодность средств измерений к эксплуатации.

Межповерочный интервал: Промежуток времени между двумя актами контроля, проводимого для выявления отклонения метрологических характеристик средств измерений от значений, определенных при поверке средств измерения.

Учетные операции: Операции, проводимые сдающей и принимающей сторонами с целью определить массу брутто и массу нетто нефти для последующих коммерческих расчетов, а также операции, проводимые при арбитраже и инвентаризации нефти.

					Сокращения, термины и определения	Лист
						14
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа состоит из 100 страниц, 13 рисунков, 21 таблиц, 25 источников литературы.

Ключевые слова: товарная нефть, учет нефти, массовые преобразователи расхода, методы измерений количества нефти, система измерений количества и показателей качества.

Объект исследования: учебная лабораторная установка СИКН ТПУ, расположенные на территории Томской области.

Цель работы: разработка предложений по организационно-техническому обеспечению учета нефти на примере СИКН ТПУ.

В процессе исследования: был проведен литературный обзор по основному оборудованию учебной установки СИКН ТПУ. Рассмотрена нормативно-техническая документация по эксплуатационным особенностям СИКН. Рассмотрены вопросы социальной ответственности, финансового менеджмента, ресурсоэффективности.

В результате исследования: по итогам тестирования комплекса было выявлено, что установка является упрощенной версией производственного объекта, но является достаточным для получения навыков оператора товарного по управлению и работой с системой количества и измерения качества нефти. Произведен технологический расчет расхода нефти через пробозаборное устройство.

					<i>Организационно-техническое обеспечение учета нефти на примере лабораторной установки СИКН ТПУ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Луганский А.</i>			Реферат	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Рцковод.</i>		<i>Гончаров Н.В.</i>					15	100
<i>Рцк-ль ООП</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>				Отделение нефтегазового дела Группа 2Б92		

Оглавление

Введение	18
1. Понятие учета нефти	20
1.1. Оперативный учет нефти	21
1.2. Коммерческий учет нефти.....	23
1.3. Технологические процессы приема, хранения и отгрузки на примере ГНПС.....	24
2. Методы измерений количества нефти.....	27
2.1. Объемные методы измерений количества нефти.....	27
2.2. Методы измерения массы нефти.....	28
2.2.1. Методика измерений массы нефти и нефтепродуктов косвенным методом динамических измерений	30
2.2.2. Методика измерений массы нефти и нефтепродуктов прямым методом динамических измерений.....	33
2.2.3. Методика измерений массы нефти и нефтепродуктов косвенным методом статических измерений	36
3. Принципиальная схема и характеристики основных элементов СИКН ТПУ	45
3.1. Назначение СИКН ТПУ	45
3.2. Состав СИКН	48
3.2.1. Насосный блок.....	48
3.2.2. Блок фильтров.....	49
3.2.4. Основные средства измерений и оборудование СИКН.....	51
3.3. Схемы СИКН.....	54
4. Технологический расчет	61
5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	65
5.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	65

					<i>Организационно-техническое обеспечение учета нефти на примере лабораторной установки СИКН ТПУ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докцм.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Луганский А.</i>			Оглавление	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Рцковод.</i>		<i>Гончаров Н.В.</i>					16	100
<i>Рцк-ль ООП</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>				Отделение нефтегазового дела Группа 2Б92		

5.1.1 Анализ конкурентных технических решений.....	65
5.1.2 SWOT-анализ	67
5.2 Планирование научно-исследовательских работ	69
5.2.1 Структура работ в рамках научного исследования.....	69
5.2.2. Определение трудоемкости выполнения работ	69
5.2.3. Разработка графика проведения научного исследования	70
5.3 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)	73
5.3.1 Расчет затрат на специальное оборудование для проведения исследования	74
5.3.2 Основная заработная плата исполнителей исследования.....	74
5.3.3 Дополнительная заработная плата исполнителей исследования	75
5.3.4 Отчисления во внебюджетные фонды.....	77
6.3.5 Накладные расходы.....	77
5.3.6 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта	78
5.4 Определение ресурсоэффективности	78
6. Социальная ответственность	81
6.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	82
6.2. Производственная безопасность	83
6.2.1. Анализ выявленных вредных факторов при эксплуатации СИКН 85	
6.3. Анализ потенциальных опасных факторов и мероприятия по их устранению	89
6.4. Пожарная безопасность.....	91
6.5. Экологическая безопасность.....	92
6.6. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	94
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	96
Список литературы	97

Введение

Эффективность методов и систем учета нефти играет очень важную роль в процессе ее пути от места добычи к месту потребления. Возникает проблема потерь как количественных, так и качественных. Сегодня допустимая ГОСТом погрешность измерений массы нетто нефти при коммерческом учете составляет 0,35-0,75% в зависимости от выбранного метода. Однако при многократном учете одних и тех же объемов в системе МН от промысла до реализации потребителю суммарная погрешность значительно возрастает, и может достигать критических 2-3%. По некоторым оценкам, ежегодные потери в стране только из-за погрешностей измерений составляют в денежном выражении более 1,5 миллиардов долларов, а потери бюджета от таких погрешностей сопоставимы с бюджетом крупного города.

Особую важность и **актуальность** приобретают бесперебойность поставок, точность учета, соответствие определенным требованиям качества. Эти процессы в полной мере должны быть реализованы на приемосдаточных пунктах, важную роль в которых играют СИКН. Для осуществления этих операций необходим квалифицированный персонал, **лабораторная установка СИКН ТПУ** позволяет получить и развить компетенции оператора товарного.

Целью работы является разработка предложений по организационно-техническому обеспечению учета нефти на примере СИКН ТПУ.

Для успешного достижения обозначенной цели, необходимо выполнить следующие **задачи**:

– изучить нормативно-техническую документацию и специальную литературу по теме работы;

					Организационно-техническое обеспечение учета нефти на примере лабораторной установки СИКН ТПУ		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Луганский А.			Лит.	Лист	Листов
Рцковод.		Гончаров Н.В.				17	100
Рцк-ль ООП		Чухарева Н.В.			Отделение нефтегазового дела Группа 2Б92		

- анализ состава и особенностей эксплуатации СИКН;
- проведение технологического расчета расхода нефти через пробозаборное устройство.
- тестирование всего комплекса СИКН ТПУ.
- анализ финансовых особенностей научного проекта и аспектов социальной ответственности.

Объект исследования. Учебная лабораторная установка СИКН ТПУ, расположенная во дворе корпуса №20 Томского политехнического университета.

Предмет исследования. Основные особенности эксплуатации и характеристики СИКН.

1. Понятие учета нефти

Измерение количества нефти на всех этапах, от добычи из скважины до переработки и реализации конечному потребителю, требует применения оборудования, отвечающего законодательству о техническом регулировании и метрологическом обеспечении.

Применяемые методики подсчета регламентируются ГОСТами и другими стандартами, разработанными государственной системой обеспечения единства измерений.

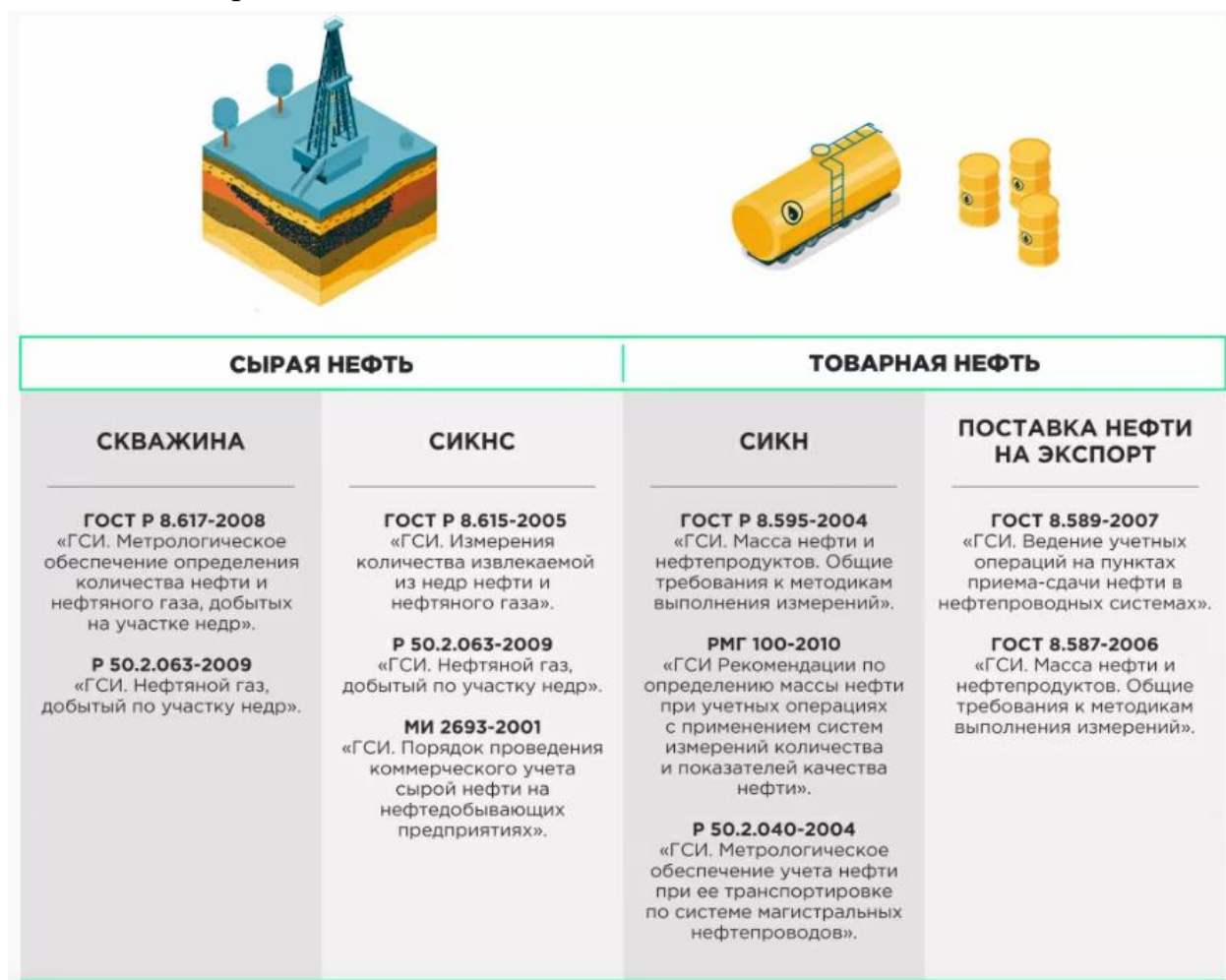


Рисунок 1 – законодательные основы учета нефти [1]

Порядок и правила учета нефти утверждены постановлением правительства № 451 от 16 мая 2014 года «Об утверждении правил учета нефти». В данном постановлении перечислены основные технологические процессы, в ходе которых необходимо осуществлять учет:

				<i>Организационно-техническое обеспечение учета нефти на примере лабораторной установки СИКН ТПУ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>	<i>Луганский А.</i>				<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Гончаров Н.В.</i>					19	100
<i>Рцк-ль ООП</i>	<i>Чухарева Н.В.</i>				Отделение нефтегазового дела Группа 2Б92		

- добыча;
- подготовка и (или) транспортировка, переработка и (или) потребление нефти, принятой от третьего лица;
- передача третьим лицам для подготовки и (или) транспортировки, переработки и (или) потребления;
- производство широкой фракции легких углеводородов в процессе стабилизации;
- использование для производства нефтепродуктов;
- использование для производственно-технологических нужд и в качестве топлива;
- определение остатков на объектах сбора и подготовки нефти на начало и конец отчетного периода, в том числе после проведения ремонтных работ на объектах сбора и подготовки или переработки;
- определение потерь фактических за отчетный период [21].

Учетные операции осуществляется на основе информации, полученной с применением контрольно-измерительных приборов по методикам измерений, отвечающим требованиям законодательства об обеспечении единства измерений и о техническом регулировании.

При учете нефти и нефтепродуктов измеряют массу или объем и параметры качества - плотность, содержание балласта (воды, солей, механических примесей, серы), упругость паров и другие параметры, устанавливаемые техническими условиями, стандартами на продукт, или соглашением между продавцом и покупателем.

В зависимости от целей, преследуемых при учете, условно различают оперативный и коммерческий учет нефти и нефтепродуктов [18].

1.1. Оперативный учет нефти

Оперативный учет нефти производится в пределах предприятия с целью оперативного контроля и оценки результатов производственной и хозяйственной деятельности.

					Понятие учета нефти Термины и определения	Лист/Л
Изм.И	Лист/Л	№ докум.№	ПодписьП	Дата		20

Этот учет требует сравнительно быстродействующих измерительных систем, обеспечивающих относительно невысокую точность (погрешность в пределах нескольких процентов). Информация полученная при оперативном позволяет получить все сведения о случайных возмущениях, влияющих на функционирование управляемого объекта. Эта информация, в свою очередь, делится на производственно-технологическую, используемую для управления производственными процессами и замыкающуюся в системах управления технологическими агрегатами, и оперативно-производственную, используемую для оперативного управления участками. Она включает в себя сведения о продукции и производственных процессах, данных планов-графиков и учетно-отчетной документации.

Основу оперативной информации составляет первичная информация, являющаяся совокупностью параметров продукции и процессов, необходимых для оперативного управления. Причем сведения о продукции включают в себя все необходимые данные о качественной и количественной характеристиках всех видов продукции на данном и смежном участках. Информация о процессах, в свою очередь, содержит все требования для оценки ситуации на участках, данные о ходе технологического процесса, а учетная информация является совокупностью данных, характеризующих работу участка за определенный период времени (смена, сутки и т.д.) отражающий результаты оперативного управления участком [19].

Оперативный учет нефтепродуктов проводится оперативной службой нефтебазы. Учет осуществляется по каждому виду нефтепродукта и по каждому резервуару в отдельности. В этих целях на каждый резервуар заводится «Журнал движения нефтепродукта в резервуаре» и «Журнал учета количества нефтепродуктов на нефтебазе».

В первом виде журнала записываются записи в дни приема (отгрузки) нефтепродукта и на конец месяца. Сведения в журнале: взлив (уровень), объем; плотность; масса и остаток. Во втором журнале ежедневно записываются общие сведения по каждому виду нефтепродукта о поступивших и

					Понятие учета нефти	Лист
						21
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

отгруженных количествах и фактических остатках. Параллельно проводится компьютерный учет движения нефтепродуктов.

В бухгалтерии на каждый вид нефтепродукта ведется компьютерный учет, а также ведомости или книги, на каждый вид нефтепродукта с указанием поступившего и отгруженного количества нефтепродукта по накладным и выводятся книжные остатки.

На конец месяца бухгалтерией проводится инвентаризация нефтепродуктов по каждому виду и сорту. Инвентаризация нефтепродуктов проводится комиссией, состав которой назначается приказом директора нефтебазы, состав которой должен каждый месяц частично обновляться. Инвентаризационная комиссия проводит замеры фактических остатков нефтепродуктов по каждому резервуару и сверяет фактические остатки с книжными бухгалтерскими данными.

Перед сверкой остатков необходимо выполнить расчет потерь нефтепродуктов на испарение по нормам естественной убыли и прибавить их к результатам замеров. Если после этого сумма фактических остатков с нормативными потерями будет меньше книжных, то это означает недостачу. В случае недостачи нефтепродуктов проводится служебное расследование причин их образования, и сумма убытка взыскивается с виновных лиц. В случае излишков - они приходуются на склад [20].

1.2. Коммерческий учет нефти

Производится при операциях поставки-приемки (купли-продажи) нефти и нефтепродуктов между предприятиями-поставщиками (продавцами) и потребителями (покупателями).

Методы, технические средства и требования к точности измерений при оперативном и коммерческом учете неодинаковы. При оперативном учете они могут устанавливаться самими предприятиями или объединением (корпорацией), в состав которого они входят. При коммерческом учете требования к используемым методам измерений, средствам измерений, точности измерений и организации учета определяются стандартами и

					Понятие учета нефти	Лист
						22
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

принятыми в установленном порядке другими нормативными документами и соглашениями сторон. При коммерческом учете требуются измерения с высокой точностью (погрешность в пределах десятых долей процента) при относительно небольшом быстродействии. [22]

Коммерческий учет необходим для получения товарно-учетной информации, которая необходима для получения объективной – коммерческой, бухгалтерской и учетной документации и может также использоваться для осуществления рациональных планов загрузки объектов хранения. Информация, полученная в результате операций коммерческого учета, как правило, используется для управления технологическими объектами, для определения параметров продукта в резервуарах с последующей регистрацией, как результатов обработки, так и необходимых информационных параметров [23].

1.3. Технологические процессы приема, хранения и отгрузки на примере ГНПС

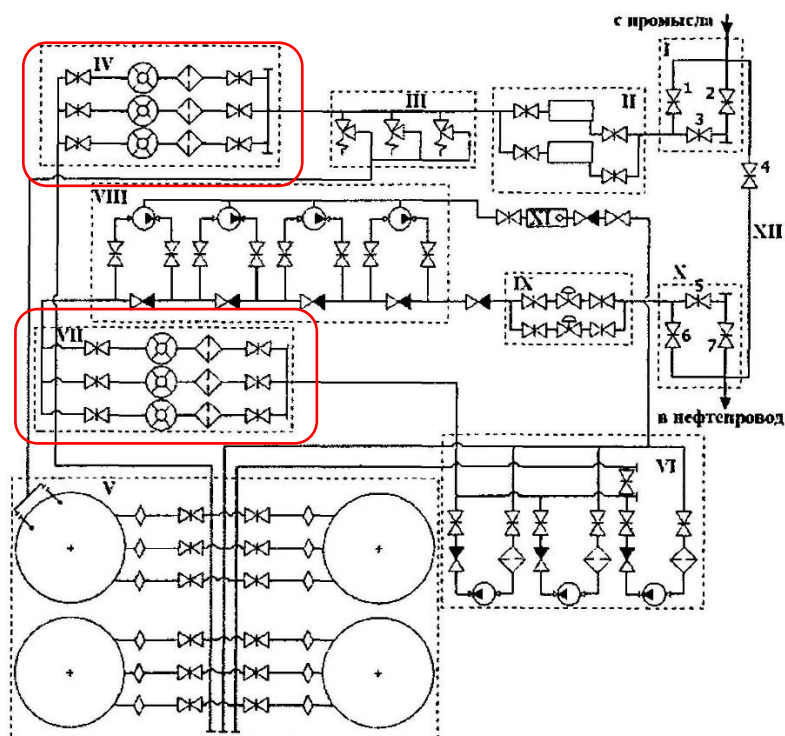


Рисунок 2 – Принципиальная схема ГНПС [5]

I – камера приема СО₂; II – Блок фильтров (Площадка с несколькими фильтрами-грязеуловителями); III – узел предохранительных клапанов; IV, VII – узел учета (СИКН);

V – РП; VI – насосная внутренней перекачки (подпорная); VIII – насосная внешней перекачки (магистральная); IX – площадка регуляторов давления (РД); X – камера пуска СОД; XI – емкость сбора утечек с погружным насосом (аварийная емкость); XII – байпасная (обводная) линия.

При транспорте нефти от нефтегазодобывающих компаний по магистральным трубопроводам на конечную ГНПС она поступает по отводу.

Основной схемой технологического процесса приема и последующей перекачке (отпуска на НПЗ, Нефтебазу или магистральный нефтепровод) является схемы «через резервуары» и «с подключенными резервуарами».

По подводящему трубопроводу нефть поступает на входной коллектор ГНПС с определенным давлением через приемные задвижки, которые расположены на площадке пуска-приема СОД, после чего направляется на блок фильтров (БФ) (фильтры-грязеуловители). В БФ контролируются перепады давления и при превышении максимального перепада давления, равном 0,05 МПа и более, на рабочих фильтрах, их отключают и очищают. Для очистки фильтров-грязеуловителей отключают задвижки на рабочей линии БФ, открывая при этом задвижки резервной линии. После БФ, очищенная от парафино-смолистых отложений, механических примесей и прочих посторонних предметов, нефть, через СИКН, поступает в товарные резервуары. В технологических трубопроводах и арматуре резервуарного парка возможна внештатная ситуация в виде превышения давления, которая может привести к аварии. Поэтому в качестве меры безопасности на них устанавливаются специальные предохранительные клапана. Их предназначением является сброс давления в специально предусмотренные для этого технологические резервуары. После каждого сброса нефти через предохранительные клапана, сбросные линии должны быть освобождены от нефти. После заполнения резервуаров, либо нефть подвергается резервному, для НПС, измерению количества и отбора проб для определения показателей качества, либо последующей перекачке на СИКН. Для последующей подачи нефти с товарных резервуаров к магистральным насосным станциям

					Понятие учета нефти	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24

предусмотрены подпорные станции. Из резервуаров нефть откачивается насосными агрегатами внутренней перекачки, через СИКН и предохранительные клапаны подается на прием магистральной насосной. Предохранительные клапаны настроены на определенное давление и предназначены для защиты технологических трубопроводов и арматуры, между подпорной и магистральной насосной, от повышения давления. С помощью СИКН, настроенную на определенные суммарную производительность и давление, ведется коммерческий и оперативный учет нефти, с помощью автоматизированных средств измерения (СИ) или предусмотренного отбора пробы с последующим ее анализом в испытательной лаборатории.

На участке трубопровода от магистральной насосной до объекта приема учтенной нефти, установлен узел регулирования давления для поддержания требуемых величин давления. В узле регулирования давления установлены регулирующие заслонки с требуемым давлением на требуемую суммарную производительность [25].

					Понятие учета нефти	Лист
						25
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2. Методы измерений количества нефти

Существуют объемные методы измерений количества нефти и массовые методы.

2.1. Объемные методы измерений количества нефти

Объемные методы измерения нефти используются для определения объема нефтепродуктов или нефти, находящихся в емкостях или трубопроводах. Эти методы широко применяются в промышленности нефтяной и газовой отрасли для учета и контроля производства, транспортировки и хранения нефтепродуктов.

Некоторые из наиболее распространенных объемных методов измерения нефти:

1. Метод измерения объема жидкостей. Этот метод основан на использовании специальных устройств, таких как жидкостные счетчики, датчики уровня и регуляторы потока. Они позволяют измерять объем нефти, проходящей через трубопровод или находящейся в емкости, путем регистрации измерений давления, температуры и других физических параметров. В этом методе используют датчики давления, установленных на стенках емкости или трубопровода. Эти датчики измеряют давление, создаваемое нефтью, и с помощью уравнения состояния жидкости рассчитывают объем нефти. Для более точных результатов требуется учет таких параметров, как плотность нефти и температура.

2. Использование резервуарных приборов. Резервуарные приборы, такие как измерительные ленты и приборные колонны, могут быть использованы для определения объема нефти, находящейся в резервуарах. Они обычно оснащены шкалами или маркировками, позволяющими измерять высоты или уровень нефтепродукта внутри резервуара, затем используют известные геометрические параметры емкости для вычисления объема

					<i>Организационно-техническое обеспечение учета нефти на примере лабораторной установки СИКН ТПУ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Луганский А.</i>			Методы измерения количества нефти	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Рцковод.</i>		<i>Гончаров Н.В.</i>					26	100
<i>Рцк-ль ООП</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>				Отделение нефтегазового дела Группа 2Б92		

нефти. Этот метод прост в использовании, но может иметь ограничения, связанные с точностью измерений и возможными препятствиями для получения точных данных о уровне нефти.

2.2. Методы измерения массы нефти.

Для измерений массы нефти и нефтепродуктов при транспортировке по трубопроводам, при перевалке на автомобильный, железнодорожный, водный транспорт применяют методы, представленные на рисунке 1.



Рисунок 2 – Методы измерения массы [4]

Подробное описание данных методов представлено в таблице 1.

Таблица 1 - Методы измерения массы нефти/нефтепродуктов

Метод измерения	Формулировка
Косвенный метод динамических измерений	Метод динамических измерений, при котором значение массы нефти/нефтепродуктов определяют на основании результатов измерений плотности и объема нефти/нефтепродуктов в трубопроводах.
Косвенный метод статических измерений	Метод статистических измерений, при котором значение массы нефти/нефтепродуктов определяют на основании результатов измерений плотности и объема нефти/нефтепродуктов в резервуарах, резервуарах (танках) речных или морских наливных

	судов, цистернах.
Косвенный метод измерений, основанный на гидростатическом принципе	Метод, при котором значение массы нефти/нефтепродуктов определяют на основании результатов измерений гидростатического давления и уровня нефти/нефтепродуктов в резервуарах.
Прямой метод динамических измерений	Метод, основанный на прямых измерениях массы нефти/нефтепродуктов с применением средств измерений массового расхода в трубопроводах.
Прямой метод статических измерений	Метод, основанный на прямых измерениях массы нефти/нефтепродуктов с применением средств измерений массы.

Методики измерений массы брутто и нетто, а также массы нефти и нефтепродуктов, основанные на данных методах, обеспечивают получение результатов измерений с максимально допускаемой относительной погрешностью.

- Для прямого и косвенного метода динамических измерений нет ограничения в диапазоне измерений, и максимальная допускаемая относительная погрешность измерений составляет:

- для массы брутто нефти/нефтепродуктов(мазатов) и массы нефтепродуктов $\pm 0,25\%$;

- для массы нетто нефти/нефтепродуктов(мазатов) $\pm 0,35\%$.

- Для косвенного метода, который основан на гидростатическом принципе и косвенного метода статических измерений максимальная допускаемая относительная погрешность составляет:

- для массы брутто нефти/нефтепродуктов(мазатов) и массы нефтепродуктов при диапазоне измерений до 200 тонн $\pm 0,65\%$ / 200 и более тонн $\pm 0,5\%$;

– для массы нетто нефти/нефтепродуктов(мазатов) при диапазоне измерений до 200 тонн $\pm 0,75\%$ / 200 и более тонн $\pm 0,6\%$.

• Для **прямого метода статических измерений взвешиванием на весах расцепленных цистерн** нет ограничения в диапазоне измерений, и максимальная допускаемая относительная погрешность измерений составляет:

– для массы брутто нефти/нефтепродуктов(мазатов) и массы нефтепродуктов $\pm 0,4\%$;

– для массы нетто нефти/нефтепродуктов(мазатов) $\pm 0,5\%$.

• Для **прямого метода статических измерений взвешиванием на весах, движущихся нерасцепленных цистерн и составов из них** максимальная допускаемая относительная погрешность составляет:

– для массы брутто нефти/нефтепродуктов(мазатов) и массы нефтепродуктов при диапазоне измерений общей массой до 1000 тонн $\pm 1,0\%$ / 1000 и более тонн $\pm 2,5\%$;

– для массы нетто нефти/нефтепродуктов(мазатов) при диапазоне измерений общей массой до 1000 тонн $\pm 1,1\%$ / 1000 и более тонн $\pm 2,6\%$. [4,5]

2.2.1. Методика измерений массы нефти и нефтепродуктов

косвенным методом динамических измерений

Для выполнения измерений данным методом применяют измерительные системы, в том числе СИКН и СИКПН с пределами допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтепродуктов $\pm 0,25\%$.

Для выполнения измерений применяются СИ, которые используются автономно – таблица 2.

					Методы измерения количества нефти	Лист
						29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 2 – Средства измерений, используемые в косвенном методе динамических измерений, и их погрешности [4].

Средство измерений	Пределы допускаемой относительной погрешности	Пределы допускаемой приведенной погрешности	Пределы допускаемой абсолютной погрешности
СИ объемного расхода	$\pm 0,15\%$	–	–
Преобразователи давления	–	$\pm 0,5\%$	–
Преобразователи температуры	–	–	$\pm 0,3^\circ\text{C}$
Поточные СИ плотности	–	–	$\pm 0,36\text{кг/м}^3$
Поточные СИ вязкости	–	$\pm 1\%$	–
Поточные СИ объемной доли воды в нефти/нефтепродуктах	–	–	$\pm 0,1\%$
Система сбора и обработки информации	$\pm 0,05\%$	–	–

Согласно ГОСТ Р 8.903-2015 при отказе либо отсутствии таких приборов как: преобразователи давления и температуры, поточных СИ плотности, вязкости и объемной доли воды в нефти/нефтепродуктах, применяются манометры, термометры и лабораторные автоматизированные СИ плотности, вязкости и объемной доли воды.

При выполнении измерений СИ, используемых автономно, применяют технические устройства, указанные на рисунке 3.

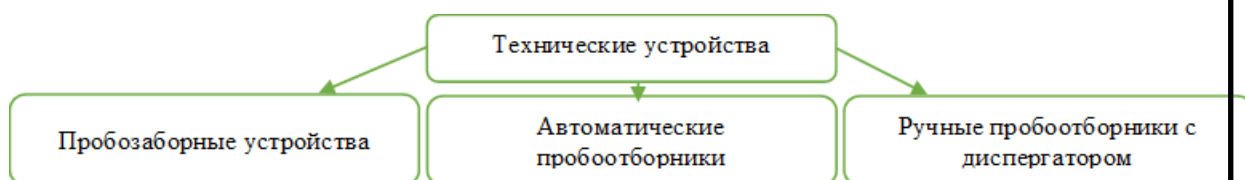


Рисунок 3 –Устройства для измерений с помощью автономных СИ [4]

При подготовке к выполнению измерений в первую очередь подготавливают измерительные системы, в том числе СИКН, СИКНП и СИ к

выполнению измерений в соответствии с эксплуатационной документацией, проверяют целостность пломб и клейм СИ. Также проверяют требования, предъявляемые к СИ и измерительным системам, в том числе СИКН, СКПН, и приведенных в стандартах, технических регламентах, законах, нормативных и правовых актах в области обеспечения единства измерений (законодательной метрологии) государств, на территории которых проводят измерения.

Далее происходит проверка выполнения следующих условий измерений:

- Расход нефти/нефтепродуктов через СИ объемного расхода (турбинные, ультразвуковые, роторные, лопастные) должен находиться в пределах рабочего диапазона измерений расхода, указанного в свидетельстве о поверке, калибровке.

- Значение избыточного давления в трубопроводе $P_{изб}$, МПа, после СИ объемного расхода должно быть не менее значения, рассчитанного в соответствии с технической документацией на СИ объемного расхода.

Примечание – При отсутствии в технической документации на СИ объемного расхода указаний по расчету избыточного давления $P_{изб}$, вычисляют по формуле:[16]

$$P_{изб} = 1,25 \cdot P_n + 2 \cdot \Delta P, \quad (2.1)$$

где P_n – давление насыщенных паров, МПа;

ΔP – перепад давления на СИ объемного расхода МПа.

- Условия применения измерительных систем, в том числе СИКН, СИКНП и СИ, испытательного оборудования и технических устройств должны соответствовать условиям эксплуатации, указанным в эксплуатационной документации и описании типа СИКН, СИКНП, СИ.

Порядок выполнения измерений:

При косвенном методе динамических измерений выполняют операции по измерению:

1) Объема;

					Методы измерения количества нефти	Лист
						31
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- 2) Плотности;
- 3) Давления и температуры нефти/нефтепродуктов при измерении объема и плотности;
- 4) Массовой доли составляющих балласта нефти/нефтепродуктов.
 - Если вязкость нефти/нефтепродуктов влияет на характеристики СИ объемного расхода, контролируют диапазон вязкости, в котором работают СИ объемного расхода. Вязкость нефти/нефтепродуктов измеряют с периодичностью, установленной стандартами организации;
 - При отказе или отсутствии поточных СИ плотности, плотность нефти/нефтепродуктов измеряют в лаборатории;
 - При отказе или отсутствии поточных СИ вязкости нефти/нефтепродуктов, вязкость измеряют при температуре нефти/нефтепродуктов в СИ объемного расхода;
 - При отказе преобразователей давления, преобразователей температуры давление и температуру измеряют с применением манометров и термометров;
 - При отказе или отсутствии поточных СИ объемной доли воды в нефти/нефтепродуктах содержание воды в нефти измеряют с применением лабораторных автоматизированных СИ;

При применении СИКН, СИКНП обработку и оформление результатов измерений осуществляют с применением СОИ и программного обеспечения в составе этих систем. При применении СИ, используемых автономно, обработку и оформление результатов измерений осуществляют с применением СОИ и программного обеспечения. Также возможно оформление результатов измерений оператором вручную.

2.2.2. Методика измерений массы нефти и нефтепродуктов прямым методом динамических измерений

Для выполнения измерений применяют измерительные системы, в том числе СИКН и СИКНП с пределами допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтепродуктов $\pm 0,25\%$.

					Методы измерения количества нефти	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		32

Для выполнения измерений допускается применять СИ, используемые автономно – таблица 3.

Таблица 3 – Средства измерений, используемые в прямом методе динамических измерений, и их погрешности [4].

Средство измерений	Пределы допускаемой относительной погрешности	Пределы допускаемой приведенной погрешности	Пределы допускаемой абсолютной погрешности
СИ массового расхода	$\pm 0,25\%$	–	–
Преобразователи давления	–	$\pm 0,5\%$	–
Преобразователи температуры	–	–	$\pm 0,3^\circ\text{C}$
Поточные СИ плотности	–	–	$\pm 0,3 \text{ кг/м}^3$
Поточные СИ объемной доли воды в нефти / нефтепродуктах	–	–	$\pm 0,1\%$
Система сбора и обработки информации	$\pm 0,05\%$	–	–

При отказе либо отсутствии преобразователей давления, преобразователей температуры, поточных СИ плотности, поточных СИ объемной доли воды в нефти/нефтепродуктах (мазутах) допускается применять:

- Манометры с классом точности не ниже 0,6;
- термометры с пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,2^\circ\text{C}$ с ценой деления $0,1^\circ\text{C}$;
- лабораторные автоматизированные СИ плотности с пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,3 \text{ кг/м}^3$ или ареометры с ценой деления $0,5 \text{ кг/м}^3$ и пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности $\pm 0,5 \text{ кг/м}^3$;

При выполнении измерений СИ, используемых автономно, применяют технические устройства:

- Пробозаборные устройства;
- Автоматические пробоотборники;
- Ручные пробоотборники с диспергатором.

Диапазоны измерений СИ должны обеспечивать возможность измерений величин во всем интервале значений.

При подготовке к выполнению измерений в первую очередь подготавливают измерительные системы, в том числе СИКН, СИКНП и СИ к выполнению измерений в соответствии с эксплуатационной документацией, проверяют целостность пломб и клейм СИ. Также проверяют требования, предъявляемые к СИ и измерительным системам, в том числе СИКН, СКПН, и приведенных в стандартах, технических регламентах, законах, нормативных и правовых актах в области обеспечения единства измерений (законодательной метрологии) государств, на территории которых проводят измерения.

Далее происходит проверка выполнения следующих условий измерений:

- Расход нефти/нефтепродуктов через СИ массового расхода должен находиться в пределах рабочего диапазона измерений расхода, указанного в свидетельстве о поверке.

- Значение избыточного давления в трубопроводе $P_{изб}$, МПа, после СИ объемного расхода должно быть не менее значения, рассчитанного в соответствии с технической документацией на СИ объемного расхода.

При отсутствии в технической документации на СИ объемного расхода указаний по расчету избыточного давления $P_{изб}$, вычисляют по формуле 1.

- Условия применения измерительных систем, в том числе СИКН, СИКНП и СИ, испытательного оборудования и технических устройств должны соответствовать условиям эксплуатации, указанным в эксплуатационной документации и описании типа СИКН, СИКНП, СИ.

Порядок выполнения измерений:

– При прямом методе динамических измерений массу брутто нефти/нефтепродуктов (мазутов) и массу нефтепродуктов измеряют непосредственно с применением СИ массового расхода.

– При отказе преобразователей давления, преобразователей температуры давление и температуру измеряют с применением манометров и термометров;

– При отказе или отсутствии поточных СИ плотности, плотность нефти/нефтепродуктов измеряют в лаборатории;

– При отказе или отсутствии поточных СИ объемной доли воды в нефти/нефтепродуктах содержание воды в нефти измеряют с применением лабораторных автоматизированных СИ;

При применении СИКН, СИКНП обработку и оформление результатов измерений осуществляют с применением СОИ и программного обеспечения в составе этих систем. При применении СИ, используемых автономно, обработку и оформление результатов измерений осуществляют с применением СОИ и программного обеспечения. Также возможно оформление результатов измерений оператором вручную [7].

2.2.3. Методика измерений массы нефти и нефтепродуктов косвенным методом статических измерений

Для выполнения измерений по данной методике применяют:

- Измерительные системы, предназначенные для измерений уровня нефти, нефтепродуктов, воды и температуры с пределами:

- допускаемой абсолютной погрешности измерений уровня ± 3 мм;

- допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры $\pm 5^\circ\text{C}$;

- допускаемой относительной погрешности обработки результатов измерений 0,05%.

					Методы измерения количества нефти	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

- Автоматизированные СИ плотности (лабораторные, переносные) с пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности $\pm 0,5 \text{ кг/м}^3$.

Примечание - При применении измерительных систем допускается определять плотность косвенным методом по результатам измерений уровня, давления в газовом пространстве и гидростатического давления столба нефти, нефтепродуктов с применением преобразователей давления. Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений средней плотности нефти/нефтепродуктов составляют $\pm 1 \text{ кг/м}^3$.

Для выполнения измерений допускается применять:

- Преобразователи температуры, в том числе входящие в состав автоматизированных СИ уровня (стационарных или переносных) или переносных автоматизированных СИ плотности, с пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,5^\circ\text{C}$ или термометры с пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,2^\circ\text{C}$ с ценой деления $0,1^\circ\text{C}$;

- Автоматизированные СИ уровня (стационарные или переносные) с пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений уровня $\pm 3 \text{ мм}$ или измерительные рулетки с грузом (лотом) 3-го класса точности с ценой деления 1 мм или метроштоки с ценой деления 1 мм ;

Ареометры по ГОСТ ISO 3675 или ареометры типа АНТ-1 или АН по ГОСТ 18481 с ценой деления $0,5 \text{ кг/м}^3$ и пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности $\pm 0,5 \text{ кг/м}^3$ [4].

При выполнении измерений применяются технические устройства:

- переносные или стационарные пробоотборники;
- водочувствительные пасты или ленты для определения уровня подтоварной воды;
- бензочувствительные пасты для определения уровня нефтепродукта;
- испытательное оборудование и материалы, используемые в испытательной лаборатории для определения плотности;

					Методы измерения количества нефти	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

– резервуары, резервуары (танки) речных и морских судов, цистерны, прицепы-цистерны, полуприцепы-цистерны.

Диапазоны измерений СИ должны обеспечивать возможность измерений величин во всем интервале значений.

При подготовке к выполнению измерений выполняют следующие операции:

- Обеспечивают отстой нефти/нефтепродуктов после заполнения:
 - для резервуаров продолжительностью не менее 2 ч;
 - для резервуаров (танков) речных и морских судов, цистерн не менее 10 мин;
- Проводят подготовку СИ к выполнению измерений в соответствии с эксплуатационной документацией;
- Проверяют целостность пломб и/или клейм СИ;
- Проверяют выполнение требований к СИ и измерительным системам, приведенным в стандартах, технических регламентах, законах, нормативных правовых актах в области обеспечения единства измерений (законодательной метрологии) государств, на территории которых проводят измерения;

проверяют наличие градуировочных/калибровочных таблиц, для резервуаров и резервуаров (танков) речных и морских судов,

- железнодорожных цистерн, маркировочных табличек и свидетельств о поверке (для автомобильных цистерн, прицепов-цистерн, полуприцепов-цистерн);
- Условия применения СИ, испытательного оборудования и технических устройств должны соответствовать условиям эксплуатации, указанным в эксплуатационной документации и описании типа СИ.

Порядок выполнения измерений

При измерении массы нефти/ нефтепродуктов выполняют следующие операции:

					Методы измерения количества нефти	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

1. Проверка базовой высоты

Проверку базовой высоты проводят для резервуаров и резервуаров (танков) речных и морских судов. При применении измерительных систем, автоматизированных СИ уровня, периодичность проверки базовой высоты устанавливают в стандартах организаций.

Измерения базовой высоты проводят дважды. Если результаты измерений отличаются не более чем на 1 мм, то в качестве результата измерений принимают их среднее арифметическое значение. Если полученное расхождение составляет более 1 мм, то измерения повторяют еще дважды и вычисляют среднее арифметическое значение из трех наиболее близких измерений. После этого измеренное значение базовой высоты ($H_{изм}$) сравнивают со значением базовой высоты ($H_б$) по градуировочным или калибровочным таблицам.

Если $H_б$ отличается от $H_{изм}$ не более чем на 0,1%, то проводят измерения и вычисления массы нефти/нефтепродуктов. Если же она отличается более чем на 0,1%, выясняют причину изменения базовой высоты, устраняют ее и проводят измерения заново. При повторении отрицательных результатов проводят повторную градуировку. До получения результатов повторной градуировки допускается проводить измерение уровня нефти по высоте пустоты резервуаров.

Прибором для проверки базовой высоты являются измерительные рулетки с грузом (лотом) и метроштоки. Ленту рулеток и метроштоки до и после измерений протирают ветошью насухо. Базовую высоту проверяют перед каждым измерением уровня, также, допускается совмещать проверку базовой высоты с измерением уровня нефти/нефтепродуктов.

2. Измерение уровня

Для измерения уровня нефти/нефтепродуктов допускается применять автоматизированные СИ уровня (стационарные и переносные) в резервуарах, резервуарах (танках) речных и морских судах, железнодорожных цистернах;

					Методы измерения количества нефти	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		38

измерительные рулетки с грузом (лотом); метроштоки для измерения уровня, при этом показания считывают с точностью до 1 мм.

Измерительную ленту рулеток с грузом (лотом) и метроштоки следует опускать плавно, не допуская волн на поверхности нефти/нефтепродуктов и ударов о днище или опорную плиту (при наличии). Измерения проводят при установившемся уровне нефти/нефтепродуктов. При измерении уровня нефти/нефтепродуктов рекомендуется наносить на измерительную ленту рулеток или метроштоков водочувствительную или бензочувствительную пасту:

– Лента рулетки должна находиться все время в натянутом состоянии. Поднимают ленту рулеток строго вертикально, не допуская смещения в сторону, для того чтобы избежать искажения линии смачивания на измерительной ленте.

– Поднимать метроштоки следует плавно и быстро, не допуская их смещения в сторону для исключения искажения линии смачивания. Считывание показаний должно быть произведено таким образом, чтобы линия смачивания находилась на уровне глаз.

Измерения уровня проводят дважды. Если результаты измерений отличаются не более чем на 1 мм, то в качестве результата измерений уровня принимают их среднее арифметическое значение. Если полученное расхождение составляет более 1 мм, то измерения повторяют еще дважды и

вычисляют среднее арифметическое значение из трех наиболее близких измерений.

Измерение уровня нефти/нефтепродуктов по высоте пустоты резервуаров и резервуаров (танков) речных и морских судов с применением измерительных рулеток или метроштоков проводят в следующей последовательности:

– медленно опускают ленту рулеток с грузом (лотом) или метроштоки, не допуская волн и отклонения от вертикального положения;

					Методы измерения количества нефти	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		39

– первый (верхний) отсчет берут по рулеткам или метроштокам на уровне риски планки замерного люка (верхней образующей замерного люка). Затем ленту рулеток или метроштоки поднимают строго вертикально, не допуская смещения в сторону, и берут второй (нижний) отсчет на месте смоченной части ленты рулеток или метроштоков нефтью/нефтепродуктами. Отсчет по ленте рулеток или метроштокам проводят сразу после появления смоченной части над измерительным люком с точностью до 1 мм;

– высоту пустоты резервуаров находят как разность верхнего и нижнего отсчетов по рулеткам.

Измерения высоты пустоты в каждом резервуаре проводят дважды. Если результаты измерений отличаются не более чем на 1 мм, то в качестве результата измерений уровня принимают их среднее арифметическое значение. Если полученное расхождение составляет более 1 мм, то измерения повторяют еще дважды и берут среднее арифметическое значение из трех наиболее близких измерений.

Уровень нефти/нефтепродуктов (H) по высоте пустоты резервуаров с плавающей крышей вычисляют по формуле [4]:

$$H = H_{\text{ж}} - H_{\text{ж}}^{\text{н.к}}, \quad (2.2)$$

где $H_{\text{ж}}$ – уровень нефти/нефтепродуктов в резервуаре с плавающей крышей, измеренный с использованием измерительного люка на крыше резервуара;

Уровень нефти/нефтепродуктов определяют вычитанием полученного значения высоты пустоты из значения базовой высоты, определенной при градуировке резервуаров, резервуаров (танков) речных и морских судов.

3. Измерения уровня подтоварной воды

Аналогично измерению уровня нефти/нефтепродуктов выполняют измерения уровня подтоварной воды.

При отказе или отсутствии измерительных систем, а также автоматизированных СИ уровня (стационарных или переносных) в

					Методы измерения количества нефти	Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

резервуарах, резервуарах (танках) речных и морских судов, железнодорожных цистернах уровень подтоварной воды измеряют с применением измерительных рулеток с грузом (лотом), метроштоками с применением водочувствительной ленты или пасты.

Водочувствительную ленту (пасту) в натянутом виде прикрепляют (наносит тонким слоем полосками) к свободной поверхности груза (лота) с двух противоположных сторон. После нанесения пасты или прикрепления ленты груз опускают в резервуар и выдерживают внутри неподвижно в течении 2-3 мин до полного растворения водочувствительного слоя.

Измерения в каждом резервуаре проводят дважды. Если результаты измерений отличаются не более чем на 1 мм, то в качестве результата принимают их среднее арифметическое, если же полученное расхождение различаются более чем на 1 мм, то измерения повторяют еще дважды и берут среднее арифметическое значение из трех наиболее близких.

Измерения уровня подтоварной воды повторяют если:

– на ленте или пасте он обозначен нечетко, косой линией или на неодинаковой высоте с обеих сторон, что указывает на наклонение положение груза (лота) при выполнении измерений;

– присутствует размытая грань, что является следствием отсутствия резкой границы раздела между водой и нефтью и свидетельствует о наличии водоэмульсионного слоя. В этом случае измерения повторяют после отстоя и расслоения эмульсии.

Допускается проводить измерение уровня подтоварной воды одновременно с измерением уровня нефти/нефтепродуктов в резервуарах.

- 4. *Определение вместимости по градуировочным таблицам;***
- 5. *Отбор проб;***
- 6. *Измерение температуры и плотности;***

					Методы измерения количества нефти	Лист
						41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Измерение температуры

Температуру измеряют с применением измерительных систем. Температуру нефти/нефтепродуктов измеряют с применением преобразователей температуры путем их погружения в резервуары в точках отбора проб, при этом преобразователи температуры выдерживают на уровне отбираемой пробы в течение времени, установленного в эксплуатационной документации на преобразователи температуры.

Температуру измеряют по отобраным пробам. При отборе объединенной пробы в один прием стационарными пробоотборниками среднюю температуру нефти/нефтепродуктов измеряют термометром в объединенной пробе. Измерение температуры проводят непосредственно в пробоприемнике (термостатическом цилиндре). Термометры погружают в нефть/нефтепродукты на глубину, указанную в паспорте на данный термометр, и выдерживают в пробе до установления постоянного значения температуры. При отборе точечных проб переносными пробоотборниками температуру нефти/нефтепродуктов измеряют термометрами в пробе в течение 1-3 мин после ее отбора, при этом переносные пробоотборники выдерживают на уровне отбираемой пробы в течение не менее 5 мин.

Измерение плотности

Плотность нефти/нефтепродуктов в лаборатории измеряют с применением лабораторных автоматизированных СИ плотности, ареометров или СИ плотности по методикам измерений по объединенной пробе нефти/нефтепродуктов, отобранной из резервуаров, резервуаров (танков) речных и морских судов, цистерн. Допускается измерение плотности переносными автоматизированными СИ плотности в соответствии с их руководством по эксплуатации.

7. Измерение массовой доли составляющих балласта нефти/нефтепродуктов (мазутов).

Массовую долю составляющих балласта нефти/нефтепродуктов (мазутов) измеряют с помощью проб, отбираемых автоматическими

					Методы измерения количества нефти	Лист
						42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

пробоотборниками или вручную, в испытательной лаборатории. Возможны измерения массовой доли воды, механических примесей, массовой концентрации хлористых солей с применением автоматизированных СИ.

Обработку и оформление результатов измерений осуществляют с применением программного обеспечения, а при применении измерительных систем в резервуарах – с применением СОИ.

					Методы измерения количества нефти	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

3. Принципиальная схема и характеристики основных элементов СИКН ТПУ

3.1. Назначение СИКН ТПУ

СИКН предназначена для автоматизированного коммерческого учёта товарной нефти, с погрешностью, не превышающей пределов, установленных ГОСТ Р 8.595-2004, при проведении учётно-расчётных операций между предприятием-поставщиком, осуществляющим сдачу нефти, и предприятием, осуществляющим прием и переработку нефти.

СИКН ТПУ осуществляет коммерческий имитационный учет нефти, поступающей от установок подготовки нефти и подлежащей сдаче на НПС в магистральный нефтепровод.

СИКН обеспечивает выполнение следующих основных функций:

1. Автоматическое измерение технологических параметров (температуры и давления);
2. Автоматическое измерение показателей качества нефти;
3. Отображение (индикация), регистрация и архивирование результатов измерений;
4. Поверка СИ (ПР) на месте эксплуатации без прекращения учетных операций;
5. КМХ СИ (ПР, ПП, влагомера, вискозиметра) на месте эксплуатации без прекращения учетных операций;
6. Отбор объединенной пробы нефти по ГОСТ 2517-2012 [17];
7. Получение 2-х часовых, посменных, суточных и месячных отчетов, актов приема-сдачи нефти и журналов регистрации показаний средств измерений с выводом данных на дисплей и на печатающее устройство.

Рабочая среда – товарная нефть, соответствующая требованиям ГОСТ

					<i>Организационно-техническое обеспечение учета нефти на примере лабораторной установки СИКН ТПУ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Луганский А.</i>				Принципиальная схема и характеристики основных элементов СИКН ТПУ	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Рцковод.</i>	<i>Гончаров Н.В.</i>						44	100
<i>Рцк-ль ООП</i>	<i>Чухарева Н.В.</i>					Отделение нефтегазового дела Группа 2Б92		

Р 51858, ТР ЕАЭС 045/2017 и Техническим условиям на подключение объекта нефтедобычи сдающей стороны к МН, имеет физико-химические показатели, указанные в таблице 4.

Таблица 4 – Физико-химические показатели нефти.

Наименование показателя	Значение
Вязкость кинематическая, сСт	не более 20
Плотность нефти при рабочих условиях, кг/м ³ :	не более 850
Рабочий диапазон температуры нефти через СИКН, °С	от плюс 5 до плюс 30
Давление насыщенных паров при максимальной температуре нефти, кПа (мм рт. ст.), не более	66,7 (500) 66.7 (500.00)
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая доля парафина, %, не более	6
Массовая доля сероводорода, млн ⁻¹ , не более	20
Массовая доля серы, %, не более	0,6
Массовая доля метил и этилмеркаптанов в сумме, млн ⁻¹ , не	40
Выход фракций, % об., не менее до температуры:	
200 °С;	27
300 °С.	47
Массовая доля органических хлоридов во фракции, выкипающей при температуре 204°С, млн ⁻¹ , не более	6
Содержание свободного газа	не допускается

Технологические расчеты и выбор оборудования произведены, исходя из рабочих параметров СИКН, указанных в таблице 5.

Таблица 5 – Рабочие параметры СИКН

Наименование характеристики	Значение
Расход нефти через СИКН, т/ч	от 34 до 365,5
Давление нефти, МПа:	
- рабочее	2,5
- минимальное допустимое	1,6
- максимальное допустимое	4,0
Наименование характеристики	Значение

Суммарные потери давления на СИКН при максимальном расходе и максимальной вязкости, МПа: - в рабочем режиме, не более - в режиме поверки и контроля метрологических характеристик (КМХ), не более	0,2 0,4
Категория взрывоопасной смеси по ГОСТ 30852.11-2002	IIA
Группа взрывоопасной смеси по ГОСТ 30852.5-2002	T3
Режим работы СИКН	непрерывный, автоматизированный, имитационный
Режим управления запорной арматурой	автоматизированный и ручной
Режим работы ТПУ	периодический, автоматизированный и ручной
Способ поверки преобразователей расхода (ПР) в блоке измерительных линий (БИЛ): рабочие ИЛ	передвижной ТПУ 1-го разряда
Способ КМХ рабочих ПР в БИЛ*	передвижной ТПУ 1-го разряда
Электроснабжение	трехфазное 380 В, 50 Гц 220 В, 50 Гц
* На период неработоспособности стационарной и (или) отсутствия передвижной ТПУ 1-го разряда допускается проводить КМХ рабочих ПР по ПР контрольно-резервной ИЛ	

Пределы допускаемых относительных погрешностей во всем диапазоне измерений параметров рабочей среды и заданных условиях эксплуатации СИКН не превышают следующих значений:

± 0,25 % при измерении массы брутто нефти рабочими ПР;

± 0,20 % при измерении массы брутто нефти контрольно-резервным ПР;

± 0,35 % при вычислении массы нетто нефти.

					Принципиальная схема и характеристики основных элементов СИКН ТПУ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

3.2. Состав СИКН

СИКН состоит из следующих частей:

- технологический комплекс;
- системы сбора и обработки информации;
- системы электроснабжения;
- насосный блок.

Схема технологическая принципиальная представлена в приложении 1.

Подробнее остановимся на каждом блоке.

3.2.1. Насосный блок

Располагается в закрытом блок-боксе, расположенном на улице, и включает в себя следующее оборудование:

- Консольный, центробежный насос – 2 шт.;
- Электропривод четверть оборотный – 5 шт.;
- Датчик давления 4...20мА – 1 шт.;
- Емкость для хранения – 1 шт.;
- Манометр показывающий – 4 шт.;



Рисунок 4 – Насосный блок

Данные с технологического оборудования поступают в оборудование автоматизации в виде дискретных и аналоговых сигналов. Особенностью насосного блока является подключение второго насоса к частотному преобразователю, что позволяет контролировать скорость перекачки

					Принципиальная схема и характеристики основных элементов СИКН ТПУ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

условной среды. Под условной средой здесь понимается техническая вода, которая используется из невозможности использования сырой нефти.

Местное управление осуществляется через блок СПК 107, в котором можно управлять приводами задвижек, запускать насосы и задавать частоту для второго насоса.

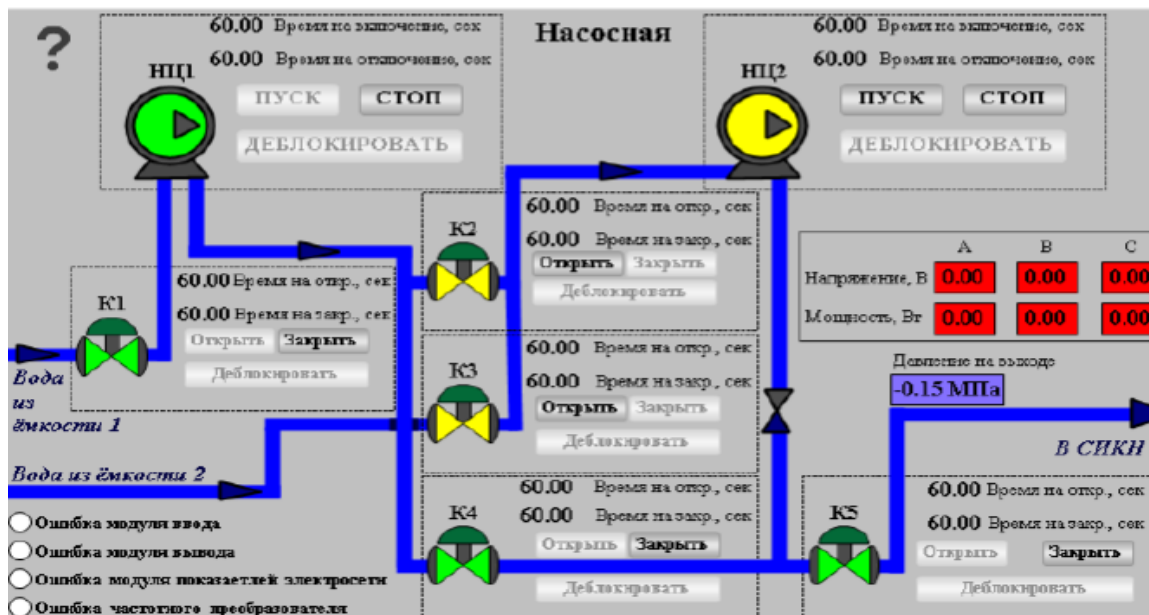


Рисунок 5 - Схема насосного блока

Как видно из схемы, комплекс имеет возможность последовательной и параллельной перекачки. Последовательная перекачка осуществляется при перекрытии кранов 3 и 4, а параллельная при перекрытии только крана 2. При последовательной схеме перекачки достигается подача в 22 м³/ч, а при параллельной 39 м³/ч

3.2.2. Блок фильтров

Предназначен для очистки потоков нефти от твердых частиц, воды и других примесей. Его основная функция заключается в обеспечении точности и надежности измерения объема и качества нефти, и предотвращении повреждения или засорения инструментов и оборудования, используемых в процессе.



Рисунок 6 – Блок фильтров

В блоке имеется возможность подключения двух фильтров одновременно либо поочередности. Основной задачей персонала является мониторинг перепада давления на входе и выходе. Перепад не должен превышать 0,05 МПа. При превышении нормативного значения перепада, необходима замена сетчатого устройства фильтра.

3.2.3. БИЛ и БИК

Последний блок-бокс совмещает в себе блок измерительных линий и блок измерения качества.

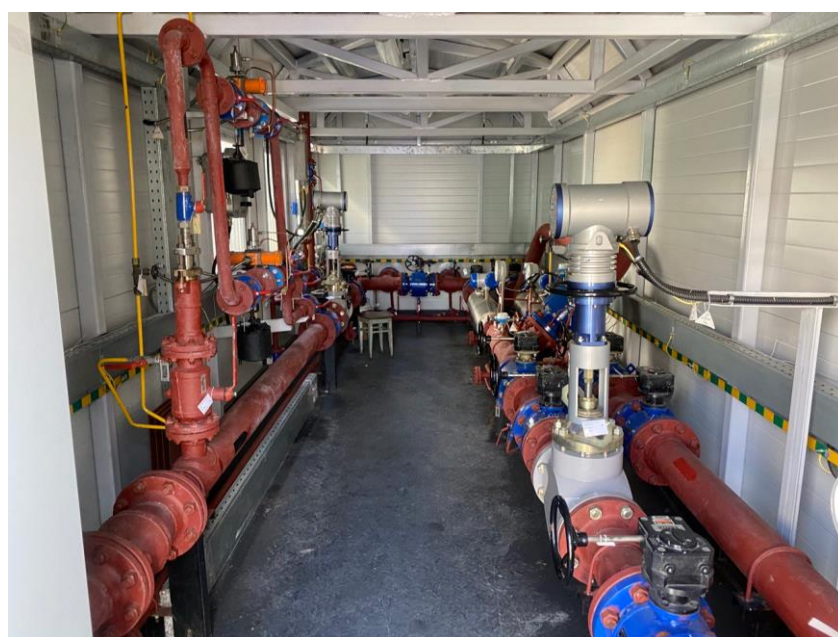


Рисунок 7 – БИК и БИЛ

					Принципиальная схема и характеристики основных элементов СИКН ТПУ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49

БИЛ имеет основную и резервную линии, а также отвод для поверочной установки. Основное оборудование всего комплекса представлено ниже.

3.2.4. Основные средства измерений и оборудование СИКН

Таблица 6 – Перечень основного оборудования СИКН

Наименование СИ	Изготовитель	Методика определения метрологических характеристик
1 Преобразователь сопротивления платиновый, серия TR (Pt-100). 2 Преобразователь измерительный к датчику температуры, модель ТМТ 84	Endress+Hauser	ГОСТ 8.461-82 «Термопреобразователи сопротивления. Методы и средства поверки» ГОСТ 6651-94 Преобразователи измерительные серии Temp. Фирмы «Endress+Hauser GmbH+Co.KG», Германия
3 Преобразователь давления измерительный, модель Cerabar M PMP41-FE23U2P11MP	Endress+Hauser	МИ 1997-89 «ГСИ Преобразователи давления измерительные. Методика поверки»
4 Преобразователь плотности жидкости измерительный, модель 7835	Solartron Mobrey Ltd	Рекомендация ГСИ МИ 2816-03 Преобразователи плотности поточные. Методика поверки па месте эксплуатации. Рекомендация ГСИ МИ 2326-95 Датчики плотности жидкости вибрационные поточные фирмы «Солартрон». Методика поверки. МИ 2591-2000
5 Преобразователь расхода. Расходомер Кориолисов KROHNE OPTIMAS7300 T 80	KROHNE	В соответствии с документом 3667-071-28829549-2009МП «Система измерений количества и показателей качества сырой нефти»
6 Влагомер нефти поточный L	Phase Dynamics Inc.	Методика поверки «Влагомер нефти поточный фирмы Phase Dynamics (США)»
7 Ультразвуковой	Katronic	

Наименование СИ	Изготовитель	Методика определения метрологических характеристик
расходомер контроля расхода жидкости через БИК, модель Katflow 160	Technologies LTD	
8 Преобразователь дифференциального давления измерительный, модель Метран-100	ЗАО ПГ Метран	МИ 1997-89 ГСИ Преобразователи давления измерительные. Методика поверки
9 Преобразователь измерительный программируемый KL3152 в составе ПЛК	"Beckhoff Automation GmbH"	Преобразователи измерительные программируемые KL. Методика поверки

Таблица 7 – Перечень основного оборудования СИКН (2)

Наименование оборудования	Производитель	Кол. шт.	Технические характеристики
Фильтр сетчатый МИГ-ФБ-100-4,0 (размер ячейки 2 мм) в комплекте с краном-воздушником DN 15 PN 40, пропускная способность 1900 м ³ /ч	ООО «БОЗНА»	2	DN 100 PN 4,0 МПа
Вентиль игольчатый Ду15	ЗАО «ПГ «Метран»	4	PN 6,8 МПа
Клапанный блок пятивентильный	ЗАО «ПГ «Метран»	2	PN 4,0 МПа
Кран шаровый DN 100 PN 40 (40 кгс/см ²)	ООО «ИК Энерпред-Ярдос»	4	DN 100 PN 4,0 МПа
Кран шаровой фланцевый DN 32 PN 40 ЗАРД 050.040.22-03Р	ООО «ИК Энерпред-Ярдос»	2	DN 32 PN 4,0 МПа
Термогильза ТА535 ТА535-2А18КДВА0	«Endress+Hauser Sicestherm	4	до 33 атм.

					Принципиальная схема и характеристики основных элементов СИКН ТПУ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51

Наименование оборудования	Производитель	Кол. шт.	Технические характеристики
	S.r.L.»		
Защитная гильза для термометра		4	–
Кран шаровой муфтовый DN 15 PN 40 ЗАРД 015.040.10-03Р	ООО «ИК Энерпред-Ярдос»	2	DN 15 PN 4,0 МПа
Защитная гильза для термометра		3	
Клапанный блок двухвентильный 0106 М Т 2 2 С В 1 1 Н2	ЗАО «ПГ «Метран»	8	PN 6,8 МПа
Клапанный блок пятивентильный 0104 М Т 5 2 С 1 1 Н3 9 2 L4	ЗАО «ПГ «Метран»	2	PN 4,0 МПа
- клапан игольчатый муфтовый DN 15 PN 40 – 15лс546к	ОАО «Арматурный Завод»	1	
- кран шаровой трехходовой DN 15 PN 40 – ЗАРТ 015.040.30/10-02Р		1	DN 15 PN 4,0 МПа
Смеситель потока DN 250 PN 40 ПР-3-250-40	ООО «БМТ»	1	PN 4,0 МПа
Пробозаборное устройство щелевого типа с выдвижным лубрикатором DN 250 PN 40 – ЦПУ-2-250-40 в комплекте с кранами шаровыми:	ООО «БМТ»	1	PN 4,0 МПа
- DN 80 PN 40 – ЗАРД 080.40.23-03Р		1	DN 80 PN 4,0 МПа
- DN 32 PN 40 – ЗАРД 032.040.30-03Р		1	DN 32 PN 4,0 МПа
Пробоотборник ПУ-50 из стали 12Х18Н10Т	ООО «БМТ»	1	PN 5,0 МПа
Фильтр-грязеуловитель сетчатый DN 50 PN 40 ОУА40-40-050-F600	«HEMEN»	1	DN 50 PN 4,0 МПа
Автоматический пробоотборник Отбор-А-Рслив		1	PN 5,0 МПа

					Принципиальная схема и характеристики основных элементов СИКН ТПУ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

Наименование оборудования	Производитель	Кол. шт.	Технические характеристики
Кран шаровой фланцевый DN 50 PN 40 ЗАРД 050.040.22-03 Э с электроприводом РэмТЭК	ООО «ИК Энерпред-Ярдос»	2	DN 50 PN 4,0 МПа
Кран шаровой полнопроходной фланцевый DN 50 PN 40 ЗАРДП 050.040.22-03Р	ООО «ИК Энерпред-Ярдос»	38	DN 50 PN 4,0 МПа
Кран шаровой фланцевый DN 50 PN 16 ЗАРД 050.016.21-03Р	ООО «ИК Энерпред-Ярдос»	1	DN 50 PN 1,6 МПа

3.3.Схемы СИКН

Согласно схеме технологической (**Ошибка! Источник ссылки не найден.**) нефть из насосной поступает в БФ и через кран шаровой КШ1 (или КШ2) поступает в фильтр Ф1 (или Ф2). В фильтре Ф1 нефть проходит очистку от твердых механических примесей и поступает во входной коллектор БИР. Во входном коллекторе БИР установлен смеситель (диспергатор), который перемешивает нефть, делая ее поток однородным. Далее, с помощью ПЗУ щелевого типа нефть поступает в БИК нефти, где происходит отбор пробы сырой нефти для получения таких технических характеристик, как плотность (измеряется поточным плотномером), объемное содержание воды (измеряется влагомером). Одновременно осуществляется измерение давления и температуры нефти на ИЛ и в линии измерения показателей качества нефти.

На входном коллекторе БИЛ установлено ПЗУ щелевого типа в соответствии с ГОСТ 2517-2012.[17] Через ПЗУ, кран шаровой К-15 нефть подается в БИК и выходит через кран шаровой К-29 назад во входной коллектор БИЛ.

Таблица 8 – Перечень запорной и дренажной арматуры

№ п/п	Вид операции	Номера закрытых задвижек (КШ), проверяемых на герметичность
1.	Сдача нефти через СИКН по ИЛ №1	К-32, К-34, К-35, К-36, К-37, К-41, К-40, К-43,

№ п/п	Вид операции	Номера закрытых задвижек (КШ), проверяемых на герметичность
2.	Сдача нефти через СИКН по ИЛ №2	К-32, К-38, К-41, К-42, К-39, К-43, К-36, К-37

Таблица 8 – Перечень открытых и закрытых задвижек при разных режимах работы СИКН

№ п/п	Вид операции	Номера закрытых задвижек (КШ)	Номера открытых задвижек (КШ)
1.	Сдача нефти через СИКН по ИЛ №1	К-34	К-38, К-39
2.	Сдача нефти через СИКН по ИЛ №2	К-38	К-34, К-35

КМХ МПР по резервной ИЛ осуществляется следующим образом: из входного коллектора БИЛ нефть через кран шаровой К-13 поступает в ИЛ №1 через К-38 на резервную ИЛ №2 (при закрытых шаровых кранах К-34, К-39, К-41, К-43, К-36, К-37), пройдя ее через К-40, нефть поступает в рабочую ИЛ №2. Через К-35 нефть с ИЛ №2 поступает в выходной коллектор.

Поверка стационарной ПУ по передвижной ПУ производится по аналогии с методиками поверки МПР по стационарной ПУ, только в данном случае кран шаровой К-2, К-6 закрыт, а краны шаровые К-11 и К-12 открыты.

3.4. Структурная схема СИКН

Основные сигналы, обеспечивающие учет перекачиваемой нефти, поступают в ИВК «Октопус-Л» от преобразователей, уставленных в БИЛ (расходомер массовый, преобразователи давления, преобразователи температуры) и БИК (преобразователь плотности, влагомер нефти поточный, преобразователь давления, преобразователь температуры).

ИВК осуществляет обработку данных, поступающих от первичных датчиков, определяет значения расхода нефти, осуществляет индикацию данных на своем дисплее и передает всю информацию на АРМ оператора, а также формирует отчетные документы с выводом их на печать.

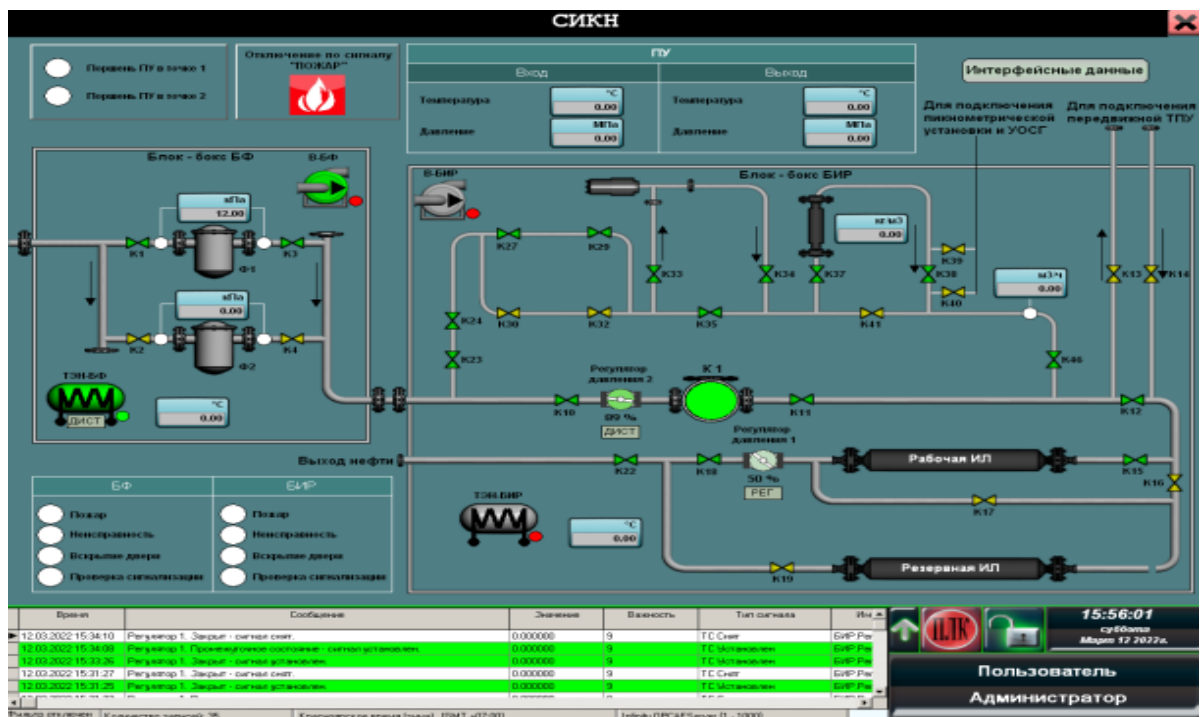


Рисунок 8 – Интерфейс ИВК Элеси

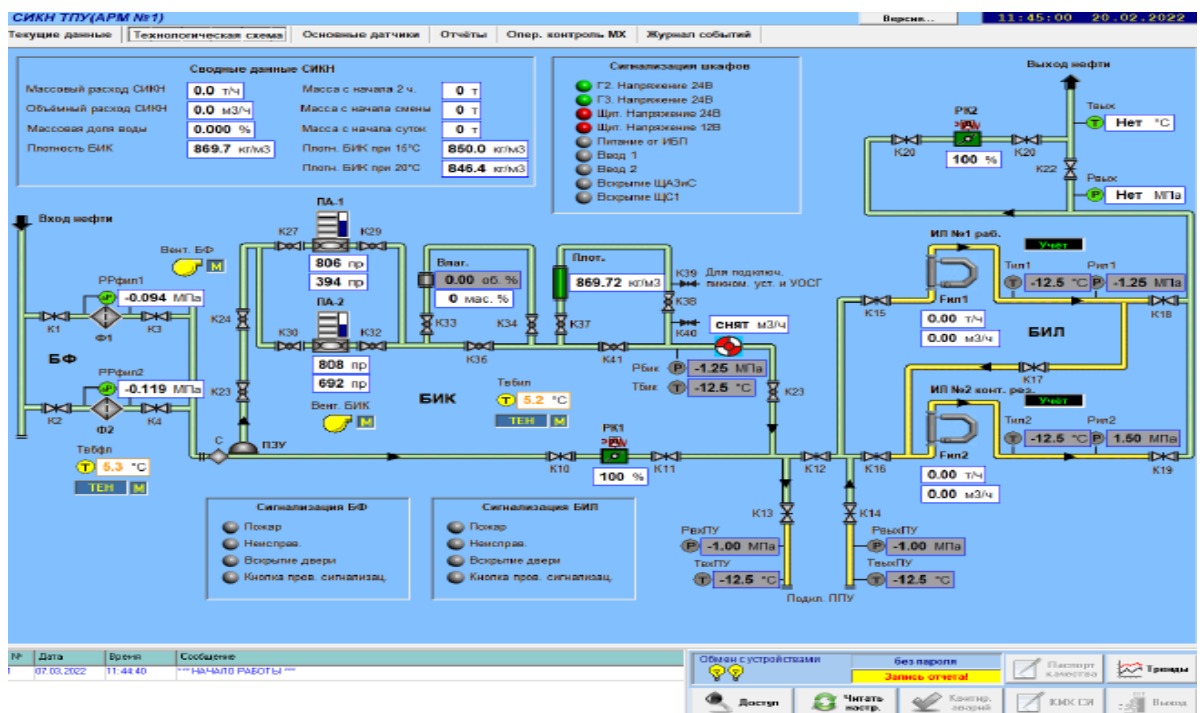


Рисунок 9 – Rate ARM оператора

Дистанционное управление осуществляется при помощи ARM оператора расположенном в 20 корпусе ТПУ в 123 аудитории. Интерфейс программы проиллюстрирован на рисунке 8. Реализован трехуровневый доступ.

Программный комплекс «Rate ARM оператора УУН» обеспечивает:

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

- Отображение мнемосхемы СИКН и технологических процессов.
- Отображение процессов поверки и контроля метрологических характеристик.
- Управление объектами автоматизации.
- Отображение на исторических трендах основных измеренных параметров в реальном времени и за прошедший период.
- Звуковое и визуальное оповещение оператора об аварийных событиях в ходе технологического процесса.
- Создание и печать отчетных документов.
- Просмотр и печать документов из архивов.
- Конфигурируемую систему доступа с паролями.

В качестве объектов автоматизации приняты:

- Преобразователь расхода;
- Поточный преобразователь плотности (ПП);
- Поточный преобразователь влагосодержания;
- Системы обеспечения сигнализации (сигнализации, отопления, вентиляции)

Программный комплекс для СИКН предполагает работу с контроллерами разных производителей и вычислителями, используемыми в составе систем измерения количества и показателей качества нефти.

Разные уровни доступа имеют разный функционал:

1 Без пароля.

- возможность просмотра технологических параметров, отчётов.

2 Оператор.

- возможность просмотра технологических параметров, отчётов;

- возможность ввода паспорта качества;

- квитирование;

- возможность управления задвижками, вентиляцией, отоплением;

- возможность проведения КМХ и поверки;

3 Инженер.

					Принципиальная схема и характеристики основных элементов СИКН ТПУ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56

- возможность просмотра и изменения технологических параметров, отчётов;
- возможность ввода паспорта качества;
- квитирование;
- возможность управления задвижками, вентиляцией, отоплением;
- возможность изменения аварийных пределов датчиков;
- возможность проведения КМХ

Закладка «Отчеты» сформированных в АРМ, а также их печать. При помощи курсора мыши выбрать необходимый отчет и нажать кнопку «Показать отчет», либо использовать двойное нажатие левой кнопки мыши.

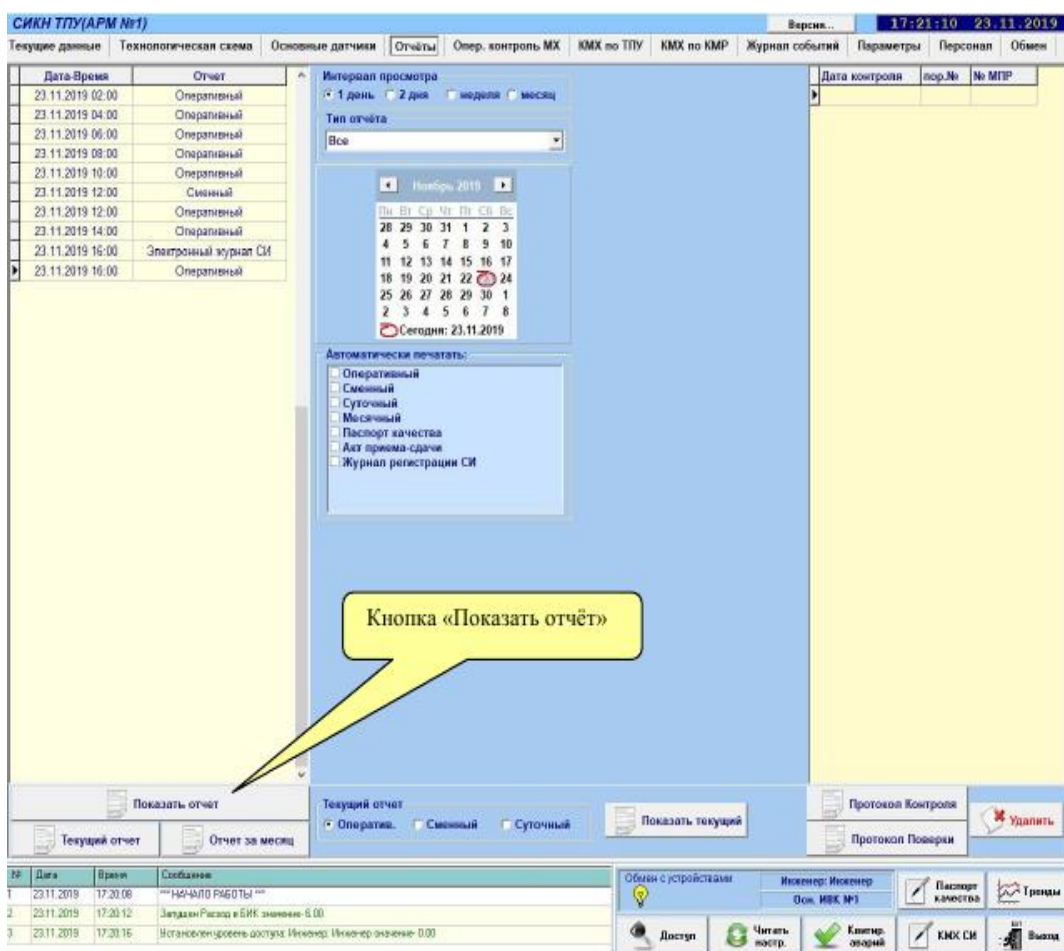


Рисунок 10 – Окно «Отчеты»

Для вывода отчётов на печать в автоматическом режиме необходимо установить «галочку» напротив названия соответствующего отчёта.

Возможен выбор отчетов за определенную дату (выбрать дату в календаре) и определенного типа (выбрать в выпадающем списке).

После нажатия кнопки «Просмотреть отчет» открывается окно отчета.

ОПЕРАТИВНЫЙ ОТЧЕТ

ИВК № 1

СИКН ТПУ
Томский Политехнический Университет

Дата и время начала отчета: 23.11.2019 14:00:00

Дата и время окончания отчета: 23.11.2019 16:00:00

Параметры	Ед. изм.	БИЛ	ИЛ1	ИЛ2	БИК
Средняя температура	°С	0.0	21.8	19.0	21.7
Среднее давление	МПа	0.00	1.90	0.00	1.10
Средняя плотность при условиях измерения массы	кг/м ³	0.0	783.5	0.0	0.0
Средняя плотность приведенная к стандартным условиям при 20 °С	кг/м ³	---	---	---	0.0
Средняя плотность приведенная к стандартным условиям при 15 °С	кг/м ³	---	---	---	0.0
Средняя объемная доля воды	%	---	---	---	0.00
Масса Брутто за 2 часа	т	0	0	0	---
Масса Брутто с начала суток	т	0	---	---	---
Накопленная масса Брутто на начало периода	т	1203	105	1098	---
Накопленная масса Брутто на конец периода	т	1 203	105	1 098	---

Представитель сдающей стороны _____

Представитель принимающей стороны _____

Рисунок 11 – Сформированный отчет

Также есть возможность смотреть журнал событий. В нем сохраняются информационные сообщения, а также сообщения об авариях и нормализациях. Выбор даты осуществляется из календаря, либо выборкой данных за определенный период в соответствующем окне.

Текущие данные | Технологическая схема | Основные датчики | Отчёты | Опер. контроль МХ | КМХ по ТПУ | КМХ по КМР | Журнал событий | Параметры | Персонал | Обмен

Дата	Тип	Сообщение	Значение
23.11.2019 13:57:55	Сообщение	ТЕН БМК работает	0
23.11.2019 13:58:06	Сообщение	ТЕН БМК не работает	0
23.11.2019 15:44:00	Сообщение	Остановлен Расход в БМК	0
23.11.2019 15:46:16	Сообщение	Установлен уровень доступа: Инженер: Инженер	0
23.11.2019 15:55:12	Сообщение	Давление вх. ТПУ: Команда Откл. режим ивтации	0
23.11.2019 15:55:14	Авария	Давление вх. ТПУ (Нижн. авар. пред.)	-1
23.11.2019 15:55:14	Нормализация	Перешли на живое значение(Давление вх. ТПУ)	0
23.11.2019 15:55:16	Сообщение	Подтверждение авар. сообщений	1
23.11.2019 15:55:25	Сообщение	Давление вх. ТПУ: Команда Вкл. режим ивтации	0
23.11.2019 15:55:26	Сообщение	Перешли на фикс. значение(Давление вх. ТПУ)	0
23.11.2019 15:55:27	Нормализация	Давление вх. ТПУ	1.230
23.11.2019 15:55:27	Сообщение	Перешли на фикс. значение(Давление вх. ТПУ)	0
23.11.2019 16:10:16	Сообщение	Выход из программы	0
23.11.2019 16:11:56	Сообщение	*** НАЧАЛО РАБОТЫ ***	0
23.11.2019 16:55:48	Сообщение	Установлен уровень доступа: Инженер: Инженер	0
23.11.2019 16:55:52	Сообщение	Выход из программы	0
23.11.2019 16:55:58	Сообщение	*** НАЧАЛО РАБОТЫ ***	0
23.11.2019 16:56:26	Сообщение	Установлен уровень доступа: Инженер: Инженер	0
23.11.2019 16:56:35	Сообщение	Выход из программы	0
23.11.2019 17:00:54	Сообщение	*** НАЧАЛО РАБОТЫ ***	0
23.11.2019 17:00:57	Сообщение	Запущен Расход в БМК	6
23.11.2019 17:08:22	Сообщение	Установлен уровень доступа: Инженер: Инженер	0
23.11.2019 17:09:54	Сообщение	Выход из программы	0
23.11.2019 17:11:43	Сообщение	*** НАЧАЛО РАБОТЫ ***	0
23.11.2019 17:11:59	Сообщение	Установлен уровень доступа: Инженер: Инженер	0
23.11.2019 17:12:02	Сообщение	Выход из программы	0
23.11.2019 17:12:39	Сообщение	*** НАЧАЛО РАБОТЫ ***	0
23.11.2019 17:12:54	Сообщение	Установлен уровень доступа: Инженер: Инженер	0
23.11.2019 17:12:57	Сообщение	Выход из программы	0
23.11.2019 17:13:42	Сообщение	*** НАЧАЛО РАБОТЫ ***	0
23.11.2019 17:13:56	Сообщение	Установлен уровень доступа: Инженер: Инженер	0
23.11.2019 17:14:16	Сообщение	Установлен уровень доступа: Инженер: Инженер	0
23.11.2019 17:14:18	Сообщение	Выход из программы	0
23.11.2019 17:18:56	Сообщение	*** НАЧАЛО РАБОТЫ ***	0
23.11.2019 17:18:59	Сообщение	Запущен Расход в БМК	6
23.11.2019 17:19:15	Сообщение	Установлен уровень доступа: Инженер: Инженер	0
23.11.2019 17:19:18	Сообщение	Выход из программы	0
23.11.2019 17:20:08	Сообщение	*** НАЧАЛО РАБОТЫ ***	0
23.11.2019 17:20:11	Сообщение	Запущен Расход в БМК	6
23.11.2019 17:20:16	Сообщение	Установлен уровень доступа: Инженер: Инженер	0
23.11.2019 17:21:43	Сообщение	Сливание(поверка) - линия №1	1

Ноябрь 2019

Тип сообщений

Все

Сообщения

Аварии

Нормализация

Сегодня: 23.11.2019

Фильтрация сообщений

Фильтр:

Использовать фильтр Применить

Выбор из журнала за определенный период

с 23.11.2019 по 23.11.2019 ОК

№	Дата	Время	Сообщение
2	23.11.2019	17:20:12	Запущен Расход в БМК, значение: 6.00
3	23.11.2019	17:20:16	Установлен уровень доступа: Инженер: Инженер значение: 0.00
4	23.11.2019	17:21:44	Сливание(поверка) - линия №1 значение: 1.00

Обмен с устройствами

Инженер: Инженер

Дис. ИВК №1

Паспорт качества

Тренды

Доступ

Чистить нвстр.

Кантр. обзор

КМХ СИ

Выход

Рисунок 12 – Окно «Журнал событий»

Для вывода журнала событий на печать необходимо нажать на кнопку «Показать/печатать журнал».

4. Технологический расчет

Значение расхода на входе в пробозаборное устройство и в трубопроводе БИК рассчитывают по формуле:

$$Q_{\text{ПЗУ}} = Q_{\text{тр}} \cdot \frac{S_{\text{ПЗУ}}}{S_{\text{тр}}} \quad (4.1)$$

где $Q_{\text{ПЗУ}}$ - расход на входе в пробозаборное устройство, м³/ч;

$Q_{\text{тр}}$ - расход в трубопроводе в месте отбора проб, м³/ч;

$S_{\text{ПЗУ}}$ - площадь входного поперечного сечения пробозаборного устройства, мм² ;

$S_{\text{тр}}$ - площадь поперечного сечения трубопровода, мм².

Примечание - Фактическое значение расхода $Q_{\text{ПЗУ}}$ согласно ГОСТ 2517 (п. 4.13.1.3) может отличаться от рассчитанного по формуле (4.1) в два раза в большую или меньшую сторону.

1. Определить расход через пробозаборное устройство из трех трубок диаметром $d = 10$ мм, установленное на трубопроводе диаметром $D_y = 250$ мм, при среднем объеме перекачки $Q_{\text{тр}} = 630$ м³ /ч.

$$S_{\text{тр}} = \frac{\pi D_y^2}{4} = \frac{3,14 \cdot 250^2}{4} = 49087 \text{ мм}^2$$

$$S_{\text{ПЗУ}} = \frac{3\pi d^2}{4} = \frac{3,14 \cdot 10^2}{4} = 79 \text{ мм}^2,$$

$$Q_{\text{ПЗУ}} = 630 \cdot \frac{79}{49087} = 1,01 \text{ м}^3/\text{ч},$$

2. Определить расход через пробозаборное устройство из пяти трубок с соотношением диаметров трубок $d_1:d_2:d_3 = 6:10:13$, $d_1 = 12$ мм, $d_2 = 20$ мм, $d_3 = 26$ мм. Пробозаборное устройство установлено на трубопроводе $D_y = 700$ мм, средний объем перекачки $Q_{\text{тр}} = 2700$ м³/ч.

$$S_{\text{тр}} = \frac{\pi D_y^2}{4} = \frac{3,14 \cdot 700^2}{4} = 122500 \text{ мм}^2,$$

				<i>Организационно-техническое обеспечение учета нефти на примере лабораторной установки СИКН ТПУ</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		
<i>Разраб.</i>		<i>Луганский А.</i>			Технологический расчет	<i>Лит.</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Гончаров Н.В.</i>				<i>Лист</i>
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>				<i>Листов</i>
						60 100
						Отделение нефтегазового дела Группа 2Б92

$$S_{\text{ПЗУ}} = \frac{\pi}{4} \cdot (d_1^2 + 2d_2^2 + 2d_3^2) = \frac{\pi}{4} \cdot (144 + 800 + 1352) = 1803 \text{ мм}^2,$$

$$Q_{\text{ПЗУ}} = 2700 \cdot \frac{1803}{122500} = 39,74 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Примечание – При применении пробозаборных устройств щелевого типа для расчетов значение площади входного поперечного сечения ($S_{\text{ПЗУ}}$) берут из паспорта на пробозаборное устройство.

3. Рассчитать диапазон рабочих значений расходов через щелевое пробозаборное устройство с площадью сечения 878 мм^2 , установленное на трубопроводе диаметром $D_y = 175 \text{ мм}$, при диапазоне расходов нефти в трубопроводе от $25,4 \text{ т/ч}$ до $194,6 \text{ т/ч}$. Результаты оформить в виде таблицы. Расчет произвести при плотности нефти равной $852,0 \text{ кг/м}^3$.

Таблица 9 – Расчет расхода нефти через пробозаборное устройство

Наименование	Обозначение	Формула	Расчет
Расход нефти в ПЗУ и в трубопроводе БИК, $\text{м}^3/\text{ч}$	$Q_{\text{ПЗУmax}}$, $Q_{\text{ПЗУmin}}$	$Q_{\text{трmax}} * S_{\text{ПЗУ}} / S_{\text{тр}}$, $Q_{\text{трmin}} * S_{\text{ПЗУ}} / S_{\text{тр}}$	$228,4 * 878 / 2405$ $3 = 8,34$ $29,8 * 878 / 24053$ $= 1,1$
Расход нефти в трубопроводе в месте отбора пробы, т/ч	$Q_{\text{трmax}}$, $Q_{\text{трmin}}$	По проекту	$25,4$ $194,6$
Расход нефти в трубопроводе в месте отбора пробы, $\text{м}^3/\text{ч}$	$Q_{\text{трmax}}$, $Q_{\text{трmin}}$	$Q \text{ м}^3/\text{ч} = Q_{\text{т/ч}} * \rho / 1000$	$228,4$ $29,8$
Площадь входного сечения ПЗУ, мм^2	$S_{\text{ПЗУ}}$	По паспорту	878
Площадь поперечного сечения трубопровода, мм^2	$S_{\text{тр}}$	$\pi * D^2 / 4$	24053
Диаметр трубопровода в месте отбора пробы, мм	D_y	По проекту	175

Таблица 10 – Соответствие расходов СИКН и БИК

$G_{\text{СИКН}}, \text{Т/ч}$	$Q_{\text{СИКН}}, \text{М}^3/\text{ч}$	$Q_{\text{БИК}} \text{ расчетный}, \text{М}^3/\text{ч}$	$Q_{\text{БИК}} \text{ рабочий}, \text{М}^3/\text{ч}$
25,4	29,8	1,1	0,55 – 2,2
33,68	40	1,46	0,73 - 2,92
50,52	59	2,15	1,07 - 4,3
67,36	79	2,88	1,44 – 5,77
84,2	99	3,61	1,8– 7,22
101,04	119	4,34	2,17– 8,69
117,88	138	5,03	2,519– 10,07
134,72	158	5,77	2,88 – 11,5
151,56	178	6,5	3,25 – 13
168,4	198	7,23	3,614– 14,45
194,6	228	8,32	4,16 –16,64

Отметим, что измерения в СИКН ТПУ производятся прямым динамическим методом, который был подробно описан во 2 главе. Важную роль при таком методе измерений играет массовый кориолисовый расходомер.

Краткая характеристика массового кориолисового расходомера

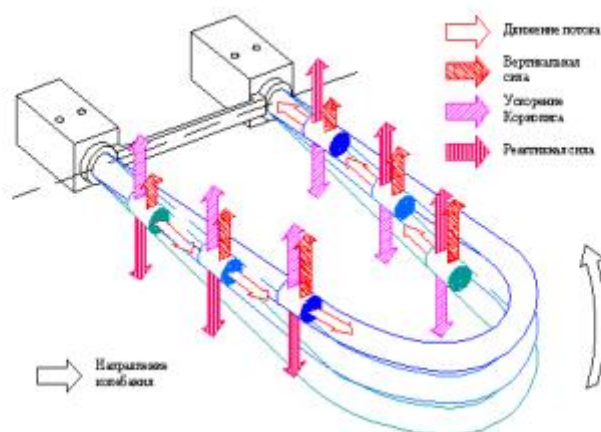


Рисунок 13 – кориолисовый расходомер массовый

Принцип действия применяемых в ТКО массометров основан на эффекте кориолиса, т.е. на изменениях фаз механических колебаний U-образных трубок, по которым движется измеряемая среда. Сдвиг фаз пропорционален величине массового расхода. Поток с определенной массой, движущийся через входные ветви расходомерных трубок, создает силу кориолиса, которая оказывает сопротивление вибрации расходомерных трубок. Наглядно это сопротивление видно, когда шланг извивается под напором воды.

					Принципиальная схема и характеристики основных элементов СИКН ТПУ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63

5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Перекачка нефти по нефтепроводам сопровождается измерением ее количества. Целью данного раздела ВКР является определение наиболее экономически эффективного резервного метода измерения массы нефти.

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

5.1.1 Анализ конкурентных технических решений

Объектом исследования является система измерения количества и показателей качества (СИКН), но при ее ремонте или отказе измерение количества и показателей качества переходят на резервуары, которые являются резервным средством измерения на объектах нефтепроводов.

Для сравнения взяты два метода измерения: косвенный метод статических измерений и косвенный метод, основанный на гидростатическом принципе.

Косвенный метод статических измерений основан на измерении уровня нефти в резервуаре, в то время как косвенный метод, основанный на гидростатическом принципе помимо измерения уровня, предполагает еще измерение гидростатического давления.

Анализ конкурентных технических решений помогает внести коррективы в проект, чтобы успешнее противостоять соперникам.

Целесообразно проводить данный анализ с помощью оценочной карты (Таблица 11).

					<i>Организационно-техническое обеспечение учета нефти на примере лабораторной установки СИКН ТПУ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Луганский А.</i>			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережения	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Гончаров Н.В.</i>					64	100
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>				Отделение нефтегазового дела Группа 2Б92		

Таблица 11 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б тп	Б рек	Б нс	К тп	К рек	К нс
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Повышение производительности труда пользователя	0,1	5	5	5	0,5	0,5	0,5
2. Удобство в эксплуатации	0,15	5	4	5	0,75	0,6	0,75
3. Надежность	0,15	4	5	4	0,6	0,75	0,6
4. Безопасность	0,15	4	4	4	0,6	0,6	0,6
5. Энергоэкономичность	0,1	4	3	2	0,4	0,3	0,2
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Цена	0,15	5	5	3	0,75	0,75	0,45
2. Конкурентоспособность	0,1	5	5	4	0,5	0,5	0,4
3. Финансирование научного исследования	0,05	5	5	5	0,25	0,25	0,25
4. Срок выхода на рынок	0,05	5	5	4	0,25	0,25	0,2
Итого	1	42	41	36	4,6	4,5	3,95

Б тп – техническое перевооружение;

Б рек – реконструкция;

Б нс – новое строительство.

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum V_i \cdot B_i, \quad (5.1)$$

где K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

V_i - вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i-го показателя.

Конкурентоспособность технического перевооружения составила 4,6, в то время как реконструкции - 4,5 и нового строительства - 3,95. Результаты показывают, что данная научно-исследовательская разработка является конкурентоспособной и имеет преимущества по таким показателям, как

повышение производительности труда пользователя, удобство эксплуатации для потребителей, надежность и энергоэкономичность.

5.1.2 SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

Первый этап заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде.

Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений.

В рамках третьего этапа должна быть составлена итоговая матрица SWOT-анализа.

После того как сформулированы четыре области SWOT переходят к реализации второго этапа, который состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений.

На третьем этапе составляется итоговая матрица SWOT (Таблица 12).

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

Таблица 12 – Матрица SWOT

	<p>Сильные стороны научно исследовательского проекта:</p> <p>С1. Экономичность технологии.</p> <p>С2. Экологичность технологии</p> <p>С3. Более свежая информация, которая была использована для разработки технологии.</p> <p>С4. Возможность продолжения эксплуатации объектов.</p>	<p>Слабые стороны научно исследовательского проекта:</p> <p>Сл1. Отсутствие прототипа научной разработки</p> <p>Сл2. Отсутствие сертификации</p> <p>Сл3. Вывод оборудования из эксплуатации.</p> <p>Сл4. Большой срок поставки материалов.</p>
<p>Возможности:</p> <p>В1. Использование инновационной инфраструктуры ТПУ</p> <p>В2. Появление потенциального спроса на новые разработки</p> <p>В3. Уменьшение значимости или достоинства конкурентных</p> <p>В4. Использование инфраструктуры АО «Транснефть - Центральная Сибирь»</p>	<p>Привлечение различных инновационных структур может увеличить экономичность проекта и использование новых технологий (В1С1С3, В4С1С2С3С4). Появление спроса на НИР позволит продолжение использования объектов без вывода их из эксплуатации (В3С3С4).</p>	<p>Инновационные структуры различных организаций могут оказать помощь в сроках поставки материалов, получения сертификации и разработки прототипов НИР (В1Сл1Сл2, В4Сл2Сл3Сл4). Появление спроса также помогает развивать НИР в данном направлении (В2Сл1Сл2).</p>
<p>Угрозы:</p> <p>У1. Отсутствие спроса на новые технологии</p> <p>У2. Появление конкуренции</p> <p>У3. Введения дополнительных государственных требований к сертификации</p> <p>У4. Несвоевременное финансовое обеспечение научного исследования со стороны государства</p>	<p>Основной угрозой НИР является несвоевременное финансирование работ, которое оказывает влияние на экономичность проекта, его экологичность, а также растянуть проведение работ на длительный срок, при этом эксплуатация объекта будет частично невозможна (У4С1С2С4). Помимо прочего, отсутствие спроса на новые технологии может создать проблемы с использованием новых технологий (У1С3).</p>	<p>Ввиду отсутствия спроса на новые технологии может осложниться процесс получения сертификации и создания прототипов (У1Сл1Сл2). На них же может оказать влияние факт введения дополнительных гос. требований (У3Сл1Сл2). Проблемы с финансированием могут повлиять на срок поставки материалов и процесс вывода оборудования из эксплуатации (У4Сл3Сл4).</p>

5.2 Планирование научно-исследовательских работ

5.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой входят научный руководитель и инженер. Составим перечень этапов работ и распределим исполнителей по данным видам работ (Таблица 13).

Таблица 13 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор темы исследований	2	Подбор и изучение литературы по теме	Инженер
	3	Выбор алгоритма исследований	Руководитель, инженер
	4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, Инженер
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Анализ существующих технологий измерения количества нефти	Инженер
	6	Проведение теоретических расчетов и обоснование	Инженер
Обобщение и оценка результатов	7	Оценка результатов исследования	Руководитель, Инженер
	8	Определение целесообразности проведения процесса	Руководитель, Инженер
	9	Оформление пояснительной записки	Инженер
	10	Разработка презентации и раздаточного материала	Инженер

5.2.2. Определение трудоемкости выполнения работ

Трудовые затраты в большинстве случаев образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования. Для

определения, ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ож}$ используется следующая формула:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{mini} + 2t_{maxi}}{5}, \quad (5.2)$$

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

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

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

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях T_{pi} , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями:

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i}, \quad (5.3)$$

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

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

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

Рассчитаем продолжительность 1 работы – разработка технического задания:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{mini} + 2t_{maxi}}{5} = \frac{3 \cdot 1 + 2 \cdot 3}{5} = 1,8 \text{ чел - дн.};$$

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i} = \frac{1,8}{1} = 1,8 \text{ дн.}$$

5.2.3. Разработка графика проведения научного исследования

Наиболее удобным и наглядным является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта. Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ. Для удобства

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		69

построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}}, \quad (5.4)$$

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

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

$k_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}}, \quad (5.5)$$

где $T_{\text{кал}}$ – количество календарных дней в году;

$T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней в году;

$T_{\text{пр}}$ – количество праздничных дней в году.

Коэффициент календарности для пятидневной рабочей недели равен:

$$k_{\text{кал}} = \frac{365}{365 - 118} = 1,48$$

Коэффициент календарности для шестидневной рабочей недели равен:

$$k_{\text{кал}} = \frac{365}{365 - 66} = 1,22$$

Все рассчитанные значения сведены в Таблице 14:

Таблица 14 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоемкость работ			Исполнители	Длительность работ в рабочих днях T_{pi}	Длительность работ в календарных днях T_{ki}
	t_{min} , чел-дни	t_{max} , чел-дни	$t_{ож}$, чел-дни			
Подбор и изучение материалов по теме	10	13	11,2	Инженер	11,2	17
Составление и утверждение технического задания	1	3	1,8	Руководитель	1,8	3
Выбор алгоритма исследований	5	7	5,8	Руководитель, инженер	2,9	4
Календарное планирование работ по теме	3	6	4,2	Руководитель, инженер	2,1	3
Анализ существующих методов измерения	10	15	12	Инженер	12	18
Проведение теоретических расчетов и обоснование	10	14	11,6	Инженер	11,6	17
Оценка результатов исследования	3	5	3,8	Руководитель, инженер	1,9	3
Определение целесообразности проведения процесса	3	5	3,8	Руководитель, инженер	1,9	3
Оформление пояснительной записки	12	17	14	Инженер	14	21
Разработка презентации и раздаточного материала	5	7	5,8	Инженер	5,8	9
Итого, дн.						96

№ работ	Вид работ	Исполнители	Ткi, кал. дн.	февр.		март			апрель			май			июнь	
				2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2
1	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер	17	■												
2	Составление и утверждение технического задания	Руководитель	3		■											
3	Выбор алгоритма исследований	Руководитель, инженер	4		■	■										
4	Календарное планирование работ теме	Руководитель, инженер	3			■	■									
5	Анализ существующих методов	Инженер	18				■	■	■							
6	Проведение теоретических расчетов и обоснование	Инженер	17					■	■	■						
7	оценка результатов исследования	Руководитель, инженер	3							■	■					
8	Определение целесообразности прецесса	Руководитель, инженер	3								■	■				
9	Оформление пояснительной записки	Инженер	21									■	■	■		
10	Разработка презентации и раздаточного материала	Инженер	9													■
■	Инженер															
■	Руководитель															

Рисунок 10 – Календарный план-график проведения НИ

5.3 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

При планировании бюджета НТИ должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением. В процессе формирования бюджета НТИ используется следующая группировка затрат по статьям:

- материальные затраты НТИ;
- затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ;
- основная заработная плата исполнителей темы;
- дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- затраты научные и производственные командировки;
- контрагентные расходы;
- накладные расходы.

5.3.1 Расчет затрат на специальное оборудование для проведения исследования

В данную статью включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно-измерительной аппаратуры, устройств и механизмов), необходимого для проведения диагностики.

Все расчеты по приобретению спецоборудования, используемого для каждого исполнения, приведены в таблице 15.

Таблица 15 – Затраты на приобретение спецоборудования

Наименование оборудования	Количество единиц оборудования	Цена единицы оборудования, тыс. руб.	Общая стоимость оборудования, руб.
Ноутбук Lenovo	1	1	30000
Итого:			30000

5.3.2 Основная заработная плата исполнителей исследования

Статья включает в себя основную заработную плату $Z_{осн}$ и дополнительную заработную плату $Z_{доп}$.

$$Z_{зп} = Z_{осн} \cdot Z_{доп}, \quad (5.6)$$

Дополнительная заработная плата составляет 12-20% от $Z_{осн}$. Основная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p, \quad (5.7)$$

где T_p – продолжительность работ, выполняемых исполнителем проекта, раб. Дн.;

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

Среднедневная заработная плата работника определяется по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d}, \quad (5.8)$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

при отпуске в 24 раб.дней $M=11,2$ месяцев, 5-дневная неделя;

при отпуске в 48 раб.дней $M=10,4$ месяцев, 6-дневная неделя;

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени исполнителей проекта, раб.дн (таблица 16).

Таблица 16 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней - выходные дни/праздничные дни	66	118
Потери рабочего времени - отпуск и невыходы по болезни	56	28
Действительный годовой фонд рабочего времени	243	219

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_m = Z_{тс} \cdot (1 + k_{пр} + k_d) \cdot k_p, \quad (5.9)$$

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

$k_{пр}$ – премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% $Z_{тс}$);

k_d – коэффициент доплат и надбавок, принимаем 0,2;

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

5.3.3 Дополнительная заработная плата исполнителей исследования

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

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн}, \quad (5.10)$$

где $k_{доп}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (принимаем равный 0,15).

Оклады взяты в соответствии с занимаемыми должностями ТПУ.

Расчет заработной платы руководителя (шестидневная рабочая неделя):

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		74

$$Z_M = Z_{TC} \cdot (1 + k_{пр} + k_d) \cdot k_p = 29500 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 57525 \text{ руб.}$$

$$Z_{дн} = \frac{Z_M \cdot M}{F_d} = \frac{57525 \cdot 10,4}{243} = 2462 \text{ руб.}$$

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p = 2462 \cdot 7,7 = 18957 \text{ руб}$$

$$Z_{доп} = 0,15 \cdot 18957 = 2844 \text{ руб.}$$

Расчет заработной платы инженера (пятидневная рабочая неделя):

$$Z_M = Z_{TC} \cdot (1 + k_{пр} + k_d) \cdot k_p = 16200 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 31590 \text{ руб.}$$

$$Z_{дн} = \frac{Z_M \cdot M}{F_d} = \frac{31590 \cdot 11,2}{219} = 1616 \text{ руб.}$$

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p = 1616 \cdot 46,2 = 74659 \text{ руб.}$$

$$Z_{доп} = 0,15 \cdot 74659 = 11199 \text{ руб.}$$

Результаты расчета по заработной плате всех исполнителей проекта приведены в таблице 17.

Таблица 17 – Расчет заработной платы

	Исполнитель проекта	
	Руководитель	Инженер
Z_{TC} , руб.	29500	16200
Z_M , руб.	57525	31590
$Z_{дн}$, руб.	2462	1616
$Z_{осн}$, руб.	18957	74659
$Z_{доп}$, руб.	2844	11119
Итого, руб.	111288	135184

В результате данных расчетов посчитана основная заработная плата у исполнителей проекта. Из таблицы 17 видно, что ставка руководителя наибольшая, но итоговая основная заработная плата получилась наибольшей у инженера, так как основная заработная плата зависит от длительности работы над проектом.

5.3.4 Отчисления во внебюджетные фонды

Отчисления во внебюджетные фонды включают в себя установленные законодательством РФ нормы органов государственного социального страхования (ФСС), пенсионный фонд (ПФ) и медицинское страхование (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}), \quad (5.11)$$

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

В таблице 18 представлены результаты по расчет отчислений во внебюджетные фонды всех исполнителей.

Таблица 18 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель проекта	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель	18957	2844
Инженер	74659	11119
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,302	
Итого		
Руководитель	6584	
Инженер	25904	

6.3.5 Накладные расходы

Накладные расходы включают прочие затраты организации, которые не учтены в предыдущих статьях расходов: оплата услуг связи, электроэнергии, интернета и т.д.

Величина накладных расходов определяется по следующей формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 5) \cdot k_{\text{нр}}, \quad (5.12)$$

где $k_{нр}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы, принимаем в размере 16%.

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

$$Z_{накл} = (30000 + 93616 + 13963 + 32488) \cdot 0,16 = 27210 \text{ руб.}$$

5.3.6 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат на исследование является основой для формирования бюджета затрат проекта. Определение бюджета затрат на проект приведено в таблице 19.

Таблица 19 – Бюджет затрат на исследование

Наименование статьи	Сумма, руб	Примечание
1. Затраты на специальное оборудование	30000	6.3.1
2. Затраты по основной заработной плате	93616	6.3.2
3. Затраты по дополнительной заработной плате	13963	6.3.3
4. Отчисления во внебюджетные фонды	32488	6.3.4
5. Накладные расходы	27210	16% от суммы ст.1-4
6.Бюджет затрат на исследование	197277	Сумма ст. 1-5

Бюджет затрат проекта равен 197277 рублей. Наибольший процент бюджета составляет основная заработная плата (47,4%).

5.4 Определение ресурсоэффективности

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

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (5.13)$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности;

a_i – весовой коэффициент разработки;

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

Проведем расчет интегрального показателя ресурсоэффективности в форме таблицы 20.

Таблица 20 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии	Весовой коэффициент	Косвенный метод основанный на гидростатическом принципе	Косвенный метод статических измерений
1. Энергоэкономичность	0,2	4	5
2. Надежность	0,2	5	5
3. Безопасность	0,2	4	4
4. Долговечность	0,1	4	4
5. Удобство эксплуатации	0,3	3	3
Итого	1,00		

Рассчитываем показатель ресурсоэффективности по значениям таблицы 20:

$$I_{\text{кгп}} = 0,2 \cdot 4 + 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 4 + 0,1 \cdot 4 + 0,3 \cdot 3 = 3,9$$

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

Согласно расчетам интегрального показателя ресурсоэффективности наиболее оптимальным резервным способом измерения будет являться применение косвенного метода статических измерений.

Заключение по разделу

В результате выполнения данного раздела ВКР был проведен анализ конкурентных технических решений, который помог выбрать наиболее подходящий метод измерения количества нефти, а именно косвенный метод статических измерений.

Построен календарный план-график работ по проведению исследования каждого из исполнителей. Общее количество дней на выполнение исследования составляет 96 дня.

Бюджет затрат проекта на исследование для выполнения расчетов равен 197277 рублей. Наибольший процент бюджета составляет основная заработная плата (47,4%).

Сравнение эффективности проведения исследования показало целесообразность применения косвенного метода статических измерений в качестве резервного способа измерений, который имеет самый высокий показатель ресурсоэффективности $I_p=4,1$.

Опираясь на результаты полученных результатов данного раздела, можно сделать вывод, что исследование оптимального метода измерения нефти является экономически обоснованным.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		79

6. Социальная ответственность

Введение

В данном разделе рассмотрены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности работ с измерительным оборудованием в составе ПСП.

Областью применения исследования является обеспечение правильной эксплуатации и проведения коммерческих учетных операций при приеме-сдаче нефти с применением СИКН.

Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: постоянный контроль за показаниями качества и количества нефти, контроль за показаниями оборудования, проведение измерений, ремонт оборудования, обход-осмотр оборудования и трубопроводов.

Рассмотрены также - мероприятия по уменьшению воздействий вредных и опасных факторов на персонал, занятый на обслуживании указанных установок.

Кроме того - сделан анализ условий труда на рабочем месте оператора рассматриваемой установки, и экологическая безопасность от описываемой технологии, включая безопасность в чрезвычайных ситуациях.

					<i>Организационно-техническое обеспечение учета нефти на примере лабораторной установки СИКН ТПУ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Луганский А.</i>			Социальная ответственность	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Рцковод.</i>		<i>Гончаров Н.В.</i>					80	100
<i>Рцк-ль ООП</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>				Отделение нефтегазового дела Группа 2Б92		

6.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Требования промышленной безопасности должны соблюдаться согласно Федеральному закону «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» и Постановлению Правительства РФ «Об организации и осуществлении производственного контроля над соблюдением требований промышленной безопасности на опасных производственных объектах» с использованием «Методических рекомендаций по организации производственного контроля над соблюдением требований промышленной безопасности на опасных производственных объектах».

СИКН входят в состав опасных производственных объектов и подлежат обязательной регистрации в государственном реестре в соответствии с Федеральным законом РФ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»

Предприятие владелец СИКН при эксплуатации обязано:

– соблюдать положения Федеральных законов и иных нормативных

правовых актов РФ, а также нормативных технических документов в области промышленной безопасности;

– допускать к работе лиц, удовлетворяющих соответствующим квалификационным требованиям и не имеющих медицинских противопоказаний к работе;

– обеспечивать проведение подготовки и аттестации работников в области

промышленной безопасности;

– иметь нормативные технические документы и инструкции;

– обеспечивать наличие и функционирование оборудования, приборов и систем контроля входящих в состав СИКН в соответствии с установленными требованиями;

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		81

- приостанавливать эксплуатацию СИКН в случае аварии или инцидента, а также в случае обнаружения вновь открывшихся обстоятельств, влияющих на промышленную безопасность;
- принимать участие в анализе причин возникновения инцидента на СИКН, принимать меры по устранению указанных причин и профилактике подобных инцидентов;
- принимать меры по защите жизни и здоровья работников в случае аварии на СИКН;
- вести учет аварий и инцидентов на СИКН.

6.2.Производственная безопасность

В общем случае при эксплуатации узла СИКН.

К эксплуатации СИКН допускаются лица, достигшие 18 лет, имеющие квалификацию товарного оператора не ниже 4-го разряда, прошедшие курс обучения и сдавшие экзамен по ОТ, ПБ.

Операторы, эксплуатирующие СИКН, должны знать технологическую схему, назначение всех задвижек и уметь быстро и безошибочно выполнять необходимые переключения.

Все работники, занятые ремонтом, обслуживанием и эксплуатацией СИКН должны пройти обучение по устройству и правилам эксплуатации оборудования СИКН.

После прохождения обучения все работники сдают установленный техминимум. Ведомость сдачи находится у начальника ПСП.

Условиями безопасной эксплуатации и технического обслуживания СИКН является знание и соблюдение персоналом требований «Правил безопасности для нефтегазоперерабатывающих производств».

Вторичная аппаратура, щиты управления являются действующими установками до 1000 В.

Необходимо своевременно согласно графику производить производственный контроль за герметичностью фланцевых соединений, оборудования и запорно-регулирующей арматуры, установленной в СИКН.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		82

Все переключения следует выполнять плавно, без применения рычагов во избежание гидроудара. Все запорные устройства, установленные на технологических трубопроводах, должны иметь указатель состояния (Открыто и Закрыто);

На территории СИКН при обслуживании и эксплуатации необходимо осуществлять контроль воздушной среды в соответствии с графиком замеров содержания углеводородов в воздухе. Для непрерывного контроля воздушной среды имеются датчики ГСМ.

Должен быть установлен постоянный контроль за исправностью лестниц, ограждающих конструкций. Запрещается загромождать лестницу посторонними предметами и снятыми деталями оборудования.

Обслуживающий персонал должен иметь специальную одежду и обувь, изготовленные из материалов, не накапливающих статическое электричество, в соответствии с требованиями ГОСТ 12.4.124.[8] Обувь не должна иметь металлических накладок и гвоздей.

При ручном отборе проб и замере уровня нефти, открытии замерных и других люков обслуживающий персонал должен находиться с наветренной стороны (стоять боком к ветру). При работе с открытыми люками последние должны быть закрыты предохранительными решетками. При необходимости находиться с подветренной стороны персонал должен пользоваться противогазом. Запрещается без противогаза заглядывать в открытый люк или низко наклоняться к его горловине во избежание отравления выделяющимися вредными парами и газами.

Корпуса насосов, должны быть заземлены независимо от заземления электродвигателей, находящихся на одной раме с насосами.

В насосных установках на трубопроводах должно быть указано направление движения потоков рабочей среды.

В случае разлива нефти необходимо немедленно выполнить все необходимые мероприятия для локализации не герметичного участка, а

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						83
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

разлитую нефть откачать в безнапорные дренажные емкости сбора утечек. Далее необходимо произвести контроль воздушной среды и при необходимости включить вентиляцию, все последующие работы можно продолжать только после устранения загазованности. Загрязненный грунт, если таковой имеется следует собрать и увезти с территории на специально отведенное место.

Во время эксплуатации насосов необходимо контролировать параметры электрической сети, проверять нагрев подшипников, не допуская их нагрева выше допустимого. Повышенный шум и вибрация, появление течей характеризуют ненормальную работу насоса. В этом случае необходимо остановить насос, удалить перекачиваемую жидкость и устранить неисправность.

6.2.1. Анализ выявленных вредных факторов при эксплуатации СИКН

Производственные факторы, связанные с микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего. Метеорологические условия на рабочем месте в производственных помещениях и на открытых рабочих площадках определяются температурой воздуха, относительной влажностью, барометрическим давлением и интенсивностью теплового излучения от нагретых поверхностей. Параметры, определяющие метеорологические условия, оказывают влияние на функциональную деятельность человека, его самочувствие и здоровье. Увеличение скорости движения воздуха уменьшает неблагоприятное действие повышенной температуры и увеличивает действие пониженной температуры, повышение влажности воздуха усугубляет действие как повышенной, так и пониженной температуры. При высокой температуре воздуха (30 °С и выше) происходит перегревание организма и тепловой удар. При пониженных температурах возникают обморожения, радикулиты и так далее. Вследствие нарушения водно-солевого баланса может развиваться судорожная болезнь.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		84

Спецодежда выдается для теплого и холодного периода года. Выдача СИЗ производится в соответствии с типовыми отраслевыми нормами, утвержденными в установленном порядке.

Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения.

Неправильно спроектированное производственное освещение способствует понижению производительности труда, оказывает отрицательное воздействие на человеческий организм, понижает безопасность труда, повышает утомляемость и риск травматизма на производстве. Неправильно выбранное освещение – это как недостаточное освещение опасных зон, так и слишком интенсивное свечение ламп и блики от них, резкие тени. Неправильная эксплуатация осветительных приборов и установок, а также ошибки при проектировании и установке могут привести к искрообразованию, а в следствие к воспламенению или даже взрыву.

Рабочие места, объекты, подходы и проезды к ним в темное время суток освещаются. Наружное охранное освещение обеспечивает освещенность на уровне земли 0,5 люкс и более. Для местного освещения при ремонтах и осмотрах во взрывопожароопасных зонах применяются переносные светильники во взрывозащищенном исполнении напряжением не выше 12 В.

Для освещения подъездных дорог установлены прожекторные мачты с прожекторами. Светотехнический расчет выполнен по удельным нормам освещенности полезной площади и в соответствии со СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение» [9].

Повышенный уровень шума

Источниками шума являются звуки, вызванные в результате производственной деятельности СИКН. Такие как: звук работающих насосов, звук вентиляционной системы, работа приводной арматуры. Действие шума на человека определяется влиянием на слуховой аппарат и многие другие органы и системы организма, в том числе и нервную систему.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		85

Уровень звукового давления ниже 80 дБА обычно не влияет на органы слуха. Нормативный эквивалентный уровень звука установлен равным 80дБА в соответствии с нормативными документами СанПиН 1.2.3685-21 [10], приводит к постоянному повышению порога слуха, к повышению кровяного давления.

Основные методы борьбы с шумом. Общая классификация средств и методов защиты от шума приведена в ГОСТ 12.1.029-80 [11]:

- Использование средств, снижающих шум. К акустическим средствам защиты относятся звукоизоляция, звукопоглощение;
- применяются звукоизолирующие экраны, кожухи, кабины, облицовки, прокладки, опоры, конструктивные разрывы, демпферы, а также глушители шума реактивные, абсорбционные, комбинированные. Для защиты от непосредственного, прямого воздействия шума используют звукоизолирующие экраны и перегородки;

Средства личной защиты от сильных шумов применяются трех основных видов: антифоны, противозумные наушники и встроенные в другие средства индивидуальной защиты противозумные устройства.

Повышенный уровень вибрации

Воздействие вибрации возникает при работе в помещении насосной внешней перекачки нефти и СИКН, из-за вращения ротора насосных агрегатов и электродвигателей; а также вибрация при регулировании расхода при проведении операций по приёму-сдаче нефти.

К примеру, вибрация при частоте 16 Гц не должна превышать амплитуду 0,28 мм.

Предельно допустимые значения по вибрационному фону, регламентируются ГОСТ 12.1.012-2004. [12] Одним из эффективных средств защиты от вибрации рабочих мест, оборудования и строительных конструкций является виброизоляция.

Наибольший эффект дают конструктивные и технологические мероприятия. К ним относятся: совершенствование кинематических схем; изыскание наилучших конструктивных форм для безударного взаимодействия деталей и плавного обтекания их воздушными потоками; изменение жесткости или массы для уменьшения амплитуды колебаний и устранения резонансных явлений; применение материалов, поглощающих колебательную энергию и т. п.

В качестве индивидуальной защиты от вибраций, передаваемых человеку через ноги, рекомендуется носить обувь на толстой или войлочной резиновой подошве. Для защиты рук рекомендуются виброгасящие перчатки.

Повышенная загазованность рабочей зоны

В процессе производственных операций рабочие могут подвергаться воздействию вредных газов и паров нефти, источником которых являются нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности фонтанной арматуры, вследствие коррозии или износа, превышение максимального допустимого давления. Особенно опасен сероводород, он нарушает доставку тканям кислорода в организме человека, оказывает раздражающее действие на слизистую оболочку глаз и дыхательных путей, ПДК H_2S – $0,1 \text{ м}^2 / \text{м}^3$ по Государственному стандарту (ГОСТ) 12.1.005 – 88.[13] Для контроля запыленности и загазованности используют специальные приборы (газоанализаторы). Количество вредных примесей в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций.

Для защиты органов дыхания и глаз от вредного воздействия ядовитых паров и газов участвующим в ликвидации аварии необходимо применять фильтрующие или шланговые противогазы, или воздушные дыхательные аппараты. Защитные средства выбирают в зависимости от состава и концентрации вредных веществ, направления ветра и т.п.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		87

Большинство указанных выше вредных производственных факторов отсутствуют при эксплуатации данного УК. Возможно проявление таких факторов, как повышенный шум, вибрация и неправильное освещение.

6.3. Анализ потенциальных опасных факторов и мероприятия по их устранению

СИКН относится к категории взрывопожароопасных производств.

При нарушении правил техники безопасности, правил эксплуатации оборудования, норм технологического режима могут возникать ситуации, приводящие к авариям и травмам.

Подвижные части производственного оборудования

При эксплуатации оборудования, проведении работ по ремонту и техническому обслуживанию, опасность для персонала представляет движение механизмов и узлов оборудования. Для предотвращения травматизма необходимо проводить инструктажи по ТБ. Определить маршруты безопасного прохода персонала к рабочим местам, с указанием их, используя соответствующие информационных таблички. Механизмы, выполняющие движущие либо вращающие функции должны быть обеспечены защитными кожухами, если невозможна установка их, выполняется ограждение опасного механизма.

При проведении работ по наряду-допуску, на весь период работ, в зоне производства работ ограничить доступ лиц, не задействованных в монтажных работах. Весь персонал, задействованный на работах, должен находиться в спецодежде.

Производственные факторы, связанные с электрическим током

При эксплуатации ОПО возникает необходимость использования электрической энергии для обеспечения бесперебойной работы устройств, аппаратов и машин.

Опасность воздействия электрического тока на организм человека зависит от электрического сопротивления тела и приложенного к нему

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		88

напряжения, силы тока, длительности его воздействия, путей прохождения тока через человека, рода и частоты тока, индивидуальных особенностей человека, окружающей среды и ряда других факторов. Существенное влияние на исход действия электрического тока оказывает путь прохождения тока в теле человека.

Согласно ГОСТ 61140-2012 [14] для максимальной защиты персонала необходимо предпринимать следующие меры:

- изолировать токоведущие части оборудования;
- заземлять источник питания или искусственной нейтральной точки;
- применять СИЗ;
- устанавливать знаки предостережения в местах повышенной опасности.

При работе с электрооборудованием обслуживающий персонал должен иметь при себе изолирующую подставку, резиновый коврик (дорожку), щитки, диэлектрические перчатки, калоши или боты.

Повышенное образования электростатических зарядов

Нефть является диэлектриком, сохраняет электрические заряды в течение длительного времени. Напряжение электростатического поля ≤ 15 кВ/м

Согласно РД 39-22-113-78 «Временные правила защиты от статического электричества на производственных установках и сооружениях нефтяной и газовой промышленности» [15] опасность действия статического электричества устраняется тем, что специальными мерами создается утечка электрических зарядов, предотвращая накопление энергии заряда выше уровня 0,4 А мин.

Для защиты от накопления и опасного проявления статического электричества в виде разряда предусматривается отвод зарядов путем заземления корпусов оборудования.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		89

Для обеспечения непрерывного отвода зарядов статического электричества с тела человека и аппаратов в блочно-комплектных зданиях полы выполнены электропроводными.

Запрещается налив нефти свободно падающей струей, а также превышать допустимую скорость наполнения емкостей и скорость движения нефти по трубопроводу.

6.4. Пожарная безопасность

Главная задача при борьбе с пожарами - локализация, которая достигается путем ограничения времени истечения и объема вытекающего продукта. На площадке пункта сдачи нефти и сооружениях вспомогательного комплекса задействованы следующие виды пожаротушения: водяное, пенное и порошковое. Основными причинами пожара являются:

- несоблюдение работниками правил пожарной безопасности;
- неисправность электрической проводки, электроаппаратуры;
- электроустановок. последствие взрыва при утечках или аварийных выбросах пожаровзрывоопасных сред;
- проведение электро- и газосварочных работ, электро- и газорезки металла, других технологических процессов, связанных с применением открытого пламени или искрообразованием;
- захламленность рабочей зоны;
- размещение излишков взрыво- и пожароопасных веществ в рабочей зоне.

Для локализации небольших загораний обслуживающий персонал до прибытия передвижных средств пожаротушения должен использовать первичные средства пожаротушения, находящиеся на пожарных щитах и в производственных помещениях.

В качестве первичных средств пожаротушения рекомендуется использовать: полотна грубо шерстяные, ручные огнетушители, асбестовые, пожарный инвентарь (лопаты, ведра, багры), песок. Первичные средства пожаротушения размещаются вблизи мест наиболее вероятного их

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		90

применения в безопасном при пожаре месте, с обеспечением свободного доступа.

При эксплуатации УК «СИКН ТПУ» воздействие опасных производственных факторов сведено к нулю путем применения пожаровзрывобезопасной рабочей жидкости вместо нефти, а также введением повышенных требований безопасности при осуществлении учебного процесса.

6.5. Экологическая безопасность

Анализ влияния работы СИКН на окружающую среду

При эксплуатации СИКН образуются следующие виды опасных отходов:

- Нефтешлам очистки трубопроводов и подземных емкостей, используемых для хранения учтенной и неучтенной нефти;
- Грунт, загрязненный нефтепродуктами, образуется в результате утечек нефти, при ремонте оборудования, при зачистке трубопроводов;
- Обтирочный материал, загрязненный маслами (содержание масел менее 15%), образуется при ремонтных работах, обслуживании нефтепромыслового и технологического оборудования;
- Мусор от бытовых помещений организаций несортированный (исключая крупногабаритный) образуется в результате производственной деятельности персонала в офисных помещениях.

По мере накопления вывозятся на специализированный полигон:

- Ртутные термометры отработанные и брак образуются в результате эксплуатации ртутных термометров в ИЛН. По мере накопления вывозятся на полигон токсичных отходов г. Томска;
- Ртутные лампы, люминесцентные ртутьсодержащие трубки отработанные и брак образуются в результате замены пришедших в негодность ламп системы освещения помещений и промплощадки. По мере накопления вывозятся на полигон токсичных отходов г. Томска.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		91

Обращение с каждым видом отходов производства и потребления зависит от их происхождения, агрегатного состояния, физико-химических свойств субстрата и т.д.

Воздействие на атмосферу

Для СИКН установлены перечень и количество вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух согласно Разрешению Управления Росприроднадзора.

Основными источниками выбросов вредных веществ в атмосферу являются организованные выбросы:

- дыхательные клапана на резервуарах;
- дыхательные клапана на дренажных и приемной ёмкостях;
- узел учёта нефти (вентиляционная система).

Неорганизованные выбросы:

- запорно-регулирующая арматура и фланцевые соединения.

Воздействие на гидросферу

В процессе эксплуатации СИКН, особого влияния на водные ресурсы земли не происходит. Образование и утилизации отходов производственно-дождевых стоков осуществляется только в специально предназначенные для этого места (ёмкости) с дальнейшим их вывозом на водоочистные сооружения. Не допускается сброс отходов в водные источники, во избежание загрязнений водных ресурсов.

Воздействие на литосферу

С точки зрения охраны окружающей среды аварией на объектах подготовки и перекачки нефти является нарушение герметичности трубопроводов, оборудования и попадание нефти в окружающую среду.

При разливе нефти необходимо принять меры по установке предупреждающих знаков на подходе к аварийному участку, по ограждению места разлива нефти красными флажками, а в темное время – световыми сигналами.

Неорганизованные выбросы:

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		92

– запорно-регулирующая арматура и фланцевые соединения.

6.6.Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация (ЧС) — это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей. Под источником чрезвычайной ситуации понимают опасное природное явление, аварию или опасное техногенное происшествие, широко распространённую инфекционную болезнь людей, сельскохозяйственных животных и растений, а также применение современных средств поражения, в результате чего произошла или может возникнуть чрезвычайная ситуация ГОСТ Р 22.0.02 – 2016. [16]

Так в **общем случае при эксплуатации коммерческого узла учета нефти (СИКН)**, возникновение ЧС возможны в результате разгерметизации оборудования с последующим выходом и или возгоранием нефти является наиболее типичным сценарием.

В случае возгорания и взрывов при эксплуатации СИКН необходимо остановить учетные операции, проконтролировать срабатывание защит систем автоматики, в закрытии секущих задвижек, вызвать пожарную охрану, при необходимости, скорую медицинскую помощь, известить своего или вышестоящего руководителя, действовать согласно ПЛАС.

Выводы по разделу

При изучении производственных факторов на рабочем месте оператора СИКН соответствует нормам, за исключением компоновки рабочего места нерегулируемая высота стола, на котором проходит работа. Для минимизации влияния стоит заменить стол на тот который будет отвечать требованиям ГОСТ 12.2.032-078.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		93

Категория помещения по электробезопасности, согласно ПЭУ, соответствует 1 классу –«помещения без повышенной опасности» [17]. Согласно правилам по ОТ при эксплуатации электроустановок и оборудования работники должны владеть I группой допуска по электробезопасности. Данная группа присваивается после прохождения инструктажа, которой должен проходить в устной форме и с проверкой знаний по оказанию первой помощи при поражении током.

По уровню энергозатрат категория оператора СИКН – Пб - категории относятся работы с интенсивностью энергозатрат 201-250 ккал/ч (233-290 Вт), связанные с ходьбой, перемещением и переноской тяжестей до 10 кг и сопровождающиеся умеренным физическим напряжением.

Рабочая зона находится в пожароопасной зоне класса П–III и взрывоопасной зоне класса В-Iг (расположенные вне помещения зоны, в которых обращаются горючие жидкости с температурой вспышки выше 61 °С или твердые горючие вещества).

Рассмотренный объект, оказывающий незначительное негативное воздействие на ОС.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		94

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения ВКР была изучена нормативно-техническая документация в области эксплуатации и обслуживания учебной лабораторной установки СИКН ТПУ.

Приведены основные виды и методы учета количества нефти. Представлены методики учета количества нефти в зависимости от метода получения расхода.

Произведен анализ состава и назначение СИКН ТПУ, изучено методическое и аппаратное обеспечение процесса контроля качества и количества нефти на СИКН.

Протестировано текущее состояние учебной установки. По результатам выполнения лабораторных работ были установлены направления по повышению эффективности рассматриваемой установки. В ходе прохождения преддипломной практики были выполнены задачи по получению нужного расхода и скорости условной среды, собраны схемы с последовательной перекачкой и параллельной, были проанализированы полученные данные. По итогам тестирования комплекса было выявлено, что установка является упрощенной версией производственного объекта, но является достаточным для получения навыков оператора товарного при работе в системе количества и измерения качества нефти.

Выполнен стандартный анализ финансовых особенностей научного проекта и аспектов социальной ответственности.

Произведен технологический расчет расхода через пробозаборное устройство.

					<i>Организационно-техническое обеспечение учета нефти на примере лабораторной установки СИКН ТПУ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Лиганский А.</i>			<i>Заключение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Гончаров Н.В.</i>					95	124
<i>Консульт.</i>						Отделение нефтегазового дела Группа 2Б92		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>						

Список литературы

1. <https://emis-kip.ru/ru/company/sob/articles/raskhodomery-nefti-i-nefteproduktov-poryadok-ucheta-gosty/#sikn>
2. ГОСТ 2676-86 «Нефть и нефтепродукты. Методы измерения массы»
3. https://ros-pipe.ru/tekh_info/tekhnicheskie-stati/khranenie-i-transportirovka-nefteproduktov/kolichestvennyy-uchet-nefti-i-nefteproduktov/
4. ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия.
5. Б.Н. Мастобаев, А.М. Нечваль, М.М. Гареев, Т.В. Дмитриева, А.Р. Валеев, С.А. Сарданашвили, М.В. Лурье, В.А. Поляков, Г.Г. Васильев, Ю.Д. Земенков, А.Л. Пимнев, Р.В. Агинеи, Л.Е. Землеруб. Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Справочное пособие: в 2 т./ под общ. Ред. Ю.В. Лисина. – М.: ООО «Издательский дом Недра», 2017. – Т. 2. – 519 с.
6. ГОСТ 8.587-2019 Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти и нефтепродуктов. Методики (методы) измерений.
7. Лоповок С.С. Моделирование процесса заполнения резервуара нефтепродуктами. Тезисы докладов 68-й международной молодежной научной конференции «Нефть и газ – 2014», секция «Проектирование, сооружение и эксплуатация систем трубопроводного транспорта», 14–16 апреля, 2014 г.
7. ГОСТ 12.4.124-83 «Система стандартов безопасности труда. Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования»
8. СП 52.13330.2016 «Естественное и искусственное освещение»
9. СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов средыобитания»

					<i>Организационно-техническое обеспечение учета нефти на примере лабораторной установки СИКН ТПУ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ док-м.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Лузганский А.</i>			Список литературы	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Рцковод.</i>		<i>Гончаров Н.В.</i>					97	100
<i>Рцк-ль ООП</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>				Отделение нефтегазового дела Группа 2Б92		

10. ГОСТ 12.1.029-80 «ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация»
11. ГОСТ 12.1.012-2004 «ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования»
12. ГОСТ 12.1.005 – 88 «ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»
13. ГОСТ ИЕС 61140-2012 «Защита от поражения электрическим током»
14. РД 39-22-113-78 «Временные правила защиты от статического электричества на производственных установках и сооружениях нефтяной и газовой промышленности»
15. ГОСТ Р 22.0.02 – 2016 «Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Термины и определения»
16. ГОСТ Р 57447-2017 «Наилучшие доступные технологии. Рекультивация земель и земельных участков, загрязненных нефтью и нефтепродуктами»
17. ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»
18. В.И. Черников. Сооружение и эксплуатация нефтебаз. Издание второе, переработанное и дополненное. – Государственное научно–техническое издательство нефтяной и горно–топливной литературы, М.: 1955г. – 312 с.
19. Лоповок С.С. Моделирование процесса заполнения резервуара нефтепродуктами. Тезисы докладов 68-й международной молодежной научной конференции «Нефть и газ – 2014», секция «Проектирование, сооружение и эксплуатация систем трубопроводного транспорта», 14–16 апреля, 2014 г.
20. П.И. Тугунов, В.Ф. Новосёлов, А.А. Коршак, А.М. Шаммазов. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов. Учебное пособие для ВУЗов. – Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2002. – 658с.

					Список использованных источников	Лист
						98
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

21. «Хранение нефти и нефтепродуктов»: учеб. пособие / под общ. ред. Ю.Д. Земенкова. – 2-е изд., перераб. и доп. – Тюмень: Издательство «Вектор Бук», 2013. – 536 с.
22. А. А. Коршак, Г. Е. Коробков, Е. М. Муфтахов. Нефтебазы и АЗС: Учебное пособие –Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2006. – 416 с.
23. Абузова Ф. Ф. , И. С. Бронштейн и др. Борьба с потерями нефти и нефтепродуктов при их транспортировке и хранении //М.: недр. – 1981. – Т. 260. – С. 6.
24. В.И. Черников. Сооружение и эксплуатация нефтебаз. Издание второе, переработанное и дополненное. – Государственное научно-техническое издательство нефтяной и горно-топливной литературы, М.: 1955г. – 312 с.
25. Г.К. Лебедев, В.Г. Колесников, Г.Е. Зиканов, О.Н. Лайков (часть I); Ю.К. Ищенко, Г.А. Ритчик, Л.В. Дубень, Н.Е. Калпина. Правила технической эксплуатации резервуаров и инструкции по их ремонту. - М.: «Недра», 1988 год.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

Схема технологическая принципиальная СИКН ТПУ

Технологическая схема СИКН ТПУ

