

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»  
 Отделение нефтегазового дела

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Разработка комплекса мероприятий направленных на повышение эффективности эксплуатации системы измерения количества и показателей качества нефти»

УДК 665.6:005.6-027.43

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5Д	Хачатурян Тигран Арамович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Брусник Олег Владимирович	К.П.Н.		

#### КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	К.Э.Н, доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

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

#### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<b>ОНД ИШПР</b>	Брусник Олег Владимирович	К.П.Н.		

*Планируемые результаты обучения*

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<b><i>В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i></b>		
<b><i>Общие по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»</i></b>		
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, УК-6, УК-7, ОПК-1, ОПК-2), (ЕАС-4.2, АВЕТ-3А, АВЕТ-3i).</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, УК-3, УК-4, УК-5, УК-8, ОПК-2, ОПК-6, ОПК-7).</i>
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P3	Применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику при эксплуатации и обслуживании технологического оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-5, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-6, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11).</i>
P4	Оценивать риски и определять меры по обеспечению безопасности технологических процессов в практической деятельности и применять принципы рационального использования природных ресурсов и защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-8, ОПК-6, ПК-12, ПК-13, ПК-14, ПК-15).</i>
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P5	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, используя принципы менеджмента и управления персоналом и обеспечивая корпоративные интересы	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-3, УК-8, ОПК-3, ОПК-7, ПК-16, ПК-17, ПК-18), (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d).</i>
P6	Участвовать в разработке организационно-технической документации и выполнять задания в области сертификации нефтегазопромыслового оборудования	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-1, ОПК-2, ОПК-7, ПК-19, ПК-20, ПК-21, ПК-22).</i>
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P7	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26).</i>
<i>в области проектной деятельности</i>		
P8	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-3, ОПК-5, ОПК-6, ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30), (АВЕТ-3c), (ЕАС-4.2-e).</i>

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<b>Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»</b>		
Р9	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".</i>
Р10	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>
Р11	Оценивать результаты диагностических обследований, мониторингов, технических данных, показателей эксплуатации объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
 высшего образования

**«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»  
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП ОНД ИШПР

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

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

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б5Д	Хачатуряну Тиграну Арамовичу

Тема работы:

<b>«Разработка комплекса мероприятий направленных на повышение            эффективности эксплуатации системы измерения количества и            показателей качества нефти»</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	28.02.2020 №59-109/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<p><b>Исходные данные к работе</b>  <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p><i>Объектом исследования является – СИКН №1011 ПСП ООО «Томснефтепереработка».</i>  <i>СИКН расположен в Томской области. Режим работы непрерывно-периодический, максимальная производительность 185 т/ч.</i>  <i>Объект относящиеся к опасным производственным и требует особых условий эксплуатации.</i></p>
---	---

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</p>	<p>1.Изучение нормативно-технической документации в области эксплуатации и обслуживания СИКН№1011 ООО «Томскнефтепереработка».</p> <p>2.Анализ энерго- и ресурсоэффективности технологических процессов и выявление существующих недостатков при эксплуатации и обслуживании СИКН№1011 ПСП ООО«Томскнефтепереработка».</p> <p>3.Разработка организационных и технических мероприятий, направленных на повышение эффективности эксплуатации СИКН №1011 ПСП ООО«Томскнефтепереработка».</p> <p>4.Произвести расчет расхода нефти через пробозаборное устройство с соблюдением условия изокинетичности скоростей согласно ГОСТ 2517-2012.</p> <p>5.разработка учебно-методических материалов (лабораторных работ) для учебно-лабораторного стенда СИКН ТПУ.</p>
---	--

<p><b>Перечень графического материала</b> (с точным указанием обязательных чертежей)</p>	<p>Технологическая схема СИКН Структурная схема СОИ СИКН</p>
--	--

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**  
(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Рыжакина Татьяна Гавриловна, доцент
«Социальная ответственность»	Сечин Андрей Александрович, доцент

<p><b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b></p>

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

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Брусник Олег Владимирович	к.п.н.		20.01.2020

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5Д	Хачатурян Тигран Арамович		20.01.2020

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

### «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б5Д	Хачатуряну Тиграну Арамовичу

<b>Инженерная школа</b>	Природных ресурсов	<b>Отделение</b>	Нефтегазовое дело
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	1. Литературные источники. 2. Методические указания по разработке раздела. 3. Нормативные справочники. 4. Налоговый кодекс РФ
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	

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

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. Выполнение SWOT-анализа проекта
2. Планирование процесса управления НИИ: структура и график проведения, бюджет и риски	Составление календарного плана проекта. Определение бюджета НИИ
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности	1. Расчет экономической эффективности производства после его модернизации. 2. Расчет срока окупаемости капиталовложений.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	31.01.2020
--	------------

#### Задание выдал консультант:

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	К.Э.Н.		31.01.2020

#### Задание принял к исполнению студент:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2Б5Д	Хачатурян Тигран Арамович		31.01.2020

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б5Д	Хачатуряну Тиграну Арамовичу

<b>Инженерная школа</b>	Природных ресурсов	<b>Отделение</b>	Нефтегазовое дело
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки

Тема ВКР:

--

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

<p>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</p>	<p>Наименование объекта – Учебный комплекс «СИКН ТПУ» (система измерения количества и показателей качества нефти)          Учебный комплекс расположен на прилегающей территории учебного корпуса № 20 «Национального исследовательского Томского политехнического университета», Томская область, г. Томск, пр. Ленина, д. 2, стр. 5.          Назначение объекта (в общем случае) – СИКН предназначен для автоматизированного ведения товаро-коммерческих операций учета нефти и нефтепродуктов, а так же для определения показателей качества нефти при оформлении документации, предназначенной для операций учета нефти и нефтепродуктов между поставщиком и потребителем, а так же при ведении учетных операций при транспортировке нефти и нефтепродуктов.          Назначение объекта – УК «СИКН ТПУ» предназначен для повышения уровня практической подготовки студентов НИИ ТПУ в области ведения товаро-коммерческих операций с нефтью и нефтепродуктами.</p>
---	--

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

<p><b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при</li> </ul>	<p>Инструкция по эксплуатации СИКН №1011 ПСП ООО «Томскнефтепереработка»;          ГОСТ 12.0.003-74* «Опасные и вредные факторы».          ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ «Оборудование производственное. Общие требования</p>
---	---

компоновке рабочей зоны.	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, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств» ГОСТ 9965-76 «Нефть для нефтеперерабаты- вающих предприятий» Перечень обязательных правил, норм.
<b>2. Производственная безопасность:</b> 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	<ul style="list-style-type: none"> <li>- отклонение показателей климата на открытом воздухе;</li> <li>- повышенный уровень шума;</li> <li>- повышенный уровень вибрации;</li> <li>- загазованность воздуха рабочей зоны;</li> <li>- повреждения в результате контакта с насекомыми;</li> <li>- токсичность рабочей среды.</li> <li>- недостаточное и или слишком интенсивное освещение;</li> <li>- механическое воздействие;</li> <li>- электробезопасность (в т.ч. статическое электричество);</li> <li>- пожаровзрывобезопасность;</li> </ul>
<b>3. Экологическая безопасность:</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</li> <li>- воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</li> <li>- воздействия объекта на литосферу (отходы);</li> </ul>
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	- Возникновение ЧС в процессе эксплуатации СИКН возможны в результате разгерметизации оборудования с последующим выходом и или возгоранием нефти является наиболее типичным сценарием.

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Сечин А.А.	к.т.н, доцент		31.01.2020

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5Д	Хачатурян Тигран Арамович		31.01.2020



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

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 2019/2020 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	01.06.2020 г.
--	---------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
10.04.2020	<i>Характеристика опасного производственного объекта</i>	5
17.04.2020	<i>Назначение и состав СИКН</i>	10
26.04.2020	<i>Требования безопасности при эксплуатации СИКН</i>	25
29.04.2020	<i>Расчет расхода нефти через пробозаборное устройство</i>	20
11.05.2020	<i>Мероприятия по повышению эффективности эксплуатации</i>	10
18.05.2020	<i>Финансовый менеджмент</i>	5
22.05.2020	<i>Социальная ответственность</i>	5
27.05.2020	<i>Заключение</i>	10
01.06.2020	<i>Презентация</i>	10

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Брусник О.В.	к.п.н.		20.01.2020

**СОГЛАСОВАНО:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<b>ОНД ИШПР</b>	Брусник О.В.	к.п.н.		20.01.2020

## РЕФЕРАТ

ВКР содержит 113 с., 9 рис., 13 табл., 35 источников информации, 3 прил.

Ключевые слова: Нефть, массовый преобразователь расхода, схема учета, магистральный нефтепровод, качество, количество, поверочная установка, массовая доля воды, плотность, масса нетто, измерительная линия, трубопоршневая установка.

Объектом исследования является: система измерения количества и показателей качества нефти СИКН №1011 ПСП ООО «Томскнефтепереработка».

**Цель работы:** Выбор технических решений для повышения эффективности эксплуатации СИКН №1011 ПСП ООО «Томскнефтепереработка».

### **Задачи, поставленные для достижения цели работы:**

1. Изучение нормативно-технической документации в области эксплуатации и обслуживания СИКН №1011 ООО «Томскнефтепереработка».

2. Анализ энерго- и ресурсоэффективности технологических процессов и выявление существующих недостатков при эксплуатации и обслуживании СИКН №1011 ПСП ООО «Томскнефтепереработка».

3. Разработка организационных и технических мероприятий, направленных на повышение эффективности эксплуатации СИКН №1011 ПСП ООО «Томскнефтепереработка».

4. Произвести расчет расхода нефти через пробозаборное устройство с соблюдением условия изокинетичности скоростей согласно ГОСТ 2517-2012.

5. Разработка учебно-методических материалов (лабораторных работ) для учебно-лабораторного стенда СИКН ТПУ.

В процессе работе проводился: Анализ технических решений по повышению эффективности эксплуатации СИКН №1011. Проведено экономическое обоснование выбора решений.

					Разработка комплекса мероприятий направленных на повышение эффективности эксплуатации системы измерения количества и			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Хачатурян Т.А.			Реферат	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.					10	113
Консульт.						ТПУ гр.3-2Б5Д		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

Произведен анализ существующей проблемы увеличения производительности СИКН №1011. и предложены эффективные способы решения по минимизации затрат.

В ходе работы: Обоснованы мероприятия по замене трубопоршневой поверочной установки на более производительную.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word презентация представлена в MicrosoftPowerPoint.

Экономическая эффективность/значимость работы: за счет замены трубопоршневой поверочной установки на СИКН №1011, объем прокачиваемой нефти увеличивается более чем в 2,5 раза, что позволяет значительно сократить время выполнения суточного плана по сдаче нефти на ПСП ООО«Томскнефтепереработка» при неизменных эксплуатационных затратах.

					<i>Реферат</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		11

## СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

В работе приняты следующие сокращения:

АРМ	–	автоматизированное рабочее место;
АП	–	автоматический пробоотборник;
БИК	–	блок измерений показателей качества нефти;
БИЛ	–	блок измерительных линий;
БПУ	–	блок поверочной установки;
БСЭ	–	блок средств эталонных
БФ	–	блок фильтров;
ВУ	–	верхний уровень;
ЗД	–	задвижка;
ИВК	–	измерительно-вычислительный комплекс;
ИЛ	–	измерительная линия;
ИЛНиН	–	испытательная лаборатория нефти и нефтепродуктов;
ИФС	–	индикатор фазового состояния нефти;
КМХ	–	контроль метрологических характеристик;
КТ		комплекс технологический;
МВИ	–	методика выполнения измерений;
МХ	–	метрологические характеристики;
НПЗ	–	нефтеперерабатывающий завод;
ПВ	–	поточный влагомер;
ПЗУ	–	пробозаборное устройство;
ПО	–	программное обеспечение «АРМ оператора»;
ПП	–	преобразователь плотности;
ПР	–	преобразователь расхода;
ПСП	–	приемо-сдаточный пункт;

					<i>Разработка комплекса мероприятий направленных на повышение эффективности эксплуатации системы измерения количества и</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Хачатурян Т.А.</i>			<b>Список сокращений</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Брусник О.В.</i>					12	113
<i>Консульт.</i>						<b>ТПУ гр.3-2Б5Д</b>		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

ПУ	–	поверочная установка;
РВСС	–	резервуар вертикальный стальной северного исполнения;
СИ	–	средства измерений;
СИКН	–	система измерений количества и показателей качества нефти;
СОИ	–	система обработки информации;
ТКО	–	товарно-коммерческие операции
ТПУ	–	трубопоршневая установка;
ФГУ	–	фильтр – грязеуловитель;
ЦПУ	–	цифropечатающее устройство;
ЦСМ	–	центр стандартизации и метрологии.

					Список сокращений	Лист
						13
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## Термины и определения

В данном проекте 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.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Разработка комплекса мероприятий направленных на повышение эффективности эксплуатации системы измерения количества и			
Разраб.		Хачатурян Т.А.			Термины и определения	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.					14	113
Консульт.						ТПУ гр.3-2Б5Д		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

**Измерительная линия:** часть СИКН, состоящая из преобразователей 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.

**Резервная схема учета:** Схема учета, представляющая собой систему, предназначенную для измерений массы нефти при отказе основной схемы. По данной схеме нефть может подаваться, минуя СИКН.

					<i>Термины и определения</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		15

**Масса нефти брутто** – масса нефти, включающая в себя массу балласта.

**Масса нефти нетто** – масса брутто нефти за вычетом массы балласта.

**Масса балласта** – масса воды, механических примесей и хлористых солей в нефти.

					<i>Термины и определения</i>	<i>Лист</i>
						16
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		



## Оглавление

Введение.....	19
1.Общие характеристики СИКН.....	21
2.Назначение и состав СИКН .....	22
2.1.Назначение СИКН.....	22
2.2.Состав СИКН.....	24
2.2.1.Основные средства измерений и оборудование.....	26
2.2.2.Рабочие эталоны.....	33
3.Порядок взаимодействия с испытательной лабораторией и .....	35
организацией, производящей техническое обслуживание СИКН	
3.1.Порядок взаимодействия с испытательной лабораторией.....	35
3.2.Порядок взаимодействия с организацией, производящей.....	36
техническое обслуживание СИКН	
4.Схемы СИКН.....	38
4.1.Технологическая схема СИКН и технологический режим.....	38
Перекачки нефти через СИКН	
4.2.Структурная схема СИКН.....	39
5.Резервная схема учета нефти.....	41
5.1.Состав резервной схемы учета.....	42
5.2.Метод измерения массы по резервной схеме учета нефти на .....	42
ПСП ООО «ТНП»	
5.3.Определение массы нефти в резервуарах при приемо-сдаточных .....	43
операциях по резервной схеме учета на ПСП ООО «ТНП»	
5.4.Характеристики погрешности измерений по резервной схеме .....	47
Учета на ПСП ООО «ТНП»	
6.Основные требования по охране труда и промышленной .....	48
безопасности при эксплуатации СИКН	

					<i>Разработка комплекса мероприятий направленных на повышение эффективности эксплуатации системы измерения количества и</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
Разраб.		Хачатурян Т.А.			<b>Оглавление</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
Руковод.		Брусник О.В.					17	113
Консульт.								
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						
						<b>ТПУ гр.3-2Б5Д</b>		

7.Способ и периодичность отбора проб нефти.....	50
7.1.Отбор проб на испытания определения качества нефти.....	50
7.2.Арбитраж проб нефти.....	51
8.Перечень контролируемых параметров и периодичность их контроля.....	52
9.Расчет расхода нефти через пробозаборное устройство .....	56
10. Анализ ресурсоэффективности технологических процессов .....	59
при эксплуатации СИКН	
10.1.Прямой динамический метод измерения массы нефти.....	59
10.2.Краткая характеристика массового кориолисового расходомера.....	59
10.3. Разработка организационных и технических мероприятий, направленных на повышение эффективности эксплуатации СИКН	60
11.Перечень ситуаций, при которых СИКН должна быть отключена и.....	61
осуществлен переход на резервную схему учета нефти	
12.Техническое обслуживание и метрологическое обеспечение СИКН.....	62
12.1.Техническое обслуживание.....	62
12.2.Сроки контроля метрологических характеристик средств.....	62
измерений	
13.Требования к квалификации обслуживающего персонала СИКН.....	63
14.Документы, обязательные к наличию на СИКН.....	65
15.Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение...	66
16.Социальная ответственность.....	80
Заключение.....	95
Список используемых источников.....	97
Приложение А. Технологическая схема СИКН.....	100
Приложение Б. Структурная схема СОИ СИКН ООО «ТНП».....	101
Приложение В. Лабораторная работа 1.....	102

## 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. Решением проблемы могут стать только высокоточные СИ, правильность выбора метода учета, высококвалифицированный персонал и разработка мероприятий направленных на повышение эффективности эксплуатации системы измерения количества и показателей качества нефти.

Проблемой сокращение потерь нефтепродуктов весьма освещенная тема, изучаемая такими крупнейшими организациями нашей страны как АО «Транснефть – Центральная Сибирь», и непосредственно многими учеными и работниками в сфере транспорта и хранения нефти и газа.

Объектом данного исследования является СИКН №1011 с пропускной способностью 185 т/ч. В процессе работы были изучены основные нормативные требования к обслуживанию и эффективной эксплуатации СИКН №1011, методы и технологии повышения эксплуатационных свойств СИКН №1011. Проведен расчет увеличения пропускной способности СИКН №1011 по средствам замены трубопоршневой поверочной установки на более производительную.

					<i>Разработка комплекса мероприятий направленных на повышение эффективности эксплуатации системы измерения количества и</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Хачатурян Т.А.			<b>Введение</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Брусник О.В.					19	113
<i>Консульт.</i>								
<i>Рук-ль ООП</i>		Брусник О.В.						
					<b>ТПУ гр.3-2Б5Д</b>			

Целью ВКР является выбор технических решений для повышения эффективности эксплуатации СИКН №1011 ПСП ООО«Томскнефтепереработка».

					<i>Ведение</i>	<i>Лист</i>
						20
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

## 1. Общие характеристики СИКН



Рисунок 1 – СИКН №1011 ПСП ООО «Томскнефтепереработка»

СИКН №1011 расположен на территории нефтеперерабатывающего завода ООО «Томскнефтепереработка», расположенного по адресу Томская область, с. Семилужки ул. Нефтепровод 2. Ввод объекта в ТКО февраль 2010 года.

Климат района - резко континентальный, с продолжительной холодной зимой и коротким теплым летом. Зимний период продолжается с ноября по апрель, в зимнее время температура опускается до  $-40^{\circ}\text{C}$ . Снежный покров достаточно велик и местами достигает 1,5 м, а почва промерзает до 1,2 м. Самым жарким месяцем лета является июль, когда воздух прогревается до  $+30-35^{\circ}\text{C}$ .

					Разработка комплекса мероприятий направленных на повышение эффективности эксплуатации системы измерения количества и			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
Разраб.		Хачатурян Т.А.			Общие характеристики СИКН	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
Руковод.		Брусник О.В.					21	113
Консульт.						<b>ТПУ гр.3-2Б5Д</b>		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

## 2. Назначение и состав СИКН

### 2.1. Назначение СИКН

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, осуществляющем сдачу нефти, Томским РНУ АО «Транснефть-Центральная Сибирь», в дальнейшем – «сдающая сторона» и предприятием, осуществляющем приём и переработку нефти – ООО «Томскнефтепереработка», в дальнейшем - «принимающая сторона».

Технические характеристики:

Рабочая среда – нефть;

Количество рабочих линий – две;

Количество контрольно-резервных линий – одна;

Рабочие условия для СИКН:

- диапазон расхода, т/ч: от 31 до 185;
- давление, МПа: от 0,68 до 6,3;
- режим работы: периодический/постоянный;
- режим управления отсечной арматурой: ручной;
- режим управления регуляторами расхода в БИЛ: ручной;
- режим управления регуляторами расхода на выходе из БПУ:

автоматизированный;

- способ КМХ массовых ПР: по резервно-контрольной линии и ТПУ;
- поверка массовых ПР: по стационарному ТПУ;
- способ КМХ массового ПР на резервно-контрольной линии: по

стационарному ТПУ.

					Разработка комплекса мероприятий направленных на повышение эффективности эксплуатации системы измерения количества и			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Хачатурян Т.А.			Назначение и состав СИКН	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.					22	113
Консульт.								
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						
						<b>ТПУ гр.3-2Б5Д</b>		

СИКН обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- измерение массы брутто нефти – по каждой ИЛ и СИКН в целом;
- автоматическое определение массы нетто нефти с ручным вводом показателей качества;
- поверку преобразователей массового расхода рабочих линий и резервно-контрольной линии по стационарному ТПУ с ручным управлением запорной арматурой и автоматической передачей данных в СОИ без нарушения функции учета нефти;
- контроль метрологических характеристик массовых ПР рабочих линий по резервно-контрольной линии и по стационарному ТПУ с ручным управлением запорной арматурой и автоматической передачей данных в СОИ без нарушения функции учета нефти;
- автоматическое измерение:
  - плотности нефти при рабочих температуре и давлении;
  - объемной доли воды;
  - избыточного давления нефти в трубопроводах СИКН;
  - температуры нефти;
- ручное регулирование расхода в измерительной линии;
- ручное управление измерительными линиями (открытие, закрытие);
- автоматизированное регулирование расхода через БПУ;
- автоматическое регулирование расхода нефти через БИК;
- автоматический отбор объединенной пробы в сменные контейнеры (пропорционально объему перекачки или периодически, по времени), ручной отбор точечной пробы в соответствии с ГОСТ 2517;
- местный, визуальный контроль герметичности запорной арматуры, через которую недопустимы протечки;
- местный и дистанционный контроль перепада давления на фильтрах;
- слив нефти из оборудования и технологических трубопроводов в дренажные трубопроводы. Последующее заполнение технологических трубопроводов без остатков воздуха;

					<i>Назначение и состав СИКН</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		23

– автоматизированный контроль протечек запорной арматуры.

Пределы допускаемых относительных погрешностей во всем диапазоне измерений параметров рабочей среды и заданных условиях эксплуатации СИКН не превышают представленных в таблице 1.

Таблица 1- Пределы допускаемых относительных погрешностей

<b>Предел допускаемой относительной погрешности</b>	<b>Значение, %</b>
При измерении массы «брутто» нефти рабочими преобразователями массового расхода	$\pm 0,25$
При измерении массы «брутто» нефти контрольно-резервным преобразователем массового расхода	$\pm 0,20$
При определении массы «нетто» нефти	$\pm 0,35$

Вычисление массы нефти на СИКН ООО «ТНП» осуществляется в соответствии с аттестованным МВИ № 29-41/09 ФР.1.29.2010.06932.

## 2.2. Состав СИКН



Рисунок 2.- Блок средств эталонных (БСЭ)



Функционально СИКН включает в себя:

- комплекс технологический:
- блок фильтров;
- блок измерительных линий;
- блок измерения качества;
- блок средств эталонных;
- систему промывки;
- блок поверочной установки;
- систему сбора, обработки информации и управления;
- шкаф силового управления;
- комплект запасных частей, инструментов и принадлежностей (ЗИП).

Конструкция СИКН предусматривает шаровые краны и трубопроводы для дренирования жидкости с входного и выходного коллекторов, с измерительных линий, линии измерения показателей качества нефти. Дренаж нефти производится в дренажные емкости учтенной и неучтенной нефти.

					<i>Назначение и состав СИКН</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		25

## 2.2.1. Основные средства измерений и оборудование

СИКН включает в себя технологическое оборудование и средства измерений, приведённые в таблице 2.

Таблица 2- Технологическое оборудование и средства измерений СИКН

Наименование СИ и оборудования входящих в состав СИКН	Предел допускаемой погрешности СИ	Примечание
1 Основные СИ и оборудование, устанавливаемые на технологической части СИКН		
1.1 Блок фильтров		
1.1.1 Датчик давления в комплекте с клапанным блоком МЕТРАН-100-Ех-ДД-1450-02-МП1-t1-010-0,4МПа-25МПа-42-С2-М20 (2 шт.)	±0,1 %	Поз. РDIS 1.1, 1.2
1.1.2 Преобразователь избыточного давления Fisher 3051-TG-4-A-2B-2-1-B-I1-M5-QG	±0,065 %	Поз. РТ1.1
1.1.3 Манометр МПТИ-У2-0,4МПа-0,6 (5 шт.)	±0,6 %	Поз. РI 1.1-1.5
1.1.4 Датчик температуры 644 в комплекте с термопреобразователем сопротивления платиновым 65.	±0,15 °С	Поз. ТТ 1.1
1.1.5 Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4 №2	±0,2 °С	Поз. ТI 1.1
1.1.6 Фильтр сетчатый МИГ ФБ-150-6,3 (2 шт.)		Поз. Ф 1.1,1.2
1.1.7 Датчик положения уровня Endress+Hauser FTL51-3VEV4/0		Поз. LT 1.1
1.1.8 Кран шаровой фланцевый ЗАРД.150.063.28-00Р (4 шт.)		Поз. КШ 1.3-1.6
1.1.9 Кран шаровой фланцевый ЗАРД.050.063.28-00Р (6 шт.)		Поз. КШ 1.9, 1.10, 1.15, 1.18-1.20
1.1.10 Кран шаровой штуцерный ЗАРД.015.063.30-00Р (8 шт.)		Поз. КШ-1.1, 1.2, 1.7, 1.8, 1.12, 1.14, 1.16, 1.17
1.1.11 Кран шаровой муфтовый ЗАРД.015.063.10-00Р (2 шт.)		Поз. КШ 1.11, 1.13
1.1.12 Комплект технологических трубопроводов Ду 150, Ру 6,3 МПа		
1.2 Блок измерительных линий		
1.2.1 Рабочий массовый ИР СМФ 300М-398-	±0,25 %	Поз. FT 2.1, 2.2

					Назначение и состав СИКН	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

Наименование СИ и оборудования входящих в состав СИКН	Предел допускаемой погрешности СИ	Примечание
N-Q-F-Z-E-Z-Z-Z-GR в комплекте 2700-R-1-1-A-F-F-E-Z-Z-Z (2 шт.)		
1.2.2 Резервно-контрольный массовый ПР CMF 300M-398-N-Q-F-Z-E-Z-Z-Z-GR в комплекте 2700-R-1-1-A-F-F-E-Z-Z-Z	±0,20 %	Поз. FT 2.3
1.2.3 Преобразователь избыточного давления Fisher 3051-TG-4-A-2B-2-1-B-I1-M5-QG (4 шт.)	±0,065 %	Поз. PT 2.1-2.4
1.2.4 Датчик давления Метран-150-TG3-(0-4)МПа-2G-2-1-A-M5-IM-2F-2-B1-K03	±0,075 %	Поз. PT 2.5
1.2.5 Манометр МПТИ-У2-0,4МПа-0,6 (6 шт.)	±0,6 %	Поз. PI 2.1-2.6
1.2.6 Датчик температуры в комплекте 644Н-А-И1-ХА-М5-С2- Q4 и 0065-1-0-1-У-0000-У-0145-G94-А1-И1-ХА-Х8 (4 компл.)	±0,15 °С	Поз. TT 2.1-2.4
1.2.7 Преобразователь температуры Метран-286-02-Ех1а-2-120-Н10- (-50 ... 500)°С-Т6-Т3-ГП	±0,5 °С	Поз. TT 2.5
1.2.8 Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4 №2 (6 шт.)	±0,2 °С	Поз. TI 2.1-2.6
1.2.9 Индикатор фазового состояния ИФС-1В-700М		Поз. QA
1.2.10 Датчик положения уровня Endress+Hauser FTL51-3VEV4/0		Поз. LT 2.1
1.2.11 Клапан регулирующий 25с948нж1М1, Ду80, Ру-6,3, Кв 63 с электроприводом РэмТЭК-02.Л.44.18000.4.100.2.V.50.1.p.УХЛ1		Поз. FCV 2.1
1.2.12 Клапан регулирующий 25с948нж1М1, Ду80, Ру-6,3, Кв 63 с ручным приводом (3 шт.)		Поз. PP 2.1-2.3
1.2.13 Кран шаровой фланцевый ЗАРД.100.063.28-00Р (2 шт.)		Поз. КШ 2.45, 2.49
1.2.14 Кран шаровой фланцевый ЗАРД.100.063.28-00Ркп (11 шт.)		Поз. КШ 2.1-2.3, 2.15-2.17, 2.24-2.28
1.2.15 Кран шаровой фланцевый ЗАРД.050.063.28-00Ркп (12 шт.)		Поз. КШ 2.4, 2.6, 2.11, 2.14, 2.18, 2.23, 2.30, 2.31, 2.36, 2.50, 2.53, 2.59
1.2.16 Кран шаровой штуцерный		КШ 2.8-2.10, 2.20-2.22,

Наименование СИ и оборудования входящих в состав СИКН	Предел допускаемой погрешности СИ	Примечание
ЗАРД.015.063.30-00Р (19 шт.)		2.33-2.35, 2.41, 2.44, 2.46, 2.47, 2.51, 2.52, 2.54, 2.56-2.58
1.2.17 Кран шаровой муфтовый ЗАРД.015.063.10-00Р (7 шт.)		Поз. КШ-2.7, 2.19, 2.32, 2.39, 2.40, 2.48, 2.55
1.2.18 Кран шаровой муфтовый ЗАРД.015.016.10-00Р (8 шт.)		Поз. КШ-2.5, 2.12, 2.13, 2.29, 2.37, 2.38, 2.42, 2.43
1.2.19 Комплект технологических трубопроводов Ду150, Ду100, Ру6,3		
1.3 Блок измерения показателей качества нефти		
1.3.1 Фильтр сетчатый МИГ-ФБ-50-6,3 (2 шт.)		Поз. Ф 3.1, 3.2
1.3.2 Датчик давления в комплекте с клапанным блоком МЕТРАН-150CD4-(0-0,4)МПа-2-2-1-1-L3-AM5-IM-D5-2-B1-K03 (2 шт.)	±0,075 %	Поз. PDIS 3.1, 3.2
1.3.3 Преобразователь температуры в комплекте 644Н-А-П-ХА-М5-Q4-С2 и 0065-1-0-1-У-0000-У-0080-G94-А1-П-ХА-Х8	±0,15 °С	Поз. ТТ 3.1
1.3.4 Датчик давления Метран-150-TG4-(0.5-16)Мпа-2G-2-1-А-М5-IM-2F-2-B1-K03	±0,075 %	Поз. РТ 3.1
1.3.5 Манометр МПТИ-У2-4МПа-0,6, (7 шт.)	±0,6 %	Поз. РІ 3.1-3.7
1.3.6 Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4	±0,2 °С	Поз. ТІ 3.1
1.3.7 Пробоотборник автоматический в комплекте с контейнером для пробы нефти без вторичного преобразователя Стандарт-А, емкостью 4 дм <sup>3</sup> (2 шт.)		Поз. QS 3.1, 3.2
1.3.8 Пробоотборник ручной Стандарт-Р		Поз. ПР 3.1
1.3.9 Поточный преобразователь плотности 7835LAAFAJТААА	±0,3 кг/м <sup>3</sup>	Поз. ДТ 3.1
1.3.10 Поточный преобразователь влажности УДВН-1пм	±0,05 % об. Н <sub>2</sub> О	Поз. МЕ 3.1
1.3.11 Ультразвуковой преобразователь объемного расхода UFM3030К	±0,5 %	Поз. FE 3.1
1.3.12 Электронасос БЭН-949-ОС, Qн = 6,3 м <sup>3</sup> /ч (2 шт.)		Поз. Н 3.1, 3.2
1.3.13 Преобразователь дифференциального	±0,075 %	Поз. PDIS 3.3, 3.4

					Назначение и состав СИКН	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

Наименование СИ и оборудования входящих в состав СИКН	Предел допускаемой погрешности СИ	Примечание
давления Метран-150CD4(0-0.4)МПа-2-2-1-1-L3-AM5-IM-D5-2-B1-K03 (2 шт.)		
1.3.14 Сигнализатор уровня VEGASWING 61.DAGBVXURX (2 шт.)		Поз. ЛТ 3.1, 3.2
1.3.15 Электроконтактный манометр ДМ2005Cr1Ex (2 шт.)	±1,5 %	Поз. PIS 3.1, 3.2
1.3.16 Пробозаборное устройство щелевого типа ПУ-1-150 (1 щель)		Поз. ПЗУ 1.1
1.3.17 Статический смеситель потока Вихрь-150		Поз. СС 1.1
1.3.18 Устройство определения свободного газа УОСГ-1РГ		Поз. УОСГ
1.3.19 Устройство термостатирующее ТС50, Ру 6,3 МПа		Поз. ДІ 3.1
1.3.20 Кран шаровой фланцевый ЗАРД.050.063.28-00Р (40 шт.)		Поз. КШ-3.1-3.4, 3.10, 3.16, 3.18, 3.19, 3.25, 3.26, 3.31-3.33, 3.36, 3.37, 3.40, 3.41, 3.47-3.49, 3.53-3.55, 3.60-3.62, 3.69-3.71, 3.73-3.75, 3.79, 3.81-3.85, 3.89, 3.93, 3.96, 3.97
1.3.21 Кран шаровой фланцевый ЗАРД.025.063.28-00Р (2 шт.)		Поз. КШ-3.98, 3.99
1.3.22 Кран шаровой муфтовый ЗАРД.020.063.10-00Р (2 шт.)		Поз. КШ-3.90, 3.91
1.3.23 Кран шаровой штуцерный ЗАРД.015.063.30-00Р (37 шт.)		Поз. КШ-3.6-3.9, 3.12-3.15, 3.17, 3.21-3.24, 3.27-3.30, 3.35, 3.39, 3.42, 3.45, 3.46, 3.51, 3.52, 3.57-3.59, 3.64, 3.65, 3.67, 3.68, КШ-3.72, 3.76, 3.78, 3.80, 3.86, 3.88, 3.92, 3.95
1.3.24 Кран шаровой муфтовый ЗАРД.015.063.10-00Р (14 шт.)		Поз. КШ-3.5, 3.11 3.20, 3.34, 3.38, 3.43, 3.44, 3.50, 3.56, 3.66, 3.87, 3.94
1.3.25 Клапан обратный 19с68нж-50 Ру-6.3 (2 шт.)		Поз. ОК 3.1, 3.2

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Назначение и состав СИКН	Лист
						29

Наименование СИ и оборудования входящих в состав СИКН	Предел допускаемой погрешности СИ	Примечание
1.3.26 Катушка на месте резервного поточного преобразователя плотности		
1.3.27 Комплект технологических трубопроводов Ду50, Ру6,3		
2 Основные СИ и оборудование, устанавливаемое вне технологической части СИКН		
2.1 СОИ на базе ИВК «МикроТЭК»		
2.2 АРМ оператора на базе «Визард СИКН V.2/1/4»		
2.3 Шкаф вторичной аппаратуры (ШВА)		
2.4 Блок поверочной установки		
2.4.1 Установка трубопоршневая Syncrotrak типа S05C2C3C5	±0,05 %	Расположен в здании СИКН
2.4.2 Преобразователь давления 3051TG4A2B21AB4K6Q4Q8M5	±0,065 %	Поз. РТ 5.1
2.4.3 Датчик температуры в комплекте 3144PD1A1КАМ5Q4 с 0065 2 компл.	±0,15 °С	Поз. ТТ 5.1, 5.2
2.4.4 Манометр МПТИ-У2-0,4МПа-0,6 2 шт.	±0,6 %	Поз. РИ 5.1, 5.2
2.4.5 Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4 №2	±0,2 °С	Поз. ТИ 5.1
2.4.6 Кран шаровой фланцевый ЗАРД.025.063.28-00Р (7 шт.)		Поз. КШ 5.1-5.4, 5.6-5.8
2.4.7 Кран шаровой штуцерный ЗАРД.015.063.30-00Р (3 шт.)		Поз. КШ 5.5, 5.9, 5.15
2.5 Шкаф силового управления		
3 Дополнительные СИ и оборудование		
3.1 Блок средств эталонных		
3.1.1 Манометр МПТИ-У2-0,4МПа-0,6.	±0,6 %	Поз. РИ 4.1
3.1.2 Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛС-4 №2 (3 шт.)	±0,2 °С	Поз. ТИ 4.1-4.3
3.1.3 Электронасос ВКС2/26К		Поз. Н 4.1
3.1.4 Фильтр сетчатый ФС-50 НЖ (2 шт.)		Поз. Ф 4.1, 4.2
3.1.5 Мерник металлический эталонный Seraphin EMSS0005G	±0,02 %	
3.1.6 Емкость объемом 200 л для промывочного раствора		Поз. Е 2
3.1.7 Емкость объемом 100 л для воды		Поз. Е 1
3.1.8 Кран шаровой фланцевый ЗАРД.050.016.21-00Р (2 шт.)		Поз. КШ 4.6, 4.8
3.1.9 Кран шаровой фланцевый ЗАРД.025.063.28-00Р (5 шт.)		Поз. КШ 4.1, 4.4, 4.7, 4.9, 4.11

					Лист	
					30	
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Назначение и состав СИКН

Наименование СИ и оборудования входящих в состав СИКН	Предел допускаемой погрешности СИ	Примечание
3.1.10 Кран шаровой штуцерный ЗАРД.015.063.30-00Р (3 шт.)		Поз. КШ 4.12, 4.13, 4.14
3.2 Система промывки		
3.2.1 Емкость объемом 500 л		Поз. Е 3
3.2.2 Электронасос НМШ5-25-4,0/25(Б)-5		Поз. Н 6.1
3.2.3 Фильтр сетчатый ФС-50		Поз. Ф 6.1
3.2.4 Манометр МПТИ-У2-0,4МПа-0,6	±0,6 %	Поз. РІ 6.1
3.2.5 Кран шаровой фланцевый ЗАРД.050.016.28-00Р		Поз. КШ 6.4
3.2.6 Кран шаровой фланцевый ЗАРД.025.063.28-00Р		Поз. КШ 6.1
3.2.7 Кран шаровой штуцерный ЗАРД.015.063.30-00Р (2 шт.)		Поз. КШ 6.2, 6.3
3.3 Здание СИКН		
3.3.1 Вентилятор радиальный взрывозащищенный ВР80-75 ВК №5		
3.3.2 Пост управления ПВК-15 (8 шт.)		
3.3.3 Пост управления ПВК-25 (6 шт.)		
3.3.4 Светильник взрывозащищенный типа ВАД ВАД71-Л.НАК.200-УХЛ1 (2 шт.)		
3.3.5 Светильник взрывозащищенный типа ВЭЛ ВЭЛ51-П2х36-П (12 шт.)		
3.3.6 Светильник взрывозащищенный типа ВЭЛ ВЭЛ51-ПАК2х36-П-У1 (3 шт.)		
3.3.7 Стартер 220 РНІ S10 4-65W 220-240V (30 шт.)		
3.3.8 Лампа люминесцентная TLD 36W/54-765 G13 РНІ (30 шт.)		
3.3.9 Лампа накаливания общего назначения 200 Вт (2 шт.)		
3.3.10 Оповещатель комбинированный ВЭЛ-Т-Н «ГАЗ» УХЛ 1 (4 шт.)		
3.3.11 Оповещатель пожарный звуковой ПСВ-С-72 ХЛ1 (2 шт.)		
3.3.12 Извещатель пожарный ИП 101 Гранат (6 шт.)		
3.3.13 Оповещатель комбинированный ВЭЛ-Т-Н «ПОЖАР» УХЛ 1 (2 шт.)		
3.3.14 Датчик-реле температуры Т21ВМ-1-03-1-2 (3 шт.)		

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Назначение и состав СИКН	Лист
						31

Наименование СИ и оборудования входящих в состав СИКН	Предел допускаемой погрешности СИ	Примечание
3.3.15 Блок детекторный БД 8		
3.3.16 Обогреватель ОВЭ-4Т (1,8 кВт) (17 шт.)		
3.3.17 Коробка клеммная КЗПМ -3,1-20/12 – П-ВК-Л-ВЭЛ1Б-М25х4 В1,5 (6 шт.)		
3.3.18 Коробка клеммная КЗПМ -5-20/60 –П-ВК-Л-ВЭЛ1Б-М20х20-ВК-Л-ВЭЛ1Б-М50х2 В1,5 (2 шт.)		
3.3.19 Коробка клеммная КЗПМ -5-20/48 –П-ВК-Л-ВЭЛ1Б-М20х8-ВК-Л-ВЭЛ1Б-М32х4 В1,5 (2 шт.)		
3.3.20 Коробка клеммная КЗПМ -4,1-20/24 – П-ВК-Л-ВЭЛ1Б-М20х6-ВК-Л-ВЭЛ1Б-М32х1 В1,5 (2 шт.)		
3.3.21 Коробка клеммная КЗПМ -4,1-20/24 – П-ВК-Л-ВЭЛ1Б-М20х10-ВК-Л-ВЭЛ1Б-М32х1 В1,5		
3.3.22 Коробка клеммная КЗПМ -5-20/48 –П-ВК-Л-ВЭЛ1Б-М32х16 В1,5		
3.3.23 Коробка клеммная КЗПМ -4,2-20/24 – П-ВК-Л-ВЭЛ1Б-М20х4-ВК-Л-ВЭЛ1Б-М40х2 В1,5		
3.3.24 Коробка клеммная КЗПМ-5-20/48-П-ВК-Л-ВЭЛ1Б-М32х20 В1,5		
3.3.25 Коробка клеммная КЗПМ-5-20/48-П-ВК-Л-ВЭЛ1Б-М32х20 В1,5		
3.3.26 Коробка клеммная КЗПМ-5-20/60-П-ВК-Л-ВЭЛ1Б-М32*24 В1,5		



## 2.2.2. Рабочие эталоны

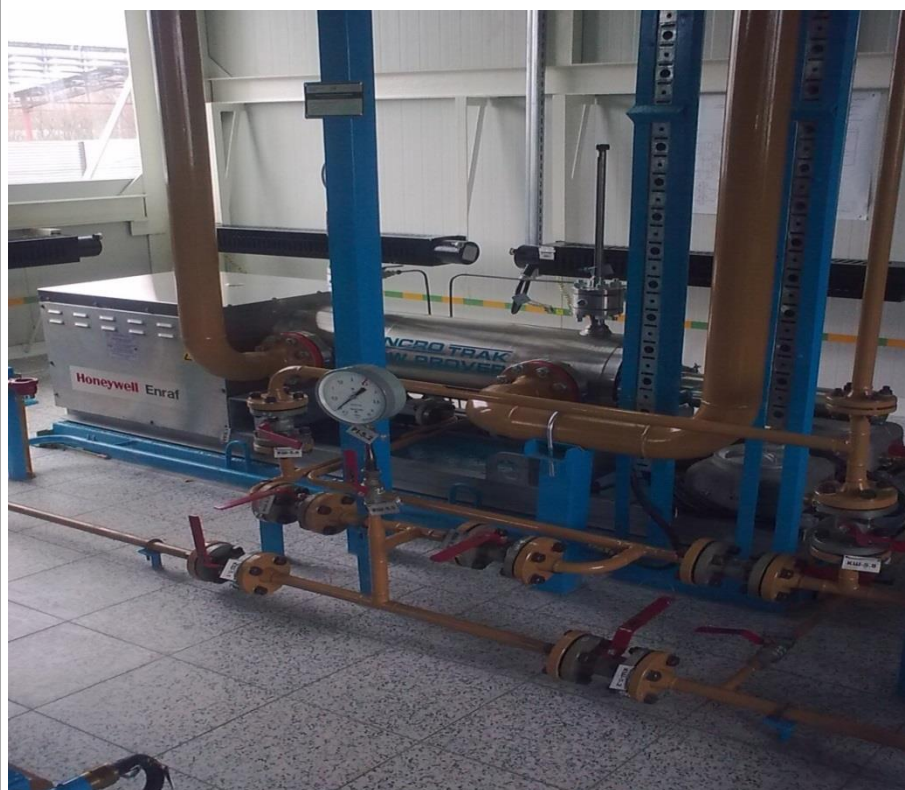


Рисунок 3- установка трубопоршневая «Syncrotrak»

Эталонным средством измерений на СИКН является установка трубопоршневая «Syncrotrak», мерник металлический эталонный Seraphin EMSS0005G (в комплекте с двумя термометрами ТЛС-4, манометром МПТИ и термометром ТЛ-4).

Установка трубопоршневая предназначена для проведения поверки и контроля метрологических характеристик массовых преобразователей расхода, смонтированных на измерительных линиях СИКН. Максимальная пропускная способность установки составляет 113 м<sup>3</sup>/ч. Периодичность поверки ТПУ – 1 раз в два года с помощью мерника 1 разряда.

Эталонные средства измерений (СИ), средства измерений, непосредственно участвующие в определении количества и показателей качества нефти, должны иметь действующие свидетельства о поверке.

Периодическую поверку СИ проводят по графику, составленному и согласованному, принимающей стороной и утвержденному ФБУ «Томский ЦСМ». Допускается замена средств измерений на аналогичные приборы с

										Лист
										33
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

Назначение и состав СИКН

характеристиками не хуже, применяемых по проекту и имеющие свидетельства об утверждении типа.

Внеочередную поверку СИ проводят в соответствии с требованиями Приказа № 1815 от 02.07.2015г., а также в случаях:

- получения отрицательных результатов при контроле метрологических характеристик СИ;
- отсутствия свидетельства о поверке, нарушении целостности пломб или клейм поверителя.

О проведении поверки или контроля метрологических характеристик поточного плотномера, массового преобразователя расхода, установки трубопоршневой и мерника сообщается в Томское РНУ АО «Транснефть-Центральная Сибирь» и обслуживающей организации ООО НПП «ТЭК» не менее чем за одни сутки. Поверка и контроль метрологических характеристик вышеуказанных СИ, проводится на месте эксплуатации обслуживающей организацией ООО НПП «ТЭК», в присутствии представителя Томского РНУ АО «Транснефть-Центральная Сибирь».

					<i>Назначение и состав СИКН</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		34

### 3.Порядок взаимодействия с испытательной лабораторией и организацией, производящей техническое обслуживание СИКН.

#### 3.1. Порядок взаимодействия с испытательной лабораторией



Рисунок 4 – Испытательная лаборатория нефти и нефтепродуктов.

Испытательная лаборатория нефти и нефтепродуктов ООО «ТНП» аккредитована под номером: **РА.RU.22НТ87** в системе сертификации ГОСТ Р на техническую компетентность в соответствии с требованиями документов системы аккредитации в РФ, ГОСТ Р ИСО/МЭК 17025-2009 и ГОСТ Р 51000.4-2011.

Качество сдаваемой нефти должно соответствовать требованиям ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия» с «Изменением №1»

Испытательная лаборатория нефти и нефтепродуктов обеспечивает контроль качества нефти на соответствие ГОСТ Р 51858-2002. По согласованию со сдающей стороной проводит испытание проб нефти, принимаемой через СИКН, для оформления протокола испытаний нефти по форме, соответствующей МИ 3342-2016.

Испытательное оборудование ИЛНиН аттестовано по ГОСТ 8.568-2017.

ИЛНиН предоставляет доступ представителю Томского РНУ АО «Транснефть-Центральная Сибирь» для наблюдения за проведением испытаний

					Разработка комплекса мероприятий направленных на повышение эффективности эксплуатации системы измерения количества и			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Порядок взаимодействия с испытательной лабораторией и организацией, производящей техническое обслуживание СИКН	Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Хачатурян Т.А.					35	113
Руковод.		Брусник О.В.						
Консульт.								
Рук-ль ООП		Брусник О.В.				<b>ТПУ гр.3-2Б5Д</b>		

проб нефти на соответствующем оборудовании и место для ведения записей.

ИЛНиН обеспечивает возможность представителю сдающей стороны выполнить подготовку, упаковку и отправку арбитражной пробы нефти с целью проверки.

### **3.2. Порядок взаимодействия с организацией, производящей техническое обслуживание СИКН.**

Ответственность за техническое состояние и метрологическое обеспечение СИКН ПСП ООО «ТНП» несет принимающая сторона. Техническое обслуживание СИКН проводит принимающая сторона совместно с независимой обслуживающей организацией ООО НПП «ТЭК» по договору, согласно утвержденным и согласованным графикам.

Согласно требованию МИ 3081-2007, работы по техническому обслуживанию массовых расходомеров на измерительных линиях, поточного плотномера, поточного влагомера, датчиков температуры, датчиков давления, расходомера на узле измерения показателей качества, автоматических пробоотборников, ИВК проводится специалистами обслуживающей организации совместно со специалистами принимающей стороны, по договору, согласно утвержденных и согласованных графиков в объеме технологических карт.

При проведении поверки рабочих и контрольного массовых расходомеров по установке трубо-поршневой, технологический режим устанавливает персонал ПСП ООО «Томскнефтепереработка», под контролем представителя обслуживающей организации. Измерение проводит обслуживающая организация, проверку герметичности запорной арматуры проводит персонал ПСП в присутствии обслуживающей организации.

Монтаж и демонтаж массовых расходомеров, поточного плотномера, поточного влагомера, пробоотборников, установленных на СИКН, проводят представители ПСП под контролем представителя обслуживающей организации. Снятие и установка датчиков температуры и датчиков давления на СИКН проводится оперативным персоналом ПСП под контролем представителей

					<i>Порядок взаимодействия с испытательной лабораторией и организацией, производящей техническое обслуживание СИКН</i>	<i>Лист</i>
						36
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

обслуживающей организации, после отключения датчиков от вторичной аппаратуры представителями обслуживающей организации и отключения датчиков от кабельной продукции.

					<i>Порядок взаимодействия с испытательной лабораторией и организацией, производящей техническое обслуживание СИКН</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		37

#### 4. Схемы СИКН

##### 4.1. Технологическая схема СИКН и технологический режим перекачки нефти через СИКН

Технологическая схема СИКН представлена в приложении А.

Технологический режим перекачки нефти через СИКН постоянный / периодический.

Нефть подается одновременно через 2 рабочие измерительные линии максимально возможным общим расходом до 185 т/ч.

В процессе эксплуатации СИКН и перед проведением КМХ должна быть проверена на герметичность запорная арматура. Масса нефти измеряется с помощью, установленных на измерительных линиях массовых расходомеров позиции FT-2.1, FT-2.2, FT-2.3. Показатели качества нефти определяются с помощью приборов, установленных на линии измерения показателей качества: плотность - поточным плотномером позиция DT3.1; объемное содержание воды - влагомером позиции ME3.1. Одновременно осуществляется измерение давления (РТ2.1-РТ2.3) и температуры нефти (ТТ2.1-ТТ2.3) на измерительных линиях и в линии измерения показателей качества нефти (РТ3.1, ТТ3.1).

Согласно технологической схеме (Приложение А) нефть через краны шаровые КШ1.3 или КШ1.5 поступает в блок фильтров. Далее, пройдя фильтры Ф-1.1 (рабочий) или Ф-1.2 (резервный), нефть поступает во входной коллектор измерительных линий. Из входного коллектора блока измерительных линий нефть через краны шаровые КШ2.1, КШ2.15 поступает в рабочие измерительные линии и далее, пройдя сенсоры массовых расходомеров FT-2.1, FT-2.2, ручные регуляторы расхода РР-2.1, РР-2.2, краны шаровые КШ2.3, КШ2.17 поступает в выходной коллектор блока измерительных линий. При этом краны шаровые КШ2.2, КШ2.16, КШ2.28, КШ2.25, КШ2.24 опломбированы, КШ2.26 КШ2.27 должны быть закрыты и проверены на герметичность.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Разработка комплекса мероприятий направленных на повышение эффективности эксплуатации системы измерения количества и			
Разраб.		Хачатурян Т.А.			Схемы СИКН	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.					38	113
Консульт.						ТПУ гр.3-2Б5Д		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

На входном коллекторе блока измерительных линий установлено устройство пробозаборное (ПЗУ) щелевого типа «Булгарметротех» в соответствии с ГОСТ 2517.

Автоматическое поддержание постоянного расхода нефти обеспечивается клапанами регуляторами типа РУСТ 410-02, Ру63, Ду150, Kv63 поз. Рд1 или Рд2, расположенными перед СИКН, на открытой площадке ПСП. Автоматическое регулирование учитывает суммарные показания массовых ПР FT 2.1, 2.2, 2.3 и компенсирует перераспределение потоков между измерительными линиями в БИЛ во время проведения КМХ и поверки. Обеспечивает постоянство давления в магистральном трубопроводе и СИКН.

#### **4.2. Структурная схема СИКН**

Структурная схема комплекса технических схем СИКН представлена в приложении Б и отражает состав средств измерений, их соединение в единую информационно-измерительную систему и размещается в двух зонах:

- помещение СИКН;
- операторная ПСП.

Количество перекачиваемой нефти измеряется массовыми преобразователями расхода. Массовые преобразователи выдают частотный электрический сигнал, пропорциональный массовому расходу проходящей нефти. Частотный сигнал поступает на вход ИВК (измерительные преобразователи С7-03, С9-03, затем в БЗП-09), где происходит отображение массы нефти брутто по каждой измерительной линии. Для вычисления объёма нефти на измерительные входы ИВК приходит информация с поточного плотномера, датчиков давления и температуры блока контроля качества нефти, а так же с датчиков давления и температуры, установленных на измерительных линиях и выходном коллекторе СИКН.

ИВК «МикроТЭК» непрерывно обрабатывает сигналы, поступающие с датчиков, и передает через сеть Ethernet на компьютеры верхнего уровня (АРМ оператора).

					Схемы СИКН	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		39

С помощью программы «Визард-СИКН», разработанной в среде In Touch, происходит обработка, визуализация полученной информации, выдача предупреждающих аварийных сигналов и формирование отчетов.

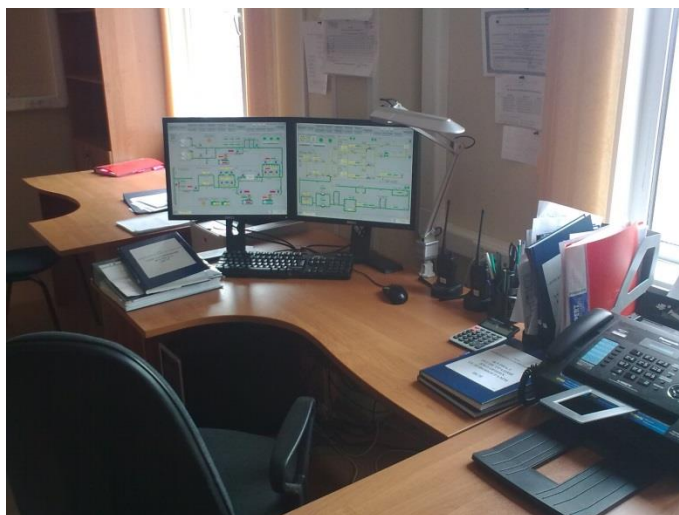


Рисунок 5- АРМ оператора

АРМ оператора обеспечивает просмотр на мнемосхеме в режиме реального времени параметров расхода, давления, температуры, плотности, массовой доли воды нефти, положение электроприводных задвижек и регуляторов расхода. Компьютер верхнего уровня хранит в памяти и выводит на принтер CANON отчетные документы, передает данные в систему телемеханики через концентратор интерфейсов и выдает звуковой аварийный сигнал при выходе параметров за установленные пределы и окрашивает контролируемые позиции на схеме СИКН в сигнальные цвета.

Блок гарантированного питания ИБП APC Simmetra LX SYF16 обеспечивает защиту аппаратуры от перепадов напряжения и перебоев в электроснабжении.

									Схемы СИКН	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						40



## 5. Резервная схема учета нефти



Рисунок 6.- РВСС-2000

Резервной схемой учета нефти являются резервуары РВСС-2000 Р-101, Р-102, Р-103, Р-104 и РВСС-3000 Р-105, Р-106 имеющие утвержденные градуировочные таблицы и свидетельства о поверке. Определение массы нефти производится косвенным методом статических измерений, согласно «Методике выполнения измерений в вертикальных стальных резервуарах по резервной схеме учета на НПЗ ООО «ТНП» ФР.1.29.2010.07052 (с изменением №1).

При этом, используя результаты измерений уровня нефти в РВСС, по градуировочным таблицам определяется объем нефти. Плотность нефти определяется по объединенной пробе, отобранной из РВСС по ГОСТ 2517-2012.

Массу нефти определяют как произведение объема нефти и плотности, приведенной к условиям измерения объема.

При отказе основной системы учёта нефти (СИКН) осуществляется переход на резервную схему учёта. По данной схеме нефть может подаваться,

					Разработка комплекса мероприятий направленных на повышение эффективности эксплуатации системы измерения количества и			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Хачатурян Т.А.			Резервная схема учета нефти	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.					41	113
Консульт.						<b>ТПУ эр.3-2Б5Д</b>		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

минуя СИКН и регуляторы давления, через регуляторы расхода в резервуары НПЗ, или через регуляторы давления, минуя регуляторы расхода. При этом соответствующие электроприводные задвижки на площадке регуляторов расхода и электроприводные задвижки на площадке регуляторов давления закрыты.

Пломбой Томского РНУ АО «Транснефть-Центральная Сибирь» пломбируются закрытые задвижки.

Управление работой по резервной схеме и переход на резервную схему учёта осуществляется с помощью АРМ оператора «Визард-СИКН». Сигналы с датчиков уровня и датчиков температуры в резервуарах поступают в ИВК «МикроТЭК», который выполняет вычисления учётных параметров и передаёт информацию на верхний уровень.

### **5.1. Состав резервной схемы учета.**

Функционально резервная схема включает в себя:

- комплекс технологический:
  - узел подключения;
  - узел фильтров грязеуловителей;
  - узел регулирования расхода;
  - узел регулирования давления;
  - узел СППК;
  - резервуарный парк;
- систему обработки информации;
- комплект запасных частей, инструментов и принадлежностей (ЗИП).

### **5.2. Метод измерения массы по резервной схеме учета нефти на ПСП ООО «ТНП»**

Для измерений массы нефти применяют косвенный метод статических измерений.

Массу брутто нефти в резервуаре вычисляют как произведение объема нефти и её плотности, результат измерений которой приведен к условиям измерения объема, или объема и плотности нефти, результаты измерений которых приведены к стандартным условиям.

					<i>Резервная схема учета нефти</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		42

Массу брутто сданной (принятой) нефти вычисляют как разность массы брутто нефти до начала закачки нефти в резервуар и после её окончания.

.Массу нетто сданной (принятой) нефти вычисляют как разность массы брутто сданной (принятой) нефти и массы балласта.

Массу балласта вычисляют по значениям показателей качества нефти, характеризующих содержание в нефти воды, хлористых солей и механических примесей. Указанные показатели определяют в ИЛНиН по результатам испытаний объединенной пробы нефти, отобранной из заполненного резервуара.

### **5.3. Определение массы нефти в резервуарах при приемо-сдаточных операциях по резервной схеме учета на ПСП ООО «ТНП»**

Измерение уровня нефти производится после отстоя нефти не менее 2-х часов с момента окончания заполнения и удаления отстоявшейся подтоварной воды и загрязнений из резервуара через сифонный кран. Показания уровня нефти и температуры снимаются совместно представителями стороны принимающей нефть и товарными операторами стороны сдающей нефть с АРМ оператора по показаниям стационарных датчиков температуры многоточечных ДТМ-3 (поз. ТТ141, ТТ142, ТТ5143, ТТ55144, ТТ101, ТТ102.) и уровнемеров радарных 5400 фирмы Rosemount (поз. LT245-LT248, LT401, LT402.).

15.2 При отказе стационарных датчиков уровня (поз. LT245-LT248, LT401, LT402) измерение уровня нефти производится поверенной рулеткой с лотом.

#### Определение фактического объема нефти в резервуаре

Общий объем нефти в резервуаре и объем подтоварной воды определяют по градуировочной таблице на конкретный резервуар.

Фактический объем нефти в резервуаре вычисляют по формуле:

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

где  $V_0$  – объем нефти в резервуаре по градуировочной таблице, м<sup>3</sup>;

$\alpha_{\text{ст}}$  – температурный коэффициент линейного расширения материала

					Резервная схема учета нефти	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

стенки резервуара, значение которого принимают равным  $12,5 \cdot 10^{-6} 1/^\circ\text{C}$ ;

$\alpha_s$  – температурный коэффициент линейного расширения материала средства измерений уровня, значение которого при измерениях уровня рулеткой из нержавеющей стали  $\alpha_s$  принимают равным  $12,5 \cdot 10^{-6} 1/^\circ\text{C}$ . При измерениях уровня нефти рулеткой по высоте пустоты резервуара, а так же при измерениях уровня нефти уровнемерами принимают  $\alpha_s=0$ ;

$t_{cm}$  – температура стенки резервуара, принимаемая равной температуре нефти в резервуаре.

Объем нефти в резервуаре по градуировочной таблице,  $\text{м}^3$ , вычисляют по формуле:

$$V_0 = V_{жс} - V_e, \quad (2)$$

где  $V_{жс}$  – объем жидкости (нефть и подтоварная вода), определяемый по градуировочной таблице резервуара, составленной при температуре  $20^\circ\text{C}$  МП 199-13 (РВСС-2000) и МП 200-13 (РВСС-3000),  $\text{м}^3$ ;

$V_e$  – объем подтоварной воды в резервуаре, определяемый по градуировочной таблице резервуара, составленной при температуре  $20^\circ\text{C}$  по МП 199-13 (РВСС-2000) и МП 200-13 (РВСС-3000),  $\text{м}^3$ ;

Значение объема нефти в резервуаре, приведенное к стандартным условиям, вычисляют:

- для стандартной температуры  $15^\circ\text{C}$  ( $V_{н15}$ ) – по формуле:

$$V_{н15} = V_n \cdot CTL_v, \quad (3)$$

- для стандартной температуры  $20^\circ\text{C}$  ( $V_{н20}$ ) – по формуле:

$$V_{н20} = \frac{V_{н15}}{CTL_{20-15}}, \quad (4)$$

где  $CTL_v$  и  $CTL_{20-15}$  – поправочные коэффициенты, вычисляемые по формулам:

					Резервная схема учета нефти	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

$$CTL_v = \exp[-\beta_{15} \cdot \Delta t_v (1 + 0,8\beta_{15} \cdot \Delta t_v)] \quad (5)$$

и

$$CTL_{20-15} = \exp[-\beta_{15} \cdot 5 (1 + 0,8\beta_{15} \cdot 5)], \quad (6)$$

где  $\beta_{15} = \frac{613,9723}{\rho_{15}^2}$  – коэффициент объемного расширения нефти при температуре 15°C ( $\rho_{15}$  - значение плотности нефти при температуре 15 °С);

$\Delta t_v = t_v - 15$  – отклонение температуры нефти при измерении объема нефти от стандартной температуры 15 °С.

#### Определение плотности нефти в резервуаре

Плотность нефти определяется по объединенной пробе нефти, отобранной из резервуара в соответствии с ГОСТ 2517. Значения плотности приводят к температуре измерения объема нефти в резервуаре и к стандартным условиям.

#### Определение температуры нефти в резервуаре

Средняя температура нефти в резервуаре определяется с помощью стационарных преобразователей температуры ДТМ-3. При полном заполнении резервуара определение температуры производится в 12 точках с определением средней температуры с точностью до  $\pm 0,2$  °С. При неполном заполнении резервуара, измерение температуры нефти по датчикам, погруженным в нефть с определением по ним средней температуры.

При отказе преобразователей температуры ДТМ-3 средняя температура нефти в резервуаре определяется путем измерения при отборе точечных проб. При отборе точечных проб, температуру нефти в пробе определяют в течение 1-3 минут после отбора пробы, при этом переносной пробоотборник выдерживают на уровне не менее 5 мин. Термометр погружают в нефть на глубину, указанную в техническом паспорте на данный термометр, и выдерживают в пробе до принятия столбиком ртути постоянного положения.

					Резервная схема учета нефти	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

### Определение массы брутто нефти в резервуаре

Массу брутто нефти в тоннах вычисляют по формуле:

$$M_{бр} = V_H \cdot \rho_n \cdot 10^{-3}, \quad (7)$$

где  $\rho_n$  – плотность нефти при температуре измерений объема в резервуаре, кг/м<sup>3</sup>;

$V_H$  – фактический объем нефти в резервуаре, м<sup>3</sup>, вычисленный по формуле (1).

#### 15.13. Определение массы брутто нефти при откачке из резервуара

При откачке нефти из резервуара массу сданной нефти определяют как разность первоначальной массы и массы остатка.

Массу сданной нефти  $M_{сд}$  вычисляют по формуле:

$$M_{сд} = M_{н1} - M_{н2}, \quad (8)$$

где  $M_{н1}$  – масса нефти до начала откачки, вычисленная по формуле (7), т;  
 $M_{н2}$  – масса остатка нефти, вычисленная после откачки нефти из резервуара по формуле (7), т.

#### 15.14. Определение массы брутто нефти при закачке нефти в резервуар

При закачке нефти в резервуар массу принятой нефти  $M_{пр}$  вычисляют по формуле:

$$M_{пр} = M_{бр2} - M_{бр1}. \quad (9)$$

где  $M_{бр1}$  – масса нефти до начала закачки нефти в резервуар, вычисляемая по формуле (7), т;

$M_{бр2}$  – масса остатка нефти, вычисляемая по окончании процесса закачки по формуле (7), т.

#### 15.15. Определение массы нетто нефти в резервуаре

Массу нетто нефти  $M_N$ , т, вычисляют как разность массы брутто нефти  $M$ , т, и массы балласта  $m$ , т, по формуле:

					Резервная схема учета нефти	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

$$M_H = M - m = M \cdot \left( 1 - \frac{W_B + W_{МП} + W_{ХС}}{100} \right), \quad (10)$$

где  $W_B$  – массовая доля воды в нефти, %;

$W_{МП}$  – массовая доля механических примесей в нефти, %;

$W_{ХС}$  – массовая доля хлористых солей в нефти, %, вычисленная по формуле:

$$W_{ХС} = 0,1 \frac{\varphi_{ХС}}{\rho_v}, \quad (11)$$

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

$\rho_v$  – плотность нефти при условиях измерений объема нефти, кг/м<sup>3</sup>.

Если измеряют не массовую, а объёмную долю воды в нефти, то массовую долю вычисляют по формуле:

$$W_B = \frac{\varphi_B \cdot \rho_B}{\rho_v}, \quad (12)$$

где  $\varphi_B$  – объёмная доля воды в нефти, %;

$\rho_B$  – плотность воды, кг/м<sup>3</sup> (принимают равной 1000 кг/м<sup>3</sup>).

#### 5.4. Характеристики погрешности измерений по резервной схеме учета на ПСП ООО «ГНП»

– Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефти должны соответствовать ГОСТ Р 8.595-2004:

– При косвенном методе статических измерений массы нефти не более 120 т:

–  $\pm 0,65$  % - при измерениях массы брутто нефти;

–  $\pm 0,75$  % - при измерениях массы нетто нефти.

– При косвенном методе статических измерений массы нефти от 120 т и более:

–  $\pm 0,50$  % - при измерениях массы брутто нефти;

–  $\pm 0,60$  % - при измерениях массы нетто нефти.

					Резервная схема учета нефти	Лист
						47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## 6. Основные требования по охране труда и промышленной безопасности при эксплуатации 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.

Площадка СИКН должна быть обеспечена первичными средствами пожаротушения, содержаться в чистоте. Нельзя размещать на ней горючие материалы и посторонние предметы.

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

При обслуживании СИКН работать в специальной одежде и специальной обуви согласно требованиям охраны труда.

Не допускается розлив нефти на территории и в помещении СИКН.

					Разработка комплекса мероприятий направленных на повышение эффективности эксплуатации системы измерения количества и		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Хачатурян Т.А.			Основные требования по охране труда и промышленной безопасности при эксплуатации СИКН		
Руковод.		Брусник О.В.					
Консульт.							
Рук-ль ООП		Брусник О.В.					
					Лит.	Лист	Листов
						48	113
					<b>ТПУ гр.3-2Б5Д</b>		



Не допускается проведение огневых работ без оформления наряда-допуска.

Не допускается отогрев застывших трубопроводов открытым огнем.

При переключении измерительных линий во время перекачки необходимо закрывать задвижки только после открытия приема нефти в новом направлении перекачки.

При ремонте СИКН категорически запрещается производить разъединение фланцевых соединений до тех пор, пока не будет понижено давление до атмосферного и произведено освобождение трубопровода от нефти.

Персонал ПСП, включая представителей АО «Транснефть-Центральная Сибирь», на рабочем месте должны находиться в специальной одежде и иметь при себе удостоверение по технике безопасности.

При отборе проб через верхний замерный люк вертикальных резервуаров, отбор производить обязательно в присутствии дублера, а в ночное время пользоваться только взрывозащищенными переносными светильниками. Включение и выключение светильников производить только за пределами обвалования РВСС. При отборе проб быть в спецодежде, изготовленной из ткани, не накапливающей статическое электричество. При отборе проб из РВСС после открытия замерного люка необходимо находиться с наветренной стороны.

**Запрещается:**

- производить отбор проб нефти через замерный люк резервуара во время его заполнения и опорожнения;
- производить отбор проб нефти через замерный люк резервуара во время грозы, сильных атмосферных осадков и скорости ветра более 10 м/с;
- держать в открытом состоянии замерный люк.

При аварийных ситуациях товарные операторы ООО «ТНП» должны действовать согласно «Плану ликвидации аварийных ситуаций на НПЗ ООО «ТНП».

					Основные требования по охране труда и промышленной безопасности при эксплуатации СИКН	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49

## 7. Способ и периодичность отбора проб нефти

### 7.1. Отбор проб на испытания определения качества нефти

Объем пробозаборной системы QS 3.1, 3.2 – 4000 см<sup>3</sup>. Отбор проб производится по ГОСТ 2517-2012 не менее 3000 см<sup>3</sup>. Частота отбора пробы задается через АРМ оператора. В случае приема нефти менее 1 часа с начала смены отбор проб не производить, данные о качестве нефти принимаются из паспорта качества нефти за предыдущую смену и вносятся в паспорт качества за текущую смену.



Рисунок 7.- Пробоотборник автоматический.

Пробу нефти отбирается с помощью автоматического пробоотборника. Каждую смену представители сдающей и принимающей стороны совместно доставляют контейнер в ИЛНиН. Испытания пробы проводятся лаборантом ИЛНиН в присутствии представителя сдающей стороны на следующие показатели:

- массовая доля воды;
- массовая концентрация хлористых солей;
- массовая концентрация серы.

					Разработка комплекса мероприятий направленных на повышение эффективности эксплуатации системы измерения количества и			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Хачатурян Т.А.			Способ и периодичность отбора проб нефти	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.					50	113
Консульт.						ТПУ гр.3-2Б5Д		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

Объединенную пробу нефти делят на две равные части. Одну часть пробы анализируют, другую — хранят опечатанной как арбитражную пробу на случай разногласий в оценке качества нефти.

Емкость накопительной пробы пломбируется пломбами Томского РНУ АО «Транснефть-Центральная Сибирь».

## **7.2. Арбитраж проб нефти**

Арбитражные пробы формируются, упаковываются, маркируются и хранятся в пломбируемом шкафу в помещении для хранения арбитражных проб лаборатории согласно ГОСТ 1510-84 и ГОСТ 2517.

Пломбируются пломбами Томского РНУ АО «Транснефть-Центральная Сибирь».

Испытание арбитражной пробы осуществляется по согласованию сторон в любой, аккредитованной испытательной лаборатории. Результат испытания арбитражной пробы является окончательным и не подлежит оспариванию. Арбитражные пробы хранятся в течение 15 дней и затем их представителями сторон изымают с хранения с отметкой в Журнале и утилизируют.

					Способ и периодичность отбора проб нефти	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51

## 8.Перечень контролируемых параметров и периодичность их контроля

Контроль технологических параметров производится по АРМ, ИВК «МикроТЭК» и СИ СИКН.

Оператор контролирует:

- массовый мгновенный расход через измерительные линии, т/час;
- расход нефти через БИК, м<sup>3</sup>/ч;
- накопленное значение массы брутто по СИКН с начала суток, т;
- текущее значение плотности в БИК, кг/м<sup>3</sup>;
- текущее значение температуры в измерительных линиях, в БИК, на входе и выходе СИКН, °С;
- текущее значение давления в измерительных линиях, в БИК, на входе и выходе СИКН, МПа;
- текущее значение объёмной доли воды, %.

В случае выхода из строя рабочего контроллера ИВК «МикроТЭК» переход на резервный контроллер происходит автоматически.

**Расход нефти через измерительные линии** должен находиться в пределах рабочего диапазона, указанного в свидетельстве о поверке массового преобразователя расхода.

В случае выхода расхода нефти за пределы рабочего диапазона операторы товарные ООО «ТНП» должны принять меры по восстановлению расхода нефти через измерительные линии в пределах рабочего диапазона с записью в оперативном журнале причины выхода расхода нефти за рабочий диапазон.

Регулирование расхода нефти через СИКН производится количеством работающих линий, регуляторами расхода Рр1 или Рр2 расположенными на входе в СИКН.

					Разработка комплекса мероприятий направленных на повышение эффективности эксплуатации системы измерения количества и			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Хачатурян Т.А.			Перечень контролируемых параметров и периодичность контроля	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.					52	113
Консульт.						<b>ТПУ гр.3-2Б5Д</b>		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

Контроль над расходом нефти ведется на компьютерах верхнего уровня по программе «Визард-СИКН», которая выдает звуковой сигнал при выходе параметров за установленные пределы до подтверждения его оперативным персоналом. При этом позиции на схеме с выходом параметров за пределы окрашиваются в сигнальные цвета.

**Расход нефти** через БИК контролируется расходомером поз. FE 3.1 и должен обеспечивать:

– расход (не менее 4 м<sup>3</sup>/ч), без отклонения их метрологических характеристик от установленных величин;

соотношение расходов потока в трубопроводе в месте отбора и в трубопроводе БИК в соответствии с ГОСТ 2517-2012, для достоверности и представительности отбираемой пробы.

**Температура нефти** измеряется датчиками температуры, установленными на измерительных линиях (ТТ2.1-ТТ2.3), входном и выходном коллекторе (ТТ1.1, ТТ2.5), входе и выходе ТПУ (ТТ2.4, ТТ5.2) и в БИК (ТТ3.1), их показания выведены на компьютер верхнего уровня.

В случае выхода из строя датчика температуры, перевести данный датчик в режим использования фиксированного значения (приложение Е). И каждые 20 мин. приводить фиксированное значение к температуре термометра установленного непосредственно возле данного датчика температуры.

Контроль над работоспособностью датчиков температуры ведется путем сравнения показаний термометра ртутного стеклянного типа ТЛ-4, установленного на данной измерительной линии и показаний температуры на ИВК «МикроТЭК» с периодичностью контроля постоянно и с регистрацией в лист оперативного контроля каждые два часа.

В случае повышения температуры нефти свыше 30 °С или понижению температуры ниже 5 °С, прием нефти через СИКН останавливается.

**Давление нефти** измеряется в БИК (РТ3.1), на измерительных линиях (РТ2.1-РТ2.3), на входе и выходе СИКН (РТ1.1, РТ2.5), на входе и выходе БПУ (РТ2.4, РТ5.1) датчиками давления, преобразуется в токовый сигнал и поступает

					Перечень контролируемых параметров и периодичность контроля	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		53

на ИВК «МикроТЭК» для дальнейшей обработки и отображения информации на экранах персональных компьютеров верхнего уровня.

В случае выхода из строя датчика давления перевести данный датчик в режим использования фиксированного значения приложение Е. И каждые 20 мин. приводить фиксированное значение к давлению манометра, установленного непосредственно возле данного датчика давления.

Контроль над работоспособностью датчиков давления ведется путем сравнения показаний манометров точных измерений МПТИ 4,0 МПа класса точности 0,6, установленных на измерительных линиях, на входном и выходном коллекторах СИКН и показаний давления на экранах персональных компьютеров с периодичностью контроля постоянно и с регистрацией в лист оперативного контроля каждые два часа.

**Плотность нефти** определяется поточным вибрационным преобразователем плотности «Solartron 7835» (позиция DT3.1), установленным на линии БИК. КМХ работы плотномера проводится по графику путем сравнения мгновенных показаний плотности измеренной поточным плотномером и величиной плотности по точечной пробе, измеренной ареометром, согласно «методике измерений ареометром в испытательной лаборатории нефти и нефтепродуктов ООО «ТНП» № 01.00284-2010-08/02-2011 от 05.10.2011 г. при ведении учетных операций на СИКН, с оформлением протокола установленной формы.

**Перепад давления на входных фильтрах** контролируется по техническим манометрам (PI1.2-PI1.5) и датчикам перепада давления (PDIS1.1, PDIS1.2), установленным до и после фильтров.

**Контроль давления на выходном коллекторе СИКН** обеспечивается датчиком давления (PT2.5) с выводом токового сигнала на ИВК «МикроТЭК».

**Массовая доля воды** в нефти контролируется поточным влагомером «УДВН-1пм» (позиция ME3.1), установленным на линии БИК. При выходе из строя ПВ, процентное содержание воды определяется по точечной пробе, отбираемой с периодичностью раз в 2 часа.

					Перечень контролируемых параметров и периодичность контроля	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54

Нефть с содержанием массовой доли воды свыше 0,5 % считается некондиционной. Прием нефти в этом случае прекращается. Остановка СИКН производится по показаниям ПВ, при этом дополнительно производится отбор проб для определения содержанием воды в нефти согласно ГОСТ 2477-2014 в ИЛ.

Факт поступления некондиционной нефти должен быть удостоверен соответствующим актом за подписью сдающей и принимающей сторон. Возобновление приема нефти производится на основе устного согласования с диспетчером ТДП АО «Транснефть-Центральная Сибирь».

					Перечень контролируемых параметров и периодичность контроля	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

## 9. Расчет расхода нефти через пробозаборное устройство

(условие изокINETичности скоростей)

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

$$Q_{ПЗУ} = Q_{тр} \cdot \frac{S_{ПЗУ}}{S_{тр}}, \quad (1)$$

где  $Q_{ПЗУ}$  - расход на входе в пробозаборное устройство, м<sup>3</sup>/ч;

$Q_{тр}$  - расход в трубопроводе в месте отбора проб, м<sup>3</sup>/ч;

$S_{ПЗУ}$  - площадь входного поперечного сечения пробозаборного устройства, мм<sup>2</sup>;

$S_{тр}$  - площадь поперечного сечения трубопровода, мм<sup>2</sup>.

**Примечание - Фактическое значение расхода  $Q_{ПЗУ}$  согласно ГОСТ 2517 (п. 4.13.1.3) может отличаться от рассчитанного по формуле (1) в два раза в большую или меньшую сторону.**

Значение расхода на входе в пробозаборное устройство и в трубопроводе приведены в таблицах 3 и 4.

Таблица 3.

Наименование	Обозначение	Формула	Расчет
1. Расход нефти в ПЗУ и в трубопроводе БИК, м <sup>3</sup> /ч	$Q_{ПЗУmax}$ , $Q_{ПЗУmin}$	$Q_{трmax} * S_{ПЗУ} / S_{тр}$ , $Q_{трmin} * S_{ПЗУ} / S_{тр}$	220*918/16972=11,9, 36,9*918/16972=1,99
2. Расход нефти в трубопроводе в месте отбора пробы, м <sup>3</sup> /ч	$Q_{трmax}$ , $Q_{трmin}$	По проекту	220,0 36,9
3. Площадь входного сечения ПЗУ, мм <sup>2</sup>	$S_{ПЗУ}$	По паспорту	918
4. Площадь поперечного сечения трубопровода, мм <sup>2</sup>	$S_{тр}$	$\pi * D^2 / 4$	16972
5. Диаметр трубопровода в месте отбора пробы, мм	D	По проекту	147

					Разработка комплекса мероприятий направленных на повышение эффективности эксплуатации системы измерения количества и			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Хачатурян Т.А.			Расчет расхода нефти через пробозаборное устройство	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.					56	113
Консульт.						<b>ТПУ гр.3-2Б5Д</b>		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						



Таблица 4. соответствия расходов СИКН и БИК

$G_{\text{СИКН}}$ , т/ч	$Q_{\text{СИКН}}$ , м <sup>3</sup> /ч	$Q_{\text{БИК}}$ расчетный, м <sup>3</sup> /ч	$Q_{\text{БИК}}$ рабочий, м <sup>3</sup> /ч
31,07	36,9	1,99	4,0
33,68	40	2,16	4,32
42,1	50	2,7	5,4
50,52	60	3,25	6,0
58,94	70	3,77	6,0
67,36	80	4,33	6,0
75,78	90	4,87	6,0
84,2	100	5,41	6,0
92,62	110	5,95	6,0
101,04	120	6,49	6,0
109,46	130	7,03	6,0
117,88	140	7,57	6,0
126,3	150	8,11	6,0
134,72	160	8,65	6,0
143,14	170	9,2	6,0
151,56	180	9,74	6,0
159,98	190	10,28	6,0

168,4	200	10,81	6,0
176,82	210	11,36	6,0
185,24	220	11,9	6,0

Расчет произведен при средней плотности нефти равной 842 кг/м<sup>3</sup> и в

соответствии с ГОСТ 2517-2012 пункты 2.13.1.2 и 2.13.1.3.

					Расчет расхода нефти через пробозаборное устройство	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		58

## 10. Анализ ресурсоэффективности технологических процессов при эксплуатации СИКН

### 10.1. Прямой динамический метод измерения массы нефти

Метод, основанный на непосредственном измерении массы продукта с применением массометров.

При данном методе пределы допускаемой относительной погрешности не превышают 0,25% при измерении массы брутто товарной нефти и массы нефтепродукта и 0,35% при измерении массы нетто.

### 10.2. Краткая характеристика массового кориолисового расходомера

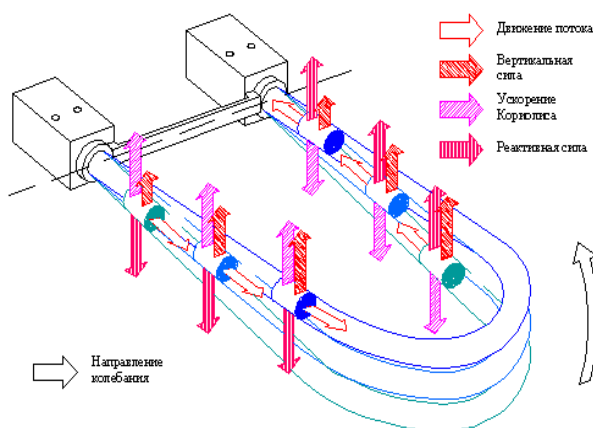


Рисунок 8. - кориолисовый расходомер массовый.

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.

					Разработка комплекса мероприятий направленных на повышение эффективности эксплуатации системы измерения количества и			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Хачатурян Т.А.			Краткая характеристика массового кориолисового расходомера. Прямой динамический метод измерения массы нефти	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.					59	113
Консульт.						ТПУ гр.3-2Б5Д		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

### 10.3. Разработка организационных и технических мероприятий, направленных на повышение эффективности эксплуатации СИКН

В качестве массового преобразователя расхода в СИКН№1011 используются кориолисовые расходомеры типа Micromotion CMF 300 с максимальным рабочим расходом 300 т/ч. Реализовать максимальную производительность массометров не представляется возможным в виду применения трубопоршневой установки «Syncrotrak» предназначенной для проведения поверки и контроля метрологических характеристик массовых преобразователей расхода, с максимальной пропускной способностью 113 м<sup>3</sup>/ч.

Для повышения эффективности эксплуатации СИКН№1011 необходимо комплекс технических и организационных мероприятий по переоборудованию.

А именно, необходимо произвести замену трубопоршневой установки «Syncrotrak» с максимальной пропускной способностью 113 м<sup>3</sup>/ч на трубопоршневую установку «Syncrotrak» с максимальной пропускной способностью 340 м<sup>3</sup>/ч.

Согласовать все мероприятия с АО «Транснефть-Центральная Сибирь» и провести внеочередную поверку с вызовом специалистов ЦСМ.

Данная модернизация позволит провести поверку массовых преобразователей расхода Micromotion CMF 300 во всем рабочем диапазоне, тем самым увеличить пропускную способность узла более чем в 2,5 раза при неизменных эксплуатационных затратах.

					Краткая характеристика массового кориолисового расходомера. Прямой динамический метод измерения массы нефти	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

## 11. Перечень ситуаций, при которых СИКН должна быть отключена и осуществлен переход на резервную схему учета нефти

СИКН должна быть отключена и осуществлен переход на резервную схему учета нефти при:

- отказе всех измерительных линий по причине выхода из строя массовых ПР;
- отказе ИВК «МикроТЭК» (Обоих контроллеров основного и резервного);
- падении давления на входе СИКН ниже допустимого и невозможности восстановления давления до нормируемого значения;
- реконструкции и проведения плановых работ по обслуживанию, требующих остановку СИКН, - по взаимному согласию сдающей и принимающей сторон;
- наличия утечек нефти через задвижки (или отказ), установленных на байпасном трубопроводе СИКН;
- отключении электроэнергии свыше 120 минут;
- аварийных ситуаций, при которых эксплуатация СИКН невозможна.

После остановки СИКН составляется двусторонний АКТ отключения в трех экземплярах.

					Разработка комплекса мероприятий направленных на повышение эффективности эксплуатации системы измерения количества и			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	Хачатурян Т.А.				<i>Перечень ситуаций, при которых СИКН должна быть отключена и осуществлен переход на резервную схему учета нефти</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	Брусник О.В.						61	113
<i>Консульт.</i>								
<i>Рук-ль ООП</i>	Брусник О.В.							
					<b>ТПУ гр.3-2Б5Д</b>			

## 12. Техническое обслуживание и метрологическое обеспечение СИКН

### 12.1. Техническое обслуживание

Техническое обслуживание проводится в соответствии с МИ 2775 и МИ 3081, и включает в себя комплекс операций по поддержанию в надлежащем порядке средств измерений, технологического оборудования СИКН, ТПУ.

### 12.2 Сроки контроля метрологических характеристик средств измерений

Контроль метрологических характеристик СИ проводится в соответствии с МИ 3532 по графику КМХ, утвержденному принимающей стороной и согласованному сдающей. Протоколы проверки КМХ нумеруются, регистрируются в журнале регистрации контроля метрологических характеристик средств измерений СИКН и подшиваются в папке протоколов КМХ.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
					Разработка комплекса мероприятий направленных на повышение эффективности эксплуатации системы измерения количества и			
Разраб.		Хачатурян Т.А.			Техническое обслуживание и метрологическое обеспечение СИКН	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.					62	113
Консульт.						<b>ТПУ гр.3-2Б5Д</b>		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

### 13. Требования к квалификации обслуживающего персонала СИКН

К эксплуатации СИКН допускаются лица, достигшие 18-летнего возраста, прошедшие медицинское освидетельствование, имеющие квалификацию оператора товарного не ниже 4 разряда, прошедшие обучение по данной профессии, инструктаж по безопасному ведению работ, стажировку на рабочем месте, имеющие допуск к самостоятельной работе и первую группу допуска по электробезопасности.

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

Операторы товарные, эксплуатирующие СИКН, должны хорошо знать конструкцию, принцип работы, назначение, правила эксплуатации оборудования СИКН ООО «ТНП», инструкцию по эксплуатации, МВИ на СИКН и План ликвидации возможных аварий на ПСП.

К работе в испытательную лабораторию допускаются лица, достигшие 18-летнего возраста, прошедшие медицинское освидетельствование, имеющие квалификацию лаборанта химического анализа не ниже 4 разряда, прошедшие обучение по данной профессии, инструктаж по безопасному ведению работ, стажировку на рабочем месте, имеющие допуск к самостоятельной работе и первую группу допуска по электробезопасности

Лаборанты химического анализа должны знать государственные стандарты и другие нормативные документы на выполнение химических анализов при проведении товарно-коммерческих операций, а также нормативные документы на выполнение других химических анализов, производимых в испытательной лаборатории.

					Разработка комплекса мероприятий направленных на повышение эффективности эксплуатации системы измерения количества и			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Хачатурян Т.А.				Требования к квалификации обслуживающего персонала СИКН	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Брусник О.В.						63	113
Консульт.						<b>ТПУ гр.3-2Б5Д</b>		
Рук-ль ООП	Брусник О.В.							

Весь обслуживающий СИКН персонал, должен руководствоваться в своей работе настоящей инструкцией, инструкцией по охране труда, инструкциями по эксплуатации оборудования, ГОСТами, МИ, РД и действующим законодательством.

Персонал Томского РНУ АО «Транснефть-Центральная Сибирь» проходит вводный инструктаж на допуск к работе на оборудовании СИКН у инженера ОТ и ПБ ООО «ТНП». В период эксплуатации СИКН оператор товарный сдающей стороны проводит надзор за действиями персонала ПСП и ИЛ и состоянием СИ и технологического оборудования. В случае обнаружения неисправностей, утечек, нарушения пломб и т.д., должен сообщить представителю принимающей стороны и непосредственному начальству.

					Требования к квалификации обслуживающего персонала СИКН	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64



## 14. Документы, обязательные к наличию на СИКН

Перечень документов обязательных при эксплуатации СИКН приведен в  
таблице 5.

Таблица 5

№	Наименование документа
1	Акт (копия акта) ввода СИКН в промышленную эксплуатацию.
2	Копия экспертного заключения на проект СИКН.
3	Копии материалов испытаний СИКН с целью утверждения типа и методики поверки СИКН в целом.
4	Копия свидетельства (сертификата) об утверждении типа СИКН с описанием типа.
5	Утвержденная МИ массы нефти СИКН и свидетельство об аттестации МИ.
6	Формуляр на СИКН, ПУ, формуляры или паспорта на СИ, входящие в состав СИКН.
7	Паспорт на пробозаборное устройство.
8	Протоколы поверки СИ, входящих в состав СИКН, если оформление протокола предусмотрено методикой поверки СИ.
9	Свидетельства о поверке СИ, входящих в состав СИКН.
10	Выписка из графиков (или копии графиков) поверок СИ, входящих в состав СИКН.
11	Протоколы контроля метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКН (для ПР и поточных плотномеров обязательны).
12	Графики контроля метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКН.
13	Графики проведения Т0-1, Т0-2, Т0-3.
14	График чистки фильтров.
15	График ревизии пробозаборного устройства.
16	Инструкция по эксплуатации СИКН.
17	Журнал технического обслуживания.
18	Журнал регистрации показаний СИ СИКН.
19	Журнал регистрации установки (снятия) контрольных пломб обслуживающей организации (наименование) и пломб поверителя на оборудовании и СИ.

					<i>Разработка комплекса мероприятий направленных на повышение эффективности эксплуатации системы измерения количества и</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		<i>Хачатурян Т.А.</i>			<i>Документы, обязательные к наличию на СИКН</i>		
<i>Руковод.</i>		<i>Брусник О.В.</i>					
<i>Консульт.</i>							
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>					
					<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
						65	113
<b>ТПУ гр.3-2Б5Д</b>							

## 15. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

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

#### 15.1.1. Потенциальные потребители результатов исследования

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование. Целевой рынок – это группа потребителей, частных или корпоративных, объединённых общими характеристиками и имеющими заинтересованность в приобретении вашего товара или использовании услуг. В свою очередь, сегмент рынка – это часть единого рыночного пространства, очерченная границами, определенными четко выявленными в результате исследования: географическими, социальными, отраслевыми различиями субъектов рынка.

Целевой рынок – нефтедобывающие и нефтетранспортирующие предприятия, такие как ПАО «Транснефть», ПАО «Газпромнефть», ПАО «Роснефть», ПАО «НК «Лукойл».

Выбираем два наиболее значимых критерия: размер компании и отрасль, по которым будет производиться сегментирование рынка.

Что касается отраслевого критерия, то сфера пользования ограничена организациями нефтяного сектора.

					Разработка комплекса мероприятий направленных на повышение эффективности эксплуатации системы измерения количества и			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Хачатурян Т.А.			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.					66	113
Консульт.		Рыжакина Т.Г.				<b>ТПУ гр.3-2Б5Д</b>		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

### 15.1.2. Анализ конкурентных технических решений

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, поскольку рынки пребывают в постоянном движении. Такой анализ помогает вносить коррективы в научное исследование, чтобы успешнее противостоять своим соперникам. Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов. С этой целью может быть использована вся имеющаяся информация о конкурентных разработках:

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

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

Таблица 5 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы		Конкурентоспособность	
		Бтп у	Бн/а	Ктп у	Кн/а
<b>Технические критерии оценки ресурсоэффективности</b>					
1. Повышение производительности труда пользователя	0,05	5	0	0,25	0
2. Удобство в эксплуатации	0,05	5	0	0,25	0
3. Надежность	0,05	5	0	0,25	0
4. Безопасность	0,05	5	0	0,25	0
5. Энергоэкономичность	0,05	5	0	0,25	0
<b>Экономические критерии оценки эффективности</b>					
1. Цена	0,15	3	0	0,45	0
2. Конкурентоспособность продукта	0,5	5	0	2,5	0
3. Финансирование научной разработки	0,05	4	0	0,20	0
4. Срок выхода на рынок	0,05	4	0	0,20	0
<b>Итого</b>	<b>1</b>	<b>41</b>	<b>0</b>	<b>4,6</b>	<b>0</b>

Бтп – трубно-поршневая поверочная установка;

Бн/а – нет альтернатив данному оборудованию.

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

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

где K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

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

$B_i$  – балл  $i$ -го показателя.

Конкурентоспособность применения данного технического решения составила 4,6 и является безальтернативным.

### 15.1.3. 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 (таблица 6).

Таблица 6 – Матрица SWOT

	<b>Сильные стороны научно-исследовательского проекта:</b> С1. Наличие достаточного финансирования; С2. Повышение эффективности СИКН	<b>Слабые стороны научно-исследовательского проекта:</b> Сл1. Высокая стоимость оборудования
<b>Возможности:</b> В1увеличения поверочного диапазона измерительных линий В2.высокий спрос	Экономичность технологии может привлечь большесотрудников и исполнителей, вызвать спрос на нее, а это в свою очередь увеличит количество спонсоров. Кроме того, более свежая информация, которая была использована для разработки технологии может уменьшить конкурентоспособность других разработок.	Безальтернативность оборудования поддерживает стабильный спрос.
<b>Угрозы:</b> У1. Отсутствуют	В силу того, что при использовании данного технического решения в разы увеличивается прибыль , предоставляется возможность дополнительного финансирования на другие цели.-	Повышение квалификации обслуживающего персонала.-

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.

В рамках данного этапа необходимо построить интерактивную матрицу проекта (таблица 7). Ее использование помогает разобраться с различными комбинациями взаимосвязей областей матрицы SWOT. Каждый фактор помечается либо знаком «+» – сильное соответствие сильных сторон возможностям, либо знаком «-» – слабое соответствие; «0» – если есть сомнения в том, что поставить «+» или «-».

Таблица 7 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта					
Возможности проекта		C1	C2	C3	C4
	B1	+	+	0	0
	B2	+	+	0	0
	B3	0	0	0	0
	B4	0	0	0	0
Сильные стороны проекта					
Угрозы проекта		C1	C2	C3	C4
	У1	-	-	0	0
	У2	0	0	0	0
	У3	0	0	0	0
	У4	0	0	0	0
Слабые стороны проекта					
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	B1	+	0	0	0
	B2	+	0	0	0
	B3	0	0	0	0
	B4	0	0	0	0
Слабые стороны проекта					
Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	У1	-	0	0	0
	У2	0	0	0	0
	У3	0	0	0	0
	У4	0	0	0	0

## 15.2. Планирование научно-исследовательских работ

### 15.2.1. Структура работ в рамках научного исследования

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой входят научный руководитель и студент. Составим перечень этапов работ и распределим исполнителей по данным видам работ (таблица 9).

Таблица 9 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Определение и утверждение технического задания к работе	Руководитель
Выбор темы исследований	2	Анализ нормативно – технической литературы	Студент
	3	Выбор алгоритма исследований	Руководитель, студент
	4	Календарное планирование	Руководитель, студент
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Анализ существующего оборудования для поверки поточных преобразователей расхода нефти	Студент
	6	Проведение теоретических расчетов и обоснование	Студент
Обобщение и оценка результатов	7	Оценка результатов исследования	Руководитель, студент
	8	Определение целесообразности	Руководитель, студент
	9	Оформление пояснительной записки	Студент
	10	Разработка презентации и раздаточного материала	Студент

### 15.3. Расчет сметных затрат на мероприятия по замене трубопоршневой поверочной установки.

Расчет сметных затрат на мероприятия по замене трубопоршневой поверочной установки (ТПУ) «Syncrotrak» с максимальной пропускной способностью 113 м<sup>3</sup>/ч на ТПУ «Syncrotrak» с максимальной пропускной способностью 340 м<sup>3</sup>/ч, для увеличения поверочного диапазона измерительных линий.

Затраты, произведенные на приобретение нового оборудования  $Z_{нов}$ , руб. вычисляем по формуле

$$Z_{нов} = n \times Z_1,$$

где  $n$  – количество приобретенных единиц оборудования,  $n=1$ ;

$Z_1$  – цена ТПУ «Syncrotrak» 340 м<sup>3</sup>/ч,  $Z_1= 5000000$  руб.

$$Z_{нов} = 1 \times 5000000 = 5000000 \text{ руб.}$$

Транспортные и складские расходы  $Z_{мс}$ , руб. вычисляем по формуле

$$Z_{мс} = Z_{нов} \times 0,02$$

$$Z_{мс} = 5000000 \times 0,02 = 100000 \text{ руб.}$$

Затраты на установку ТПУ «Syncrotrak» 340 м<sup>3</sup>/ч  $Z_3$ , руб. вычисляем по формуле:

$$Z_3 = Z_{нов.} + Z_{дм.} + Z_{ф.} + Z_{мс} - Q_{ост.}$$

$$Z_3 = 5000000 + 45120 + 100000 - 0 = 5145120 \text{ руб.}$$

Сметная стоимость установки ТПУ «Syncrotrak» 340 м<sup>3</sup>/ч представлена в таблице 10.

Таблица 10

Приобретение новых агрегатов:	5000000 руб.
Монтаж:	45120руб.
Транспортные и складские расходы:	100000 руб.
Ликвидационная стоимость:	0 руб.
<b>Итого:</b>	<b>5145120 руб.</b>

Таким образом, капитальные затраты нас расчетом на 2020 год составляют

$$C_{кап} = 5145120 \text{ руб.}$$

### *Численность персонала*

Производственный персонал включает в себя следующие категории: рабочие, руководители, специалисты, служащие и младший обслуживающий персонал.

В работе произведен расчет численности основного и вспомогательного персонала. Явочная численность основного персонала рассчитывается исходя из расстановки по рабочим местам в соответствии с формулой 9.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		72



$$Ч_{яв} = \frac{K_{р.м.} \cdot C}{H_{обсл.}} \quad (9)$$

где  $Ч_{яв}$  — явочная численность, чел.

$K_{р.м.}$  — количество рабочих мест, шт.

$C$  — число смен

$H_{обсл.}$  — норма обслуживания.

$$Ч_{яв} = \frac{1 \cdot 4}{1} = 4 \text{ чел}$$

Списочное число рабочих определяется с учетом коэффициента невыходов в соответствии с формулой (10)

$$Ч_{спис} = Ч_{яв} \cdot K_{нев.} \quad (10)$$

где  $Ч_{спис}$  — списочное число рабочих, чел.

$Ч_{яв}$  — явочная численность, чел.

$К_{нев.}$  — коэффициент невыходов.

Коэффициент невыходов определяется отношением максимально возможного фонда рабочего времени к эффективному фонду рабочего времени одного рабочего за год. В работе максимально возможный и эффективный фонды рабочего времени определены по балансу рабочего времени на 2020 год.

Расчет планируемых невыходов на работу рабочих представлен в таблице 11.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73

Таблица 11

№ п/п	Показатели	Единицы измерения	2020 год (план)	Примечание
1	количество рабочих дней в год	раб.дни	248	Производственный календарь на 2020 год
2	количество рабочих часов в год	раб.часы	1984	Производственный календарь на 2020 год
3	невыход работников (план):	раб.дни	112	Расчет: строка 3.1*строка 3.2
3.1.	ежегодный отпуск	раб.дни	28	Глава 19 статья 115 Трудового Кодекса РФ
3.2.	нормативная численность рабочих (явочная)	чел.	4	Расчет нормативной явочной численности рабочих
4	невыход работников (план), в том числе:	раб.часы	896	
4.1.	отпуск	раб.часы	896	Из расчета среднечасового рабочего дня, составляющего 7,82 часа
5	Коэффициент невыходов (план)		<b>1,11</b>	Расчет: 1 + (строка 4/строка 3.2/строка 2)

Находим коэффициент невыходов:

$$K_{\text{нев.}} = 1,11$$

С учетом коэффициента невыходов находим списочное число операторов в соответствии с формулой 11.

$$Ч_{\text{спис}} = 4 \cdot 1,11 \approx 5 \text{ чел. (11)}$$

Результаты расчетов приведены в соответствии с таблицей 12.

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

Численность основных рабочих Таблица 12

Должность	Количество	Разряд	Часовая тарифная ставка, руб.	Норма времени на проведение мероприятия, ч.	Заработная плата с учетом надбавок, руб.
Слесарь	2	4	150	48	14400
Сварщик	1	6	230	48	11040
Слесарь КИПиА	1	6	230	48	11040
Электрик	1	5	180	48	8640
<b>ИТОГО</b>					<b>45120</b>

$$C_{з.п.} = C_3 \cdot 12 = 45120 \cdot 12 = 541440 \text{ руб.}$$

где  $C_3=45120$ руб/месяц – повременная заработная плата с учетом надбавок.

1. Отчисления в пенсионный и страховые фонды  $C_{с.ф.}$ .

Отчисления в фонды идут уже за счет работодателя.

Если допустить, что у организации нет права на использование пониженных тарифов, то размер отчислений составит: 22% — отчисления в ПФР, страховая и накопительная части; 2,9% — отчисления в ФСС по временной нетрудоспособности и в связи с материнством;

5,1% — отчисления в ФФОМС (в ТФОМС — 0%).

Также организация перечисляет взносы в ФСС по травматизму. Размер взносов в ФСС на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний регулируются Федеральным законом № 179-ФЗ от 22.12.2005 года. Данным законом введены 32 класса профессионального риска с тарифной сеткой от 0,2% (1 класс) до 8,5% (32 класс). Если допустить, что организации присвоен 1 класс профессионального риска, размер отчислений в ФСС по травматизму составит 0,2%. Всего — 30,2% (22% + 2,9% + 5,1% + 0,2%).

$$C_{с.ф.} = n \cdot C_{з.п.} = 0,302 \times 541440 = 163515 \text{ руб.}$$

Где  $n$  – норма отчислений, соответственно, в ПФР, ФССР, ФФОМС и ТФОМС, установленная на 2020 г. от зарплаты работников.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		75

## 2. Амортизационные отчисления:

Линейная норма амортизационных отчислений из расчёта срока службы установки 8 лет;

Основное средство стоимостью 5000000 рублей допустим приобретается в июле. Срок полезного использования амортизируемого имущества в соответствии с классификацией 10 лет (120 месяцев).

### 1. Определяем годовую норму амортизации

$$K = x \cdot 100\% = 10\%$$

- годовая норма амортизации - 10

### 2. Ежемесячная норма амортизации

$$10\% / 12 = 0,833\%$$

### 3. Годовая сумма амортизации

$$5000000 \text{руб.} / 10 \text{лет} = 500000 \text{руб.}$$

### 4. Ежемесячная сумма амортизации

$$5000000 \text{руб.} \cdot 0,833\% = 41500 \text{руб.}$$

Итак, амортизацию начисляем с августа в размере 41500 руб./мес.

Затраты на проведение организационно- технического мероприятия представлены в таблице 13.

таблица 13

Состав затрат	Сумма затрат, руб.
1. Материальные затраты	5145120
2. Затраты на оплату труда	541440
3. Отчисления на социальные нужды	163515
4. Амортизационные отчисления	500000
<b>Итого основные расходы</b>	<b>6350075</b>
Накладные расходы (40% от основных)	2540030
<b>Всего затраты на мероприятие (С<sub>т</sub>)</b>	<b>8 890105</b>

#### 15.4. Расчет технико-экономических показателей

В результате замены трубо-поршневой установки на более производительную происходит увеличение пропускной способности СИКН№1011 приблизительно на 165% (265%)

при прежних эксплуатационных затратах.

Рассчитаем выручку В по формуле:

$$В = Ц * N_{\text{год}},$$

где Ц – стоимость 1 тонны нефти = 20000 руб.

N<sub>год</sub> – отпуск нефти потребителю за год, т.

До модернизации

$$В1 = 20000 \times 600\,000 = 12\,000\,000\,000 \text{ (руб.)}$$

После модернизации

$$В2 = 20000 \times (600\,000 \times 2,65) = 31\,800\,000\,000 \text{ (руб.)}$$

Производим расчет прибыли (П) для расчета налога на прибыль по следующей формуле:

$$П = В - И,$$

где И – затраты (издержки = полной себестоимости).

Произведем расчет прибыли (п1) до модернизации:

$$П1 = 12\,000\,000\,000 - 8\,890\,105 = 11\,991\,109\,895 \text{ (руб.)}$$

Для компаний, добывающих нефть, ставка налога на прибыль составляет 20%, тогда  $H = 0,20 * П$ .

$H1$  (до модернизации) =  $0,20 * 11\,991\,109\,895 = 2\,398\,221\,979$  (руб.). 00 (коп.).

Чистая прибыль - это остаток средств после уплаты всех налогов, сборов, отчислений и других платежей. За счет чистой доли от прибыли можно увеличивать оборотные средства, формировать различные резервные фонды, а также инвестировать. Прибыль с учетом вычета налогов и всех затрат составит:

$$Пч1 = \text{выручка} - \text{расходы} - \text{налоги}$$

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		77

Пч1 (до модернизации) = 12 000 000 000 – 8 890 105 - 2 398 221979 = 9 592 887916 (руб.). 00(коп.).

Аналогично рассчитываем прибыль для расчета налога на прибыль и чистую прибыль при годовой производительности 1 590 000 тонн.

В2 = После модернизации

Произведем расчет прибыли (П2) после модернизации:

П2= 31 800 000 000–8 890 105= 30 991 109895(руб.).

Для компаний, добывающих нефть, ставка налога на прибыль составляет 20%, тогда  $H = 0,20 * П$ .

$H2$  (после модернизации) =  $0,20 * 30 991 109 895 = 6 198 221979$  руб.

Чистая прибыль (после модернизации) составит:

Пч2= выручка-расходы-налоги

Пч2 (после модернизации) = 31 800 000 000– 8 890 105 - 6 198 221 979= 25 592 887 916руб.

Таким образом, экономическая эффективность производства вследствие проведения модернизации:

$\Delta П_{\text{чист.}} = 30 991 109895 - 9 592 887916 = 21398221979$  руб.

**Расчет срока окупаемости затрат на замену трубо-поршневой поверочной установки на более производительную.**

Важный показатель, позволяющий оценить эффективность проекта, в который вкладываются денежные средства – период окупаемости. Он показывает срок, в течение которого амортизация и суммы чистой прибыли направляются на возвращение капитала, инвестированного первоначально в дело.

Рассчитать период окупаемость можно по следующей формуле:

$$A = B / C,$$

где А – показатель окупаемости проекта;

В – размер вложенной в проект суммы;

С – чистая годовая прибыль от реализации проекта.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		78

Рассчитаем период окупаемости возврата вложений на замену трубопоршневой поверочной установки:

окупаемости капиталовложений.  $A = 8\,890\,105 / 25\,592\,887 = 0.347$  год

Как видим, с помощью несложным подсчетов мы получаем конкретный срок окупаемости капиталовложений.

**Важно учитывать**, что формула актуальна при выполнении следующих требований:

- Вложения должны осуществляться однократно;
- Все дела, в которые были вложены средства, должны иметь одинаковый период экономического существования;
- После инвестирования, каждый год инвестор будет получать одинаковые денежные суммы в течение всего периода функционирования проекта.

Данный расчет подтверждает целесообразность проекта по замене трубопоршневой поверочной установки на более производительную и доказывает, что при определенных вложениях может увеличиться пропускная способность узла учета нефти ориентировочно на 165% или 2,65 раза, тем самым, из-за увеличения прокачки суточного объема нефти будет увеличена чистая прибыль.

При увеличении пропускной способности СИКН №1011 с 600 000 тонн в год до 1 590 000 тонн в год предприятие позже войдет в зону прибыли, но зона прибыли расширится. Таким образом, можно сделать вывод, что проект по переоборудованию СИКН №1011 является более чем рентабельным.

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

## 16. Социальная ответственность

### 16.1 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,

					Разработка комплекса мероприятий направленных на повышение эффективности эксплуатации системы измерения количества и			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Хачатурян Т.А.			Социальная ответственность	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Брусник О.В.					80	113
<i>Консульт.</i>		Сечин А.А.				<b>ТПУ гр.3-2Б5Д</b>		
<i>Рук-ль ООП</i>		Брусник О.В.						



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

## **16.2. Производственная безопасность**

### **В общем случае при эксплуатации коммерческого 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.

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

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

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. 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.

					Социальная ответственность	Лист
						82
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

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

#### **Отклонение показателей климата на открытом воздухе**

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.

Спецодежда выдается для теплого и холодного периода года.

Выдача СИЗ производится в соответствии с типовыми отраслевыми нормами, утвержденными в установленном порядке.

					Социальная ответственность	Лист
						83
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## **Недостаточное и или слишком интенсивное освещение рабочей зоны**

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 в 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».

## **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.

Громкость ниже 80 дБ обычно не влияет на органы слуха. Нормативный эквивалентный уровень звука установлен равным 80дБА в соответствии с нормативными документами СанПиН 2.2.4.3359-16, приводит к постоянному повышению порога слуха, к повышению кровяного давления.

					Социальная ответственность	Лист
						84
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

– 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, противошумные наушники и встроенные в другие средства индивидуальной защиты противошумные 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 12.1.012-90. 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.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		85

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. 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.

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

### **16.2.2 Анализ выявленных 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.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		86

## Опасность механических повреждений

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 не возможна 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.

## Электробезопасность

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 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 для максимальной защиты персонала необходимо предпринимать следующие меры:

- изолировать токоведущие части оборудования;
- заземлять точки источника питания или искусственной нейтральной точки;
- применять СИЗ, не проводящие токи;

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		87

- 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.

**Возможность накапливания зарядов статического электричества, их опасность и способы нейтрализации.**

Нефть является диэлектриком, сохраняет электрические заряды в течение длительного времени

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

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

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 так-же превышать допустимую скорость наполнения емкостей и скорость движения нефти по трубопроводу.

**16.2.3 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,

					Социальная ответственность	Лист
						88
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



- электроустановок. последствие взрыва при утечках или аварийных выбросах пожа- ровзрывоопасных 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 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 так же введением повышенных требований безопасности при осуществлении учебного процесса.*

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

В целях снижения опасности и вредности производства при эксплуатации СИКН предусматривается следующее:

- применяемое оборудование и трубопроводы системы обеспечивают герметичность технологических процессов;
- оборудование, арматура и трубопроводы по техническим характеристикам обеспечивают безопасную эксплуатацию объекта;

					Социальная ответственность	Лист
						89
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- приборы и средства автоматизации, устанавливаемые на технологическом оборудовании, соответствуют по степени взрывозащиты требованиям ГОСТ 12.2.020-76, предъявляемым к объектам, размещаемым в взрывоопасной зоне;

- защита от статического электричества по ГОСТ 12.1.030-81 и молниезащита обеспечивают безопасное обслуживание и ремонт оборудования, электроустановок, приборов и щитов;

- предусмотрена герметизация процесса учета нефти и поверки средств измерения, закрытая дренажная система, исключая разлив агрессивной рабочей среды и выделение газа в атмосферу.

- экологическая чистота СИКН обеспечивается отсутствием неконтролируемых утечек. Монтаж и эксплуатация оборудования должны осуществляться с соблюдением требований следующей нормативно-технической документации:

- ПБ 08-624-03 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»;

- СНиП 3.05.06-85 "Электротехнические устройства"

### **16.3 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.

					Социальная ответственность	Лист
						90
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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.

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.

					Социальная ответственность	Лист
						91
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

### **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:

- 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 (емкости) 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.

В случае разлива нефти на почву необходимо немедленно выполнить все необходимые мероприятия для локализации разлива, а разлитую нефть откачать в безнапорные дренажные емкости сбора утечек. Загрязненный грунт, если таковой имеется следует собрать и увезти с территории на специально отведенное место.

					Социальная ответственность	Лист
						92
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Плата за загрязнение окружающей природной среды взимается в соответствии с Законом РФ «Об охране окружающей природной среды» от 19 декабря 1991 года или законодательными актами субъектов Федерации, входящих в состав Российской Федерации.

Внесение платы за загрязнение окружающей природной среды не освобождает природопользователей от выполнения мероприятий по охране окружающей среды и рациональному использованию природных ресурсов, а также от возмещения в полном объеме вреда, причиненного окружающей природной среде, здоровью и имуществу граждан, народному хозяйству, в соответствии с действующим законодательством.

*При эксплуатации УК «СИКН ТПУ» пагубное воздействие на окружающую среду исключено путем применения пожаровзрывобезопасной рабочей жидкости вместо нефти, а так же введением повышенных требований безопасности при осуществлении учебного процесса.*

#### **16.4. 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 – 94.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		93

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.

					Социальная ответственность	Лист
						94
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## Заключение

В ходе ВКР был изучен ряд нормативно-технических документов в области эксплуатации и обслуживания действующего СИКН №1011 ООО «Томскнефтепереработка».

Произведен анализ энерго- и ресурсоэффективности технологических процессов и выявлена существующая проблема не эффективной эксплуатации массовых преобразователей расхода Micromotion CMF300.

Разработаны организационные и технические мероприятия, направленные на повышение эффективности эксплуатации СИКН №1011 ПСП ООО «Томскнефтепереработка», по средствам замены трубопоршневой поверочной установки на более производительную.

Произведен расчет расхода нефти через пробозаборное устройство с соблюдением условия изокинетичности скоростей согласно ГОСТ 2517-2012.

Разработаны учебно-методические материалы (лабораторные работы) для учебно-лабораторного стенда СИКН ТПУ.

Рассмотрены технические и технологические стороны процесса перекачки нефти из магистрального нефтепровода через СИКН №1011 в емкости НПЗ ООО «Томскнефтепереработка».

Обоснованы применяемые методы учета нефти на СИКН №1011.

Экономическая эффективность/значимость работы: заключается в замене трубопоршневой поверочной установки на более производительную, объем прокачиваемой нефти увеличивается более чем 2,5 раза при неизменных эксплуатационных затратах, что позволяет значительно сократить время выполнения суточного плана.

					<i>Разработка комплекса мероприятий направленных на повышение эффективности эксплуатации системы измерения количества и</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		Хачатурян Т.А.			<b>Заключение</b>		
<i>Руковод.</i>		Брусник О.В.					
<i>Консульт.</i>							
<i>Рук-ль ООП</i>		Брусник О.В.					
					<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
						95	113
					<b>ТПУ гр.3-2Б5Д</b>		

В ходе Выпускной квалификационной работы были получены результаты, которые используются в рамках проекта разработки учебно-методических материалов и внедрения учебно-лабораторного стенда СИКН в блочном модульном исполнении в образовательный процесс подготовки специалистов трубопроводного транспорта нефти (бакалавров направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки», магистров направления 21.04.01 «Нефтегазовое дело»

Все вышеизложенное дает право утверждать, что предложенные мероприятия по повышению эффективности эксплуатации СИКН1011, являются наиболее оптимальными к применению и экономически выгодны.

					<i>Заключение</i>	<i>Лист</i>
						96
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		



## Список используемых источников

1. ГОСТ Р 8.595–2004. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений. – М.: Изд-во стандартов, 2002.– 11 с. ГОСТ 2517–2012 Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб. – М.: Стандартиформ, 2014. – 35 с.
2. МИ 3532–2015 Рекомендация. ГСИ. Рекомендации по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти – Казань, 2015 – 65 с.
3. МИ 2837–2003. Приемо-сдаточные пункты нефти. Метрологическое и техническое обеспечение. – М.: Госстандарт России, 2003. – 41 с.
4. ГОСТ Р 51858–2002 Нефть. Общие технические условия. – М.: Стандартиформ, 2002. – 10 с.
5. МИ 2775–2002. Порядок метрологического и технического обеспечения промышленной эксплуатации систем измерений количества и показателей качества нефти, трубопоршневых поверочных установок и средств измерений в их составе. – М.: Стандартиформ, 2002. – 18 с.
6. МИ 3081–2007 ГСО. Система измерений количества и показателей качества нефти, светлых нефтепродуктов и жидких углеводородов. Техническое обслуживание и ремонт. – М.: Стандартиформ, 2007. – 60 с.
7. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23–05–95\* М.: – Минрегион, 2010 – 75 с
8. ГОСТ 2517–2012 Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб. – М.: Стандартиформ, 2014. – 35 с.
9. ГОСТ Р 8.563–2009 Государственная система обеспечения единства измерений. Методики (методы) измерений. – М.: Госстандарт России, 2009. – 13 с.

					Разработка комплекса мероприятий направленных на повышение эффективности эксплуатации системы измерения количества и			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Хачатурян Т.А.			Список используемых источников	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.					97	113
Консульт.						<b>ТПУ гр.3-2Б5Д</b>		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

10. МИ 2825–2003. Рекомендация Государственная Система обеспечения единства измерений. Системы измерений количества и показателей качества нефти. Метрологические и технические требования к проектированию. – М.:

11. Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии» ФГУП ВНИИР, 2003. – 31 с.

12. МИ 2825–2003. Рекомендация Государственная Система обеспечения единства измерений. Системы измерений количества и показателей качества нефти. Метрологические и технические требования к проектированию. – М.:

13. Р 50.2.040–2004. Метрологическое обеспечение учета нефти при ее транспортировке по системе магистральных нефтепроводов. – М.: Госстандарт России, 2004. – 66 с.

14. РМГ 86-2009 ГСО. Масса нефти. Методика выполнения измерений в вертикальных резервуарах в системе магистрального нефтепроводного транспорта. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2009. – 24 с.

15. Инструкция по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти СИКН №1011 и резервной схемы учета ООО «ТНП».

16. РМГ 100–2010 Рекомендации по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти. Введены в действие приказом Росстандарта от 21.12.2010 № 829-ст.

17. СН 2.2.4/2.1.8.562-96 Санитарные нормы "Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки" (утв. постановлением Госкомсанэпиднадзора РФ от 31 октября 1996 г. N 36);

18. ГОСТ 12.4.137-84 Обувь специальная кожаная для защиты от нефти, нефтепродуктов, кислот, щелочей, нетоксичной и взрывоопасной пыли. Технические условия;

19. ГОСТ 12265-78 Сапоги резиновые формовые, защищающие от нефти, нефтепродуктов и жиров. Технические условия;

20. ГОСТ 12.4.111-82 Система стандартов безопасности труда (ССБТ).

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

Костюмы мужские для защиты от нефти и нефтепродуктов. Технические условия;

21. ПБ 08-624-03 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»;

22. СНиП 3.05.06-85 "Электротехнические устройства";

23. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы. Свод правил. - М.: Проспект, 2016. – 114 с.

24. ГОСТ 12.1.030-81 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. защитное заземление, зануление;

25. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электрооборудование взрывозащищенное. Термины и определения. Классификация. Маркировка (с Изменениями N 1, 2);

26. ГОСТ 12.1.012-90 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования;

27. ГОСТ 12.1.029-80 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства и методы защиты от шума. Классификация;

28. ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности (с Изменением N 1);

29. СН 2.2.4/2.1.8.562-96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. Санитарные нормы;

30. СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение»;

31. ГОСТ 12.4.124-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования.

32. ГОСТ Р 22.0.02-94 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.

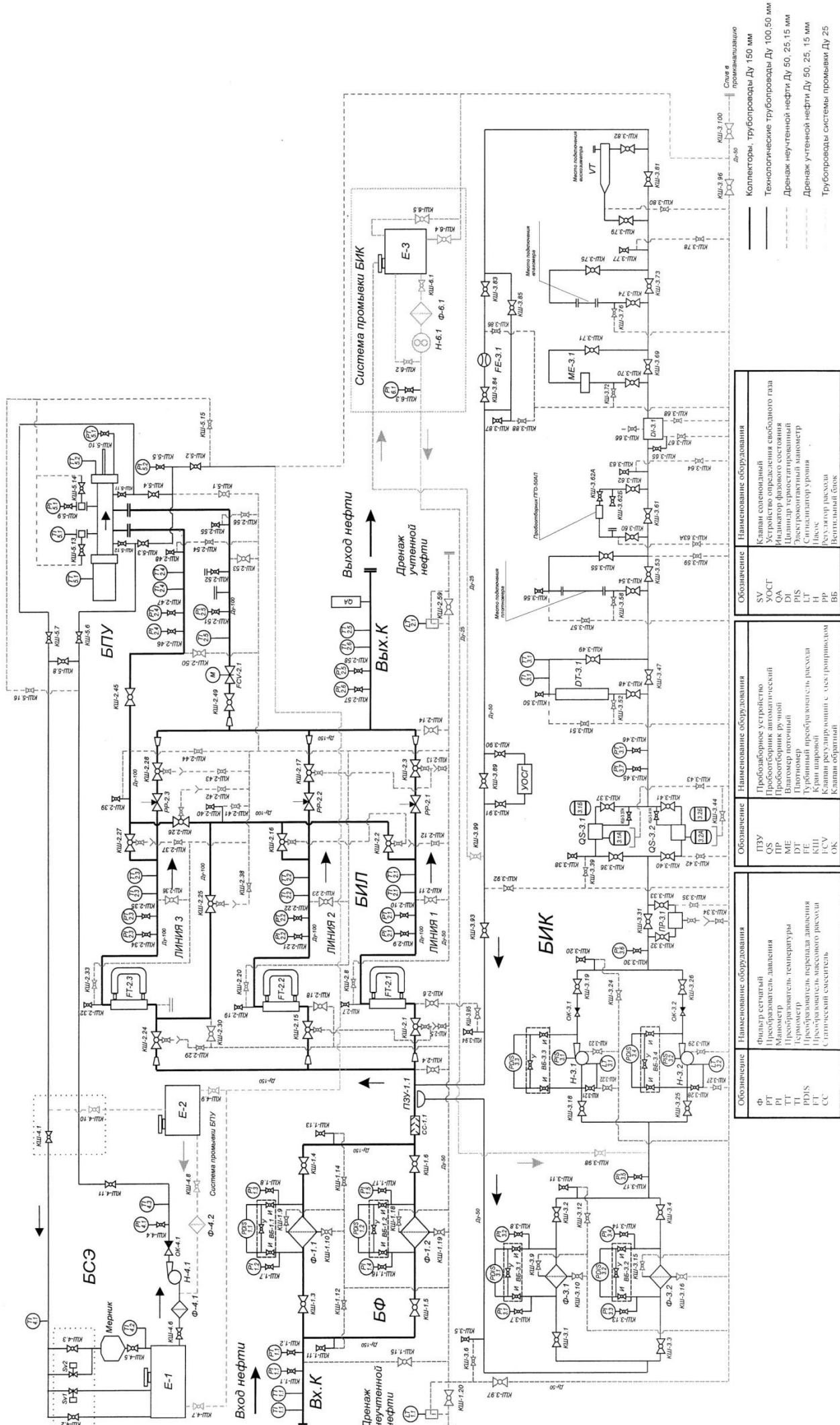
33. РД 39-22-113-78 Временные правила защиты от проявлений статического электричества на производственных установках и сооружениях нефтяной и газовой промышленности.

34. ГОСТ ИЕС 61140-2012 Защита от поражения электрическим током. Общие положения безопасности установок и оборудования.

35. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

					Список используемых источников	Лист
						99
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Технологическая схема  
Система измерения количества и показателей качества нефти (СИКН) №1011



Обозначение	Наименование оборудования	Обозначение	Наименование оборудования	Обозначение	Наименование оборудования
Ф	Фильтр сетчатый	ПРУ	Преобразователь температуры	SV	Клапан сервисный
РТ	Преобразователь давления	ОС	Преобразователь массового расхода	ХОСГ	Устройство оповещения аварийного газа
Р1	Манометр	ПР	Преобразователь ручной	ОА	Устройство оповещения аварийного газа
Т1	Преобразователь температуры	МЕ	Влагодатермометр	ДИ	Цилиндр термометрический
Т2	Термометр	ДТ	Турбинный преобразователь	ПИС	Электронный датчик уровня
РДИС	Преобразователь перепада давления	КР	Кран шаровый	ЛТ	Сигнализатор уровня
ФТ	Преобразователь массового расхода	КРП	Клапан регулирующий с электроприводом	Н	Насос
СС	Системный смеситель	ОК	Клапан регулирующий с электроприводом	Н-Р	Насос регулируемый
				ББ	Безопасный бак

- Коллекторы, трубопроводы Ду 150 мм
- Технологические трубопроводы Ду 100, 50 мм
- - - Дренаж неучтенной нефти Ду 50, 25, 15 мм
- - - Дренаж учтенной нефти Ду 50, 25, 15 мм
- Трубопроводы системы промывки Ду 25



## ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА 1

**Расчет расхода нефти через пробозаборное устройство  
(условие изокинетичности скоростей)**

**Цель работы:** Приобретение практических навыков расчета расхода нефти через ПЗУ для обеспечения представительности пробы.

**Задача:** Рассчитать диапазон расхода нефти через ПЗУ с соблюдением условия изокинетичности скоростей.

**ТЕОРИЯ**

**Представительная проба:** Порция нефти, извлеченная из трубопровода и имеющая физические и химические характеристики, идентичные средним характеристикам всего объема нефти из трубопровода.

Расчет расхода нефти через пробозаборное устройство выполняют в соответствии с требованием ГОСТ 2517 п. 4.13.1.2, устанавливающим требование о равенстве скорости жидкости на входе в пробозаборное устройство и линейной скорости жидкости в трубопроводе в месте отбора проб в том же направлении (**условие изокинетичности скоростей**).

Пробу из трубопровода отбирают только в процессе перекачивания при скорости жидкости на входе в пробозаборное устройство, равной средней линейной скорости жидкости в трубопроводе в том же направлении.

Допускается отбирать пробу при скорости жидкости на входе в пробозаборное устройство не менее половины или не более чем в два раза средней линейной скорости жидкости в трубопроводе.

Пробозаборное устройство устанавливают внутри трубопровода в однородном потоке (содержание воды, солей и механических примесей одинаково по поперечному сечению) жидкости на вертикальном или горизонтальном участке трубопровода при высокой линейной скорости движения жидкости, после насоса или перемешивающего устройства.

На вертикальном участке трубопровода пробозаборное устройство устанавливают в конце участка по направлению движения жидкости на расстоянии половины диаметра

трубопровода до начала его изгиба, если участок трубопровода только восходящий или только нисходящий.

Пробозаборное устройство устанавливают в конце второго участка по направлению движения жидкости на расстоянии половины диаметра трубопровода до начала его изгиба, если трубопровод имеет восходящий и нисходящий вертикальные участки, расположенные рядом.

Длина только восходящего или только нисходящего вертикального участка трубопровода или суммарная длина вертикальных участков, расположенных рядом, должна быть не менее шести диаметров трубопровода.

На горизонтальном участке трубопровода узел выхода пробозаборного устройства располагают сверху.

На вертикальном или горизонтальном участке трубопровода, по которому течет однородный поток нефти или нефтепродукта, устанавливают пробозаборное устройство в виде одной трубки с загнутым концом независимо от диаметра трубопровода. Загнутый конец трубки располагают по оси трубопровода навстречу потоку.

При неоднородном потоке жидкости устанавливают вертикально по диаметру трубопровода пробозаборное устройство щелевого типа с одним или пятью отверстиями ориентированными навстречу потоку.

Допускается устанавливать пробозаборное устройство в виде пробозаборных трубок с загнутыми концами, направленными навстречу потоку:

- одна трубка - при диаметре до 100 мм;
- три трубки - при диаметре от 100 до 400 мм;
- пять трубок - при диаметре свыше 400 мм.

Пробозаборное устройство, состоящее из одной пробозаборной трубки с загнутым концом, устанавливают на вертикальном или горизонтальном участке трубопровода независимо от диаметра трубопровода. Загнутый конец трубки располагают по оси трубопровода навстречу потоку.

В пробозаборном устройстве из пяти трубок открытые загнутые концы трубок устанавливают по вертикальному сечению трубопровода следующим образом:

- одну трубку диаметром  $d_1$  - на оси трубопровода;
- две трубки диаметром  $d_2$  - по обе стороны горизонтальной оси по вертикали на

расстоянии 0,4 радиуса трубопровода;

- две трубки диаметром  $d_3$ - по обе стороны горизонтальной оси по вертикали на расстоянии 0,8 радиуса трубопровода.

Соотношение диаметров трубок  $d_1 : d_2 : d_3$  должно быть 6:10:13.

В пробозаборном устройстве из трех трубок открытые загнутые концы трубок устанавливают следующим образом:

- одну трубку - на оси трубопровода;

- две трубки - по обе стороны горизонтальной оси по вертикали на расстоянии 0,66 радиуса трубопровода.

Трубки должны быть одинакового диаметра.

Диаметр пробозаборной трубки, если пробозаборное устройство состоит из одной трубки, или наименьший диаметр пробозаборной трубки, если пробозаборное устройство состоит из нескольких трубок, должен быть:

6 мм - при кинематической вязкости нефти до 15 мм<sup>2</sup>/с (15 сСт) при температуре 20 °С;

12 мм - при кинематической вязкости нефти, равной и выше 15 мм<sup>2</sup>/с (15 сСт) при температуре 20 °С.

## **РЕКОМЕНДАЦИИ СТУДЕНТАМ ПРИ ВЫПОЛНЕНИИ ЛАБОРАТОРНОЙ РАБОТЫ**

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

$$Q_{\text{пзу}} = Q_{\text{тр}} \cdot \frac{S_{\text{пзу}}}{S_{\text{тр}}},$$

где  $Q_{\text{пзу}}$  - расход на входе в пробозаборное устройство, м<sup>3</sup>/ч;

$Q_{\text{тр}}$  - расход в трубопроводе в месте отбора проб, м<sup>3</sup>/ч;

$S_{\text{пзу}}$  - площадь входного поперечного сечения пробозаборного устройства, мм<sup>2</sup>;

$S_{\text{тр}}$  - площадь поперечного сечения трубопровода, мм<sup>2</sup>.

Примечание - Фактическое значение расхода  $Q_{\text{пзу}}$  согласно ГОСТ 2517 (п. 4.13.1.3)



может отличаться от рассчитанного по формуле (1) в два раза в большую или меньшую сторону.

Примеры.

1. Определить расход через пробозаборное устройство из трех трубок диаметром  $d = 15$  мм, установленное на трубопроводе диаметром  $D_y = 200$  мм, при среднем объеме перекачки  $Q_{тр} = 600$  м<sup>3</sup>/ч.

$$S_{тр} = \pi D_y^2 / 4 = 31416 \text{ мм}^2,$$

$$S_{ПЗУ} = 3\pi d^2 / 4 = 530 \text{ мм}^2,$$

$$Q_{ПЗУ} = 600 \cdot (530 / 31416) = 10,12 \text{ м}^3/\text{ч}$$

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  $D_y = 1200$  мм, средний объем перекачки  $Q_{тр} = 4000$  м<sup>3</sup>/ч.

$$S_{тр} = \pi D_y^2 / 4 = 1130973 \text{ мм}^2,$$

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

$$Q_{ПЗУ} = 4000 \cdot (1803 / 1130973) = 6,38 \text{ м}^3/\text{ч}$$

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

3. Рассчитать диапазон рабочих значений расходов через щелевое пробозаборное устройство с площадью сечения 918 мм, установленное на трубопроводе диаметром  $D_y = 147$  мм, при диапазоне расходов нефти в трубопроводе от 31,07 т/ч до 185,24 т/ч. Результаты оформить в виде таблицы. Расчет произвести при плотности нефти равной 842 кг/м<sup>3</sup>.

Наименование	Обозначение	Формула	Расчет
Расход нефти в ПЗУ и в трубопроводе БИК, м <sup>3</sup> /ч	$Q_{\text{ПЗУmax}}$ , $Q_{\text{ПЗУmin}}$	$Q_{\text{трmax}} * S_{\text{ПЗУ}} / S_{\text{тр}}$ , $Q_{\text{трmin}} * S_{\text{ПЗУ}} / S_{\text{тр}}$	$220 * 918 / 16972 = 11,9$ , $36,9 * 918 / 16972 = 1,99$
Расход нефти в трубопроводе в месте отбора пробы, т/ч	$Q_{\text{трmax}}$ , $Q_{\text{трmin}}$	По проекту	31,07 185,24
Расход нефти в трубопроводе в месте отбора пробы, м <sup>3</sup> /ч	$Q_{\text{трmax}}$ , $Q_{\text{трmin}}$	$Q \text{ м}^3/\text{ч} = Q_{\text{т/ч}} * \rho / 1000$	220,0 36,9
Площадь входного сечения ПЗУ, мм <sup>2</sup>	$S_{\text{ПЗУ}}$	По паспорту	918
Площадь поперечного сечения трубопровода, мм <sup>2</sup>	$S_{\text{тр}}$	$\pi * D^2 / 4$	16972
Диаметр трубопровода в месте отбора пробы, мм	$D_y$	По проекту	147

Таблица соответствия расходов СИКН и БИК

$G_{\text{СИКН}}$ , т/ч	$Q_{\text{СИКН}}$ , м <sup>3</sup> /ч	$Q_{\text{БИК}}$ расчетный, м <sup>3</sup> /ч	$Q_{\text{БИК}}$ рабочий, м <sup>3</sup> /ч
31,07	36,9	1,99	0,995 – 3,98
33,68	40	2,16	1,08 - 4,32
50,52	60	3,25	1,625 - 6,5
67,36	80	4,33	2,165 – 8,66
84,2	100	5,41	2,705– 10,82
101,04	120	6,49	3,245– 12,98
117,88	140	7,57	3,785– 15,14
134,72	160	8,65	4,325 – 17,3
151,56	180	9,74	4,87 – 19,48
168,4	200	10,81	5,405– 21,62
185,24	220	11,9	5,95 – 23,8

## ВАРИАНТЫ ДЛЯ САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ

### Вариант 1

1. Определить расход через пробозаборное устройство из трех трубок диаметром  $d = 12$  мм, установленное на трубопроводе диаметром  $D_y = 300$  мм, при среднем объеме перекачки  $Q_{тр} = 680$  м<sup>3</sup>/ч.

2. Определить расход через пробозаборное устройство из пяти трубок с соотношением диаметров трубок  $d_1:d_2:d_3 = 6:10:13$ ,  $d_1 = 6$  мм,  $d_2 = 10$  мм,  $d_3 = 13$  мм. Пробозаборное устройство установлено на трубопроводе  $D_y = 800$  мм, средний объем перекачки  $Q_{тр} = 3000$  м<sup>3</sup>/ч.

3. Рассчитать диапазон рабочих значений расходов через щелевое пробозаборное устройство с площадью сечения 900 мм, установленное на трубопроводе диаметром  $D_y = 150$  мм, при диапазоне расходов нефти в трубопроводе от 28,2 т/ч до 190,5 т/ч. Результаты оформить в виде таблицы. Расчет произвести при плотности нефти равной 845,0 кг/м<sup>3</sup>.

Наименование	Обозначение	Формула	Расчет
Расход нефти в ПЗУ и в трубопроводе БИК, м <sup>3</sup> /ч	$Q_{ПЗУmax}$ , $Q_{ПЗУmin}$	$Q_{трmax} * S_{ПЗУ} / S_{тр}$ , $Q_{трmin} * S_{ПЗУ} / S_{тр}$	
Расход нефти в трубопроводе в месте отбора пробы, т/ч	$Q_{трmax}$ , $Q_{трmin}$	По проекту	
Расход нефти в трубопроводе в месте отбора пробы, м <sup>3</sup> /ч	$Q_{трmax}$ , $Q_{трmin}$	$Q$ м <sup>3</sup> /ч = $Q$ т/ч * $\rho/1000$	
Площадь входного сечения ПЗУ, мм <sup>2</sup>	$S_{ПЗУ}$	По паспорту	
Площадь поперечного сечения трубопровода, мм <sup>2</sup>	$S_{тр}$	$\pi * D^2 / 4$	
Диаметр трубопровода в месте отбора пробы, мм	$D_y$	По проекту	

## Вариант 2

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  $Q_{тр} = 630$  м<sup>3</sup>/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  $Q_{тр} = 2700$  м<sup>3</sup>/ч.

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

Наименование	Обозначение	Формула	Расчет
Расход нефти в ПЗУ и в трубопроводе БИК, м <sup>3</sup> /ч	$Q_{ПЗУmax}$ , $Q_{ПЗУmin}$	$Q_{трmax} * S_{ПЗУ} / S_{тр}$ , $Q_{трmin} * S_{ПЗУ} / S_{тр}$	
Расход нефти в трубопроводе в месте отбора пробы, т/ч	$Q_{трmax}$ , $Q_{трmin}$	По проекту	
Расход нефти в трубопроводе в месте отбора пробы, м <sup>3</sup> /ч	$Q_{трmax}$ , $Q_{трmin}$	$Q \text{ м}^3/\text{ч} = Q_{т/ч} * \rho / 1000$	
Площадь входного сечения ПЗУ, мм <sup>2</sup>	$S_{ПЗУ}$	По паспорту	
Площадь поперечного сечения трубопровода, мм <sup>2</sup>	$S_{тр}$	$\pi * D^2 / 4$	
Диаметр трубопровода в месте отбора пробы, мм	$D_y$	По проекту	

### Вариант 3

1. Определить расход через пробозаборное устройство из трех трубок диаметром  $d = 16$  мм, установленное на трубопроводе диаметром  $D_y = 225$  мм, при среднем объеме перекачки  $Q_{тр} = 610$  м<sup>3</sup>/ч.

2. Определить расход через пробозаборное устройство из пяти трубок с соотношением диаметров трубок  $d_1:d_2:d_3 = 6:10:13$ ,  $d_1 = 9,5$  мм,  $d_2 = 15$  мм,  $d_3 = 19,5$  мм. Пробозаборное устройство установлено на трубопроводе  $D_y = 600$  мм, средний объем перекачки  $Q_{тр} = 2300$  м<sup>3</sup>/ч.

3. Рассчитать диапазон рабочих значений расходов через щелевое пробозаборное устройство с площадью сечения  $798$  мм, установленное на трубопроводе диаметром  $D_y = 125$  мм, при диапазоне расходов нефти в трубопроводе от  $20,7$  т/ч до  $156,2$  т/ч. Результаты оформить в виде таблицы. Расчет произвести при плотности нефти равной  $847,0$  кг/м<sup>3</sup>.

Наименование	Обозначение	Формула	Расчет
Расход нефти в ПЗУ и в трубопроводе БИК, м <sup>3</sup> /ч	$Q_{ПЗУmax}$ , $Q_{ПЗУmin}$	$Q_{трmax} * S_{ПЗУ} / S_{тр}$ , $Q_{трmin} * S_{ПЗУ} / S_{тр}$	
Расход нефти в трубопроводе в месте отбора пробы, т/ч	$Q_{трmax}$ , $Q_{трmin}$	По проекту	
Расход нефти в трубопроводе в месте отбора пробы, м <sup>3</sup> /ч	$Q_{трmax}$ , $Q_{трmin}$	$Q \text{ м}^3/\text{ч} = Q_{т/ч} * \rho / 1000$	
Площадь входного сечения ПЗУ, мм <sup>2</sup>	$S_{ПЗУ}$	По паспорту	
Площадь поперечного сечения трубопровода, мм <sup>2</sup>	$S_{тр}$	$\pi * D^2 / 4$	
Диаметр трубопровода в месте отбора пробы, мм	$D_y$	По проекту	

## Вариант 4

1. Определить расход через пробозаборное устройство из трех трубок диаметром  $d = 18$  мм, установленное на трубопроводе диаметром  $D_y = 350$  мм, при среднем объеме перекачки  $Q_{тр} = 740$  м<sup>3</sup>/ч.

2. Определить расход через пробозаборное устройство из пяти трубок с соотношением диаметров трубок  $d_1:d_2:d_3 = 6:10:13$ ,  $d_1 = 24$  мм,  $d_2 = 40$  мм,  $d_3 = 52$  мм. Пробозаборное устройство установлено на трубопроводе  $D_y = 1400$  мм, средний объем перекачки  $Q_{тр} = 5000$  м<sup>3</sup>/ч.

3. Рассчитать диапазон рабочих значений расходов через щелевое пробозаборное устройство с площадью сечения  $978$  мм, установленное на трубопроводе диаметром  $D_y = 200$  мм, при диапазоне расходов нефти в трубопроводе от  $35,2$  т/ч до  $230,1$  т/ч. Результаты оформить в виде таблицы. Расчет произвести при плотности нефти равной  $851,0$  кг/м<sup>3</sup>.

Наименование	Обозначение	Формула	Расчет
Расход нефти в ПЗУ и в трубопроводе БИК, м <sup>3</sup> /ч	$Q_{ПЗУmax}$ , $Q_{ПЗУmin}$	$Q_{трmax} * S_{ПЗУ} / S_{тр}$ , $Q_{трmin} * S_{ПЗУ} / S_{тр}$	
Расход нефти в трубопроводе в месте отбора пробы, т/ч	$Q_{трmax}$ , $Q_{трmin}$	По проекту	
Расход нефти в трубопроводе в месте отбора пробы, м <sup>3</sup> /ч	$Q_{трmax}$ , $Q_{трmin}$	$Q \text{ м}^3/\text{ч} = Q_{т/ч} * \rho / 1000$	
Площадь входного сечения ПЗУ, мм <sup>2</sup>	$S_{ПЗУ}$	По паспорту	
Площадь поперечного сечения трубопровода, мм <sup>2</sup>	$S_{тр}$	$\pi * D^2 / 4$	
Диаметр трубопровода в месте отбора пробы, мм	$D_y$	По проекту	

## Вариант 5

1. Определить расход через пробозаборное устройство из трех трубок диаметром  $d = 14$  мм, установленное на трубопроводе диаметром  $D_y = 300$  мм, при среднем объеме перекачки  $Q_{тр} = 710$  м<sup>3</sup>/ч.

2. Определить расход через пробозаборное устройство из пяти трубок с соотношением диаметров трубок  $d_1:d_2:d_3 = 6:10:13$ ,  $d_1 = 15$  мм,  $d_2 = 25$  мм,  $d_3 = 32,5$  мм. Пробозаборное устройство установлено на трубопроводе  $D_y = 900$  мм, средний объем перекачки  $Q_{тр} = 4300$  м<sup>3</sup>/ч.

3. Рассчитать диапазон рабочих значений расходов через щелевое пробозаборное устройство с площадью сечения 855 мм, установленное на трубопроводе диаметром  $D_y = 225$  мм, при диапазоне расходов нефти в трубопроводе от 30,4 т/ч до 186,3 т/ч. Результаты оформить в виде таблицы. Расчет произвести при плотности нефти равной 858,0 кг/м<sup>3</sup>.

Наименование	Обозначение	Формула	Расчет
Расход нефти в ПЗУ и в трубопроводе БИК, м <sup>3</sup> /ч	$Q_{ПЗУmax}$ , $Q_{ПЗУmin}$	$Q_{трmax} * S_{ПЗУ} / S_{тр}$ , $Q_{трmin} * S_{ПЗУ} / S_{тр}$	
Расход нефти в трубопроводе в месте отбора пробы, т/ч	$Q_{трmax}$ , $Q_{трmin}$	По проекту	
Расход нефти в трубопроводе в месте отбора пробы, м <sup>3</sup> /ч	$Q_{трmax}$ , $Q_{трmin}$	$Q \text{ м}^3/\text{ч} = Q_{\text{т/ч}} * \rho / 1000$	
Площадь входного сечения ПЗУ, мм <sup>2</sup>	$S_{ПЗУ}$	По паспорту	
Площадь поперечного сечения трубопровода, мм <sup>2</sup>	$S_{тр}$	$\pi * D^2 / 4$	
Диаметр трубопровода в месте отбора пробы, мм	$D_y$	По проекту	



## КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Что такое представительная проба?
2. Условие изокинетичности скоростей?
3. Цель соблюдения условия изокинетичности скоростей?
4. Какой должен быть диаметр пробозаборной трубки, если пробозаборное устройство состоит из одной трубки, при кинематической вязкости нефти до  $15 \text{ мм}^2/\text{с}$  ( $15 \text{ сСт}$ ), при температуре  $20 \text{ }^\circ\text{C}$ ?
5. Какой должен быть диаметр пробозаборной трубки при кинематической вязкости нефти, равной и выше  $15 \text{ мм}^2/\text{с}$  ( $15 \text{ сСт}$ ) при температуре  $20 \text{ }^\circ\text{C}$ ?
6. Каким должно быть соотношение диаметров трубок  $d_1 : d_2 : d_3$  в пробозаборном устройстве из пяти трубок?
7. ПЗУ с каким количеством пробозаборных трубок с загнутыми концами, направленными навстречу потоку устанавливают на трубопроводе диаметром до  $100 \text{ мм}$ ?
8. ПЗУ с каким количеством пробозаборных трубок с загнутыми концами, направленными навстречу потоку устанавливают на трубопроводе диаметром от  $100$  до  $400 \text{ мм}$ ?
9. ПЗУ с каким количеством пробозаборных трубок с загнутыми концами, направленными навстречу потоку устанавливают на трубопроводе диаметром свыше  $400 \text{ мм}$ ?
10. Во сколько раз допускается отклонение скорости жидкости на входе в пробозаборное устройство, от средней линейной скорости жидкости в трубопроводе?