

Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
 Отделение нефтегазового дела

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
<b>Анализ эффективности технологического процесса на системе измерения количества и показаний качества нефти № 573 приемо–сдаточный пункт Раскино (Томская область)</b> УДК 622.692.26.05.02(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б53Т	Корнилова Валерия Вячеславовна		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД, ИШПР	Хомяков Иван Сергеевич	К.Х.Н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гладких Марина Алексеевна			

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН, ШБИП	Киселева Елена Станиславовна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ООД, ШБИП	Дашковский Анатолий Григорьевич	К.Т.Н.		

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП

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

### ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

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

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б53Т	Корнилова Валерия Вячеславовна

Тема работы:

Анализ эффективности технологического процесса на системе измерения количества и показаний качества нефти № 573 приемо–сдаточный пункт Раскино (Томская область)
------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Утверждена приказом директора (дата, номер)	01.03.2019 г. № 1653/с
---------------------------------------------	------------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	10.06.2019г.
------------------------------------------	--------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	<i>Объектом исследования является работа СИКН. На ПСП находятся объекты в которых в непрерывном режиме находятся нефть и нефтепродукты. Объекты относятся к технологическим сооружениям повышенной опасности, требующие особых условий эксплуатации.</i>
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Анализ нормативной документации, действующей в области разработки и проектирования систем измерения количества и показателей качества нефти;</li> <li>2. Определение оборудования, подлежащего замене в процессе проведения технического перевооружения;</li> <li>3. Анализ пределов относительной погрешности измерений массы нетто нефти после проведения технического перевооружения;</li> <li>4. Анализ гидравлических потерь в СИКН после проведения технического перевооружения.</li> </ol>
Перечень графического материала	
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
«Социальная ответственность»	Дашковский Анатолий Григорьевич
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Киселева Елена Станиславовна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
1. <i>Объект исследования</i>	
2. <i>Определение средств измерения и оборудования, подлежащего замене в процессе проведения технического перевооружения</i>	
3. <i>Расчет погрешности измерения массы нефти</i>	

4. Расчет гидравлических потерь в СИКН после проведения технического перевооружения
5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
6. Социальная ответственность

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

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД ИШПР	Хомяков Иван Сергеевич	К.х.н., доцент		
Старший преподаватель	Гладких Марина Алексеевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б53Т	Корнилова Валерия Вячеславовна		

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

Студенту:

<b>Группа</b> 3-2Б53Т	<b>ФИО</b> Корниловой Валерии Вячеславовне
--------------------------	-----------------------------------------------

<b>Инженерная школа</b>	<b>Инженерная школа природных ресурсов</b>	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	Нефтегазовое дело
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01

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

<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Затраты на замену автоматического пробоотборника «ВИРА-1-50-63»</i>
-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	------------------------------------------------------------------------

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

<i>1. Структура работ в рамках проекта</i>	<i>Создан перечень работ и распределение исполнителей.</i>
<i>2. Определение трудоемкости выполнения работ</i>	<i>Произведен расчет: показатель ожидаемого значения трудоемкости выполненной работы, продолжительность каждого вида работ в рабочих днях.</i>
<i>3. Расчет материальных затрат научно-технического исследования</i>	<i>Выполнены расчеты: затрат на материалы и запчасти.</i>
<i>4. Расчет основной заработной платы исполнителей темы</i>	<i>Произведен расчет основной заработной платы персонала задействованного в работе.</i>
<i>5. Расчет дополнительной заработной платы исполнителей темы</i>	<i>Произведен расчет дополнительной заработной платы персонала задействованного в работе.</i>
<i>6. Расчет накладных расходов</i>	<i>Произведен расчет накладных расходов.</i>

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

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
-------------------------------------------------------------	--

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН, ШБИП	Киселева Елена Станиславовна	к.э.н		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б53Т	Корнилова Валерия Вячеславовна		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

<b>Группа</b>		<b>ФИО</b>	
3-2Б53Т		Корнилова Валерия Вячеславовна	
<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение</b>	<b>ОНД</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Специальность</b>	21.03.01

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

1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса,	Помещение с естественной вентиляцией воздуха. производственного корпуса. В помещении размещено оборудование: система измерения количества и показаний качества нефти ; площадь помещения составляет: 304 м2.
2. Отбор законодательных и нормативных документов по теме.	ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация». Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ, Технический регламент о требованиях пожарной безопасности.
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:	Анализ выявленных вредных факторов: -шум от работы , -
2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности	Анализ выявленных опасных факторов: - Электрический ток. -
3. Охрана окружающей среды:.	Анализ воздействия объекта на атмосферу. Решение по обеспечению экологической безопасности.
4. Защита в чрезвычайных ситуациях: -	Вероятной ЧС является пожар, средства тушения, средства защиты
5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности и социальной защиты работников на предприятии	Специальные правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Дашковский Анатолий Григорьевич	кандидат технических наук		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б53Т	Корнилова Валерия Вячеславовна		

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

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

Период выполнения \_\_\_\_\_ весенний семестр 2019 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа
---------------------

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	10.06.19
------------------------------------------	----------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
15.03.2019	<i>Объект исследования</i>	10
20.03.2019	<i>Определение средств измерения и оборудования, подлежащего замене в процессе проведения технического перевооружения</i>	15
02.04.2019	<i>Расчет погрешности измерения массы нефти</i>	15
25.04.2019	<i>Расчет гидравлических потерь в СИКН после проведения технического перевооружения</i>	25
24.04.2019	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.</i>	20
30.05.2019	<i>Социальная ответственность.</i>	15

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД ИШПР	Хомяков Иван Сергеевич	К.х.н., доцент		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гладких Марина Алексеевна			

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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



*Планируемые результаты обучения*

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<i>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7) (ЕАС-4.2a) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3e)
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике,	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18)

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
	организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	(ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
Р8	Осуществлять <i>маркетинговые исследования</i> и участвовать в создании проектов, повышающих <i>эффективность использования ресурсов</i>	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)</i>
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
Р9	Определять, систематизировать и получать необходимые <i>данные для экспериментально-исследовательской деятельности</i> в нефтегазовой отрасли	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК- 24, ПК-25, ПК-26)</i>
Р10	<i>Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий</i>	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)</i>
<i>в области проектной деятельности</i>		
Р11	Способность применять знания, современные методы и <i>программные средства проектирования</i> для <i>составления проектной и рабочей и технологической документации</i> объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3c), (ЕАС-4.2-e)</i>

## РЕФЕРАТ

Выпускная аттестационная работа 97 с., 8 рис., 18 табл., 45 источников.

Ключевые слова: СИКН, НЕФТЬ, ИЗМЕРИТЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ, ПОГРЕШНОСТЬ, СРЕДСТВО ИЗМЕРЕНИЙ, РАСХОДОМЕР.

Объектом исследования является система измерений количества и показателей качества нефти № X.

В процессе исследования проводились: анализ нормативной документации действующей в области разработки и проектирования систем измерений количества и показателей качества нефти, расчёт погрешности измерений массы нефти с помощью СИКН №X косвенным и прямым методами динамических измерений, определение оборудования, подлежащего замене в процессе проведения технического перевооружения.

Область применения: учет и сдача нефти в магистральный нефтепровод.

Экономическая эффективность/значимость работы: проведение технического перевооружения позволит обеспечить соответствие СИКН действующим нормативным документам.

## СПИСОК ПРИНЯТЫХ СОКРАЩЕНИЙ

БИК	–	блок измерений показателей качества нефти;
БИЛ	–	Блок измерительных линий;
БПУ	–	блок стационарной проверочной установки;
БФ	–	блок фильтров;
ИЛ	–	измерительная линия;
КМХ	–	контроль метрологических характеристик;
КТ	–	комплекс технологический;
ПЗУ	–	пробозаборное устройство;
ПСП	–	приемо-сдаточный пункт;
ПУ	–	поверочная установка;
СИ	–	средства измерений;
СИКН	–	система измерений количества и показателей качества нефти;
СОИ	–	система обработки информации;
СРМ	–	счетчик-расходомер массовый;
ЭПУ	–	эталонная поверочная установка;
ХАЛ	–	химико-аналитическая лаборатория

## Термины и определения

Блок измерений показателей качества нефти: часть системы измерений количества и качества нефти, состоящий из измерительных приборов, технологического оборудования, предназначенного для отбора проб и измерения качества нефти.

Блок измерительных линий: часть системы измерений количества и качества нефти, состоящий из входного и выходного коллекторов, коллектора к поверочной установке, измерительных линий и дренажной системы.

Измерительная линия: часть измерительной системы количества и качества нефти, состоящая из преобразователя расхода в комплекте со струевыпрямителем, карманом для термометра, преобразователями давления и температуры, манометром, термометрами, запорной и регулирующей арматурой, фильтрами.

Контрольно-резервная измерительная линия: измерительная линия, которая предназначена для контроля метрологических характеристик рабочих преобразователей расхода в межповерочный период, а так же в качестве включения в работу в качестве резервной измерительной линии.

Рабочая измерительная линия: измерительная линия, которая находится в в работе при нормальном режиме эксплуатации системы измерения количества и качества нефти.

Резервная измерительная линия: измерительная линия, которая находится в ненагруженном состоянии – резерве, и может быть включена в работу в любой момент времени.

Система измерений количества и показателей качества нефти: техническое объединение средств измерений, системы обработки информации, технологического и иного оборудования, предназначенного для прямых или косвенных динамических измерений массы и показателей качества нефти.

Средство измерений: техническое средство для измерений.

Оглавление	
Введение	16
1 ОБЪЕКТ ИССЛЕДОВАНИЯ.....	19
1.1 Характеристика района расположения СИКН.....	19
1.2 Состав СИКН.....	19
1.3 Характеристики рабочей среды.....	20
1.4 Основные характеристики СИКН .....	21
1.5 Основные показатели функционирования СИКН.....	23
1.6 Основные функции, выполняемые СИКН .....	25
1.7 Средства измерений и технологическое оборудование, входящие в СИКН	25
1.7.1 Блок измерительных линий (БИЛ).....	27
1.7.2 Блок измерения показателей качества.....	28
1.7.3 Блок стационарной поверочной установки.....	30
1.7.4 Эталонная поверочная установка.....	31
1.7.5 Узел регулирования давления .....	32
2 ОПРЕДЕЛЕНИЕ СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ И ОБОРУДОВАНИЯ, ПОДЛЕЖАЩЕГО ЗАМЕНЕ В ПРОЦЕССЕ ПРОВЕДЕНИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО ПЕРЕВООРУЖЕНИЯ.....	34
2.1 Замена турбинных преобразователей расхода на кориолисовые счетчики-расходомеры массовые .....	34
2.1.1 Методики выполнения измерений массы товарной нефти и нефтепродуктов .....	34
2.1.2 Турбинные преобразователи расхода жидкости .....	35
2.1.3 Принцип работы турбинных преобразователей расхода жидкости	36
2.1.4 Счетчики-расходомеры массовые.....	37
2.1.5 Замена турбинных преобразователей расхода на кориолисовые счетчики-расходомеры массовые .....	42

2.2	Замена существующих автоматических пробоотборников в БИК42	
2.3	Установка подогревателя нефти в БИК.....	43
2.4	Замена существующих фильтров на входе БИК .....	46
3	РАСЧЕТ ПОГРЕШНОСТИ ИЗМЕРЕНИЯ МАССЫ НЕФТИ .....	47
3.1	Расчет относительной погрешности массы нефти при косвенном методе динамических измерений .....	47
3.1.1	Определение погрешности измерения температуры .....	49
3.1.2	Определение погрешности измерения плотности.....	50
3.2	Расчет относительной погрешности массы нефти при прямом методе динамических измерений .....	52
3.2.1	Расчет пределов относительной погрешности измерений массы брутто нефти.....	52
3.2.2	Расчет пределов относительной погрешности измерений массы нетто нефти	53
4	РАСЧЕТ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ В СИКН ПОСЛЕ ПРОВЕДЕНИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО ПЕРЕВООРУЖЕНИЯ.....	57
4.1	Потери давления по длине прямой трубы.....	57
4.2	Потери давления в диффузорах.....	58
4.3	Потери давления в конфузорах .....	59
4.4	Потери давления в отводах .....	59
4.5	Потери давления в тройниках .....	60
4.6	Расчет гидравлических потерь в СИКН в режиме измерения ...	63
4.7	Расчет гидравлических потерь в СИКН в режиме поверки .....	66
5	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	69
5.1	Планирование управления научно-техническим проектом .....	69
5.1.1	Структура работ в рамках проекта.....	69
5.1.2	Определение трудоемкости выполнения работ.....	71
5.1.3	Расчет материальных затрат научно-технического исследования	72
5.1.4	Расчет основной заработной платы исполнителей темы.....	73

5.1.5	Расчет дополнительной заработной платы исполнителей темы	75
5.1.6	Расчет накладных расходов .....	76
6	Социальная ответственность.....	78
6.1	Анализ вредных производственных факторов.....	78
6.2	Анализ опасных производственных факторов.....	79
6.3	Охрана окружающей среды.....	82
6.3.1	Анализ воздействия объекта на атмосферу .....	82
6.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	84
6.5	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности и социальной защиты работников на предприятии .....	87
	Заключение .....	91



## ВВЕДЕНИЕ

Системы учета нефти имеют важное значение в процессе транспортировки нефти от скважины к потребителю. И здесь возникает проблема количественных потерь. Допустимая нормативной документацией погрешность измерений массы нетто нефти динамическими методами составляет 0,25-0,35%. При многократном учете одних и тех же партий нефти в системах трубопроводов от места добычи и подготовки до пункта реализации суммарная погрешность может достигать до 2-3%. Решением этой проблемы может стать внедрение и техническое перевооружение на узлах учета системы измерения количества и качества нефти (СИКН).

Целью работы является определение оборудования, подлежащего замене в процессе проведения технического перевооружения СИКН.

Основной задачей технического перевооружения СИКН является сведение к минимуму объемов строительных работ, а также оптимальное использование современных технических процессов и технологического оборудования.

Согласно [1] техническое перевооружение опасного производственного объекта – это приводящие к изменению технологического процесса на опасном производственном объекте внедрение новой технологии, автоматизация опасного производственного объекта или его отдельных частей, модернизация или замена применяемых на опасном производственном объекте технических устройств.

Для достижения поставленной цели в работе выполнены нижеперечисленные задачи:

- анализ нормативной документации, действующей в области разработки и проектирования систем измерения количества и показателей качества нефти;
- определение оборудования, подлежащего замене в процессе проведения технического перевооружения;

- анализ пределов относительной погрешности измерений массы нетто нефти после проведения технического перевооружения;
- анализ гидравлических потерь в СИКН после проведения технического перевооружения.

## 1 ОБЪЕКТ ИССЛЕДОВАНИЯ

### 1.1 Характеристика района расположения СИКН

СИКН расположен на территории приемо-сдаточного пункта «Х», который находится в Александровском районе Томской области. Климат района континентальный, влажный, приравнен к районам крайнего севера.

В соответствии с СП 131.13330.2012 [2] район относится к северной строительно-климатической зоне, климатическому подрайону ID. Климатические условия района приведены в таблице 1.

Таблица 1 Климатические условия

Наименование параметра	Значение
Абсолютная минимальная температура воздуха, °С	минус 53
Абсолютная максимальная температура воздуха, °С	плюс 35
Нормативное значение ветрового давления для I района по СП 20.13330.2011 [3], кПа	0,23
Расчетное значение веса снегового покрова для V района по СП 20.13330.2011 [3], кПа	3,2
Сейсмичность района, баллы	менее 6

### 1.2 Состав СИКН

В составе системы измерений оличества и показателей качества нефти входят:

- Блок измерительных линий (БИЛ)
- Блок измерения показателей качества нефти (БИК)
- Пробозаборное устройство (ПЗУ) целевого типа по ГОСТ 2517-2012 [4]
- Блок поверочной установки (БПУ)

- Эталонная поверочная установка (ЭПУ)
- Узел регулирования давления и расхода
- Технологические и дренажные трубопроводы
- Индикаторы фазового состояния
- Система обработки информации (СОИ)

### 1.3 Характеристики рабочей среды

Рабочая среда – товарная нефть по ГОСТ Р 51858-2002 [5], имеющая физико-химические показатели, указанные в таблице 2.

Таблица 2 – Физико-химические показатели нефти

Наименование показателя	Значение показателя
Вязкость кинематическая расчетная, мм <sup>2</sup> /с, сСт	от 0,6 до 40
Плотность расчетная, кг/м <sup>3</sup> : - при температуре плюс 20 °С - при минимальной в течение года температуре нефти - при максимальной в течение года температуре нефти	от 837,9 до 842,4 870 830
Температура нефти на входе СИКН, °С	от минус 5 до плюс 30
Давление насыщенных паров при максимальной температуре нефти, кПа (мм рт. ст.), не более	66,7 (500)
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup>	от 0 до 300
Массовая доля механических примесей, %	от 0 до 0,05
Массовая доля парафина, %, не более	6
Массовая доля сероводорода, млн. <sup>-1</sup> , не более	20

Наименование показателя	Значение показателя
Массовая доля серы, %, не более	1,8
Массовая доля метил- и этил- меркаптанов в сумме, млн. <sup>-1</sup> , не более	0,4
Содержание свободного газа	не допускается

#### 1.4 Основные характеристики СИКН

Основные характеристики СИКН приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные характеристики СИКН

Наименование характеристики	Значение характеристики
Расход нефти через СИКН, м <sup>3</sup> /ч (т/ч): - минимальный - максимальный	120 (102) 923 (785)
Расход нефти через одну ИЛ, м <sup>3</sup> /ч (т/ч): - минимальный - максимальный	120 (102) 382 (326)
Давление нефти на входе СИКН, МПа: - в режиме измерения - в режиме поверки, КМХ	от 0,56 до 5,1 от 0,76 до 5,1
Суммарные потери давления на СИКН при максимальном расходе и максимальной вязкости, МПа: - в рабочем режиме, не более - в режиме поверки, не более	0,2 0,4
Режим работы СИКН	непрерывный
Режим управления запорной арматуры	автоматизированный/ручной

КМХ рабочих СРМ	по контрольно-резервному СРМ или по стационарной трубопоршневой поверочной установке (ТПУ)
Способ поверки и КМХ контрольно-резервного СРМ, способ поверки рабочих СРМ	по стационарной ТПУ
Режим работы ТПУ	автоматизированный
Способ поверки ТПУ	по стационарной поверочной установке с образцовыми весами мерником
Электропитание	220 В / 50 Гц
Условный диаметр подводящего трубопровода СИКН, мм	700
Класс взрывоопасной зоны помещения, где расположена СИКН, по ПУЭ / ГОСТ 30852.9-2002 [6]	В-1а / класс 2
Категория взрывоопасной смеси по ГОСТ 30852.11-2002 [7]	ПА
Группа взрывоопасной смеси по ГОСТ 30852.5-2002 [8]	Т3
Температура воздуха внутри помещения, где расположена СИКН, °С	от плюс 5 до плюс 35
Класс функциональной пожарной опасности здания СИКН в соответствии со СНиП 21-01-97 [9]	Ф5.1
Степень огнестойкости по СНиП 21-01-97 [9] здания СИКН	II

## 1.5 Основные показатели функционирования СИКН

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

$\pm 0,25$  % при измерении массы брутто товарной нефти [10];

$\pm 0,35$  % при вычислении массы нетто товарной нефти [10].

Пределы допускаемых погрешностей средств измерений и оборудования СОИ, входящих в состав СИКН, не превышают значений, указанных в МИ 3532-2015 [11] и приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Пределы допускаемых погрешностей СИ и оборудования СОИ

Наименование СИ в составе СИКН	Пределы допускаемой погрешности
Рабочий и резервный СРМ	пределы допускаемой относительной погрешности в диапазоне расхода: $\pm 0,25$ %
Контрольный СРМ	пределы допускаемой относительной погрешности в точке расхода: $\pm 0,20$ %
Вторичная аппаратура СРМ	пределы допускаемой относительной погрешности в точке расхода: $\pm 0,05$ %
Преобразователь давления	пределы допускаемой приведенной погрешности: $\pm 0,5$ %
Мерник для поверки стационарной поверочной установки	пределы допускаемой относительной погрешности: I разряда ( $\pm 0,02$ %)

Преобразователи перепада давления и манометры на фильтрах	пределы допускаемой погрешности: $\pm 2,5 \%$	приведенной
Манометры	пределы допускаемой погрешности: $\pm 0,6 \%$	приведенной
Преобразователь температуры в комплекте с термосопротивлением (сенсором) класса А	пределы допускаемой погрешности: $\pm 0,2 \text{ }^\circ\text{C}$	абсолютной
Термометр стеклянный	пределы допускаемой погрешности: $\pm 0,2 \text{ }^\circ\text{C}$	абсолютной
Преобразователь плотности поточный	пределы допускаемой погрешности: $\pm 0,30 \text{ кг/м}^3$	абсолютной
Расходомер (в БИК)	пределы допускаемой погрешности в диапазоне расходов: $\pm 5,0 \%$	относительной
СОИ	пределы допускаемой погрешности в точке расхода: $\pm 0,05 \%$	относительной
Стационарная ПУ	пределы допускаемой погрешности: I разряда ( $\pm 0,05 \%$ )	относительной
Преобразователь влагосодержания поточный	пределы допускаемой погрешности: $\pm 0,1 \%$	абсолютной



Места установки пломб и клейм на оборудование и СИ в составе СИКН определяются в соответствии с эксплуатационной документацией на данное оборудование и СИ, описанием типа на данные СИ, МИ 3002-2006 [12] и инструкцией по эксплуатации СИКН.

## 1.6 Основные функции, выполняемые СИКН

СИКН обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- 1) автоматизированное измерение массы брутто нефти и вычисление массы нетто нефти;
- 2) автоматизированное вычисление объема;
- 3) автоматизированное измерение технологических параметров;
- 4) автоматизированное измерение качественных показателей нефти (плотности, влажности);
- 5) отбор объединенной пробы;
- 6) отображение (индикацию), регистрацию и архивирование результатов измерений;
- 7) поверку рабочих и эталонных СИ на месте эксплуатации без нарушения процесса измерений;
- 8) КМХ СИ (СРМ в БИЛ, преобразователя плотности и влагосодержания в БИК) на месте эксплуатации без нарушения процесса измерений, с формированием и печатью протоколов;
- 9) передачу данных на верхний уровень с формированием, отображением и печатью протоколов.

## 1.7 Средства измерений и технологическое оборудование, входящие в СИКН

В состав технологического комплекса СИКН входят:

- блок измерительных линий (БИЛ);
- блок измерения показателей качества (БИК);
- пробозаборное устройство щелевого типа по ГОСТ 2517-2012 [4];
- блок стационарной поверочной установки;
- эталонная поверочная установка;
- узел регулирования давления и расхода;
- технологические и дренажные трубопроводы;
- индикатор фазового состояния.

Технологическая схема СИКН приведена в приложении А.

Запорно-регулирующая арматура и СИ, входящие в состав СИКН имеют:

- паспорта или заменяющие его сопроводительные документы изготовителя;
- маркировку и отличительную окраску;
- сертификаты соответствия ГОСТ Р либо сертификаты соответствия требованиям технического регламента Таможенного союза;
- разрешения на применение либо сертификаты соответствия требованиям технического регламента Таможенного союза;
- свидетельства об утверждении типа с описанием типа, свидетельства о поверке, сертификаты калибровки, методики поверки (только для средств измерений).

В СИКН предусмотрено наличие элементов для:

- проведения гидравлических испытаний;
- удаления газовых подушек;
- удаления жидкости (при остановке на ремонт);
- контроля герметичности запорной арматуры.

### 1.7.1 Блок измерительных линий (БИЛ)

В состав БИЛ входят: входной коллектор DN 500, выходной коллектор DN 500, четыре измерительные линии DN 200 (три рабочие и одна контрольно-резервная). ИЛ работают по параллельно-последовательной схеме включения. Контрольная ИЛ в режиме КМХ СРМ подключается последовательно рабочей ИЛ.

Каждая измерительная линия оснащена фильтрами тонкой очистки с быстросъемными крышками, СИ давления и перепада давления, СИ температуры и расхода, а также необходимой запорной и регулирующей арматурой с автоматизированным и ручным приводом. Состав оборудования БИЛ приведен в таблице 5.

Таблица 5 – Оборудование БИЛ

Тип, наименование СИ	Кол-во, шт.	№ в Государственном реестре СИ
Преобразователь расхода жидкости турбинный MVTM (Ду 8”) с двумя магнитоиндукционными датчиками	4	16128-01
Термопреобразователь сопротивления платиновый серии 68	4	22256-01
Преобразователь измерительный 3144 к датчикам температуры	4	14683-00
Преобразователь давления измерительный 3051	4	14061-99
Фильтр с быстросъемной крышкой (вход/выход) DN 250/ DN 200 PN 50	4	
Задвижка шиберная полнопроходная DN 250 PN 50,	3	

Задвижка фланцевая DN 250 PN 50 GENERAL VALVE в комплекте с11 электроприводом Rotork		
Задвижка дроссельная безфланцевая DN 250 PN 50 модели WKM в комплекте с4 электроприводом Rotork		
Кран шаровой фланцевый DN 50 PN 50 модели VIRGO S2-RF-F-C6-G-F-L, корпус из4 углеродистой стали		
Кран шаровой полнопроходной DN 20 PN 50 модели VIRGO 4		
Кран шаровой полнопроходной DN 15 PN 50 модели VIRGO 9		
Одновентильные клапанные блоки	1 к-т	
Трехвентильные клапанные блоки	1 к-т	
Технологические, дренажные трубопроводы, тройники, фланцы; фитинги	1 к-т	

Запорная арматура, протечки которой могут оказать влияние на достоверность учетных операций, результаты КМХ СРМ, оснащена устройством контроля протечек.

На входном коллекторе БИЛ установлены интеллектуальный преобразователь избыточного давления и манометр.

На выходном коллекторе БИЛ (выходной коллектор СИКН) установлены СИ давления, температуры и ИФС.

#### 1.7.2 Блок измерения показателей качества

В состав БИК входят: линия измерения качества DN 50, с установленными циркуляционными насосами (рабочим и резервным), двумя поточными плотномерами (рабочим и резервным), термостатированным цилиндром, поточным влагомером, местами для подключения поточного вискозиметра, а также пикнометра и эталонного плотномера, ручным пробоотборником, СИ давления, температуры, расхода, необходимой запорной, регулирующей и защитной арматурой с ручным и электрическим приводом.

Забор нефти в БИК производится с выходного коллектора БИЛ через щелевое ПЗУ в соответствии с ГОСТ 2517-2012 [4]. Возврат нефти из БИК производится в тот же трубопровод ниже по потоку.

В состав БИК входит система промывки, оборудованная циркуляционным насосом, емкостью промывочного раствора, СИ давления и необходимой запорной и защитной арматурой. Состав оборудования БИК приведен в таблице 6.

Таблица 6 – Состав БИК

Тип, наименование СИ	Кол-во, шт.	№ в Государственном реестре СИ
Преобразователь плотности жидкости измерительный «Solartron» модель 7835	2	15644-01
Преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный «Solartron» модель 7827	1	15642-01
Влагомер нефти поточный «Phase Dynamics» модель LC	1	16308-02
Термопреобразователь сопротивления платиновый серии 68	1	22256-01
Преобразователь измерительный 3144 к датчикам температуры	1	14683-00

Преобразователь давления измерительный 3051	1	14061-99
Ультразвуковой расходомер «Panametrics» модель ХМТ868	1	14772-02
Автоматический пробоотборник Clif Mock	2	
Электронасосный агрегат AFTON IL VS 1-1/2x2-5 (2950 об/мин)	2	
Промывочная установка Clif Mock модели СМС500-40FS	1 к-т	
Термостатированный цилиндр	1	
Запорная и регулирующая арматура	1 к-т.	
Одновентильные клапанные блоки	1 к-т	
Трехвентильные клапанные блоки	1 к-т	
Технологические, дренажные трубопроводы, тройники, фланцы; фитинги	1 к-т	

### 1.7.3 Блок стационарной поверочной установки

БПУ состоит из ТПУ I разряда, СИ температуры и давления, а также необходимой запорной арматуры. В БПУ предусмотрено место для подключения передвижной ПУ. Состав оборудования БПУ приведен в таблице 7.

Таблица 7 – Состав БПУ

Тип, наименование СИ	Кол-во, шт.	№ в Государственном реестре СИ
Установка трубопоршневая поверочная двунаправленная	1	12888-99

Термопреобразователь сопротивления платиновый серии 68	2	22256-01
Преобразователь измерительный 3144 к датчикам температуры	2	14683-00
Преобразователь давления измерительный 3051	2	14061-99
Насос для наполнения сферы (для использования в ТПУ)	1	
Запорная и регулирующая арматура	1 к-т.	
Одновентильные клапанные блоки	1 к-т	
Трехвентильные клапанные блоки	1 к-т	
Технологические, дренажные трубопроводы, тройники, фланцы; фитинги	1 к-т	

#### 1.7.4 Эталонная поверочная установка

В состав ЭПУ входит мерник, установленный на весах высокого класса точности, емкость-хранилище чистой воды, емкость-хранилище промывочного раствора, промежуточная емкость, фильтр сетчатый, циркуляционный насос, СИ давления и расхода, набор гирь, а также необходимая запорная и защитная арматура. Состав оборудования БПУ приведен в таблице 8.

Таблица 8 Состав БПУ

Тип, наименование СИ	Кол-во, шт.	№ в Государственном реестре СИ
Мерник металлический 1-го разряда SERAPHIN серии "J", объем 0,945 м <sup>3</sup>	1	24287-03

Весы напольные Ex KES1500, предел измерений 1500 кг, точность показаний 20 г	1	66571-17
Гиря класса точности M1 номинальной массой 20 кг	50	15086-01
Расходомер SEE-FLO 32-6-1-08-T6 серии 3200	1	
Емкость-хранилище	1	
Накопительная емкость $V=3 \text{ м}^3$	1	
Электронасосный агрегат GOULDS 3756M 2-1/2-3-8 (2900 об/мин.) в комплекте с электродвигателем Siemens 21ST тип RGZZESD	1	
Фильтр Y-образный сетчатый DN 50 PN 20, модели YT6SS, из нержавеющей стали	1	
Запорная и регулирующая арматура	1 к-т.	
Одновентильные клапанные блоки	1 к-т	
Технологические, дренажные трубопроводы, тройники, фланцы; фитинги	1 к-т	

### 1.7.5 Узел регулирования давления

Узел регулирования давления предназначен для поддержания избыточного давления на выходе СИКН не ниже значения, рассчитанного согласно РМГ 101-2010 [13]. Состав оборудования УРД приведен в таблице 9.



Таблица 9 – Состав УРД

Тип, наименование СИ	Кол-во, шт.	№ в Государственном реестре СИ
Запорная и регулирующая арматура	1 к-т.	
Технологические, дренажные трубопроводы, тройники, фланцы; фитинги	1 к-т	

## 2 ОПРЕДЕЛЕНИЕ СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ И ОБОРУДОВАНИЯ, ПОДЛЕЖАЩЕГО ЗАМЕНЕ В ПРОЦЕССЕ ПРОВЕДЕНИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО ПЕРЕВООРУЖЕНИЯ

### 2.1 Замена турбинных преобразователей расхода на кориолисовые счетчики-расходомеры массовые

#### 2.1.1 Методики выполнения измерений массы товарной нефти и нефтепродуктов

В общем случае СИКН предназначена для измерений массы и показателей качества нефти методом прямых или косвенных динамических измерений. В рассматриваемой СИКН применяется метод косвенных динамических измерений массы, в БИЛ установлены турбинные преобразователи расхода жидкости.

Согласно ГОСТ Р 8.595–2004 [9] существуют различные методики выполнения измерений М(М)И массы товарной нефти и нефтепродуктов. При проведении товарно-коммерческих операций нефтью и нефтепродуктами применяют прямые и косвенные методы измерения массы.

Для измерений массы продукта, транспортируемого по трубопроводам, применяют [10]:

- прямой метод динамических измерений;
- косвенный метод динамических измерений.

Для измерений массы продукта в мерах вместимости и мерах полной вместимости применяют:

- прямой метод статических измерений;
- косвенный метод статических измерений;

- косвенный метод, основанный на гидростатическом принципе.

При измерении массы нефти, транспортируемой по трубопроводу, методом косвенных динамических измерений необходимо выполнять следующие измерения и вычисления:

- измерение объема нефти преобразователем расхода;
- измерение плотности нефти поточными преобразователями плотности, установленными в БИК;
- измерение давления и температуры нефти преобразователями давления и температуры;
- вычисление по результатам измерений массы брутто нефти по каждой измерительной линии:

- определение по каждой ИЛ объема нефти и плотности нефти в БИК, приведенных к стандартным условиям;
  - определение по каждой ИЛ объема нефти и плотности нефти в БИК, приведенной к условиям измерений объема.
- вычисление массы брутто и нетто нефти по СИКН в целом.

Последовательность действий при измерении массы нефти, транспортируемой по трубопроводу, методом прямых динамических измерений включает в себя следующие измерения и вычисления:

- измерение массы брутто нефти ПР по каждой ИЛ;
- вычисление массы брутто и нетто нефти по СИКН в целом;
- измерение давления и температуры нефти преобразователями давления и температуры.

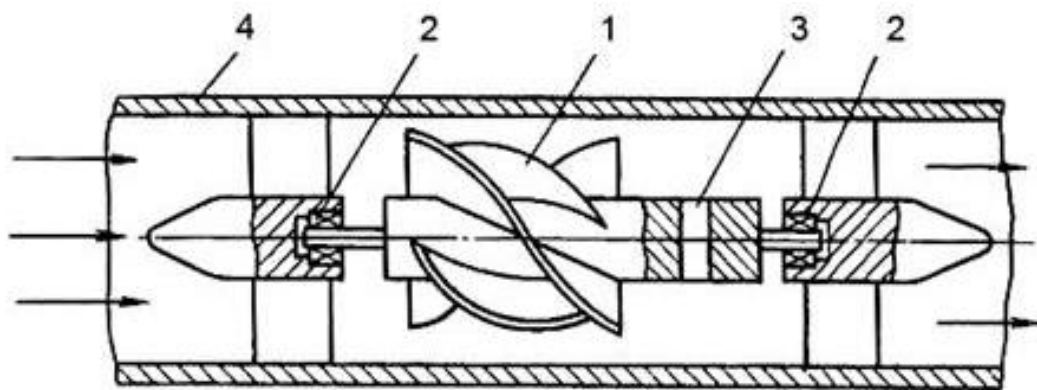
### 2.1.2 Турбинные преобразователи расхода жидкости

Турбинный преобразователь расход предназначен для измерения объемного расхода жидкости. Расходомеры такого типа применимы только в

системах с чистыми движущимися средами, т.е. с жидкостью, газом или паром, не содержащими твердых частиц во взвешенном состоянии.

### 2.1.3 Принцип работы турбинных преобразователей расхода жидкости

Работа турбинного преобразователя расхода жидкости основана на измерении скорости потока. Основная часть турбинного преобразователя расхода – осевая турбина, которая может свободно вращаться в потоке жидкости. Устройство преобразователя расхода приведено на рисунке 1.



1. – осевая турбина, 2. Подшипники. 3. Стальной стержень. 4. Труба

Рисунок 1 – Турбинный преобразователь расхода

Турбинное колесо приводится в движение потоком жидкости, число оборотов колеса соответствует средней скорости потока в поперечном сечении расходомера. Таким образом число оборотов турбинного колеса в единицу времени пропорционально объёмному расходу, а количество оборотов объёму жидкости.

Вращательное движение турбины отслеживается магнитно-индуктивным датчиком, вмонтированным в наружную стенку корпуса преобразователей расхода. Датчик не имеет контакта с измерительной средой и не влияет на поток жидкости. Измерительная головка датчика представляет собой катушку индуктивности, в которой возбуждается электромагнитное поле.

### 2.1.3.1 Преимущества и недостатки турбинных преобразователей расхода жидкости

К преимуществам турбинных преобразователей расхода жидкостей относятся:

- малые габариты и вес;

Недостатками счетчиков-расходомеров массовых являются:

- наличие подвижных частей;
- чувствительность к изменению потока жидкости (необходимы прямые участки);
- чувствительность к изменениям вязкости среды;
- отсутствие в рабочей среде твердых частиц во взвешенном состоянии.

### 2.1.4 Счетчики-расходомеры массовые

Счетчики-расходомеры массовые предназначены для прямого измерения массового расхода жидкостей, газов и взвесей. Помимо расхода СРМ могут выполнять измерения плотности, температуры, вычисления объемного расхода жидкостей, газов и взвесей. Все измерения выполняются в реальном времени.

#### 2.1.4.1 Принцип работы счетчиков-расходомеров массовых (кориолисовых расходомеров)

Кориолисовы расходомер состоит из сенсора и преобразователя. Сенсор напрямую измеряет расход, плотность среды и температуру сенсорных трубок. Преобразователь конвертирует полученную с сенсора информацию в стандартные выходные сигналы [14]

Внешний вид кориолисового расходомера приведен на рисунке 2.

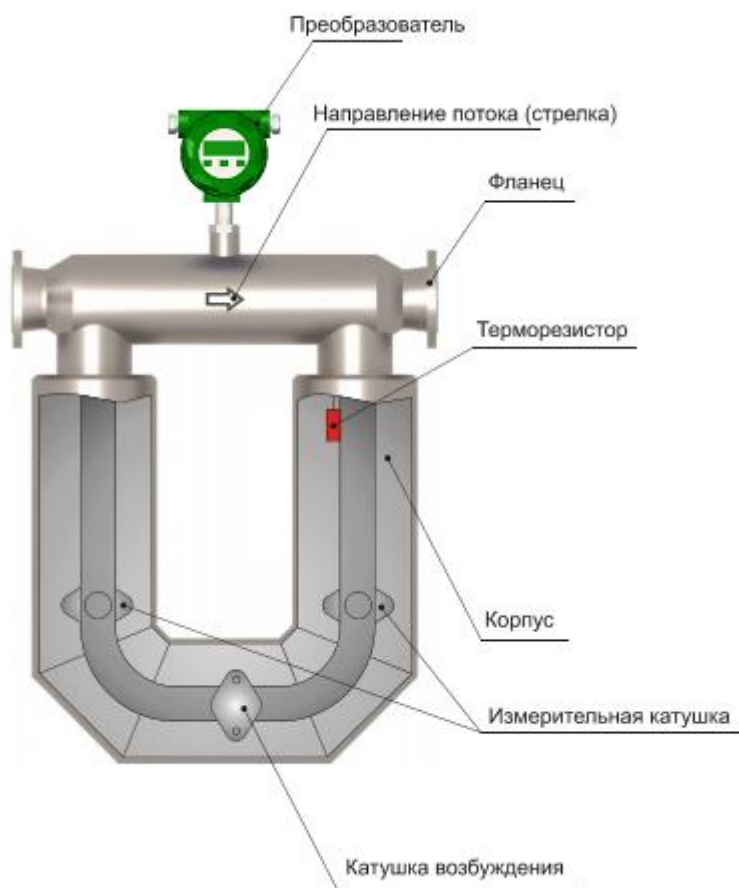


Рисунок 2 – Внешний вид кориолисового расходомера [15]

В состав кориолисового расходомера входят следующие части:

- корпус
- расходомерные трубки
- катушки возбуждения и магнит (детектор)
- измерительная катушка
- терморезистор
- технологическое соединение (фланцы)
- преобразователь

Кориолисовый расходомер работает по следующему принципу. Поток измеряемой среды, поступающей в сенсор, делится на равные половины, протекающие через каждую из сенсорных трубок. Движение катушки возбуждения приводит к тому, что трубки колеблются вверх-вниз в противоположном направлении друг к другу.

Сборка магнитов и катушек соленоидов (детекторов), установленных на сенсорных трубках. Катушки смонтированы на одной трубке, а магниты на другой (рисунок 3). Каждая катушка движется внутри однородного магнитного поля постоянного магнита. Сгенерированное напряжение от каждой катушки детектора имеет форму синусоидальной волны. Эти сигналы представляют собой движение одной трубки относительно другой.

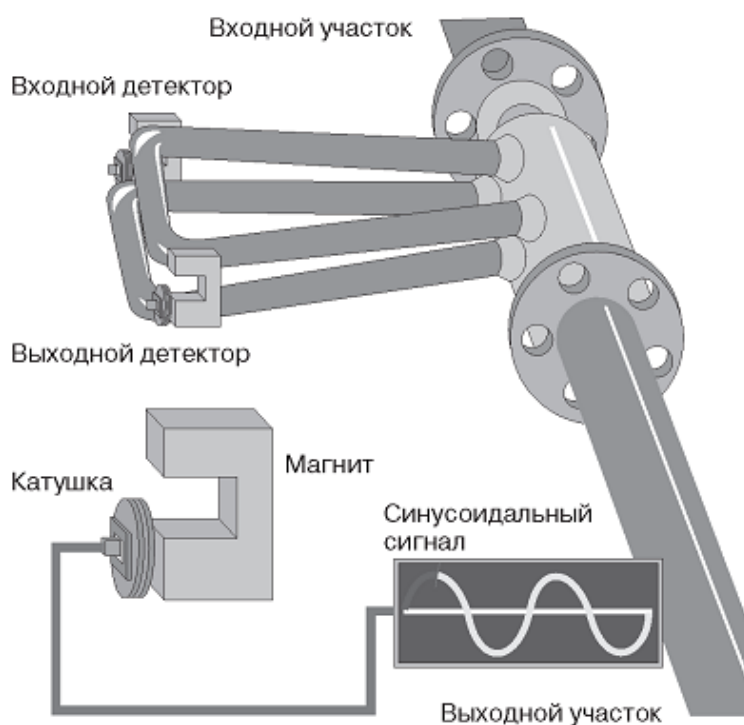


Рисунок 3 – Расположение магнитов и катушек на сенсорных трубках

При отсутствии расхода синусоидальных сигнала, поступающие с детекторов, находятся в одной фазе (рисунок 4,а).

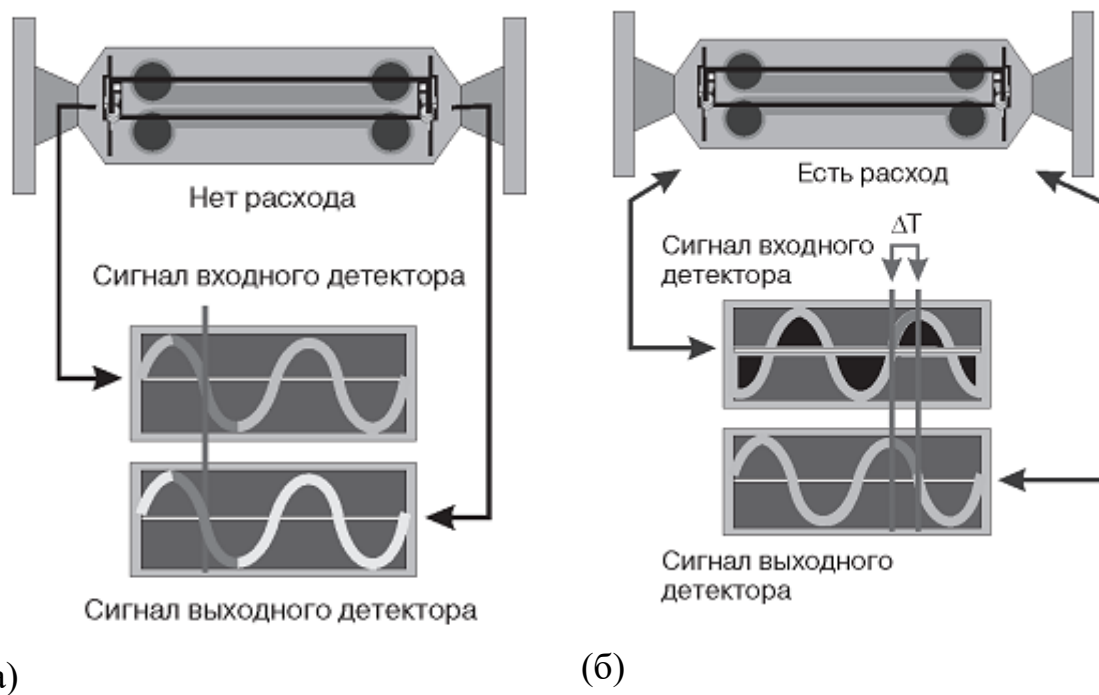


Рисунок 4 – Сигнал выходного детектора: а – при наличии расхода, б – при отсутствии расхода

При движении измеряемой среды через сенсор проявляется физическое явление называемое эффектом Кориолиса. Поступательное движение среды в колеблющейся сенсорной трубке приводит к появлению кориолисового ускорения, которое в свою очередь приводит к появлению кориолисовой силы. Эта сила направлена против движения трубки, которое придала ей задающая катушка, т.е. когда трубка движется вверх во время половины ее собственного цикла, то для жидкости, поступающей внутрь, сила Кориолиса направлена вниз. Как только жидкость проходит изгиб трубки, направление силы меняется на противоположное. Таким образом, во входной половине трубки сила, действующая со стороны жидкости, препятствует смещению трубки, а в выходной способствует. Это приводит к изгибу трубки. Во второй фазе вибрационного цикла трубка движется вниз, направление изгиба меняется на противоположное.

Сила Кориолиса и, следовательно, величина изгиба сенсорной трубки прямо пропорционально массовому расходу жидкости.



Детекторы измеряют фазовый сдвиг при движении противоположных сторон сенсорной трубки.

В результате изгиба сенсорных трубок на детекторах генерируются сигналы, несовпадающие по фазе, так как сигнал с входного детектора запаздывает по отношению к сигналу с выходного детектора (рисунок 4, б).

Разница во времени между сигналами ( $\Delta T$ ) измеряется в микросекундах и прямо пропорциональна массовому расходу. Чем больше  $\Delta T$ , тем больше массовый расход [14]. Массовый расход жидкости через расходомер определяется по формуле:

$$M = k \cdot \Delta T, \quad (1)$$

где  $M$  – массовый расход, г/с;

$k$  – калибровочный фактор расхода, который состоит из двух основных компонентов. Первый компонент – это коэффициент пропорциональности между массовым расходом и измеренной  $\Delta T$ . Второй компонент – это константа, используемая для автоматического внесения поправки на колебания температуры расходомерных трубок. Поскольку температура расходомерной трубки влияет на жесткость материала, из которого изготовлена трубка, этот поправочный коэффициент делает измерение характеристик расхода более точным;

$\Delta T$  – фазовый сдвиг в микросекундах.

#### 2.1.4.2 Преимущества и недостатки счетчиков-расходомеров массовых

К преимуществам счетчиков-расходомеров массовых относятся:

- высокая точность и повторяемость результатов измерений;
- отсутствует необходимость в применении прямых участков;
- измерение массового и объемного расхода, плотности, температуры;
- отсутствие подвижных частей.

Недостатками счетчиков-расходомеров массовых являются:

- высокая цена;
- большие масса и габариты;
- зависимость показаний от внешних механических вибраций.

#### 2.1.5 Замена турбинных преобразователей расхода на кориолисовые счетчики-расходомеры массовые

Применяемые в составе СИКН преобразователи расхода жидкости турбинные MVTM на настоящий момент имеют срок службы более 10 лет. Установленная модель ПР снята с производства, что затрудняет выполнение ремонтных работ ПР в связи с отсутствием необходимой комплектации.

Применение кориолисовых СРМ позволит перейти к применению метода прямых динамических измерений массы нефти, уменьшить количество необходимых измерений и вычислений, а также увеличить надёжность выполнения измерений за счет уменьшения количества средств измерений, участвующих в процессе определения массы нефти.

#### 2.2 Замена существующих автоматических пробоотборников в БИК

Согласно таблицы 2 давление насыщенных паров при максимальной температуре нефти составляет 66,7 кПа.

В соответствии с 3.6.3 ГОСТ 2517–2012 [4] конструкция пробосборника для отбора проб нефти или нефтепродукта с давлением насыщенных паров более 40 кПа должна обеспечивать накопление пробы без контакта с воздухом и при том же давлении, что и в трубопроводе. Присоединение пробосборника к пробоотборной системе и его отсоединение от пробоотборной системы должно быть герметичным.

Конструкция установленного пробоотборника Clif Mock не соответствует требованию [4] по обеспечению накопления пробы без контакта с воздухом и при том же давлении, что и в трубопроводе.

Замена пробоотборника Clif Mosk на пробоотборник ВИРА-1-50-63 обеспечит выполнение требований [4].

### 2.3 Установка подогревателя нефти в БИК

Для корректной работы средств измерений, установленных в БИК, необходимо обеспечить поддержание температуры нефти в БИК, соответствующей требованиям технической документации на установленные СИ.

В таблице 10 приведены данные по допустимому диапазону температуры рабочей среды, при котором обеспечивается работа следующих средств измерений: влагомера нефти поточного «Phase Dynamics» модель LC, преобразователя плотности жидкости измерительного «Solartron» модель 7835, преобразователя плотности и вязкости жидкости измерительный «Solartron» модель 7827.

Таблица 10 – Данные по рабочему диапазону температур средств измерений

Наименование средства измерений	Допустимый диапазон температуры рабочей среды
Влагомера нефти поточного «Phase Dynamics» модель LC,	от плюс 5 до плюс 70 градусов °C
Преобразователя плотности жидкости измерительного «Solartron» модель 7835	от минус 50 до плюс 110 градусов °C
Преобразователя плотности и вязкости жидкости измерительный «Solartron» модель 7827	от минус 40 до плюс 150 градусов °C

В связи с тем, что диапазон температуры нефти на входе СИКН изменяется от минус 5 до плюс 30 градусов °C для работы влагомера нефти

необходимо установить на входе в БИК поточный подогреватель нефти который будет обеспечивать поддержание температуры в БИК не ниже плюс 5 °С.

Помимо требований по обеспечению минимальной температуры в БИК, на установленную мощность подогревателя также будет оказывать влияние расход нефти в БИК.

Для определение расхода в БИК необходимо выполнить расчет расхода нефти через пробозаборное устройство, установленное в СИКН после БИЛ.

Расход нефти на входе в пробозаборное устройство и в трубопроводе БИК определяется по формуле [16]:

$$Q = Q_{mp} \times \frac{F_y}{F_{mp}}, \quad (2)$$

где  $Q$  – расход на входе в пробозаборное устройство, м<sup>3</sup>/ч;

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

$F_y$  – площадь входного поперечного сечения пробозаборного устройства, равная согласно паспорта 673,37 мм<sup>2</sup>;

$F_{mp}$  – площадь поперечного сечения трубопровода, мм<sup>2</sup>;

Площадь поперечного сечения трубопровода в месте установки пробозаборного устройства определяется по формуле:

$$F_{mp} = \frac{\pi \cdot D_y^2}{4}, \quad (3)$$

где  $D_{mp}$  – внутренний диаметр трубопровода, равный 497 мм.

По формуле (3) определим площадь поперечного сечения трубопровода:

$$F_{mp} = \frac{\pi \times 497^2}{4} = 196250 \text{ мм}^2.$$

Расход в трубопроводе в месте отбора проб определим по формулам:

$$Q_{пр.мин} = Q_{мин} \times \frac{F_y}{F_{тр}}, \quad (4.1)$$

$$Q_{пр.макс} = Q_{макс} \times \frac{F_y}{F_{тр}} \quad (4.2)$$

где  $Q_{мин}$  – минимальное значение расхода через СИКН, равное 120 м<sup>3</sup>/ч;

где  $Q_{макс}$  – максимальное значение расхода через СИКН, равное 923 м<sup>3</sup>/ч.

По формулам (4.1), (4.2) определяем:

$$Q_{пр.мин} = 120 \times \frac{673,37}{196250} = 0,41 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$Q_{пр.макс} = 923 \times \frac{673,37}{19390,07} = 3,17 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Фактическое значение расхода на входе в пробозаборное устройство согласно [4] может отличаться от рассчитанного по формуле (2) в два раза в большую или меньшую сторону:

$$Q_{макс} = Q \cdot 2 = 3,17 \cdot 2 = 6,34 \text{ м}^3/\text{ч};$$

$$Q_{мин} = Q \cdot 0,5 = 0,41 \cdot 0,5 = 0,205 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Максимальный расход через БИК составит 6,34 м<sup>3</sup>/ч.

Учитывая минимальную необходимую температуру нефти в БИК и максимальный расход в БИК выбираем поточный подогреватель фирмы СЕТАЛ, мощность 50 кВт. Внешний вид подогревателя приведен на рисунке 5.

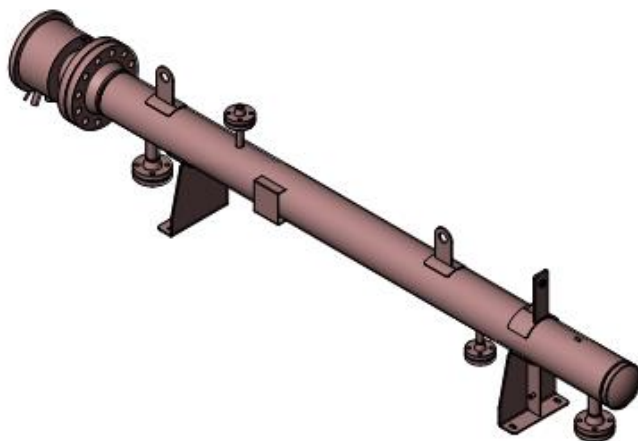


Рисунок 5 – Внешний вид поточного подогреватель нефти

#### 2.4 Замена существующих фильтров на входе БИК

Замена существующих фильтров на входе БИК на фильтры с быстросъемными крышками позволит значительно сократить время необходимое для технического обслуживания фильтра. Быстросъемная крышка фильтра позволяет в короткий промежуток времени заменить фильтрующий элемент.

### 3 РАСЧЕТ ПОГРЕШНОСТИ ИЗМЕРЕНИЯ МАССЫ НЕФТИ

#### 3.1 Расчет относительной погрешности массы нефти при косвенном методе динамических измерений

При косвенном методе динамических измерений массу нефти определяют по результатам следующих измерений в трубопроводе:

- плотности нефти — автоматически при помощи поточных преобразователей плотности, при выходе из строя поточных преобразователей плотности плотность нефти определяют в химико-аналитической лаборатории (ХАЛ) по документу аттестованной методике выполнения измерений плотности ареометром;

- объема нефти — автоматически при помощи объемных преобразователей расхода;

- температуры и давления — автоматически при помощи преобразователей температуры и давления;

- объемной доли воды - определяют в ХАЛ по ГОСТ 2477–2014 [17] в объединенной пробе нефти, отобранной по [4] для каждой партии;

- массовой концентрации и массовой доли хлористых солей — определяют в ХАЛ по ГОСТ 21534–76 [18] в объединенной пробе нефти, отобранной по [4] для каждой партии;

- массовой доли механических примесей — определяют в ХАЛ по ГОСТ 6370–83 [19] один раз в 10 дней в накопительной пробе.

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефти при косвенном методе динамических измерений  $\delta m^D$ , %, вычисляют по формуле [10]:

$$\delta m^D = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta V^2 + G^2 \cdot (\delta \rho^2 + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta T_\rho^2) + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta T_V^2 + \delta N^2} \quad (5)$$

где  $\delta V$  – относительная погрешность измерений объема нефти, %.  
За  $\delta V$  принимают относительную погрешность средства измерений объема нефти, если сумма остальных составляющих погрешности измерений объема продукта является несущественной;

$\delta \rho$  – относительная погрешность измерений плотности продукта, %;

$\Delta T_\rho$  – абсолютная погрешность измерений температуры продукта при измерениях его плотности, °С;

$\Delta T_V$  – абсолютная погрешность измерений температуры продукта при измерениях его объема, °С;

$\beta$  – коэффициент объемного расширения продукта, 1/°С, согласно [9];

$\delta N$  – предел допускаемой относительной погрешности устройства обработки информации или измерительно-вычислительного комплекса (из сертификата об утверждении типа или свидетельства о поверке), %;

$G$  – коэффициент, вычисляемый по формуле [9]:

$$G = \frac{1 + 2 \cdot \beta \cdot T_V}{1 + 2 \cdot \beta \cdot T_\rho} \quad (6)$$

где  $T_V$  – температура продукта при измерениях его объема, °С;

$T_\rho$  – температура продукта при измерениях его плотности, °С.

Определим коэффициент  $G$  при значениях  $T_V$ ,  $T_\rho$  и  $\beta$  равных:

–  $T_V = 23,6$  °С;



–  $T_{\rho} = 23,9 \text{ }^{\circ}\text{C}$ ;

–  $\beta$  для нефти равен  $0,00081 \text{ 1/}^{\circ}\text{C}$ ;

$$G = \frac{1 + 2 \cdot 0,00081 \cdot 23,6}{1 + 2 \cdot 0,00081 \cdot 23,9} = 0,99953$$

### 3.1.1 Определение погрешности измерения температуры

Относительная погрешность измерения температуры равна  $\delta_t$ :

$$\delta_t = \sqrt{\delta_{t.осн}^2 + \delta_{t.дон}^2} \quad (7)$$

Согласно описания типа предел допускаемой основной погрешности преобразователя температуры  $\delta_{t.осн}$  равен  $\pm 0,03 \%$ .

Дополнительная погрешность от влияния изменения температуры окружающего воздуха равна:

$$\delta_{t.дон.} = \pm \frac{0,1}{28} \cdot (t_{окр} - 28), \quad (8)$$

где  $t_{окр}$  температура окружающего воздуха равная  $35 \text{ }^{\circ}\text{C}$ .

$$\delta_{t.дон.} = \pm \frac{0,1}{28} \cdot (35 - 28) = \pm 0,025$$

Относительная погрешность измерения температуры равна  $\delta_t$ :

$$\delta_t = \sqrt{0,03^2 + 0,025^2} = 0,039 \%$$

Абсолютная погрешность измерений температуры продукта при измерениях его плотности равна:

$$\Delta T_{\rho} = \frac{\delta_t}{100} \cdot T_{\rho} \quad (9)$$

$$\Delta T_{\rho} = \frac{0,039}{100} \cdot 23,9 = 0,01 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

Абсолютная погрешность измерений температуры продукта при измерениях его объема равна:

$$\Delta T_V = \frac{\delta_t}{100} \cdot T_V \quad (10)$$

$$\Delta T_V = \frac{0,039}{100} \cdot 23,6 = 0,01 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

### 3.1.2 Определение погрешности измерения плотности

Относительная погрешность измерения плотности  $\delta\rho$ , %, определяется по формуле:

$$\delta\rho = \frac{\Delta\rho}{\rho_{изм.}} \cdot 100, \quad (11)$$

где  $\Delta\rho$  – общая погрешность измерения плотности;

$\rho_{изм.}$  – измеренное значение плотности.

Общая погрешность измерения плотности будет складываться из следующих составляющих:

$$\Delta\rho = \Delta_{\rho.осн} + \Delta_{\rho.дон.P} + \Delta_{\rho.дон.t} \quad (12)$$

где  $\Delta_{\rho.осн}$  – основная погрешность измерения плотности, равная согласно описанию типа на преобразователь плотности  $\pm 0,15 \text{ кг/м}^3$ ;

$\Delta_{\rho.дон.P}$  – дополнительная погрешность измерения плотности при изменении давления,  $\text{кг/м}^3$ ;

$\Delta_{\rho.дон.t}$  – дополнительная погрешность измерения плотности при изменении температуры,  $\text{кг/м}^3$ .

Дополнительная погрешность измерения плотности при изменении давления определяется по формуле:

$$\Delta_{\rho.дон.P} = \pm 3 \cdot 10^{-3} \cdot (P - P_0) \quad (13)$$

где  $P$  значение давления, принимаем равным 51 бар;

$P_0$  давление в стандартных условиях равное 1 бар.

По формуле (13) дополнительная погрешность  $\Delta_{\rho.\partial on.P}$  составит:

$$\Delta_{\rho.\partial on.P} = \pm 3 \cdot 10^{-3} \cdot (51 - 1) = \pm 0,15 \text{ кг/м}^3.$$

Дополнительная погрешность измерения плотности при изменении температуры определяется по формуле:

$$\Delta_{\rho.\partial on.t} = \pm 5 \cdot 10^{-3} \cdot (t - t_0) \quad (14)$$

где  $t$  значение температуры, принимаем равным  $T_{\rho}$ ;

$t_0$  температур в стандартных условиях равная 20 °С.

По формуле (14) дополнительная погрешность  $\Delta_{\rho.\partial on.t}$  составит:

$$\Delta_{\rho.\partial on.t} = \pm 5 \cdot 10^{-3} \cdot (23,9 - 20) = \pm 0,0195 \text{ кг/м}^3.$$

Общая погрешность измерения плотности согласно формулы (12) составит:

$$\Delta\rho = \pm(0,15 + 0,15 + 0,0195) = \pm 0,3195 \text{ кг/м}^3$$

Измеренное значение плотности определяется по формуле:

$$\rho_{изм.} = \frac{\rho_{20}}{1 + \beta \cdot (T_{\rho} - 20)} \quad (15)$$

$$\rho_{изм.} = \frac{842,4}{1 + 0,00081 \cdot (23,9 - 20)} = 839,75 \text{ кг/м}^3.$$

Относительная погрешность измерения плотности  $\delta\rho$  равна:

$$\delta\rho = \frac{0,3195}{839,78} \cdot 100 = 0,038 \text{ \%}.$$

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефти равны:

$$\delta m^D = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\frac{0,15^2 + 0,99953^2 \cdot (0,038^2 + 0,00081^2 \cdot 10^4 \cdot 0,01^2)}{0,00081^2 \cdot 10^4 \cdot 0,01^2 + 0,05^2}} = \pm 0,17\%$$

Расчетные пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти не превышают пределы допустимой относительной погрешности при косвенном методе динамических измерений, согласно [10] равные 0,25%.

### 3.2 Расчет относительной погрешности массы нефти при прямом методе динамических измерений

#### 3.2.1 Расчет пределов относительной погрешности измерений массы брутто нефти

Пределы относительной погрешности измерений массы брутто нефти при прямой методе динамических измерений  $\delta m_{бр}$ , %, вычисляют по формуле:

$$\delta m_{бр} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{осн.м}^2 + \delta N^2}, \quad (16)$$

где  $\delta_{осн.м}$  пределы основной относительной погрешности измерений массового расхода и массы жидкости, согласно описания типа равные  $\pm 0,1$  %;

$\delta N$  – предел допускаемой относительной погрешности устройства обработки информации или измерительно-вычислительного комплекса (из сертификата об утверждении типа или свидетельства о поверке), равный 0,05 %;

По формуле (16) пределы относительной погрешности измерений массы брутто нефти равны:

$$\delta m_{\bar{b}p} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{0,1^2 + 0,05^2} = \pm 0,11 \text{ \%}.$$

Расчетные пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти не превышают пределы допустимой относительной погрешности при прямом методе динамических измерений, согласно [10] равные 0,25%.

### 3.2.2 Расчет пределов относительной погрешности измерений массы нетто нефти

Пределы относительной погрешности измерений массы нетто нефти, определяют по формуле:

$$\delta m_n = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\left(\frac{\delta m_{\bar{b}p}}{1,1}\right)^2 + \frac{\Delta W_{mv}^2 + \Delta W_{xc}^2 + \Delta W_{mn}^2}{\left(1 - \frac{W_{mv} + W_{xc} + W_{mn}}{100}\right)}}, \quad (16)$$

где  $\delta m_{\bar{b}p}$  предел относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %;

$W_{mv}$  – массовая доля воды в нефти, %;

$W_{xc}$  массовая доля хлористых солей в нефти, %;

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

$\Delta W_{mv}$  абсолютная погрешность измерения массовой доли воды в нефти по ГОСТ 2477 [17], %;

$\Delta W_{mn}$  абсолютная погрешность измерения массовой доли механических примесей в нефти по ГОСТ 6370 [19], %;

$\Delta W_{xc}$  абсолютная погрешность измерения массовой доли хлористых солей в нефти по ГОСТ 21534 [18], %;

Пределы абсолютных погрешностей определения массовых долей воды,

механических примесей, концентрации хлористых солей, % определяют по формуле:

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - r^2} \cdot 0,5}{\sqrt{2}}, \quad (17)$$

где  $R$  и  $r$  воспроизводимость и повторяемость (сходимость) метода определения соответствующего показателя качества нефти.

Исходные данные для расчета:

- массовая концентрация хлористых солей в нефти  $W_{xc} = 300$  мг/дм<sup>3</sup>;
- массовая доля механических примесей в нефти  $W_{mn} = 0,05$  %;
- массовая доля воды в нефти  $W_{mv} = 0,5$  %;
- повторяемость метода определения массовой доли воды по [17] –  
 $r_{мдв} = 0,08 \cdot W_{mv}$ , %;
- воспроизводимость метода определения массовой доли воды по [17] –  
 $R_{мдв} = 0,11 \cdot W_{mv}$ , %;
- повторяемость метода определения массовых долей механических примесей по [19]  $r_{мдмп} = 0,005$  %;
- воспроизводимость метода определения массовых долей механических примесей по [19]  $R_{мдмп}$  – составляет 0,01 %;
- повторяемость метода определения хлористых солей по [18]  $r_{xc} = 27$  мг/дм<sup>3</sup>;
- плотность нефти приведенная к нормальным условиям  $\rho_{20} = 842,4$  кг/м<sup>3</sup>.

Пределы абсолютной погрешности измерения массовой доли воды (при определении в лаборатории) по формуле (17) равны:

$$r_{мдв} = 0,08 \cdot 0,5 = 0,04 \text{ %};$$

$$R_{мдв} = 0,11 \cdot 0,5 = 0,055 \text{ %};$$

$$\Delta W_{mv} = \pm \frac{\sqrt{0,055^2 - 0,04^2 \cdot 0,5}}{\sqrt{2}} = 0,033 \text{ \%}.$$

Значение повторяемости метода определения содержания хлористых солей выраженное в долях определяют по формуле:

$$r_{m\chi c} = \frac{0,1 \cdot r_{\chi c}}{\rho_{20}}, \quad (18)$$

где 0,1 – коэффициент приведения к единой размерности.

$$r_{m\chi c} = \frac{0,1 \cdot 27}{842,4} = 0,0032 \text{ \%}.$$

Воспроизводимость метода содержания хлористых солей принимаем удвоенному значению повторяемости (сходимости):

$$R_{m\chi c} = r_{m\chi c} \cdot 2, \quad (20)$$

$$R_{m\chi c} = 0,0032 \cdot 2 = 0,0064 \text{ \%}.$$

Массовая доля хлористых солей в нефти,  $W_{\chi c}$ , %, определяют по формуле:

$$W_{m\chi c} = \frac{W_{\chi c} \cdot 10^{-3}}{\rho_{20}} \cdot 100, \quad (21)$$

где  $10^{-3}$  – коэффициент пересчета в килограммы.

$$W_{m\chi c} = \frac{300 \cdot 10^{-3}}{842,4} \cdot 100 = 0,0356 \text{ \%}.$$

Абсолютная погрешность измерения массовой доли хлористых солей в нефти по формуле (17) равна:

$$\Delta W_{\chi c} = \pm \frac{\sqrt{0,0064^2 - 0,0032^2 \cdot 0,5}}{\sqrt{2}} = 0,0042 \text{ \%}.$$

Абсолютная погрешность измерения массовой доли механических примесей в нефти по (17) равна:

$$\Delta W_{mn} = \pm \frac{\sqrt{0,01^2 - 0,005^2 \cdot 0,5}}{\sqrt{2}} = 0,0066 \text{ \%}.$$

Пределы относительной погрешности измерений массы нетто нефти, определяют по формуле (16):

$$\delta m_H = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\left(\frac{0,11}{1,1}\right)^2 + \frac{0,0356^2 + 0,0042^2 + 0,0066^2}{\left(1 - \frac{0,5 + 0,0356 + 0,05}{100}\right)}} = \pm 0,12 \text{ \%}.$$

Расчетные пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти не превышают пределы допускаемой относительной допустимые при **прямом** методе динамических измерений, согласно [10] равные 0,35%.



#### 4 РАСЧЕТ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ В СИКН ПОСЛЕ ПРОВЕДЕНИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО ПЕРЕВООРУЖЕНИЯ

Для корректного подбора расходомера необходимо учитывать потери давления на узле. С этой целью выполняется 3D-моделирование трубопроводов СИКН с учетом замены турбинных расходомеров на массовые расходомеры и выполняются расчет гидравлических потерь.

Диаметры коллекторов, диаметры и количество измерительных линий, диаметры и длины трубопроводов технологических обвязок выбираются с учетом допустимых гидравлических потерь при максимальной производительности СИКН. Гидравлические потери должны быть не более [14]:

- 0,2 МПа в режиме измерений;
- 0,4 МПа в режиме.

Гидравлический расчет СИКН проводится по формулам, представленным в справочном издании [20].

##### 4.1 Потери давления по длине прямой трубы

Потери давления по длине прямой трубы постоянного поперечного сечения вычисляются по формуле Дарси-Вейсбаха:

$$\Delta P_{\text{тр}} = \lambda \cdot \frac{L}{D} \cdot \frac{\rho \cdot w^2}{2} \quad (22)$$

где  $\Delta P_{\text{тр}}$  – потери на трение, Па;

$\lambda$  – коэффициент сопротивления трения единицы относительной длины участка;

$L$  – длина участка, м;

$D$  – диаметр поперечного сечения, м;

$\rho$  – плотность жидкости, кг/м<sup>3</sup>;

$w$  – скорость потока, м/с.

Для турбулентного течения  $Re > 4000$ , коэффициент сопротивления трения всех технических труб круглого сечения, для инженерных расчетов принимается по формуле А.Д. Альтшуля:

$$\lambda = 0,11 \cdot \left( \bar{\Delta} + \frac{68}{Re} \right)^{0,25} \quad (23)$$

где  $Re$  – число Рейнольдса;

$\bar{\Delta}$  – относительная шероховатость стенок.

Число Рейнольдса определяется по формуле:

$$Re = \frac{w \cdot D}{\nu} \quad (24)$$

где  $\nu$  – кинематическая вязкость жидкости, м<sup>2</sup>/с;

Относительная шероховатость стенок определяется по формуле:

$$\bar{\Delta} = \frac{\Delta}{D} \quad (25)$$

где  $\bar{\Delta}$  – кинематическая вязкость, сСт.

## 4.2 Потери давления в диффузорах

Потери давления в диффузорах, для инженерных расчетов, делят на две составляющие:  $\Delta P_{тр}$  – потери на трение по длине диффузора и  $\Delta P_{расш}$  – местные потери, связанные с расширением сечения.

$$\Delta P_{Д} = \zeta_{Д} \cdot \frac{\rho \cdot w^2}{2} \quad (26)$$

где  $\zeta_{Д}$  – коэффициент гидравлического сопротивления диффузора;

$w$  – скорость потока на входе в диффузор, м/с.

$$\zeta_{\text{Д}} = \zeta_{\text{тр}} + \zeta_{\text{расш}} \quad (27)$$

Коэффициент гидравлического сопротивления трения равен:

$$\zeta_{\text{тр}} = \frac{\lambda}{8 \cdot \sin \frac{\alpha}{2}} \cdot \left( 1 - \frac{1}{N_{\text{П}}^2} \right) \quad (28)$$

где  $\alpha$  – угол расширения, град.;

$N_{\text{П}}$  – отношение площадей сечений (степень расширения).

Коэффициент гидравлического сопротивления расширения равен:

$$\zeta_{\text{тр}} = 3,2 \cdot k_{\text{Д}} \cdot \text{tg}^{1,25} \frac{\alpha}{2} \cdot \left( 1 - \frac{1}{N_{\text{П}}} \right) \quad (29)$$

#### 4.3 Потери давления в конфузорах

Потери давления в конфузорах выражаются формулой:

$$\Delta P_{\text{К}} = \zeta_{\text{К}} \cdot \frac{\rho \cdot w^2}{2} \quad (30)$$

где  $\zeta_{\text{к}}$  – коэффициент гидравлического сопротивления конфузора определяется по таблице диаграммы 5-23 [20] путем интерполяции.

#### 4.4 Потери давления в отводах

Коэффициент сопротивления отводов определяется как сумма коэффициентов местного сопротивления  $\zeta_{\text{м}}$  колен и сопротивления трения  $\zeta_{\text{тр}}$  поворота:

$$\zeta_{\text{О}} = \zeta_{\text{м}} + \zeta_{\text{тр}} \quad (31)$$

Коэффициент сопротивления трения  $\zeta_{\text{тр}}$  поворота равен:

$$\zeta_{\text{тр}} = 0,0175 \cdot \delta \cdot \lambda \cdot \frac{R_0}{D} \quad (32)$$

где  $R_0$  – радиус закругления отвода, м;

$\delta$  – угол поворота отвода, град.

$$\zeta_M = A_1 \cdot B_1 \cdot C_1 \cdot k_{\Delta} \cdot k_{\text{Re}} \quad (33)$$

где  $A_1$  – коэффициент, учитывающий влияние угла изогнутости отвода (при  $\delta = 90^\circ$ ,  $A_1 = 1$ );

$B_1$  – коэффициент, учитывающий влияние относительного радиуса закругления  $R_0/D$ , определяется по приближенным формулам диаграммы 6-1 справочника [2] путем интерполяции;

$C_1$  – коэффициент, учитывающий влияние относительной вытянутости поперечного сечения отвода  $a_0/b_0$  (при круглом сечении –  $C_1 = 1$ );

$k_{\Delta}$  и  $k_{\text{Re}}$  – коэффициенты, учитывающие влияние шероховатости стенки, определяется по приближенным формулам диаграммы 6-1 [20] путем интерполяции.

#### 4.5 Потери давления в тройниках

Для расчетов потерь давления в тройниках, предусматривается разделение на потери в тройниках, устанавливаемых на участках всасывания (вытяжные тройники) при слиянии потоков и на потери в тройниках, устанавливаемых на участках нагнетания (приточные тройники) при разделении потока. Схема движения потока в вытяжном тройнике приведена на рисунке 6, в приточном тройнике на рисунке 7.

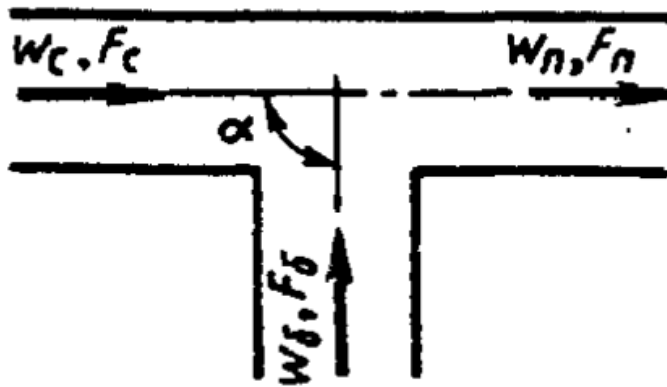


Рисунок 6 – Схема движения потока в вытяжном тройнике

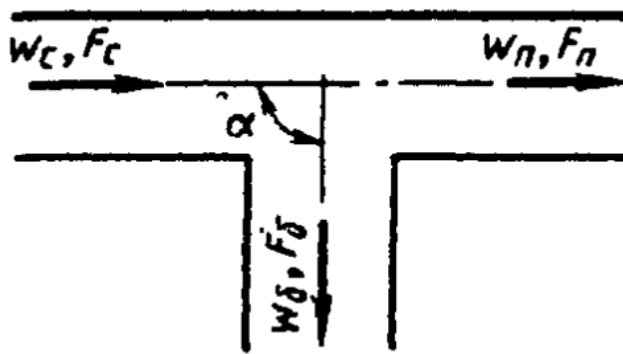


Рисунок 7 – Схема движения потока в приточном тройнике

Потери давления в тройниках выражаются формулой:

$$\Delta P_{\text{ТР}} = \zeta_{\text{ТР}} \cdot \frac{\rho \cdot w^2}{2} \quad (34)$$

$$\zeta_{\text{тр}} = \zeta_{\text{С.Б.}} + \zeta_{\text{С.П.}} \quad (35)$$

где  $\zeta_{\text{С.Б.}}$  – коэффициент сопротивления бокового ответвления;

$\zeta_{\text{С.П.}}$  – коэффициент сопротивления прямого ответвления.

Коэффициенты сопротивления вытяжных тройников обычной формы вычисляются по формулам С.Р. Левина и В.Н. Талиева в которые внесены поправочные коэффициенты. Коэффициент сопротивления бокового ответвления равен:

$$\zeta_{\text{С.Б.}} = A \cdot \left( 1 + \left( \frac{Q_б}{Q_c} \cdot \frac{F_c}{F_б} \right)^2 - 2 \cdot \frac{F_c}{F_{\text{II}}} \cdot \left( 1 - \frac{Q_б}{Q_c} \right)^2 - 2 \cdot \frac{F_c}{F_б} \cdot \left( \frac{Q_б}{Q_c} \right)^2 \cdot \cos \alpha \right) + K_б \quad (36)$$

где  $Q_6$  – расход в боковом ответвлении, м<sup>3</sup>/ч;

$Q_c$  – расход в сборном рукаве м<sup>3</sup>/ч;

$Q_{\Pi}$  – расход в прямом проходе, м<sup>3</sup>/ч;

$F_6$  – площадь сечения бокового ответвления, м<sup>2</sup>;

$F_c$  – площадь сечения сборного рукава, м<sup>2</sup>;

$F_{\Pi}$  – площадь сечения прямого проход, м<sup>2</sup>;

$K_6$  – коэффициент сжатия равный 0.

Учитывая, что  $\cos 90^\circ = 0$ , для случаев когда  $F_{\Pi} = F_c$ ;  $F_6 + F_{\Pi} > F_c$  коэффициент сжатия  $K_6 = 0$ , коэффициент сопротивления  $\zeta_{С.Б.}$  принимает вид:

$$\zeta_{С.Б.} = A \cdot \left( 1 + \left( \frac{Q_6}{Q_c} \cdot \frac{F_c}{F_6} \right)^2 - 2 \cdot \frac{F_c}{F_{\Pi}} \cdot \left( 1 - \frac{Q_6}{Q_c} \right)^2 \right) \quad (37)$$

Коэффициент А определяется по таблице 7-1 справочника [20].

Коэффициент сопротивления прямого прохода рассчитывается по формуле:

$$\zeta_{С.П.} = 1 - \left( 1 - \frac{Q_6}{Q_c} \right)^2 - \left( 1,4 - \frac{Q_6}{Q_c} \right) \cdot \left( \frac{Q_6}{Q_c} \right)^2 \cdot \sin \alpha - 2 \cdot K'_{\Pi} \cdot \frac{Q_6}{Q_c} \cdot \frac{F_c}{F_6} \cdot \cos \alpha \quad (38)$$

Так как  $\cos 90^\circ = 0$ ,  $\sin 90^\circ = 1$  коэффициент сопротивления  $\zeta_{С.П.}$  принимает вид:

$$\zeta_{С.П.} = 1 - \left( 1 - \frac{Q_6}{Q_c} \right)^2 - \left( 1,4 - \frac{Q_6}{Q_c} \right) \cdot \left( \frac{Q_6}{Q_c} \right)^2 \quad (39)$$

Коэффициенты сопротивления приточных тройников обычной формы вычисляются по формулам С.Р. Левина и В.Н. Талиева в которые внесены поправочные коэффициенты. Коэффициент сопротивления бокового ответвления равен:

$$\zeta_{С.Б.} = A' \cdot \left( 1 + \left( \frac{Q_6}{Q_c} \cdot \frac{F_c}{F_6} \right)^2 - 2 \cdot \frac{F_c}{F_6} \cdot \frac{Q_6}{Q_c} \cdot \cos \alpha \right) + K'_6 \cdot \left( \frac{Q_6}{Q_c} \cdot \frac{F_c}{F_6} \right) \quad (40)$$

Коэффициент А' определяется по таблице 7-4 справочника [20].

Учитывая, что  $\cos 90^\circ = 0$ , для случаев когда  $F_{\Pi} = F_c$ ;  $F_6 + F_{\Pi} > F_c$  коэффициент сжатия  $K_6 = 0$ , коэффициент сопротивления  $\zeta_{С.Б.}$  принимает вид:

$$\zeta_{С.Б.} = A' \cdot \left( 1 + \left( \frac{Q_6}{Q_c} \cdot \frac{F_c}{F_6} \right)^2 \right) \quad (41)$$

Коэффициент  $A'$  определяется по таблице 7-4 справочника [20].

Коэффициент сопротивления прямого прохода приточных тройников рассчитывается по формуле:

$$\zeta_{С.П.} = \tau_{\Pi} \cdot \left( \frac{Q_6}{Q_c} \right)^2 \quad (42)$$

где  $\tau_{\Pi}$  определяется по диаграмме 7-20 справочника [20].

#### 4.6 Расчет гидравлических потерь в СИКН в режиме измерения

Исходные данные для расчета:

- $G$  – 923 м<sup>3</sup>/ч;
- $\rho$  – 870 кг/м<sup>3</sup>;
- $\nu$  – 40 сСт;
- $D_{\text{колл}}$  – 0,5 м (диаметр коллекторов);
- $D_{\text{ИЛ}}$  – 0,25/0,2 м (расчетный диаметр ИЛ);
- $\Delta P_{\text{СМ}}$  – 1300 Па (принятое значение потерь давления на смесителе);
- $\Delta P_{\text{ПЗУ}}$  – 750 Па (принятое значение потерь давления на ПЗУ);
- $\Delta P_{\text{СМФ}}$  – 110 000 Па (расчетное значение потерь давления на СМФ400).

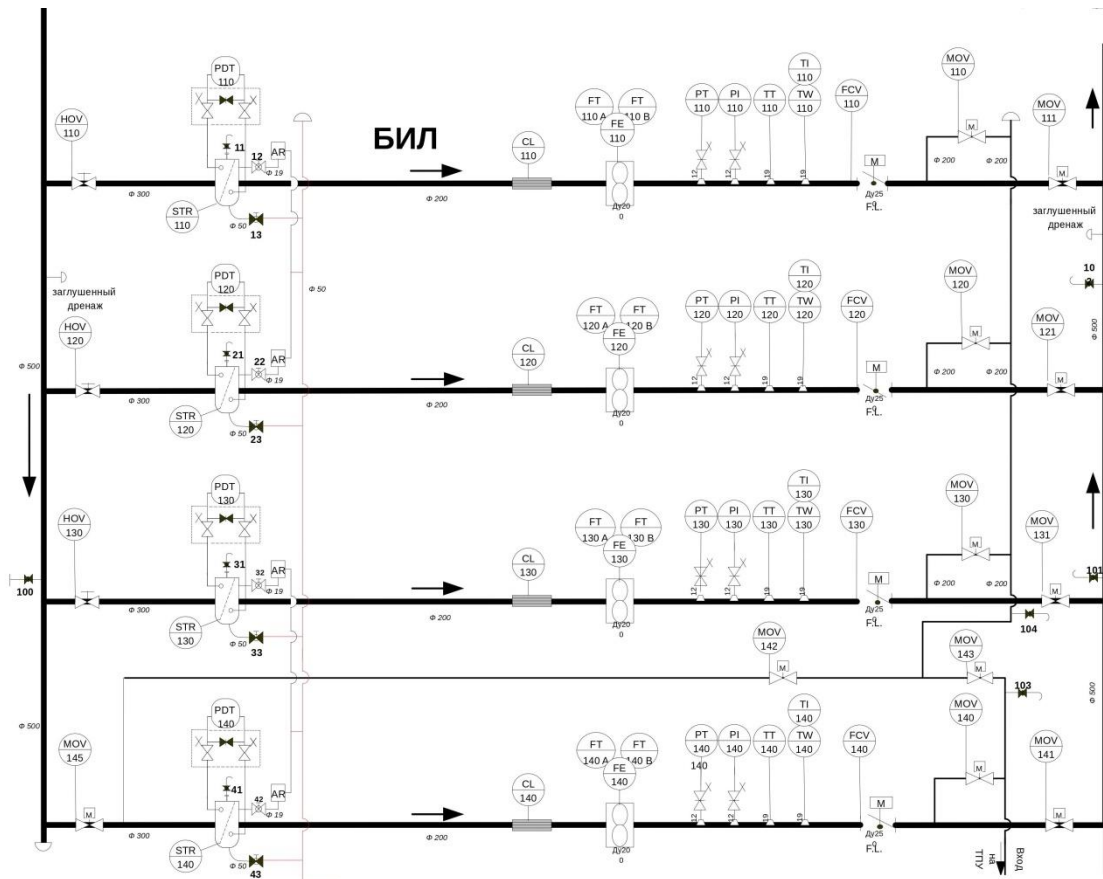


Рисунок 8. Схема для расчета

Результаты расчета гидравлических потерь в СИКН в режиме измерения приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Гидравлических потерь в СИКН в режиме измерения

Элемент схемы	Внутренний диаметр элемента (D), мм	Длина (L)	Кол- во	Потери давления на элементе, Па
L1	500	0,25	1,00	10,61
O1	500		1,00	281,36
L2	500	0,25	1,00	10,61
O2	500		1,00	281,36
L3	500	0,88	1,00	37,15
T1	500/500/250		1,00	775,45
L4	500	0,76	1,00	32,27
T2	500/500/250		1,00	278,42
L5	500	2,33	1,00	98,71



T3	500/500/250		1,00	206,24
31	250		1,00	39,60
L6	250	1,00	1,00	168,26
Ф1	250/200		1,00	30 000,00
L7	200	2,10	1,00	1 035,73
L8	200	0,50	1,00	246,60
O3	200		1,00	1 265,94
K1	200/150		1,00	478,67
FT1	200		1,00	110 000,00
O4	200		1,00	1 265,94
L9	200	0,15	1,00	73,98
O5	200		1,00	1 265,94
L10	200	2,00	1,00	986,41
O6	200		1,00	1 265,94
L11	200	2,10	1,00	1 035,73
Д1	200/250		1,00	4 580,48
P1	250		1,00	39,60
L12	250	1,15	1,00	193,50
32	250		1,00	39,60
T4	500/500/250		1,00	288,73
L13	500	2,33	1,00	98,71
T5	500/500/250		1,00	717,70
L14	500	0,76	1,00	32,27
T6	500/500/250		1,00	1 726,89
L15	500	0,88	1,00	37,15
O6	500		1,00	281,36

L16	500	1,35	1,00	57,31
O7	500		1,00	281,36
L17	500	0,35	1,00	14,86
ИТОГО				159 530,44

Из таблицы 11 видно, что суммарные гидравлические потери в СИКН в режиме измерений не превышают 0,2 МПа, что соответствует требованиям п. 6.3.4 [16].

#### 4.7 Расчет гидравлических потерь в СИКН в режиме поверки

Исходные данные для расчета:

- $G$  – 923 м<sup>3</sup>/ч;
- $\rho$  – 870 кг/м<sup>3</sup>;
- $v$  – 40 сСт;
- $D_{\text{колл}}$  – 0,5 м (диаметр коллекторов);
- $D_{\text{ИЛ}}$  – 0,25/0,2 м (расчетный диаметр ИЛ);
- $\Delta P_{\text{СМ}}$  – 1300 Па (принятое значение потерь давления на смесителе);
- $\Delta P_{\text{ПЗУ}}$  – 750 Па (принятое значение потерь давления на ПЗУ);
- $\Delta P_{\text{СМФ}}$  – 110 000 Па (расчетное значение потерь давления на СМФ400);
- $\Delta P_{\text{ТПУ}}$  – 100 000 Па (принятое значение потерь давления на ТПУ).

Результаты расчета гидравлических потерь в СИКН в режиме измерения приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Гидравлических потерь в СИКН в режиме поверки

Элемент схемы	Внутренний диаметр элемента (D), мм	Длина (L)	Кол- во	Потери давления на элементе, Па
L1	500	0,25	1,00	10,61

O1	500		1,00	281,36
L2	500	0,25	1,00	10,61
O2	500		1,00	281,36
L3	500	0,88	1,00	37,15
T1	500/500/250		1,00	775,45
L4	500	0,76	1,00	32,27
T2	500/500/250		1,00	278,42
L5	500	2,33	1,00	98,71
T3	500/500/250		1,00	206,24
31	250		1,00	39,60
L6	250	1,00	1,00	168,26
Φ1	250/200		1,00	30 000,00
L7	200	2,10	1,00	1 035,73
L8	200	0,50	1,00	246,60
O3	200		1,00	1 265,94
K1	200/150		1,00	478,67
FT1	200		1,00	110 000,00
O4	200		1,00	1 265,94
L9	200	0,15	1,00	73,98
O5	200		1,00	1 265,94
L10	200	2,00	1,00	986,41
L11	200	2,10	1,00	1 035,73
Д1	200/250		1,00	4 580,48
P1	250		1,00	39,60
L12	250	0,40	1,00	67,30
T4	250/250/250		1,00	3 431,78
L13	250	0,38	1,00	63,10
32	250		1,00	39,60

Продолжение таблицы 12

T5	250/250/250		1,00	2 745,42
L14	250	0,50	1,00	84,13
33	250		1,00	39,60
L15	250	2,50	1,00	420,65
ТПУ1			1,00	100 000,00
L16	250	1,80	1,00	302,87
Д2	250/400		1,00	3 173,59
Д3	400/500		1,00	286,28
L17	500	0,50	1,00	3,06
T6	500/500/250		1,00	375,35
L18	500	2,05	1,00	12,54
T7	500/500/250		1,00	288,73
L19	500	2,33	1,00	98,71
T8	250/500		1,00	717,70
L20	500	0,76	1,00	32,27
T9	500/500/250		1,00	1 726,89
L21	500	0,88	1,00	37,15
O7	500		1,00	281,36
L22	500	1,35	1,00	57,31
O8	500		1,00	281,36
L23	500	0,35	1,00	14,86
ИТОГО				269 076,67

Суммарные гидравлические потери в СИКН в режиме поверки не превышают 0,4 МПа, что соответствует требованиям п. 6.3.4 [15].

## 5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Целью расчета является определение размера затрат для замены автоматический пробоотборник «ВИРА-1-50-63» расположенного на СИКН№573 на территории приемо-сдаточного пункта «Раскино», который находится в Александровском районе Томской области.

Задачами данного раздела является:

- создание перечня работ и распределение исполнителей,
- определение трудоемкости выполнения работ,
- расчет материальных затрат,
- расчет основной заработной платы,
- расчет дополнительной заработной платы для персонала,
- расчет накладных расходов.

### 5.1 Планирование управления научно-техническим проектом

#### 5.1.1 Структура работ в рамках проекта

Для выполнения научно-технического проекта была создана рабочая группа, в которую вошли руководитель рабочего проекта (РРП), инженер-электронщик (ИЭ), инженер-испытатель (ИИ), инженер-конструктор (ИК), инженер-проектировщик (ИП).

В данном подразделе был создан перечень работ и отдельных этапов в рамках разработки проекта, а также приведены исполнители по каждому виду работ. Перечень представлен в таблице 13.

Таблица 13 – Перечень работ, этапов и распределение исполнителей

Основные этапы	Номер работы	Содержание работ	Исполнитель
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	РРП
	2	Подбор и изучение материала по теме	ИП
Выбор направления исследования	3	Выбор направления исследования	ИП
	4	Календарное планирование работ по теме	РРП, ИП
	5	Изучение теоретического материала по выбранному направлению	ИП
Теоретические и экспериментальные исследования	6	Проведение теоретических расчетов и обоснований	ИП, ИП
	7	Построение макетов (моделей)	ИП, ИК, ИЭ
	8	Проведение испытаний	ИП, ИИ
	9	Сопоставление результатов экспериментов с теоретическими исследованиями	ИП

Обобщение и оценка результатов	10	Оценка эффективности полученных результатов	РРП, ИП
--------------------------------	----	---------------------------------------------	---------

### 5.1.2 Определение трудоемкости выполнения работ

Определение трудоемкости выполнения работ для каждого исполнителя является важным моментом, т.к. трудовые затраты чаще всего являются основной частью стоимости проведенного исследования.

Ожидаемое (среднее) значение трудоемкости  $t_{ожі}$  рассчитано по формуле:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{mini} + 2t_{maxi}}{5}, \quad (43)$$

где  $t_{ожі}$  – ожидаемое значение трудоемкости выполнения  $i$ -ой работы, чел.-дн.;  $t_{mini}$  – минимально возможная трудоемкость заданной  $i$ -ой работы, чел.-дн.;  $t_{maxi}$  – максимально возможная трудоемкость заданной  $i$ -ой работы, чел.-дн.

Исходя из полученных значений  $t_{ожі}$ , рассчитывается продолжительность каждого вида работы в рабочих днях  $T_p$  по формуле:

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{C_i}, \quad (44)$$

где  $T_{pi}$  – продолжительность одной  $i$ -ой работы, раб. дн.;  $C_i$  – численность исполнителей, одновременно выполняющих одну и ту же работу на определенном этапе, чел.

Таблица 14– Временные показатели проведения НТП

Номер работы	Исполнитель	Трудоемкость работ			Длительность работ в рабочих днях $T_{pi}$ , раб.дн.	Длительность работ в календарных днях $T_{ki}$ , кал. дн.
		$t_{min}$ , чел.-дн.	$t_{max}$ , чел.-дн.	$t_{ожi}$ , чел.-дн.		
1	РРП	1	2	1,4	1,4	1
2	ИП	8	12	9,6	9,6	14
3	ИП	4	6	4,8	4,8	7
4	РРП	1	2	1,4	0,7	1
	ИП	1	2	1,4	0,7	1
5	ИП	5	7	5,8	5,8	9
6	ИП	6	8	6,8	6,8	3
7	ИП	4	8	5,6	1,9	2
	ИК	8	14	10,4	3,5	3
	ИЭ	8	14	10,4	3,5	3
8	ИИ	4	6	4,8	2,4	4
	ИП	4	6	4,8	2,4	4
9	ИП	1	2	1,4	1,4	2
10	РРП	3	5	3,8	1,9	3
	ИП	3	5	3,8	1,9	3

В данной таблице просчитаны показатель ожидаемого значения трудоемкости выполненной работы, продолжительность каждого вида работ в рабочих днях.

### 5.1.3 Расчет материальных затрат научно-технического исследования

В рамках расчета материальных затрат НТИ должны быть учтены:

– приобретаемые сырье и материалы, необходимые для создания портативного комплекса;



- затраты на дополнительные комплектующие;
- сырье, материалы, различные комплектующие изделия, применяемые в качестве объектов исследования;
- затраты на канцелярские принадлежности.

Материальные затраты  $Z_M$  на  $i$ -й материальный ресурс рассчитывается по формуле:

$$Z_M = (1 + k_T) \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{расxi}, \quad (45)$$

где  $k_T$  – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы;  $m$  – количество видов материальных ресурсов, используемых для выполнения научного исследования;  $C_i$  – цена на приобретение  $i$ -го вида приобретаемого материального ресурса;  $N_{расxi}$  – количество материального ресурса  $i$ -го вида, которое планируется для использования при выполнении научного исследования.

Для реализации данного научного проекта необходимы электронные компоненты. Результаты расчетов материальных затрат представлены в таблице 15. В ходе научно-технического исследования у приобретенных видов продукции не было остатков, следовательно, не нужно исключать стоимость возвратных отходов

Таблица 15 – Материальные затраты (Конфиденциальная информация)

Исходя из данных приведенных в таблице № 11 затраты на материалы и затраты в сумме составили X рублей.

#### 5.1.4 Расчет основной заработной платы исполнителей темы

Заработная плата участников выполнения НТИ учитывает основную заработную плату и дополнительную и рассчитывается по формуле:

$$Z_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп}, \quad (46)$$

где  $Z_{осн}$  – величина основной заработной платы;  $Z_{доп}$  – величины дополнительной заработной платы (15 % от  $Z_{осн}$ ).

Основная заработная плата одного исполнителя от предприятия рассчитывается по формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p, \quad (47)$$

где  $Z_{дн}$  – среднедневная заработная плата работника, руб.;  $T_p$  – продолжительность работ, выполняемых исполнителем, раб. дн.

Среднедневная заработная плата  $Z_{дн}$  рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_M \cdot M}{F_d}, \quad (48)$$

где  $Z_M$  – месячный должностной оклад, руб.;  $M$  – количество месяцев работы исполнителя без отпуска в течение года (при шестидневной рабочей неделе и отпуске в 48 рабочих дней значение  $M$  составляет 10,4 месяца);  $F_d$  – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн. Для расчета действительного годового фонда рабочего времени была заполнена таблица 16.

Таблица 16 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	РРП	ИЭ	ИИ	ИП	ИК
Календарное число дней	365	365	365	365	365
Количество нерабочих дней (выходные и праздничные дни)	70	70	70	70	70
Потери рабочего времени:					
– отпуск	48	48	48	48	48
– невыходы по болезни	–	–	–	–	–
– командировка	–	–	–	–	–
Действительный годовой фонд рабочего времени	247	247	247	247	247

Месячный должностной оклад работника рассчитывается по формуле:

$$Z_M = Z_B \cdot (k_{np} + k_d) \cdot k_p, \quad (49)$$

где  $Z_B$  – базовый оклад, руб.;  $k_{np}$  – премиальный коэффициент;  $k_d$  – коэффициент доплат и надбавок;  $k_p$  – районный коэффициент (для г. Томска – 1,3).

Расчет основной заработной платы приведен в таблице 17.

Таблица 17 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	$Z_B$ , руб.	$k_{np}$	$k_d$	$k_p$	$Z_M$ , руб	$Z_{дн}$ , руб.	$T_p$ , раб. дн.	$Z_{осн}$ , руб.
РРП	45000	0,3	0,4	1,3	40950	1724,2	7	12069,5
ИП	35000	0,3	0,4	1,3	31850	1341,1	5	6705,3
ИК	35000	0,3	0,4	1,3	31850	1341,1	3	4023,2
ИИ	35000	0,3	0,4	1,3	31850	1341,1	4	5364,2
ИЭ	35000	0,3	0,4	1,3	31850	1341,1	3	4023,2
Итого:								32185,3

Таким образом, из таблицы № 17 мы видим, что основная заработная плата исполнителей проекта находится в диапазоне от 4023,2 до 12069,5 рублей.

### 5.1.5 Расчет дополнительной заработной платы исполнителей темы

Дополнительная заработная плата учитывает величину предусмотренных Трудовым кодексом Российской Федерации доплат за отклонения от нормальных условий труда, а также выплаты, связанные с обеспечением компенсаций и гарантий.

Дополнительная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{доп}} = Z_{\text{осн}} \cdot k_{\text{доп}}, \quad (50)$$

где  $k_{\text{доп}}$  – коэффициент дополнительной заработной платы, принятый за 0,15.

В результате получили значения, которые представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Расчет дополнительной заработной платы

Исполнитель	$Z_{\text{осн}}$ , руб.	$k_{\text{доп}}$	$Z_{\text{доп}}$ , руб.
РРП	12069,5	0,15	1810,43
ИП	6705,3	0,15	1005,8
ИК	4023,2	0,15	603,48
ИИ	5364,2	0,15	804,63
ИЭ	4023,2	0,15	603,48
Итого:			4827,81

Из таблицы 18 мы можем сделать вывод что, дополнительная заработная плата исполнителей проекта находится в диапазоне от 603,48 до 1810,43 рублей.

### 5.1.6 Расчет накладных расходов

В данной статье отражены расходы на выполнение проекта, которые не учтены в предыдущих статьях, их следует принять равными 10 % от суммы всех предыдущих расходов. Размер накладных расходов рассчитывается по формуле:

$$C_{\text{накл}} = (C_{\text{ЗП}} + C_M) \cdot k_{\text{накл}}, \quad (51)$$

где  $C_M$  – материальные затраты;  $C_{\text{ЗП}}$  – затраты на заработную плату исполнителям, которая складывается из основной и дополнительной;  $k_{\text{накл}}$  – коэффициент накладных расходов.

Применительно к нашей разработке размер накладных расходов составляет  $C_{\text{накл}} = 220722,1$  руб.

Выводы по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Создан перечень работ и отдельных этапов в рамках разработки проекта, а также приведены исполнители по каждому виду работ согласно уровню квалификации работника. Все данные сведены в таблицу.
2. Просчитан показатель ожидаемого значения трудоемкости на каждый этап и номер работы, продолжительность каждого вида работ в рабочих днях. Все данные сведены в таблицу.
3. После пересчета всех комплектующих общая сумма на материалы составила 1342500 рублей.
4. При подсчете основной заработной платы с учетом районного коэффициента равного 1,3 заработная плата руководителя рабочего проекта – 12069,5 рублей, инженера-электронщика – 4023,2 рублей, инженера-испытателя – 5364,2 рублей, инженера-конструктора – 4023,2 рублей, инженера-проектировщика – 6705,3 рублей.
5. При подсчете дополнительной заработной платы с учетом коэффициента дополнительной заработной платы равного 0,15 заработная плата руководителя рабочего проекта – 1810,43 рублей, инженера-электронщика – 603,48 рублей, инженера-испытателя – 804,63 рублей, инженера-конструктора – 603,48 рублей, инженера-проектировщика – 1005,8 рублей.
6. После суммирования основной и дополнительной заработной платы и умножения полученного показателя на коэффициент накладных расходов принятого за 0,16 получаем, что размер накладных расходов при осуществлении данного проекта составляет 220722,1 рублей.
7. После произведенных расчетов приходим к выводу, что для замены автоматического пробоотборника «ВИРА-1-50-63» потребуется 1588165,82 рублей.

## 6 Социальная ответственность.

Объектом исследования является СИКН№573 расположенный на территории приемо-сдаточного пункта «Раскино», который находится в Александровском районе Томской области.

### 6.1 Анализ вредных производственных факторов.

Отклонение показателей климата на открытом воздухе.

Метеорологические условия на производстве, или микроклимат, определяют следующие параметры: температура воздуха ( $^{\circ}\text{C}$ ); относительная влажность воздуха (%); подвижность воздуха (м/с); тепловое излучение ( $\text{Вт}/\text{м}^2$ ) и тепловая нагрузка среды ( $^{\circ}\text{C}$ ). Эти параметры, вместе или отдельно, влияют на организм человека, определяя его самочувствие.

Метеорологические условия изменяются сезонно и посуточно. При высокой температуре воздуха понижается внимание, появляются торопливость неосмотрительность при низкой - уменьшается подвижность конечностей вследствие интенсивной теплоотдачи организма.[41]

Повышенная запыленность и 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  $\text{H}_2\text{S}$  -  $0.1 \text{ м}^2/\text{м}^3$  по Государственному стандарту (ГОСТ) 12.1.005 - 88 [40].

Для контроля запыленности и загазованности используют специальные приборы (газоанализаторы). Количество вредных примесей в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций.

Основным источником шума в помещении СИКН№573 являются работающий насос.

Предельно допустимые значения (до 80 децибел), характеризующие шум, регламентируются согласно ГОСТ 12.1.003-83 [42]. Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука.

Для уменьшения шума необходимо устанавливать звукопоглощающие кожухи, применять против шумные подшипники, глушители, вовремя смазывать трущиеся поверхности, а также использовать средства индивидуальной защиты: наушники, ушные вкладыши.

Наиболее эффективными средствами борьбы с шумом являются звукоизолирующие устройства, применяемые для полной изоляции источника от окружающей среды. На пути распространения звуковых волн создается препятствие, обладающее достаточной инерцией для возбуждения в нем колебаний. Так как инерционные свойства преграды увеличиваются с увеличением веса единицы поверхности, то звукоизолирующие конструкции должны быть тяжелыми, выполненными из плотных материалов.

## 6.2 Анализ опасных производственных факторов.

В процессе эксплуатации СИКН возникает ряд опасных и вредных производственных факторов, обусловленных технологией производственного процесса СИКН, работой оборудования и применяемыми материалами. Выделяют следующие:

Погрузо-разгрузочные работы.

- выполнением работ квалифицированным персоналом;
- применением грузоподъемного оборудования в соответствии с ГОСТ 12.3.009–76 [22], действующей нормативно-технической документацией и эксплуатационными документами;
- применением знаковой и других видов сигнализации при перемещении грузов подъемно-транспортным оборудованием;
- применением рукавицы ГОСТ 12.4.010–75 [23];
- применением спецодежды ГОСТ 12.4.280–2014 [24];
- применением касок защитных ГОСТ 12.4.087–84 [25];

Защита от подвижных частей технологического оборудования.

Защита от подвижной части технологического оборудования, осуществляется за счет применения защитных кожухов на вращающихся частях оборудования, с целью предотвращения получения травм обслуживающим персоналом СИКН.

К средствам индивидуальной защиты относятся:

- спецодежда [24];
- рукавицы [23];
- каски защитные [25];
- защитные очки и маски.

Защита от повреждений электрическим током.

Опасное и вредное воздействия на людей электрического тока, электрической дуги и электромагнитных полей проявляются в виде электротравм и профессиональных заболеваний.

Степень опасного и вредного воздействия на человека электрического тока, электрической дуги и электромагнитных полей зависит от [26]:

- рода и величины напряжения и тока;



- частоты электрического тока;
- пути тока через тело человека;
- продолжительности воздействия электрического тока или электромагнитного поля на организм человека;
- условий внешней среды.
  - Для снижения опасности поражения электрическим током персонал, обслуживающий электротехническое оборудование СИКН, должен руководствоваться следующими нормативными документами:
    - правилами устройства электроустановок ПУЭ, 7-е изд. [27];
    - межотраслевыми правилами по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок РД 153-34.0-03.150-00 [28];
    - правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей 2003 г [29].

Помимо соблюдения требований нормативных документов, указанных выше персонал СИКН должен применять средства индивидуальной защиты.

#### Защита от химического фактора.

Основным опасным и вредным химическим фактором является токсичность нефти и ее паров. Токсичность нефти объясняется присутствием летучих ароматических углеводородов (толуол, ксилол, бензол), нафталина и ряда других фракций нефти. Такие составляющие нефти как бензол и толуол являются высокотоксичными веществами, однако они легко испаряются.

Для защиты от вредных воздействий нефти и ее паров персонал оснащен индивидуальными средствами защиты:

- фильтрующими противогазами-респираторами ФГП-130А, марка фильтрующего элемента А, ГОСТ 12.4.121-2015 [30];
- спецодеждой ГОСТ 12.4.111-82 [31];
- перчатками [23].

### 6.3 Охрана окружающей среды.

#### 6.3.1 Анализ воздействия объекта на атмосферу

Отходы - непригодные для производства виды сырья, его неупотребляемые остатки, которые не подвергаются утилизации в технологическом процессе, а также в результате определенного срока службы полностью или частично утратили свои потребительские качества и их дальнейшее применение уже не эффективно. Образование, сбор, накопление, хранение и первичная переработка отходов являются неотъемлемой составной частью технологических процессов, в ходе которых они образуются. Учету подлежат все отходы.

При эксплуатации объекта ПСН образуются следующие виды опасных отходов:

- Шлам очистки трубопроводов и емкостей (бочек, контейнеров, цистерн, гидронаторов) от нефти и нефтепродуктов образуется при зачистке резервуаров и других емкостей, используемых при хранении нефти и ГСМ.
- Грунт, загрязненный нефтепродуктами, образуется в результате аварийных ситуаций (разливов вдоль трасс трубопроводов и 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.
- Лом черных металлов на месторождении - это результат списания оборудования, капитального и текущего ремонта трубопроводов. По мере накопления вывозятся в поселок Пионерный.

- Мусор от бытовых помещений организаций несортированный (исключая крупногабаритный) образуется в результате производственной деятельности персонала в офисных помещениях месторождений. По мере накопления вывозятся на месторождение Чкаловское.
- Ртутные термометры отработанные и брак образуются в результате эксплуатации ртутных термометров в ИЛН. По мере накопления вывозятся на полигон токсичных отходов г. Стрежевой.
- Ртутные лампы, люминесцентные ртутьсодержащие трубки отработанные
- брак образуются в результате замены пришедших в негодность ламп системы освещения помещений и промплощадки. По мере накопления вывозятся на полигон токсичных отходов г. Стрежевой.

Обращение с каждым видом отходов производства и потребления зависит от их происхождения, агрегатного состояния, физико-химических свойств субстрата, количественного соотношения компонентов и степени опасности для здоровья населения и среды обитания человека. По отношению ко всем отходам должен проводиться визуальный контроль над соблюдением правил хранения и своевременным вывозом, который осуществляется в соответствии с «Инструкциями по обращению с отходами производства и потребления», разработанными отдельно для каждого вида отходов.

Для обеспечения безаварийной работы предприятия, обеспечения минимально возможного выделения загрязняющих веществ в атмосферу предусмотрен следующий комплекс технических решений:

- Технологическая схема герметизирована.
- Конструкция уплотнений, материалы прокладок фланцевых соединений оборудования и трубопроводов обеспечивают необходимую степень герметичности разъемных соединений.
- Герметичность запорной аппаратуры принята класса А.

- Надежность и герметичность конструкции оборудования и трубопроводов обеспечивается за счет необходимого запаса его прочности и коррозионной стойкости, обеспечиваемого применением соответствующего материального оформления с учетом возможных неблагоприятных режимов работы.

#### 6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.

Краткое описание систем обеспечивающих безопасную эксплуатацию опасного производственного объекта.

На участке магистрального нефтепровода автоматизированные системы сигнализации и блокировок не предусмотрены. Передача информации диспетчеру при выходе контрольных параметров за допустимые пределы производится с использованием местной телефонной и радиосвязи.

Контроль параметров работы трубопроводов производится при визуальном и приборном контроле (по показаниям манометров).

Управление работой установки СИКН производится с АРМ оператора, установленного в операторной. АРМ обеспечивает работу СИКН в следующих режимах: автоматическом, дистанционном и ручном. Автоматизация СИКН предполагает присутствие дежурного персонала, так как вывод СИКН на режим, установки и необходимые изменения параметров производятся оператором.

Основными частями АРМ оператора являются:

- Компьютер управления и сбора информации «ВИЗАРД СИКН ST»
- Компьютер управления вспомогательной системой АСУ ТП.

Меры обеспечивающие безопасную эксплуатацию СИКН:

- Электрооборудование выбрано с учётом категории и зоны

взрывоопасности;

- Выполнена молниезащита зданий и сооружений;
- Защита оборудования и технологических трубопроводов от статического электричества;
- Дыхание емкостного оборудования выполнено через дыхательные клапаны с огнепреградителями;
- Объем КИПиА позволяет полностью держать под контролем процесс учёта нефти;
- Предусмотрена предаварийная звуковая и световая сигнализация при отклонении технологических параметров;
- Управление задвижками выполнено по месту и дистанционно с АРМ оператора, что дает возможность, при необходимости, быстро вмешаться в возникшую внештатную ситуацию;
- Измерение и контроль загазованности осуществляется с помощью стационарного газоанализатора ГСМ-5 с подключением к контроллеру и выводом на дисплей АРМ;
- Имеется автоматический запуск вентиляционной системы здания СИКН в случае превышения загазованности помещения;
- Тепловая изоляция трубопроводов выполнена из негоряемого материала;
- Территория СИКН ограждена по всему периметру, исключает проникновение посторонних лиц;
- Установлен противопожарный водовод с разводкой в помещения и пожарные павильоны 2 шт;
- Установлена пожарноохранная сигнализация с выводом на пульт «С2000» в операторной;
- Имеется блокировка вентиляционной системы здания СИКН в случае пожара;

Ежеквартально проводится проверка срабатывания систем станционных защит в части автоматики и телемеханики.

Средства защиты работающих.

Несмотря на мероприятия, предусмотренные в проекте, нельзя исключить вероятность контакта обслуживающего персонала с вредными веществами в случае нарушения герметичности уплотнений на арматуре, разгерметизации оборудования и трубопроводов, ремонта и чистки резервуаров.

Персонал ПСН должен быть обеспечен спецодеждой согласно «Норм бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работников АО «Томскнефть» ВНК (спецодежда, не накапливающие статического электричества, брезентовые рукавицы, фартук, каска). Запрещается использовать спецодежду, пропитанную нефтепродуктами, маслами.

Также персонал обеспечивается касками защитными, подшлемниками под каску и другими средствами защиты.

Кроме индивидуальных средств защиты предусматриваются коллективные средства защиты работающих при возможных возгораниях.

Средства пожаротушения при возможных загораниях на ПСН.

Главная задача при борьбе с пожарами – локализация, которая достигается путем ограничения времени истечения и объема вытекающего продукта.

Силы и средства пожаротушения ПСН включает в себя:

- добровольная пожарная команда в количестве 5 человек;
- резервуары (РВС-400) для воды по 400 м<sup>3</sup> - 2 шт.
- надземными гидрантами;

На площадке пункта сдачи нефти и сооружениях вспомогательного комплекса задействованы следующие виды пожаротушения: водяное и порошковое.

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

пожаротушения размещаются вблизи мест наиболее вероятного их применения, на виду, в безопасном при пожаре месте, с обеспечением к ним свободного доступа.

На площадках устанавливаются пожарные щиты, оснащенные первичными средствами пожаротушения. Согласно Правил противопожарного режима в Российской Федерации, тип пожарного щита для тушения пожара на технологических площадках – ЩП-В, на электро - установках – ЩП-Е.

#### 6.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности и социальной защиты работников на предприятии

Рабочая смена оператора товарного не должна превышать 12 часов. Т.к. контроль за бесперебойной работой оборудования необходимо проводить каждую секунду, работы организуются в две смены. Женщины, подростки и сотрудники, не имеющие соответствующего доступа, к работе не допускаются. Каждый работник должен получить два комплекта спецодежды, что обязательно. Оператору допускается исправлять мелкие неполадки, однако при серьезных поломках его главной обязанностью является уведомление лиц вышестоящих, т.е. ст. инженера или его заместителя.

Работы на нефтегазопромислах относятся к числу вредных и опасных для здоровья трудящихся, поэтому для оных предусмотрены различные льготы и компенсации за причиненный ущерб. К таким относятся увеличение оплаты труда, льготные пенсионные отчисления, а также дополнительный оплачиваемый отпуск, предоставляемый каждый год.

Оператор товарный ежедневно контактирует с нефтегазопромышленным оборудованием, которое должно отвечать определенным требованиям. С целью обеспечить устранение или снижение опасных и вредных факторов до

соответствующих значений, в конструкцию оборудования должны входить различные защитные средства, и она должна обеспечивать удобное выполнение трудовых обязанностей оператора. Рабочая область должна соответствовать требованиям [44], которые учитывают удобное выполнение работ в положении сидя или стоя или в обоих положениях.

Рабочее пространство и рабочее место должны проектироваться в соответствии с [45]. Проектирование должно учитывать стабильность рабочих поз трудящихся и их мобильность. Для эффективного выполнения рабочих обязанностей необходимо иметь достаточное пространство, обеспечивающее удобные рабочие позы, возможность их вариаций и передвижений. Оборудование должно быть легкодоступно и безопасно.

#### Социальное страхование

Страховщик – Фонд социального страхования РФ.

Страхователь – Юридические лица любой организационно-правовой формы (в том числе иностранные организации, осуществляющие свою деятельность на территории РФ и нанимающие граждан РФ) либо физические лица, нанимающие лиц, подлежащих обязательному социальному страхованию.

Федеральным законом от 24 июля 1998 года № 125-ФЗ "Об обязательном социальном страховании от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний" произведена замена должника в обязательствах по возмещению вреда, причиненного работнику при исполнении им трудовых обязанностей.

Сам пострадавший или лица, имеющие право на получение возмещения, должны предъявлять соответствующие требования не к работодателю, а к органам Фонда социального страхования РФ.

Если гражданин выполняет работу по гражданско-правовому договору, условия которого не предусматривают обязанность уплаты работодателем страховых



взносов, то возмещение работнику утраченного заработка, в части оплаты труда, осуществляется причинителем вреда.

Возмещение застрахованным лицам морального вреда, причиненного, в связи с несчастным случаем на производстве или профессиональным заболеванием, осуществляется причинителем вреда. [43]

Льготы, гарантии и компенсации, направленные на материальную поддержку Работников, пострадавших при несчастных случаях на производстве по вине работодателя, а также семей работников, погибших на производстве:

- Оказание материальной помощи в пределах произведенных расходов, связанных с погребением работника, погибшего в результате несчастного случая на производстве, трудового увечья или профзаболевания, а также в случае смерти инвалидов труда, наступившей вследствие трудового увечья либо профзаболевания - по представленным копиям расходных документов, но не более 169 600 рублей.
- Оплата содержания в государственных (муниципальных) детских дошкольных учреждениях детей работников, погибших в результате несчастных случаев на производстве - в полном размере по представленным копиям расходных документов. Содержание в ведомственных детских дошкольных учреждениях детей работников, погибших в результате несчастных случаев на производстве - компенсировать по тарифам государственных (муниципальных) детских дошкольных учреждений.
- Выделение или оплата 1 раз в год путевки в оздоровительные лагеря, расположенные на территории РФ, детям (до достижения ими 16-тилетнего возраста) работников, погибших в результате несчастных случаев на производстве, в полном размере по представленным копиям расходных документов. Оплачивать стоимость проезда и провоза багажа в оздоровительные лагеря (по путёвкам, оплаченным

Обществом) по территории РФ и обратно по тарифам эконом-класса (авиа) или купе (ЖД). Стоимость путёвок, которые могут быть оплачены в соответствии с данной льготой, определяется на общих основаниях стоимостью путёвок, приобретаемых для организации отдыха детей работников Общества.

- Выплата ежемесячного пособия на содержание детей (до достижения ими 18-тилетнего возраста) работников, погибших в результате несчастного случая на производстве, в размере не более 15 800 рублей второму родителю или опекуну ребёнка.
- Оплата стоимости впервые получаемого начального профессионального образования в государственной (муниципальной) системе начального профессионального образования, а также стоимость впервые получаемого среднего профессионального или высшего профессионального образования (бакалавриат или специалитет) по очной (дневной) форме в государственных (муниципальных) учреждениях среднего профессионального или высшего профессионального образования РФ детям (в возрасте не более 21 года на момент начала обучения) работников, погибших в результате несчастных случаев на производстве, по представленным копиям расходных документов в полном размере, но не более 156 800 рублей в год.
- По личному заявлению ежегодное оказание материальной помощи к Международному дню инвалидов работникам-инвалидам, неработающим инвалидам, пострадавшим от несчастного случая на производстве или профессионального заболевания и вышедшим на пенсию из Общества в размере не более 5 500 рублей.
- Оказание единовременной материальной помощи, а также компенсация морального вреда работникам, пострадавшим в результате несчастных случаев на производстве, либо вследствие профессиональных заболеваний.

## Заключение

В данной выпускной квалификационной работе рассмотрен состав СИКН, предложены варианты замены оборудования, которую можно провести в процессе проведения технического перевооружения СИКН.

В работе выполнен расчет текущей относительной погрешности измерения массы товарной нефти и расчет относительной погрешности в случае проведения технического перевооружения и замены турбинных преобразователей на массовые расходомеры. Расчет показал, что при переходе к прямому методу динамических измерений массы брутто нефти допускаемая относительная погрешность составит  $\pm 0,11$  %, указанное значение меньше, чем допускаемая относительная погрешность при косвенном методе динамических измерений массы брутто нефти составляющая  $\pm 0,17$  %.

Применение прямого метода динамических измерений позволит упростить алгоритм учета массы нефти, проходящей через СИКН, за измерения плотности и расчетов для перехода от объемного расчета к массовому.

Выполнен расчет гидравлических потерь в СИКН в случае проведения технического перевооружения. Из расчета видно, что существенное влияние на гидравлические потери оказывают гидравлические потери на массовых расходомерах. Расчетным путем определено, что суммарные гидравлические потери в СИКН в режиме измерений не превышают 0,2 МПа, в режиме поверки не превышают 0,4 МПа, что соответствует требованиям п. 6.3.4 [15].

## Список литературы

1. Федеральный закон от 21.07.1997 N 116-ФЗ (ред. от 07.03.2017) "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" (с изм. и доп., вступ. в силу с 25.03.2017).
2. СП 131.13330.2012. Строительная климатология. М.: Министерство регионального развития Российской Федерации, 2012. – 124 с.
3. СП 20.13330.2011. Нагрузки и воздействия. М.: Министерство регионального развития Российской Федерации, 2010. – 96 с.
4. ГОСТ 2517-2012. Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб. М.: Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии, 2012. – 37 с.
5. ГОСТ Р 51858-2002. Нефть. Общие технические условия. М.: Госстандарт России, 2002. – 15 с.
6. ГОСТ 30852.9-2002. Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 10. Классификация взрывоопасных зон. М.: Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии, 2012. – 41 с.
7. ГОСТ 30852.11-2002. Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 12. Классификация смесей газов и паров с воздухом по безопасным экспериментальным максимальным зазорам и минимальным воспламеняющим токам. – М.: Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии, 2012. – 16 с.
8. ГОСТ 30852.5-2002. электрооборудование взрывозащищенное. Часть 4. Метод определения температуры самовоспламенения. – М.: Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии, 2012. – 23 с.
9. СНиП 21-01-97\*. Пожарная безопасность зданий и сооружений. – М.: Минстрой России, 1997. – 28 с.
10. ГОСТ Р 8.595-2004. Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам

выполнения измерений. – М.: Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии, 2004. – 18 с.

11. МИ 3532-2015. Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Рекомендации по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти. – М.: Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии, 2015. – 65 с.

12. МИ 3002-2006. Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. правила пломбирования и клеймения средств измерений и оборудования, применяемых в составе систем измерений количества и показателей качества нефти и поверочных установок. – М.: Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии, 2006. – 77 с.

13. РМГ 101-2010. Государственная система обеспечения единства измерений. системы измерений количества и показателей качества нефти. метрологические и технические требования к проектированию. – М.: Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии, 2010. – 31 с.

14. Кориолисовые расходомеры и плотномеры серии ELITE с максимальной производительностью [электронный ресурс] – Электрон. дан. – Режим доступа: <http://www2.emersonprocess.com/ru-RU/brands/micromotion>, свободный. – Загл. с экрана. — Яз. рус.

15. Массовый кориолисовый расходомер [электронный ресурс] – Электрон. дан. – Режим доступа: [http://emis-kip.ru/ru/prod/massovyj\\_rashodomer/](http://emis-kip.ru/ru/prod/massovyj_rashodomer/), свободный. – Загл. с экрана. — Яз. рус.

16. МИ 2825-2003. Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. системы измерений количества и показателей качества нефти. метрологические и технические требования к проектированию.

– М.: Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии», 2003. – 28 с.

17. ГОСТ 2477–2014. Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды. – М.: Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии, 2015. – 16 с.

18. ГОСТ 21534–76. Нефть. Методы определения содержания хлористых солей. – М.: Государственный комитет стандартов Совета Министров СССР, 1976 г. – 11 с.

19. ГОСТ 6370–83. Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей (переиздание с изм. 1). – М.: Министерство нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности СССР, 1984 г. – 5 с.

20. Справочник по гидравлическим сопротивлениям. Идельчик И.Е./Под редакцией канд. техн. наук М.О. Штейнберга – 3-е издание, переработанное и дополненное – М.: Машиностроение, 1992-672 с.: ил.

21. ГОСТ 12.0.003-2015. Система стандартов по безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. – М.: Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии, 2016 г. – 16 с.

22. ГОСТ 12.3.009-76. Система стандартов безопасности труда. Работы погрузочно-разгрузочные. общие требования безопасности. – М.: Госстандарт СССР, 1976 г. – 9 с.

23. ГОСТ 12.4.010-75. Система стандартов безопасности труда. Средства индивидуальной защиты. рукавицы специальные. Технические условия. – М.: Госстандарт СССР, 1975 г. – 8 с.

24. ГОСТ 12.4.280-2014 Система стандартов безопасности труда. Одежда специальная для защиты от общих производственных загрязнений и механических воздействий. Общие технические требования. М.: Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии, 2014 г. – 23 с.

25. ГОСТ 12.4.087–84. Система стандартов безопасности труда. СТРОИТЕЛЬСТВО. Каски строительные. технические условия. М.: – Госстрой СССР, 1984 г. – 7 с.
26. ГОСТ Р 12.1.019-2009. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. М.: – Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии, 2009 г. – 32 с.
27. Правила устройства электроустановок. Издание 7. М.: – Минэнерго СССР, 1985 г.
28. РД 153–34.0–03.150–00. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок. М.: – Министерство энергетики РФ, 2000 г. – 180 с.
29. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителя. М.: – Минэнерго России Минюстом России, 2003 г.
30. ГОСТ 12.4.121–2015. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органов дыхания. Противогазы фильтрующие. Общие технические условия. Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии, 2015 г. – 11 с.
31. ГОСТ 12.4.111-82 Система стандартов безопасности труда. Костюмы мужские для защиты от нефти и нефтепродуктов. Технические условия. М.: – Государственный комитет СССР по стандартам, 1982 г. – 11 с.
32. Руководство по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов». Серия 03. Выпуск 67. — М.: Закрытое акционерное общество «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2013. — 194 с.
33. ГОСТ 1759.0-87. Болты, винты, шпильки и гайки. Технические условия. М.: – Госстандарт СССР, 1987 г. – 16 с.
34. ГОСТ Р 12.4.026–2001. Система стандартов безопасности труда. Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и

правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний. М.: – Госстандарт России, 2001 г. – 76 с.

35. ГОСТ 12.4.040-78. Система стандартов безопасности труда. Органы управления производственным оборудованием. Обозначения. М.: – Государственный комитет стандартов Совета Министров СССР, 1978 г. – 26 с.

36. Постановление Правительства РФ от 25.04.2012 № 390 «О противопожарном режиме» (вместе с «Правилами противопожарного режима в Российской Федерации»). М.: – Правительство Российской Федерации, 2012 г.

37. ГОСТ 30852.16-2002 Электрооборудование взрывозащищенное. часть 17. Проверка и техническое обслуживание электроустановок во взрывоопасных зонах (кроме подземных выработок). М.: – Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии, 2012 г. – 23 с.

38. Коллективный договор на 2019-2021гг. АО «Томскнефть» ВНК Стрежевой 2018г 36 стр.

39. План мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на опасном производственном объекте. Версия 1.00. Стрежевой 2019г. 130 стр.

40. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны».

41. СанПин 2.2.41548-96 Гигиенические требования к микроклимату в производственных помещениях. 1996г

42. ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда. Шкм. Общие требования безопасности. 1983г. 11 стр.

43. ФЗ №125 от 24 июля 1998г. «Об обязательном социальном страховании от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний»

44. ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования



45. ГОСТ Р ИСО 6385-2016 . Эргономика. Применение эргономических принципов при проектировании производственных систем