

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
 высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность) 130501.65 «Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ»  
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

**ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ**

Тема проекта
Анализ метрологического обеспечения системы измерений количества и показателей качества нефти СИКН-25-РК-А002 на нефтеперекачивающей станции "Кропоткинская" УДК <u>622.692.4:006</u>

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Т01	Зуев А.С.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Цимбалюк А.Ф.	к.т.н., доцент		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Вазим А.А.	к.э.н, доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

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

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Рудаченко А.В.	к.т.н, доцент		

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
 высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 130501.65 «Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ»

Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

УТВЕРЖДАЮ:  
Зав. кафедрой

Рудаченко А.В.  
 (Подпись)      (Дата)      (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ  
на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

дипломного проекта

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Т01	Зуев А.С.

Тема работы:

Анализ метрологического обеспечения системы измерений количества и показателей качества нефти СИКН-25-РК-А002 на нефтеперекачивающей станции "Кропоткинская"	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	От

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<p><b>Исходные данные к работе</b></p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Определение соответствия погрешности применяемых средств измерений требованиям государственной системы обеспечения единства измерений при заявленном методе измерений массы нефти</p>
---	--

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>В процессе работы были исследованы применяемые методы определения массы нефти брутто и оценена степень их погрешности. Выработаны рекомендации для уменьшения погрешности измерений, влияющих на конечную прибыль нефтетранспортных и нефтеперерабатывающих предприятий</p>
<p><b>Перечень графического материала</b></p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	
<p><b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b></p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p><b>Раздел</b></p>	<p><b>Консультант</b></p>
<p><b>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</b></p>	<p>Вазим А.А., доцент кафедры экономики природных ресурсов</p>
<p><b>Социальная ответственность</b></p>	<p>Гуляев М.В., доцент кафедры экологии и безопасности жизнедеятельности (БЖД)</p>

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

**Задание выдал руководитель:**

<p>Должность</p>	<p>ФИО</p>	<p>Ученая степень, звание</p>	<p>Подпись</p>	<p>Дата</p>
<p>доцент</p>	<p>Цымбалюк А.Ф.</p>	<p>к.т.н.</p>		

**Задание принял к исполнению студент:**

<p>Группа</p>	<p>ФИО</p>	<p>Подпись</p>	<p>Дата</p>
<p>3-2Т01</p>	<p>Зуев А.С.</p>		

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 82 с., 12 рис., 7 табл., 47 источников.

Ключевые слова: СИКН, МЕТРОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ, ОБОРУДОВАНИЕ, ПОГРЕШНОСТЬ, НЕФТЬ, КОНТРОЛЬ.

Объектом исследования является метрологическое обеспечение системы измерений количества и показателей качества нефти СИКН-25-РК-А002 на нефтеперекачивающей станции "Кропоткинская"

Цель работы – проведение анализа обеспечения единства измерений на нефтеперекачивающей станции "Кропоткинская"

Для достижения цели работы были поставлены следующие задачи:

1. Рассмотреть обеспечение единства измерений системы измерений на НПС "Кропоткинская" и определить её погрешность в зависимости от условий эксплуатации и транспортируемой среды;

2. Рассчитать погрешность измерений массы нетто товарной нефти с помощью СИКН № 59462 НПС "Кропоткинская" и проанализировать её составляющие;

3. Рассмотреть безопасные условия эксплуатации НПС "Кропоткинская".

Дипломная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word 2013

					Анализ метрологического обеспечения системы измерений количества и показателей качества нефти СИКН-25-РК-А002 на нефтеперекачивающей станции "Кропоткинская"			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Зуев А.С.</i>			<i>Реферат</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Цимбалюк А.Ф.</i>					4	82
<i>Консульт.</i>						<b>ТПУ эр. 3-2Т01</b>		
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Рудаченко А.В.</i>						

## Список принятых сокращений

СИКН – Система измерения количества и показателей качества нефти;

БИЛ – Блок измерительных линий;

БИК – Блок измерений показателей качества нефти;

УПТ – Установка поверочная трубопоршневая;

СОИ – Система обработки информации;

МН – Магистральный нефтепровод;

НПС – Нефтеперекачивающая станция;

НД – Нормативные документы;

КМХ – Контроль метрологических характеристик;

МХ – Метрологические характеристики;

ИЛ – Измерительная линия;

СИ – Средства измерения;

ПР – Преобразователь расхода;

ПП – Преобразователь плотности;

СП – Система промывки;

СЭ – Средства эталонные;

ТКО – Товарно-коммерческие операции.

					Анализ метрологического обеспечения системы измерений количества и показателей качества нефти СИКН-25-РК-А002 на нефтеперекачивающей станции "Кропоткинская"			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Зуев А.С.</i>			<i>Список принятых сокращений</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Цимбалюк А.Ф.</i>					5	82
<i>Консульт.</i>						<b>ТПУ гр. 3-2Т01</b>		
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Рудаченко А.В.</i>						

## Термины и определения

В настоящем проекте применены следующие термины с соответствующими определениями:

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

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

**Технологическое оборудование:** Запорная и регулирующая арматура, трубопроводы, фильтры, струевыпрямители и прямолинейные участки, циркуляционный насос, автоматический и ручной пробоотборники, пробозаборочное устройство, дренажные емкости, промывочный насос с соответствующей технологической обвязкой и др.

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

					Анализ метрологического обеспечения системы измерений количества и показателей качества нефти СИКН-25-РК-А002 на нефтеперекачивающей станции "Кропоткинская"			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Зуев А.С.</i>			<b>Термины и определения</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Цимбалюк А.Ф.</i>					6	82
<i>Консульт.</i>						<b>ТПУ гр. 3-2Т01</b>		
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Рудаченко А.В.</i>						

**Измерительная линия:** Часть конструкции системы измерений количества и показателей качества нефти, состоящая из преобразователей расхода в комплекте со струевыпрямителями или прямолинейными участками трубопровода, оснащенная устройством отбора давления и карманом для термометра, преобразователями температуры и давления, манометром и термометром, задвижками и фильтром.

**Рабочая измерительная линия:** Измерительная линия, находящаяся в работе при нормальном режиме эксплуатации системы измерения количества и показателей качества нефти.

**Контрольная измерительная линия:** Измерительная линия, применяемая для контроля метрологических характеристик рабочих преобразователей расхода и/или для измерения количества нефти, протекающей через рабочую измерительную линию при проверке преобразователя расхода, установленного на этой линии.

**Резервная измерительная линия:** Измерительная линия, которая находится в ненагруженном резерве и в любой момент может быть включена в работу.

**Рабочий диапазон расходов и вязкости нефти:** Область значений расходов и вязкости нефти, для эксплуатации в которой предназначены преобразователи расхода и в которой нормированы их метрологические характеристики.

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

**Межповерочный интервал:** Промежуток времени между двумя очередными актами контроля, проводимого для выявления отклонения значений

					Термины и определения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		7

метрологических характеристик средств измерений от значений, определенных при поверке.

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

**Резервная схема учета:** Схема учета, представляющая собой систему, применяемую для измерений массы нефти при отказе основной схемы – системы измерения количества и показателей качества нефти.

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

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

**Масса нетто нефти:** Величина разности массы брутто и массы балласта.

					Термины и определения	Лист
						8
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## Оглавление

Введение	11
1 Объект и методы исследования	13
1.1 Описание НПС	13
1.2 Общие сведения о СИКН	14
1.3 Методы измерения массы нефти	17
2 Аналитический обзор	18
2.1 Характеристика транспортируемой среды	18
2.1.1 Классификация нефти	18
2.1.2 Правила приема нефти	19
2.2 Принцип работы преобразователей	21
2.2.1 Ультразвуковые преобразователи расхода	21
2.2.2 Турбинные преобразователи расхода	25
2.2.3 Преобразователи плотности и вязкости	27
2.3 Характеристика массометров	28
2.3.1 принцип действия Кориолисовых расходомеров	32
2.3.1.1 Определение массового расхода	32
2.3.1.2 Определение плотности и объемного расхода	35
3 расчет погрешностей оборудования	37
3.1 Косвенный метод динамических измерений	37

					Анализ метрологического обеспечения системы измерений количества и показателей качества нефти СИКН-25-РК-А002 на нефтеперекачивающей станции "Кропоткинская"			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Зуев А.С.</i>			<b>Оглавление</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Цимбалюк А.Ф.</i>					9	82
<i>Консульт.</i>						<b>ТПУ гр. 3-2Т01</b>		
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Рудаченко А.В.</i>						

3.1.1 Расчет относительной погрешности измерений при косвенном методе динамических измерений	38
3.2 Прямой метод динамических измерений товарной нефти	42
3.2.1 Расчет относительной погрешности при прямом методе динамических измерений	43
3.3 Определение показателей качества нефти	47
<b>4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</b>	<b>50</b>
4.1 Расчет затрат на техническое обслуживание оборудования СИКН сторонней организацией	50
<b>5 Социальная ответственность</b>	<b>58</b>
5.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов	59
5.2 Микроклимат производственных помещений	60
5.3 Шум	61
5.4 Электромагнитные излучения	62
5.5 Ионизирующие излучения	63
5.6 Производственное освещение	64
5.7 Промышленная безопасность	64
5.8 Пожарная безопасность	66
5.8.1 Система предотвращения пожара	66
5.9 Расчет категории взрывопожароопасности	69
5.10 Экологическая безопасность	75
Заключение	77
Список литературы	78

					Оглавление	Лист
						10
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## Введение

В настоящее время одним из приоритетов национальной политики является вопрос энергосбережения и энергоэффективности, сформулированный в Энергетической стратегии России [1]. С учетом постоянного роста цен на энергоносители применение действенных мероприятий по энергосбережению как среди населения, так и в целых отраслях страны – затруднено без наличия достоверной информации о потребляемых ресурсах.

Измерение расхода энергообразующих веществ различных фазных состояний (сыпучих, жидких, газо- и парообразных,) актуально, в том числе, и для нефтяной промышленности. Однако, физические свойства измеряемых потоков (вязкость, плотность, соотношение фаз в потоке и т.д.) зависят от температуры и давления в условиях эксплуатации.

При многократном увеличении количества приборов учета возрастает количество достоверной информацией о потреблении, и, одновременно с этим, увеличивается стоимость их обслуживания для поддержания в работоспособном состоянии.

Качество точности эксплуатируемой системы СИКН на предприятиях нефтегазового комплекса влияет на прибыль от проведения товарно-коммерческих операций.

**Цель работы** – анализ метрологического обеспечения системы измерений количества и показателей качества нефти на НПС “Кропоткинская” путем определения соответствия погрешности применяемых средств измерений требованиям государственной системы обеспечения единства измерений при заявленном методе измерений массы нефти.

					Анализ метрологического обеспечения системы измерений количества и показателей качества нефти СИКН-25-РК-А002 на нефтеперекачивающей станции "Кропоткинская"			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Зуев А.С.</i>				<b>Введение</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Цимбалюк А.Ф.</i>						11	82
<i>Консульт.</i>						<b>ТПУ гр. 3-2Т01</b>		
<i>Зав. Каф.</i>	<i>Рудаченко А.В.</i>							

Для достижения цели работы были поставлены следующие задачи:

1. Рассмотреть обеспечение единства измерений системы измерений на НПС «Кропоткинская» и определить её погрешность в зависимости от условий эксплуатации и транспортируемой среды;
2. Рассчитать погрешность измерений массы нетто товарной нефти с помощью НПС «Кропоткинская» и проанализировать её составляющие;
3. Рассмотреть безопасные условия эксплуатации НПС «Кропоткинская».

					Введение	Лист
						12
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

# 1 Объект и методы исследования

## 1.1 Описание НПС

НПС “Кропоткинская” является частью нефтепроводной системы “Тенгиз - Новороссийск” (рис.1) входящего в состав Каспийского трубопроводного консорциума – международной акционерной компании, соединяющей месторождения Западного Казахстана с российским побережьем Черного моря. Располагается данная НПС в Кавказском районе Краснодарского края, в 5,5 км на северо-запад от г. Кропоткин.



Рис.1 Схема нефтепровода “Тенгиз - Новороссийск”

Общая протяженность рассматриваемого трубопровода составляет 1511 км и включает в себя 5 нефтеперекачивающих станций с расширением до 15.

					Анализ метрологического обеспечения системы измерений количества и показателей качества нефти СИКН-25-РК-А002 на нефтеперекачивающей станции "Кропоткинская"			
<b>Изм.</b>	<b>Лист</b>	<b>№ докум.</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>	<b>Объект и методы исследования</b>	<b>Лит.</b>	<b>Лист</b>	<b>Листов</b>
Разраб.	Зуев А.С.						13	82
Руковод.	Цымбалюк А.Ф.					<b>ТПУ гр. 3-2Т01</b>		
Консульт.								
Зав. Каф.	Рудаченко А.В.							

## 1.2 Общие сведения о СИКН

Для проведения автоматизированных динамических измерений массы и показателей качества нефти на НПС “Кропоткинская” из компонентов серийного производства как отечественного, так и импортного изготовления собран единственный экземпляр измерительной системы “СИКН-25-РК-А002”, выполняющий следующие функции:

- автоматическое измерение массы брутто нефти в рабочих диапазонах расхода, температуры, вязкости, плотности, давления и массовой доли воды в нефти;
- автоматическое измерение массы нетто нефти с использованием результатов измерения массы брутто нефти, массовых долей в нефти воды, механических примесей, массовой концентрации хлористых солей и плотности;
- автоматическое измерение объемной доли воды в нефти, вязкости, температуры, плотности, объема и объемного расхода;
- проверка и контроль метрологических характеристик ПР при помощи УПТ;
- автоконтроль параметров измеряемого потока, их индикация и сигнализация нарушений установленных границ;
- регистрация и хранение измеренных значений и формирование заданных отчетов.

В состав системы входят:

- блок измерительных линий, состоящий одной резервной и трех рабочих измерительных линий работающих параллельно для обеспечения необходимого значения расхода при динамических измерениях массы нефти;
- предназначенный для измерения вязкости, давления, плотности, температуры и объемной доли воды в нефти блок измерений показателей качества нефти;
- пробозаборное устройство щелевого типа;
- двунаправленная стационарная поверочная трубопоршневая установка;
- система обработки информации.

					Объект и методы исследования	Лист
						14
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Перечень основных средств измерений, примененных в системе приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Средства измерений в составе СИКН-25-РК-А002

Наименование СИ и оборудования в составе СИКН	Номер в госреестре
Преобразователи расхода жидкости турбинные HELIFLU TZ-N модели 150-600	15427-98 и 15427-06
Преобразователи измерительные к датчикам температуры 3144	14683-95
Датчики температуры 3144Р	39539-08
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-99
Преобразователи давления измерительные 3051S	24116-08
Манометры деформационные с трубчатой пружиной серии 3	17159-08
Манометры для точных измерений МТИ	1844-63
Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835	15644-01
Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827	15642-01
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	14557-01
Преобразователь расхода жидкости турбинный серии Smith Guardsman G (Gr, GL), L (LB, LSJ, LJ), Smith Sentry с Dy 1"	12750-05
Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4	303-91
Датчик термокаталитический Polytron 2 XP Ex	22782-02
Установка поверочная трубопоршневая двунаправленная EN-FAB	54057-13
Устройства измерения параметров жидкости и газа модели 7951	15645-01
Вычислитель расхода жидкости и газа модели 7951	15645-06
Комплекс измерительно-вычислительный и управляющий на базе платформы Logix	42644-09

Основные характеристики СИКН-25-РК-А002 приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Метрологические и технические характеристики

Наименование характеристики	Значение характеристики
Объемный расход, м <sup>3</sup> /ч	От 300 до 1560
Нижний предел измерений массового расхода (для плотности нефти при температуре 15°С и избыточном давлении, равным нулю от 780 до 850 кг/м <sup>3</sup> ), т/ч	От 230 до 260
Верхний предел измерений массового расхода (для плотности нефти при температуре 15°С и избыточном давлении, равным нулю от 780 до 850 кг/м <sup>3</sup> ), т/ч	От 1220 до 1330
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35
Избыточное давление измеряемой среды в системе, Мпа	От 0,19 до 1,40
Температура измеряемой среды, °С	От 5 до 50
Температура измеряемой среды при поверке, °С	От 5 до 40
Плотность при температуре и давлении измеряемой среды, кг/м <sup>3</sup>	От 750 до 860
Кинематическая вязкость при температуре измеряемой среды, мм <sup>2</sup> /с	От 1 до 14
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup> , не более	100
Содержание свободного газа	Не допускается

### 1.3 Методы измерения массы нефти

При приеме (сдаче) нефти по ГОСТ Р 8.595–2004 [x] выделяют следующие методы измерения массы брутто:

- прямой метод динамических измерений – основан на прямых измерениях массы продукта с применением в трубопроводах массомеров;
- прямой метод статистических измерений – основан на прямых измерениях массы продукта статистическим взвешиванием или взвешиванием в автомобильных или железнодорожных цистернах и составах в процессе их движения на весах;
- косвенный метод динамических измерений – основан на измерениях в трубопроводе объема и плотности продукта;
- косвенный метод статических измерений – основан на измерениях объема продукта в мерах вместимости (мерах полной вместимости) и плотности;
- косвенный метод гидростатического принципа – основан на измерениях в мерах вместимости уровня продукта и гидростатического давления.

В зависимости от используемого метода применяют различные средства измерений, указанные в Приложении А.

					Объект и методы исследования	Лист
						17
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## 2 Аналитический обзор

### 2.1 Характеристики транспортируемой среды

Нефть – это сложная природная смесь углеводородов, обладающая специфическим запахом, с примесью соединений азота, серы и других.

Цвет нефти в основном чисто черный. Но может варьироваться от бесцветного и желто-зеленого до грязно-желтого и темно-коричневого.

#### 2.1.1 Классификация нефти

Выделяют следующие нефти в зависимости от классификации:

- **химической**: парафиновые, парафино-циклановые, циклановые, парафино-нафтено-ароматические, нафтено-ароматические и ароматические типы.

- **технологической**:

- три класса по содержанию серы (мало – , высоко – и сернистые);
- три типа по содержанию фракций, перегоняющихся до 350 °С (Т1–Т3);
- четыре группы по содержанию базовых масел (М1–М4);
- четыре подгруппы по индексу вязкости базовых масел (И1–И4);
- три вида по содержанию парафинов (П1–П3);

- **технической** (оценивающей качества нефти при проведении ТКО по ГОСТ Р 51858-2002 [x]):

- четыре класса по массовой доле серы (малосернистая – до 0,60% включительно; сернистая – от 0,61 до 1,80%; высокосернистая – от 1,81 до 3,50% и особо высокосернистая – свыше 3,50%);

- пять типов по плотности при 20 °С (особо легкая – до 830 кг/м<sup>3</sup>; легкая – от 830,1 до 850,0 кг/м<sup>3</sup>; средняя – от 850,1 до 870,0 кг/м<sup>3</sup>; тяжелая – от 870,1 до 895,0 кг/м<sup>3</sup>; битуминозная – свыше 895 кг/м<sup>3</sup>);

- три группы по содержанию воды и хлористых солей;

- три вида по содержанию сероводорода и легких меркаптанов.

					Анализ метрологического обеспечения системы измерений количества и показателей качества нефти СИКН-25-РК-А002 на нефтеперекачивающей станции "Кропоткинская"			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Зуев А.С.			Аналитический обзор	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Цымбалюк А.Ф.					18	82
Консульт.								
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.						
						<b>ТПУ гр. 3-2Т01</b>		

## 2.1.2 Правила приема нефти

Прием нефти происходит партиями – то есть любым количеством, сопровождаемым одним документом о качестве нефти по ГОСТ 1510–84 [x].

Каждая партия нефти при отборе проб по ГОСТ 2517–85 [x] подвергается приемосдаточным и периодическим испытаниям.

Проведение приемосдаточных испытаний охватывает следующие показатели партии:

- плотность;
- массовые доли серы и воды;
- массовая концентрация хлористых солей;
- давление насыщенных паров (прием и сдача в системе трубопроводного транспорта).

Если один из показателей качества не соответствует требованиям стандарта или по данному показателю возникли разногласия – испытывают ту же пробу повторно при отборе ее из установленного на потоке пробоотборника, или отобранную повторно из резервуара или другой емкости пробу. Результаты проведенных испытаний распространяются на всю партию.

По согласованию сроков принимающей и сдающей сторонами, но не реже одного раза в десять дней выполняют периодические испытания следующих показателей качества:

- содержание хлорорганических соединений;
- давление насыщенных паров (кроме нефти в системе трубопроводного транспорта);
- наличие массовой доли сероводорода и легких меркаптанов;
- массовая доля механических примесей.

Дополнительно, при экспорте нефти, изучают массовую долю парафина и выход фракций.

Полученные результаты отображаются в документе качества испытываемой партии нефти, а также в документах качества всех партий до момента проведения очередных периодических испытаний.

					Аналитический обзор	Лист
						19
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Несоответствие периодических испытаний по любому из результатов переводят в приемосдаточную категорию для каждой партии до получения не менее чем в трех партиях подряд положительных измерений.

При наличии разногласий качественной оценки нефти проводят испытания в определенной соглашением сторон лаборатории хранящейся арбитражной пробы. Результаты повторных испытаний признают окончательными и вносят в паспорт качества на данную партию нефти.

					Аналитический обзор	Лист
						20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## 2.2. Принцип работы преобразователей

Основная задача любого преобразователя – определение заданного параметра исследуемой среды на основе преобразования характерного именно для него физического явления или процесса в форму электрического импульса, интерпретируемого средствами обработки информации в виде числовых значений с соответствующими единицами измерений. Ниже рассмотрим преобразователи, получившие наибольшее распространение в нефтегазовой отрасли.

### 2.2.1 Ультразвуковые преобразователи расхода

Ультразвуковыми называют преобразователи расхода измеряющие характеристики распространяющихся в потоке газа или жидкости ультразвуковых колебаний путем анализа того или иного акустического эффекта.

Наибольшее распространение получили расходомеры работающие по принципу измерения разности времен прохождения колебаний звука против и по потоку измеряемого вещества (так называемые время–импульсные расходомеры).

При движении звука по направлению движения исследуемой среды скорость потока складывается со скоростью звука, а при противопоточном движении – вычитается. То есть, зная время прохождения акустического сигнала одинакового отрезка по потоку и против него, можно определить расход измеряемой среды.

Таким образом, в выходной сигнал объемного расхода преобразуется прямо пропорциональная средней скорости потока разница во времени прохождения сигнала через поток.

Принципиальную схему ультразвукового расходомера (далее – УЗР) можно представить в виде отрезка трубы из кислотостойкой нержавеющей стали, ограниченной на торцах двумя фланцами (рисунок 2).

Для ввода акустических колебаний в поток и их приема на выходе из потока применяются излучатели и приемники ультразвуковых колебаний, представляющие из себя пьезоэлектрические преобразователи, выполненные из монокристаллов цирконата, титанатов бария и свинца

					Аналитический обзор	Лист
						21
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		





многократно отражаясь от противоположных стенок канала. Акустические преобразователи с карманами применяют для чистых и неагрессивных сред во избежание засорения, иногда используют подвод воды для очистки и применяют их для измерения загрязненных сред. Недостатком этих акустических преобразователей является проблема возможного возникновения вихреобразования и воздействие на профиль скоростей. В акустических преобразователях с преломлением (схема и, к) такие недостатки отсутствуют, и они снижают реверберационную погрешность, так как исключают возможность попадания на приемный элемент отраженных колебаний. Но в случае изменения давления, температуры и состава измеряемого вещества меняется угол преломления и скорость звука в материале звукопровода.

Существенным преимуществом акустических преобразователей вихревых расходомеров с внешними пьезоэлементами (схема к) является отсутствие контакта с измеряемым веществом и сохранение целостности трубопровода. Однако в трубопроводе появляется повышенный уровень помех и паразитных сигналов, обусловленных прохождением акустических колебаний по стенке трубы, и чувствительность таких расходомеров слабее.

Преобразователи сферического излучения используют в трубах небольшого диаметра, чтобы получить необходимую длину измерительного участка. Получить большую длину участка трубы возможно с дисковыми преобразователями, если излучение направлено вдоль оси трубы (схема в, г); когда возникает многократное отражение волны от стенки трубы (схема ж), когда используют отражатели (схема д) или специальные волноводы (схема е). Специальные волноводы актуальны для защиты пьезопреобразователя от агрессивной среды.

Погрешность измерения ультразвуковых расходомеров находится в пределах от 0,1 до 2,5 %. Чаще всего такие расходомеры используют при измерении расхода жидкости.

										Аналитический обзор	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							24

Ультразвуковые расходомеры – одни из самых перспективных устройств измерения расхода. Ранее их применение сдерживалось высокой стоимостью изготовления и недостаточной надежностью электронного блока. Однако с развитием микроэлектроники данный недостаток постоянно уменьшается. Приборы этого типа не имеют подвижных изнашивающихся частей, или выступающих в поток, перекрывающих сечение трубопровода. Соответственно, они практически не создают дополнительных потерь напора и могут потенциально иметь весьма высокую надежность. УЗР мгновенно реагируют на изменение расхода и могут обеспечивать измерения в широком диапазоне расходов с погрешностью,  $\pm 0,15\%$ . Однако, погрешность УЗР существенно зависит от факторов внешней среды (при внешнем расположении элементов), а также от параметров измеряемой жидкости: давления и температуры в трубопроводе, плотности и вязкости нефти.

### 2.2.2 Турбинные преобразователи расхода

Одна из наиболее часто применяемых разновидностей первичных преобразователей расхода. Основным рабочим элементом данных счетчиков является вращающаяся турбинка с 4-8 лопастями, скорость которой зависит от скорости движения потока с пропорциональным объему жидкости количеству оборотов за определенное время.

$$Q = K \cdot n \quad (1)$$

где: Q – расход среды в трубопроводе;

K – коэффициент пропорциональности;

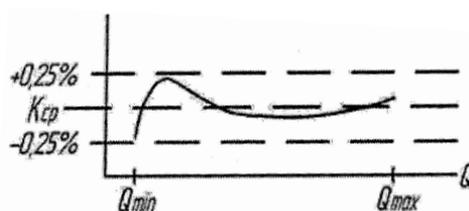
n – частота вращения турбинки.

Зависимость количества прошедшей через счетчик нефти от частоты вращения турбинки (т.е. коэффициент пропорциональности или фактор счетчика) является основной метрологической характеристикой турбинных преобразователей. Прямопропорциональность частоты вращения ротора (турбинки) скорости потока наблюдается лишь в условиях постоянства числа преобразования во всем рабочем диапазоне вязкостей и расходов потока, т.е. в маловязких жидкостях, что в реальных условиях эксплуатации счетчика приводит к возникновению отклонения от линейной прямо пропорциональной зависимости. Рассмотрим причины этих отклонений:

					Аналитический обзор	Лист
						25
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1) **Чувствительность ТПР к изменениям вязкости измеряемой среды.** В зависимости от состава нефти и рабочей температуры вязкость нефти может значительно изменяться. Возрастание вязкости меняет режим течения жидкости: турбулентное течение стремится к переходному, и далее – к ламинарному течению. Любой режим течения имеет в своем составе ламинарный режим пристенного слоя жидкости, скорость которого чем ближе к стенке трубопровода тем ближе к нулю. Возрастание вязкости и переход к ламинарному режиму течения увеличивает толщину пристенного слоя, создавая тем самым эффект сужения проходного сечения, что в свою очередь приводит к росту линейной скорости потока. А значит – к возрастанию скорости вращения ротора и завышению показаний расхода нефти из-за значительно возросшей погрешности ТПР при вязкости нефти более 50 мм/с.

2) **Чувствительность ТПР к отклонению значений расхода нефти от номинальных.** Для обеспечения гарантированной погрешности расхода +0,15% при использовании ТПР нижнее значение расхода регламентируется. Обосновано это тем, что при уменьшении расхода до (0,2 – 0,3)  $Q_{max}$  наблюдается значительный рост погрешности ТПР (рисунок 3), вызванный ростом толщины пристенного ламинарного слоя. Таким образом, наблюдаем влияние расхода, вязкости и плотности нефти на погрешность ТПР. То есть чем больше плотность и вязкость нефти, тем меньше номинальное значение расхода при котором достигается установленная погрешность счетчика.



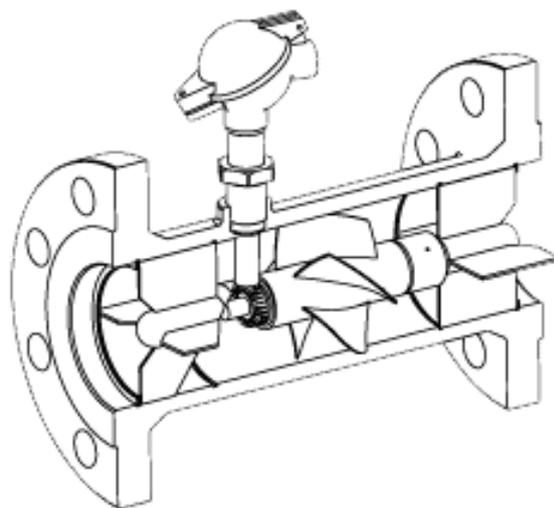
**Рисунок 3. График роста погрешности ТПР**

3) **Износ** вращающихся частей нарушает пропорциональность частоты вращения к скорости потока и увеличивает погрешность измерений, что приводит к необходимости постоянного контроля за нахождением расхода и вязкости нефти в пределах установленного свидетельством о поверке счетчика рабочего диапазона. Перечисленные выше причины нивелируются применением ТПР с геликоидальными роторами (рисунок 4).

Придаaniem лопастям турбинки спиральной формы достигаем увеличение площади поверхности ротора при небольшом количестве лопаток, что в свою очередь даже при небольших расходах способно обеспечить достаточный крутящий момент. Таким образом нивелируем влияние высокой вязкости на погрешность счетчика при малых расходах. При использовании в комплекте с

					Аналитический обзор	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

геликоидным ТПР вторичного микропроцессорного прибора, вводя в память контроллера индивидуальную зависимость коэффициента преобразования счетчика К от вязкости или от соотношения расхода к вязкости получаем мультвязкостный расходомер, способный вести измерения объемного расхода нефти с погрешностью  $\pm 0,15\%$  кинематической вязкостью до 200 мм<sup>2</sup>/с как в рабочих условиях, так и с приведением к стандартной температуре в 15°С или 20°С.



*Рисунок 4. ТПР с геликоидальным ротором*

Используемые на НПС “Кропоткинская” турбинные преобразователи расхода жидкости HELIFLU TZ-N с Ду = 150 мм конструктивно состоят из корпуса, измерительной вставки с геликоидной турбинкой, одного или двух преобразователей импульсов и струевыпрямителя. Наличие двух преобразователей импульсов повышает надежность системы, защищает от помех и позволяет вести диагностику ТПР. В таблице 3 приведены основные характеристики данных преобразователей.

Таблица 3 - Технические характеристики мультвязкостных ТПР

Диапазоны измеряемых расходов	от 3 до 600 м <sup>3</sup> /ч
Пределы допустимой относительной погрешности измерения объемного расхода и объема	не более $\pm 0,15\%$
Температура окружающей среды	от -40 0С до +50 0С

### 2.2.3. Преобразователи плотности и вязкости

Используемые на НПС “Кропоткинская” измерительные преобразователи плотности и вязкости жидкости предназначены для проведения непрерывного

преобразования измеряемых динамической и кинематической вязкости, плотности и вязкости исследуемой среды в выходные электрические сигналы.

Принцип работы преобразователя основан на вибрационно-резонансном методе, когда собственная частота колебаний контура металлического виброэлемента (типа камертонной вилки) вкуче с его устойчивостью к вибрации зависима от вязкости и плотности жидкости, в которую он погружен. Специальный пьезо-резисторный элемент с микропроцессорный управлением поддерживает колебания виброэлемента. Механические характеристики виброэлемента, а так же температура и плотность исследуемой среды влияют на резонансную частоту колебаний. Ширина резонансного контура зависит от вязкости измеряемой жидкости.

Температурные показатели определяются встроенным платиновым термопреобразователем сопротивления с номинальной статистической характеристикой 100П (Pt100).

Номинальные характеристики каждого преобразователя плотности и вязкости в аналоговый либо частотный выходные сигналы, а также поправочный коэффициенты на температуру обозначаются в сертификате калибровки, прилагаемом к конкретному преобразователю.

### 2.3 Характеристика массометров

Наибольшее распространение при использовании прямого метода динамических измерений получили массовые расходомеры, измеряющие массу нефти непосредственно в массовых единицах (т/час, кг/час). Принцип работы таких расходомеров основан на эффекте Кориолиса. Применение в их структуре многофункционального измерительного устройства помогает в точном определении таких параметров жидкости как:

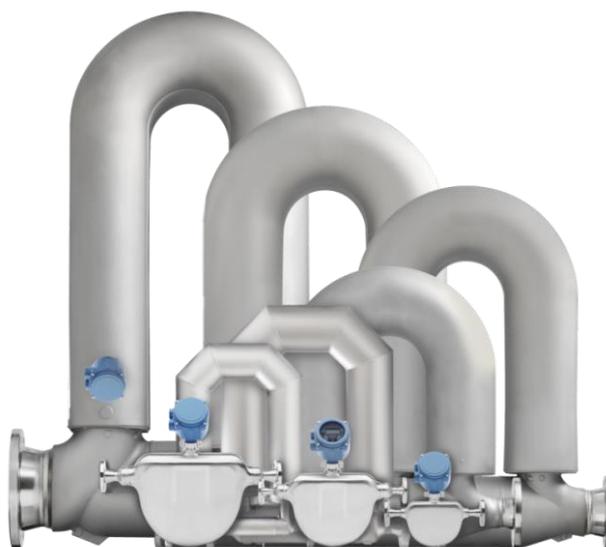
- плотность жидкости;
- объемный расход;
- массовый расход;
- температура.

По сравнению с традиционными объемными измерениями технология измерений с помощью массовых расходомеров обладает рядом преимуществ, а именно:

					Аналитический обзор	Лист
						28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- высокой точностью измерения параметров ( $\pm 0,05\%$ );
- надежной работой при вибрации трубопровода;
- простотой обслуживания и долгим сроком службы из-за отсутствия движущихся и изнашивающихся частей;
- отсутствием влияния на точность измерений свойств измеряемой среды (плотности, вязкости) и параметров потока (направления, температуры, давления) на надежность работы;
- отсутствием необходимости устройства до и после расходомера прямолинейных участков или струевыпрямителей.

Кориолисовы расходомеры могут быть выполнены из разных материалов, разных размеров и разных типов, в форме прямой или изогнутой трубки (Рисунок 5).



*Рисунок 5. Общий вид Кориолисовых расходомеров фирмы Micro Motion различной формы*

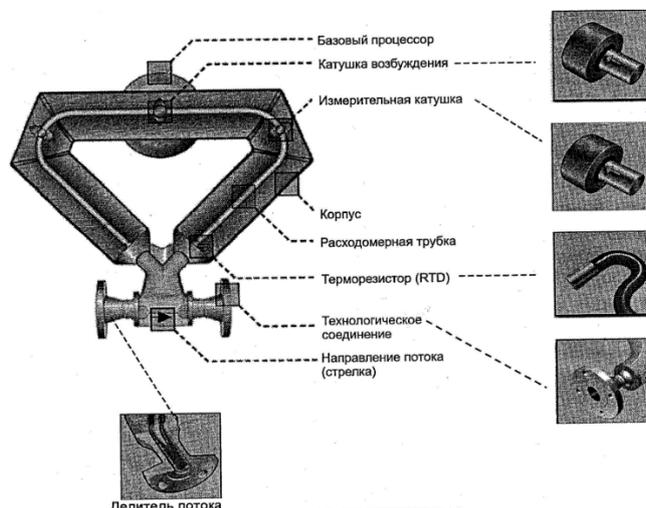
Основными элементами кориолисовых расходомеров являются:

- **Датчики** (сенсоры) – чувствительные элементы взаимодействующие непосредственно с изучаемой средой. В нашем случае – датчик массового расхода и датчик температуры (терморезистор).
- **Преобразователи** – передающие к устройству обработки информации преобразованные в соответствующую форму сигналы с датчиков. В роли преобразователей выступают измерительные индукционные катушки.

					Аналитический обзор	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

- **Периферийные устройства**, постоянно регистрирующие измеренные параметры и результаты из обработки в совокупности с дополнительными функциями (например - предупредительной сигнализацией).

На рисунке 6 показаны основные элементы Кориолисовых расходомеров Micro Motion с двойными изогнутыми трубками.



**Рисунок 6. Основные элементы Кориолисовых расходомеров Micro Motion с двойными изогнутыми трубками**

Кориолисов датчик Micro Motion с изогнутой трубкой состоит из следующих частей:

- Расходомерные трубки (одна позади другой);
- Катушка возбуждения и магнит.
- Измерительная катушка и магнит
- Терморезистор
- Технологическое соединение
- Делитель потока
- Базовый процессор
- Корпус

Кориолисовы расходомерные трубки изготовлены из нержавеющей стали или никелевого сплава в зависимости от требований к материалу со стороны измеряемой среды.

Делитель потока устанавливается на входе в расходомер, имеющий двойные параллельные трубки, и равномерно распределяет измеряемый поток на две части, так что по каждой расходомерной трубке проходит половина измеряемой жидкости.

Катушка возбуждения вместе с магнитом используется для генерирования колебаний расходомерных трубок. Во время работы она находится под напряжением, заставляя расходомерные трубки колебаться относительно, друг друга в противоположных направлениях.

Измерительные индукционные катушки и их магниты расположены на входной и выходной ветвях расходомерной трубки. Катушки устанавливают на одной из трубок, а магниты - на противоположащей трубке, таким образом, что каждая катушка движется в однородном поле противоположащего магнита. При этом обе катушки непрерывно генерируют переменное синусоидальное напряжение, отражающее движение одной трубки относительно другой.

Терморезистор служит для измерения температуры в трубках и представляет собой платиновый элемент с сопротивлением 100 Ом.

Технологические соединения (фитинги) служат для жесткого крепления устройства к измерительной линии.

Базовый процессор обрабатывает информацию, поступающую от датчиков, выполняет все необходимые расчеты и осуществляет связь с операторами и контролирующими системами.

Корпус сенсора Micro Motion защищает электронику и электрические схемы от внешней коррозии и обеспечивает защиту от измеряемой среды.

					Аналитический обзор	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

### 2.3.1 Принцип действия Кориолисовых расходомеров

Впервые эффект был описан французским ученым Г. Кориолисом в 1833 году в случае участия тела в поступательном и колебательном (либо вращательном) движении одновременно. Такой сложный вид движения сопровождается дополнительной силой инерции (силой Кориолиса), обусловленной влиянием вращения (или гармонического колебания) поступательно движущегося тела. Согласно третьего закона Ньютона тело противодействует с противоположно направленной силой принимаемой  $F_k = -ma$ , где  $a$  – кориолисово ускорение, т.е. появляющееся при движении тела во вращающейся или совершающей гармонические колебания системе отсчета поворотное ускорение.

Наиболее ярким примером описания действия силы Кориолиса можно назвать пример того, что данная сила в разных полушариях закручивает водяную воронку в разные стороны. Похожий эффект наблюдается и при определении крутизны берегов рек. Так, в Северном полушарии – наибольшей крутизной обладают правые берега, а в Южном полушарии – левые.

#### 2.3.1.1 Определение массового расхода

В общем случае, сенсор кориолисовых расходомеров изготавливается в виде одной или двух параллельных изогнутых трубок закрепленных неподвижно, находящихся в колебании под действием катушки возбуждения (рисунок 7).

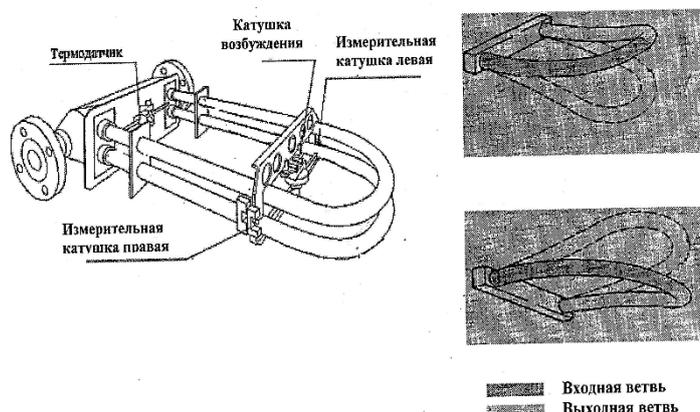
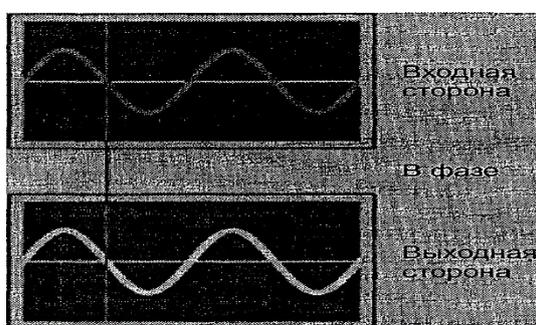


Рисунок 7. Принцип определения массового расхода

Под воздействием катушки возбуждения, расположенной в центре устройства, расходомерные трубки вибрируют с собственной резонансной частотой. Колебания расходомерных трубок направлены в противоположные стороны (как у камертона). При этом правая измерительная катушки на входной стороне и левая – на выходной стороне – непрерывно генерируют синусоидальные волновые сигналы. При отсутствии в трубках потока эффект Кориолиса не возникает, и генерируемые синусоидальные колебания обеими катушками совпадают по фазе (рисунок 8).



*Рисунок 8. Совпадение фазовых колебаний обеих катушек. Фазовый сдвиг отсутствует.*

Когда жидкость проходит через измерительные трубки, кориолисовы силы возникают как на входной, так и на выходной ветви обеих расходомерных трубок. Сила Кориолиса, возникающая на входной ветви трубки, сопротивляется вибрации, тогда как на выходной ветви – способствует вибрации, усиливая ее. Кориолисовы силы во входной и выходной ветвях имеют одинаковую величину, но противоположное направление. Эта пара сил создает изгибающий момент, заставляя расходомерные трубки закручиваться в противоположных друг относительно друга (зеркальных) направлениях (рисунок 9).

Величина деформации трубки (угла закручивания) преобразуется в выходной сигнал путем измерения фазового сдвига между сигналами правой и левой катушки.

Из-за наличия крутящего момента в расходомерных трубках, синусоидальные колебания, генерируемые левой и правой катушками

					Аналитический обзор	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33



### 2.3.1.2 Определение плотности и объемного расхода

Плотность определяется как масса единицы объема, или масса жидкости в трубке, деленная на объем расходомерной трубки.

Так как объем расходомерной трубки остается постоянным, то измеряемая масса жидкости может измениться только за счет изменения ее плотности. Таким образом, благодаря зависимости между массой и плотностью, измеренная масса заполненных расходомерных трубок указывает на плотность протекающей через них жидкости.

С другой стороны, существует зависимость между собственной частотой колебаний трубок и массой содержащейся в них жидкости:

– При увеличении массы текучей среды собственная частота колебаний трубок уменьшается (рисунок 11);

– При уменьшении массы текучей среды собственная частота колебаний трубок возрастает (рисунок 12)



*Рисунок 11. Зависимость частоты колебаний от массы протекающей по ней жидкости (масса увеличивается период колебания растет частота колебания уменьшается)*



*Рисунок 12. Зависимость частоты колебаний от массы протекающей по ней жидкости (масса уменьшается период колебания уменьшается частота колебания растет)*

Таким образом, масса (плотность) текучей среды, содержащейся в фиксированном объеме расходомерных трубок, является единственной переменной, воздействующей на естественную частоту.

Частоту измеряют числом циклов в секунду. Период трубки обратно пропорционален ее собственной частоте. Расходомеры Micro Motion определяют плотность, измеряя период трубки в микросекундах на цикл.

Плотность текучей среды прямо пропорционально связана с измеренной величиной периода трубки. Для определения плотности нефти в рабочих условиях достаточно построить калибровочный график по двум точкам для любых двух веществ с заранее известной плотностью – например, для воды и воздуха – и определить соотношение «плотность/период трубки».

Так как соотношение «плотность/период» – постоянная величина, то по любым значениям периода трубки, измеренным в процессе работы, можно с большой точностью определить плотность.

Объемный расход вычисляется путем деления измеренного массового расхода на одновременно измеренную величину плотности жидкости в расходомерной трубке.

					Аналитический обзор	Лист
						36
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

### 3 Расчет погрешностей оборудования

#### 3.1 Косвенный метод динамических измерений

При измерениях массы брутто нефти косвенным методом динамических измерений регистрируют результаты измерений:

– объема нефти ( $m^3$ ), измеренного каждым рабочим ПР в рабочих условиях и приведенного к стандартным условиям;

– объема нефти ( $m^3$ ), приведенного к стандартным условиям, измеренного СИКН;

– плотности нефти ( $kg/m^3$ ), измеренной поточным плотномером, приведенной к условиям измерений объема и к стандартным условиям;

– массы брутто нефти (т), измеренной по каждой рабочей линии и всей СИКН.

При измерениях косвенным методом динамических измерений, массу брутто нефти вычисляют как произведение соответствующих значений:

– объёма и плотности нефти, приведённых к условиям измерений объёма;

– объёма и плотности нефти, приведённых к стандартным условиям согласно ГОСТ Р 8.595-2004 [8].

При определении объема нефти применяют ПР (турбинные, лопастные, роторные, ультразвуковые и др.), преобразователи давления и температуры, систему обработки информации.

При определении плотности нефти применяют поточные преобразователи плотности, преобразователи давления и температуры, систему обработки информации.

					Анализ метрологического обеспечения системы измерений количества и показателей качества нефти СИКН-25-РК-А002 на нефтеперекачивающей станции "Кропоткинская"			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Зуев А.С.			Расчет погрешностей оборудования	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Цимбалюк А.Ф.					37	82
Консульт.						ТПУ гр. 3-2Т01		
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.						

На выходе каждой измерительной линии, на входе и выходе поверочной установки устанавливают преобразователь давления и манометр, преобразователь температуры и стеклянный термометр. На выходном коллекторе СИКН – преобразователь давления и манометр.

В том случае, если вязкость нефти влияет на характеристики ПР, вязкость нефти определяют с периодичностью, указанной для метода измерений по ГОСТ 33-2000 [37].

В том случае, если на показания ПР вводят поправку по вязкости, ее измеряют поточным вискозиметром.

### 3.1.1 Расчет относительной погрешности измерений при косвенном методе динамических измерений

Пределы относительной погрешности измерений массы брутто товарной нефти при косвенном методе динамических измерений  $\delta_{Мбр}^{косв(с)}$ , % и последующем приведении результатов измерений объема и плотности к стандартным условиям вычисляют по формуле

$$\delta_{Мбр}^{косв(с)} = \pm 1,1 \sqrt{\delta_V^2 + G^2 \times (\delta_\rho^2 + \beta^2 \times 10^4 \times \Delta t_\rho^2) + \beta^2 \times 10^4 \times \Delta t_V^2 + \delta_{ИБК}^2 + \delta_{АРМ}^2}, \quad (3)$$

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 нефти является не существенной;

$\delta_\rho$  – относительная погрешность измерений плотности нефти, %;

$\delta T_\rho, \delta T_V$  – абсолютные погрешности измерений температуры нефти при измерениях его плотности и объема соответственно, °С;

$\beta$  – коэффициент объемного расширения нефти, 1/°С (приложение А ГОСТ Р 8.595);

					Расчет погрешностей оборудования	Лист
						38
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$\delta N$  – предел допускаемой относительной погрешности устройства обработки информации, %;

Коэффициент  $G$  вычисляют по формуле

$$G = \frac{1 + 2 \times \beta \times T_V}{1 + 2 \times \beta \times T_\rho}, \quad (4)$$

$T_V, T_\rho$  – температуры нефти при измерениях объема и плотности, °С;

Для расчета беру следующие значения:

$T_V = 10,5$  °С,  $T_\rho = 10,3$  °С;

$\beta_V = 0,00081 \cdot 1/^\circ\text{C}$  при  $T_V = 10,5$  °С,  $\rho = 851,1 \text{ кг/м}^3$  – плотность нефти в ИЛ.

$\beta_V = 0,00081 \cdot 1/^\circ\text{C}$  при  $T_\rho = 10,3$  °С,  $\rho = 851,5 \text{ кг/м}^3$  – плотность нефти с ПП в БИК.

$$G = \frac{1 + 2 \times 0,00081 \times 10,5}{1 + 2 \times 0,00081 \times 10,3} = 1,0003.$$

Основную относительную погрешность измерений температуры  $\delta_{t(\text{осн})}$ , % при известной приведенной погрешности определяют по формуле

$$\delta_{t(\text{осн})} = \gamma_{\text{осн}} \times \frac{t_g - t_n}{t} \quad (5)$$

$$\delta_{t(\text{осн})} = 0,15 \times \frac{10,5 - 0}{10,5} = 0,15 \text{ \%}.$$

Дополнительную относительную погрешность измерений температуры  $\delta_{t(\text{дон})}$ , % при известной приведенной погрешности определяют по формуле

$$\delta_{t(\text{дон})} = \gamma_{\text{дон}} \times \frac{t_g - t_n}{t} \times \frac{t - 20}{10^\circ\text{C}} \quad (6)$$

					Расчет погрешностей оборудования	Лист
						39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\delta_{t(\partial on)} = 0,05 \times \frac{10,5 - 0}{10,5} \times \frac{10,5 - 20}{10^\circ C} = 0,0475 \%$$

Относительная погрешность измерений температуры  $\delta_t$  равна

$$\delta_t = \sqrt{\delta_{t(осн)}^2 + \delta_{t(\partial on)}^2} = 0,15 \% \quad (7)$$

Переводим относительную погрешность измерений температуры  $\delta_t$  в абсолютную величину  $\Delta_t$  по формуле

$$\Delta_t = \frac{\delta_t}{100} \times t \quad (8)$$

$$\Delta_t = \frac{0,15}{100} \times 10,5 = 0,01^\circ C.$$

### 1.3 Определяем погрешность измерений плотности

Общую погрешность измерений плотности вычисляют по формуле

$$\Delta_\rho = \Delta_{\rho(осн)} + \Delta_{\rho(\partial on)P} + \Delta_{\rho(\partial on)t} \quad (9)$$

Дополнительную погрешность измерений плотности при изменении давления вычисляют по формуле

$$\Delta_{\rho(\partial on)P} = 3 \times 10^{-3} \times \frac{(P - 0,1) \text{ МПа}}{10^8 \text{ МПа}} \quad (10)$$

$$\Delta_{\rho(\partial on)P} = 3 * 10^{-3} \times \frac{(6,3 - 0,1) \text{ МПа}}{10^8 \text{ МПа}} = 1,86 \times 10^{-10} \text{ МПа}.$$

Дополнительную погрешность измерений плотности при изменении температуры вычисляют по формуле

$$\Delta_{\rho(\partial on)t} = 5 \times 10^{-3} \times \frac{(t - 20)^\circ C}{t^\circ C} \quad (11)$$

					Расчет погрешностей оборудования	Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\Delta_{\rho(\text{дон})t} = 5 \times 10^{-3} \times \frac{(10,5 - 20) \text{ } ^\circ\text{C}}{10,5 \text{ } ^\circ\text{C}} = 0,0045 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Вычисляем общую погрешность

$$\Delta_{\rho} = 0,15 + 1,86 \times 10^{-10} + 0,0045 = 0,153 \text{ кг/м}^3.$$

Относительную погрешность измерений давления  $\delta_{\rho}$ , % при известной абсолютной погрешности определяют по формуле

$$\delta_{\rho} = \frac{\Delta\rho}{\rho} \times 100 \quad (12)$$

$$\delta_{\rho} = \frac{0,153}{851,1} \times 100 = 0,017 \text{ } \%$$

Пределы относительной погрешности измерений массы брутто товарной нефти **при косвенном методе** динамических измерений  $\delta_{\text{Мбр}}^{\text{косв(с)}}$ , % и последующем приведении результатов измерений объема и плотности к стандартным условиям равна

$$\delta_{\text{Мбр}}^{\text{косв(с)}} = \pm 1,1 \times \sqrt{0,15^2 + 1,0003^2 \times (0,017^2 + 0,0008^2 \times 10^4 \times 0,01^2) + 0,0008^2 \times 10^4 \times 0,1^2 + 0,05^2 + 0,0001^2} = 0,17 \text{ } \%$$

При расчете массы брутто косвенным методом динамических измерений составляющие погрешности вносит:

Составляющая погрешность расходомера 0,023%.

Вторая составляющая погрешности от измерение плотности при измеренной температуре и данном расходе 0,023%.

Третья составляющая погрешности от измерения температуры при измерений объема, очень мола 0,00006%.

Четвертая составляющая погрешности от инженерно вычислительного комплекса 0,002%.

					Расчет погрешностей оборудования	Лист
						41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Пятая составляющая погрешности от автоматизированное рабочее место оператора очень мало 0,00000001%.

Существенный вклад вносит первая и вторая составляющие

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто товарной нефти не должны превышать:

0,25 % - при прямом и косвенном методах динамических измерений;

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто товарной нефти не должны превышать:

0,35 % - при прямом и косвенном методах динамических измерений согласно ГОСТ Р 8.595 [8];

### 3.2 Прямой метод динамический измерений

При измерениях прямым методом динамических измерений массу брутто нефти измеряют массомерами и автоматически регистрируют результаты измерений массы нефти (в тоннах), измеренной каждым рабочим массомером и всей СИКН.

Определение содержания балласта в нефти проводят в испытательной лаборатории с использованием проб, отбираемых автоматическими пробоотборниками или вручную в соответствии с ГОСТ 2517-85 [13].

Вычисление массы нетто нефти

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

$$M_H = M - m = M \cdot \left( 1 - \frac{W_B + W_{МП} + W_{ХС}}{100} \right) \quad (13)$$

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

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

					Расчет погрешностей оборудования	Лист
						42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

$$W_{XC} = 0,1 \cdot \frac{\varphi_{xc}}{\rho_v} \quad (14)$$

где:  $\varphi_{xc}$  – концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм<sup>3</sup>;  
 $\rho_v$  – плотность нефти при условиях измерений объема нефти, кг/м<sup>3</sup>.

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

$$W_B = \frac{\varphi_v \cdot \rho_v}{\rho_v} \quad (15)$$

где  $\varphi_v$  – объёмная доля воды в нефти, %;  
 $\rho_v$  – плотность воды, кг/м<sup>3</sup> (принимают равной 1000 кг/м<sup>3</sup>).

### 3.2.1 Расчет относительной погрешности измерений при прямом методе динамических измерений

При прямом методе динамических измерений  $\delta_{Мбр}^{np}$ , %, пределы относительной погрешности измерений массы брутто вычисляют по формуле

$$\delta_{Мбр}^{np} = \pm 1,1 \times \sqrt{\delta_m^2 + \delta_{IBK}^2 + \delta_{APM}^2} \quad (16)$$

					Расчет погрешностей оборудования	Лист
						43
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Относительную дополнительную погрешность измерений массомера от изменения давления окружающей среды на 0,1 МПа определяют по формуле

$$\delta_{\text{масс.доп.Р}} = (P - 0,1) \times (\delta m(\text{доп.Р})) \%, \quad (17)$$

где Р – максимальное давление, МПа;

$\delta_{m(\text{доп.Р})}$  – дополнительная погрешность измерений массомера от изменения давления товарной нефти, определяемая из описания типа на данный массомер, %

$$\delta_{m(\text{доп.Р})} = (1,13 - 0,1) \times (-0,073) \% = -0,07519 \%$$

Относительную дополнительную погрешность измерений массомера от изменения температуры окружающей среды,  $\delta m(\text{доп.т})$ , %, определяют по формуле

$$\delta m(\text{доп.т}) = (t - 20) \times \frac{\delta_{m(\text{доп.т})} \times G_{\text{max}}}{G_{\text{изм}}}, \quad (18)$$

где t температура товарной нефти, °С;

$\delta_{m(\text{доп.т})}$  дополнительная погрешность измерений массомера от изменения температуры товарной нефти, определяемая из описания типа на массомер, %;

$G_{\text{max}}$  максимальное значение массового расхода, т/ч;

$G_{\text{изм}}$  измеренное значение массового расхода, т/ч;

$$\delta m(\text{доп.т}) = (18,4 - 20) \times \frac{0,004 \times 553}{500} = -0,00707 \%$$

Относительную погрешность измерений массы товарной нефти массомером, %, вычисляют по формуле

					Расчет погрешностей оборудования	Лист
						44
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\delta_m = \sqrt{\delta_{m(осн)}^2 + \delta_{m(доп.Р)}^2 + \delta_{m(доп.т)}^2}, \quad (19)$$

$$\delta_m = \sqrt{0,1^2 + (-0,07519)^2 + (-0,00707)^2} = 0,13 \%$$

Пределы относительной погрешности измерений массы брутто товарной нефти при прямом методе динамических измерений равна

$$\delta_{Мбр}^{np} = \pm 1,1 \times \sqrt{0,13^2 + 0,05^2 + 0,0001^2} = 0,14 \%$$

При расчете массы брутто прямым методом динамических измерений наибольшее значение при определении погрешности вносит первая составляющая погрешности массомера равная 0,13 %, напрямую зависящая от значения определенного производителем во время изготовления массомера, которая не меняется ни от каких факторов.

Погрешность ИВК является второй составляющей при расчете массы брутто прямым методом динамических измерений, и равна 0,05 %. Влияние этой погрешности на результаты при расчетах массы нефти брутто сравнительно мало.

Третья составляющая погрешности, равная 0,00000001 %, является погрешностью оборудования автоматизированного рабочего места оператора, и имеет самую низкую значимость при расчётах.

Как видим, первая составляющая погрешности наиболее значима при расчётах, но корректировка её в меньшую сторону возможна только при замене массомера на массомер с более лучшими характеристиками определения расхода.

Расчет относительной погрешности измерений массы нетто товарной нефти

					Расчет погрешностей оборудования	Лист
						45
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\delta M_{нет} = \pm 1,1 \sqrt{(\delta m^*)^2 + \frac{\delta W_{М.В}^2 + \delta W_{М.П}^2 + \delta W_{ХС}^2}{\left(1 - \frac{W_{М.В} + W_{М.П} + W_{Х.С}}{100}\right)^2}}, \quad (20)$$

где  $\delta W_{М.В}$  – абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в товарной нефти, %;

$\delta W_{М.П}$  – абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей в товарной нефти, %;

$\delta W_{Х.С}$  – абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей в товарной нефти, %;

Значение  $\delta m^*$  принимают равным относительной погрешности измерений массы товарной нефти с помощью массомера.

$$\delta M_{нет} = 0,23 \%$$

Масса балласта является составляющей погрешности при расчете массы нетто прямым методом динамических измерений. Масса балласта – общая масса воды, хлористых солей и механических примесей в нефти.

Массовая доля воды, %;

Массовая доля механических примесей, %;

Массовая концентрация хлористых солей, %;

Определение значений этих составляющих погрешности производится, в И(ХА)Л. Значения составляющих погрешности напрямую связаны с качеством подготовки принимаемой нефти.

					Расчет погрешностей оборудования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

### 3.3 Определение показателей качества нефти

Пробы для определения показателей качества нефти отбирают в соответствии с ГОСТ 2517 [13].

Показатели качества нефти определяют стандартизованными лабораторными методами в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51858 [12]:

- плотность по ГОСТ 3900 [31], или по ГОСТ Р 51069 [21] с учетом МИ 2153 [32];
- массовую долю воды по ГОСТ 2477 [26];
- массовую долю механических примесей по ГОСТ 6370 [25];
- концентрацию хлористых солей по ГОСТ 21534 [27];
- массовую долю серы по ГОСТ 1437 [33] и ГОСТ Р 51947 [28];
- давление насыщенных паров (ДНП) по ГОСТ 1756 [22];
- объемную долю свободного газа по МИ 2575 [34];
- массовую долю парафина по ГОСТ 11851 [54];
- выход фракций по ГОСТ 2177 (метод Б) [35];
- массовую долю сероводорода по ГОСТ Р 50802 [24];
- массовую долю метил- и этилмеркаптанов по ГОСТ Р 50802 [24];
- массовую долю органических хлоридов по АСТМ Д 4929.

Приведение плотности нефти при 20°C к 15°C выполняют по таблицам ГОСТ Р 8.599 [36], а также по таблицам МИ 2153 [32] или по программам пересчета МИ 2632 [37].

Плотность нефти допускается определять анализаторами плотности, погрешность которых не хуже погрешности стандартизованных лабораторных методов (поточными или лабораторными).

					Расчет погрешностей оборудования	Лист
						47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В актах приема-сдачи и в паспортах качества измеренные параметры отражают с числом значащих цифр после запятой, указанным в таблице 4.

Таблица 4 – Разрядность цифр вносимых в акт приема–сдачи нефти

Параметр (характеристика)	Единица величины	Число цифр после запятой
Температура	°С	1
Давление	МПа	2
Плотность	кг/м <sup>3</sup>	1
Масса	тонна	0
Объем	м <sup>3</sup>	0
Массовая доля балласта	%	4
Массовая доля хлористых солей	%	4
Массовая доля мех. примесей	%	4
Массовая доля воды	%	2
Массовая доля серы	%	2

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

### «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Т01	Зуев Александр Сергеевич

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Транспорта и хранения нефти и газа
Уровень образования	Специалист (инженер)	Направление/специальность	Проектирование, сооружение эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ

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

<p>1. Анализ метрологического обеспечения системы измерений количества и показателей качества нефти № 566 приемо-сдаточного пункта «Талаканское» ПАО «Верхнедонецнефтегаз»</p>	<p><i>НПС «Кропоткинская» расположена в Кавказском районе Краснодарского края, на территории, в 5,5 км от г. Кропоткин.</i></p> <p><i>НПС «Кропоткинская» расположена на двух площадках – площадка НПС, площадка СИКН №59462 и включает в себя внеплощадочные трубопроводы и сети (между площадками НПС и СИКН), подводящие нефтепроводы).</i></p>
--	--

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

<p>1. Расчет затрат на техническое обслуживание оборудования СИКН №566 ПСП «Талаканское» ПАО «ВЧНГ» сторонней организацией.</p>	<p><i>Для расчета затрат рассматривается проведение технического обслуживания системы измерения количества и показателей качества нефти:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– ТО-Е;</li> <li>– ТО-1</li> <li>– ТО-2</li> <li>– ТО-3</li> </ul>
<p>2. Состав затрат в соответствии с их экономическим содержанием</p>	<p><i>Затраты в соответствии с их экономическим содержанием:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– материальные затраты.</li> <li>– затраты на оплату труда.</li> <li>– отчисления на социальные нужды.</li> <li>– амортизационные отчисления.</li> <li>– прочие расходы.</li> </ul>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Вазим А.А.	к.э.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Т00	Зуев А.С.		

## 4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

### 4.1 Расчет затрат на техническое обслуживание оборудования СИКН сторонней организацией

В данной части работы произведен расчет затрат на проведение технического обслуживания системы измерения количества и показателей качества нефти.

Состав затрат в соответствии с их экономическим содержанием формируется по следующим элементам:

- материальные затраты.
- затраты на оплату труда.
- отчисления на социальные нужды.
- амортизационные отчисления.
- прочие расходы.

К материальным расходам относятся затраты на приобретение:

- запасных частей, комплектующих изделий, тары и др.;
- топлива, воды и энергии всех видов, используемых на производственные нужды и отопление;
- работ и услуг производственного характера, выполняемых сторонними организациями, а также собственными структурными подразделениями предприятия (организации) (транспортные услуги, контроль за соблюдением технологического процесса, техобслуживание основных фондов, средств связи, компьютерной техники и др.);
- на содержание и эксплуатацию природоохранных сооружений.

К материальным расходам приравниваются:

					Анализ метрологического обеспечения системы измерений количества и показателей качества нефти СИКН-25-РК-А002 на нефтеперекачивающей станции "Кропоткинская"			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Зуев А.С.</i>				<b>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Цимбалюк А.Ф.</i>						50	82
<i>Консульт.</i>	<i>Вазим А.А.</i>					<b>ТПУ гр. 3-2Т01</b>		
<i>Зав. Каф.</i>	<i>Рудаченко А.В.</i>							

– потери при транспортировке товароматериальных ценностей в пределах норм естественной убыли;

– технологические потери при производстве и (или) транспортировке.

К расходам на оплату труда относятся:

– суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда;

– премии за производственные результаты, надбавки к тарифным ставкам и окладам за профессиональное мастерство и др.

– начисления стимулирующего или компенсирующего характера – надбавки за работу в ночное время, в многосменном режиме, совмещение профессий, работу в выходные и праздничные дни и др.

– надбавки по районным коэффициентам, за работу в районах крайнего Севера и др.

– суммы платежей (взносов) работодателей по договорам обязательного и добровольного страхования.

– отчисления на социальные нужды определяются суммой единого социального налога по установленным законодательством нормам в процентах от расходов на оплату труда (30 %).

– сумма амортизационных отчислений определяется исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию их активной части.

В состав Прочих затрат включаются:

– налоги, сборы, отчисления в социальные внебюджетные фонды в порядке, установленном законодательством (земельный налог, экономические платежи, плата за недра и др.);

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51

платежи по обязательному и добровольному страхованию имущества, учитываемого в составе ОПФ;

- расходы по обслуживанию объектов жилищной и коммунальной сферы (жилой фонд, общежития, детские сады и лагеря, базы отдыха и др.);
- расходы по маркетингу (изучение рынков сбыта продукции, реклама, участие в выставках и т.п.);
- оплата услуг связи, банков, юридических и аудиторских фирм, сторожевой и пожарной охраны, авиационных услуг и др.;
- плата за аренду помещений (площадей) и основных производственных фондов (лизинг);
- уплата процентов за банковский кредит;
- затраты на гарантийный ремонт и обслуживание;
- командировочные расходы;
- расходы по подготовке и переподготовке кадров и др.;

Кроме перечисленных затрат в составе затрат на проведение организационно-технического мероприятия учитываются накладные расходы, связанные с организацией, управлением и обслуживанием производства.

Далее представлена смета затрат на выполнение работ по техническому обслуживанию СИКН на базе ИВК «FloBoss».

Для поддержания СИКН в постоянной технической готовности предусмотрены следующие виды технического обслуживания:

- ежедневное техническое обслуживание – ТО–Е;
- ежемесячное техническое обслуживание – ТО–1;
- ежеквартальное техническое обслуживание – ТО-2;
- ежегодное техническое обслуживание – ТО–3.

Перечень работ для различных видов технического обслуживания приведен в таблице 5.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

Таблица 5 – Перечень работ для различных видов ТО

Содержание работ и методика их проведения	Технические требования
<p><u>ТО-Е</u> Внешний осмотр СИКН:</p> <p>1) Технологического оборудования Проверка герметичности фланцевых, резьбовых соединений.</p> <p>2) Электротехнического оборудования Проверка состояния системы отопления, вентиляции, электродвигателя насоса блока качества (на отсутствие посторонних шумов, дефектов), силовых и осветительных щитов, осветительной аппаратуры и светильников, линий.</p> <p>3) Проверка наличия противопожарного инвентаря и устройств по технике безопасности</p> <p>4) Проверка состояния заземления на отсутствие обрывов цепи.</p> <p>5) Прием – передача целостности пломб и клейм, инструмента и документации по смене.</p> <p>6) Ведение журнала ежедневного обслуживания.</p> <p>7) Поддержание чистоты в здании СИКН, операторной.</p> <p>8) Уборка территории узла учета нефти. ТО-1</p> <p>1) Выполнение работ в объеме ТО-Е. Выполнить работы в объеме ТО-Е.</p> <p>2) Проверка исправности систем отопления, вентиляции, освещения, сигнализации (пожарной и загазованности), путем включения и проверки работоспособности.</p>	<p>На трубопроводах, оборудовании и разъемных соединениях СИКН не должно быть видимых неисправностей, утечек нефти и потения.</p> <p>Системы отопления и вентиляции должны находиться в исправном состоянии. Электродвигатель насоса блока качества не должен иметь посторонних шумов и дефектов.</p> <p>Осветительная аппаратура и светильники должны находиться в исправном состоянии.</p> <p>Проверить наличие противопожарного инвентаря и устройств по технике безопасности.</p> <p>Устройства по технике безопасности должны соответствовать ГОСТ 12.3.001-85 ГОСТ 12.3.10-82.</p> <p>Устройства противопожарной безопасности должны соответствовать ГОСТ 12.1.004-91.</p> <p>Проверить состояние заземления.</p> <p>Пломбы и оттиски клейм не должны иметь повреждений.</p> <p>Произвести заполнение журнала ежедневного обслуживания.</p> <p>Произвести уборку в здании СИКН, операторной.</p> <p>Требования, предъявляемые при проведении работ по ТО-Е.</p> <p>Системы вентиляции и отопления должны находиться в исправном состоянии и соответствовать требованиям СНиП 2.04.5, СНиП 3.05.01, ВСН 21. Системы освещения, сигнализации (пожарной и загазованности) должны находиться в исправном состоянии и соответствовать СНиП 3.05.06.</p>

Содержание работ и методика их проведения	Технические требования
<p>3) Осмотр силовых кабельных линий. Проверка наличия и состояния защитных устройств (труб, коробов) в местах, где возможны повреждения кабелей, свинцовых оболочек муфт, конструкций, закрепляющих кабель, проверка отсутствия ржавчин, вмятин и забоин на броне, восстановление нарушения маркировки, надписей и предупредительных плакатов.</p> <p>4) Проверка состояния теплоизоляции в местах входа трубопроводов в здание СИКН. Проверить состояние теплоизоляции в местах входа трубопроводов в здание СИКН, при необходимости произвести ремонт или замену.</p> <p>5) Чистка наружных поверхностей технологического оборудования, площадок обслуживания, воздухопроводов приточного и вытяжного вентиляторов.</p> <p>6) Контроль работы запорной арматуры и циркуляционного насоса в БИК. Контроль производить на неработающей линии, при контроле основной, перейти на резервную схему учета.</p> <p>7) Контроль МХ массометров.</p>	<p>В местах возможного повреждения кабеля должны быть установлены защитные устройства (трубы, короба). На броне не должно быть ржавчины, вмятин и забоин. На кабелях должна присутствовать маркировка. В местах расположения кабелей должны присутствовать предупредительные надписи и плакаты.</p> <p>Теплоизоляция не должна иметь повреждений, нарушающих ее функции.</p> <p>Наружные поверхности технологического оборудования, площадок обслуживания, воздухопроводов приточного и вытяжного вентиляторов должны быть очищены от загрязнений. Запорная арматура должна быть герметичной. Технические характеристики циркуляционного насоса должны обеспечивать необходимый расход нефти через БИК.</p> <p>Произвести контроль МХ массометров согласно Рекомендациям по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти, утвержденным приказом Минпромэнерго России от 31 марта 2005 г. №69.</p>
<p>8) Проверка устройств по технике безопасности и противопожарной безопасности.</p> <p>9) Устранение отказов и текущий ремонт СИ и оборудования СИКН. 10) Заполнение документации по ТО.</p>	<p>Проверить наличие и состояние устройств по технике безопасности и противопожарной безопасности.</p> <p>Произвести устранение отказов и текущий ремонт СИ и оборудования СИКН. Произвести заполнение документации по ТО.</p>

Смета затрат на выполнение работ по техническому обслуживанию СИКН

Таблица 6 - Смета затрат на выполнение работ по ТО СИКН

№ п/п	Наименование статей затрат	Сумма затрат на ТО-Е СИКН, руб.	Сумма затрат на ТО-1 СИКН, руб.	ИТОГО
1	Расходы на оплату труда	10·000	20·000	30·000
2	Дополнительная з/плата (12,5%)	1·250	2·500	3·750
3	Отчисления на соц.страх (30%)	3·375	6·750	10·125
	<b>Итого прямых затрат</b>	<b>14·625</b>	<b>29·250</b>	<b>43·875</b>
4	Накладные расходы (100%)	44·111,25	88·222,50	132·333,75
5	Командировочные расходы	40·500,00	66·000,00	106·500,00
	<b>Итого сумма</b>	<b>99 236,25</b>	<b>183 347,50</b>	<b>282 708,75</b>
6	Прибыль (15%)	14 885,43	27 502,12	42 406,31
	<b>ИТОГО:</b>	<b>114 121,68</b>	<b>210 849,62</b>	<b>325 115,06</b>
	<b>НДС - 18%</b>	<b>20 541,90</b>	<b>37 952,93</b>	<b>58 520,71</b>
	<b>ВСЕГО с учетом НДС</b>	<b>134 663,58</b>	<b>248 802,55</b>	<b>383 635,77</b>

Вывод: затраты на проведение ТО-Е и ТО-1 составили около 400 тысяч рублей.

При полном и качественном проведении работ это поможет безаварийно работать СИКН продолжительное время, защитит оборудование от разрушения и позволит предприятию в короткие сроки получить прибыль.

В случае отказа от этих работ, увеличивается вероятность разрушения оборудования, в результате чего произойдет срыв поставки углеводородного сырья на переработку. Необходимо будет провести повторные работы по ремонту в результате чего предприятие понесет незапланированные убытки которые могут составить 3-х кратное увеличение по сравнению с проведенными работами по техническому обслуживанию.

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 3-2Т01	ФИО Зуев Александр Сергеевич
------------------	---------------------------------

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Транспорта и хранения нефти и газа
Уровень образования	Специалист (инженер)	Направление/специальность	Проектирование, сооружение эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ

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

<p>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения.</p>	<p><i>НПС “Кропоткинская” расположена в Кавказском районе Краснодарского края, на территории, в 5,5 км от г. Кропоткин.</i></p> <p><i>НПС “Кропоткинская” расположена на двух площадках – площадка НПС, площадка СИКН №59462 и включает в себя внеплощадочные трубопроводы и сети (между площадками НПС и СИКН), подводящие нефтепроводы).</i></p> <p><i>Район участка относится к IV климатическому району по СНиП 23-01-99 с расчетной зимней температурой минус 28,8 оС</i></p>
--	--

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

<p><b>1. Производственная безопасность:</b> Анализ выявленных вредных факторов при анализе метрологического обеспечения системы измерений количества и показателей качества нефти.</p> <p>Анализ выявленных опасных факторов при анализе метрологического обеспечения системы измерений количества и показателей качества нефти.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- недостаточная освещенность на рабочем месте;</li> <li>- неудовлетворительные метеорологические условия.</li> <li>- повышенный уровень шума;</li> </ul> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. образование взрывоопасной среды;</li> <li>2. загазованность воздуха рабочей зоны;</li> <li>3. опасность поражения человека электрическим током;</li> <li>4. пожаровзрывобезопасность;</li> </ol>
<p><b>2. Экологическая безопасность:</b></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Характеристика объекта как источника выброса загрязняющих веществ в атмосферу.</li> <li>2. Мероприятия по снижению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.</li> </ol>
<p><b>3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b></p>	<p>Определение вероятных параметров ударной волны при взрыве газозвдушной смеси в здании, сооружении при пропусках продукта через неплотности подвижных или неподвижных соединений трубопровода</p>
<p><b>4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b></p>	<p>ГОСТ 12.0.003-74* «Опасные и вредные факторы».</p> <p>ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ «Оборудование</p>

	<p><i>производственное. Общие требования безопасности».</i></p> <p><i>ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ «Электробезопасность»</i></p> <p><i>ГОСТ 12.1.003-83 «Шум. Общие требования безопасности».</i></p> <p><i>ГОСТ 12.1.012-90 «Вибрационная безопасность».</i></p> <p><i>ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность».</i></p> <p><i>ПБ 09-540-03 «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств»</i></p> <p><i>НПБ 105-03. "Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности"</i></p> <p><i>ГОСТ 9965-76 «Нефть для нефтеперерабатывающих предприятий»</i></p>
--	---

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев Милий Всеволодович	доцент		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Т01	Зуев Александр Сергеевич		

## 5 Социальная ответственность

Организация и улучшение условий труда на рабочем месте является одним из важнейших резервов производительности труда и экономической эффективности производства, а также дальнейшего развития самого работающего человека.

Так же рассматривается безопасность и экологичность при производстве работ на СИКН. Безопасность включает в себя влияние опасных и вредных факторов, их анализ и меры их профилактики.

Так же в этом разделе рассматриваются вопросы охраны труда и техники безопасности, связанные с работой на СИКН, а так же разрабатываются мероприятия по предотвращению воздействия опасных и вредных факторов на здоровье работников, создание безопасных условий труда для обслуживающего персонала.

НПС “Кропоткинская” является частью нефтепроводной системы “Тенгиз - Новороссийск” соединяющей месторождения Западного Казахстана с российским побережьем Черного моря. Располагается данная НПС в Кавказском районе Краснодарского края, в 5,5 км на северо-запад от г. Кропоткин.

Согласно Федеральному закону «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» СИКН, относится к опасным производственным объектам.

При эксплуатации СИКН возможно возникновение следующих опасных и вредных производственных факторов:

- образование взрывоопасной среды;
- загазованность воздуха рабочей зоны;

					Анализ метрологического обеспечения системы измерений количества и показателей качества нефти СИКН-25-РК-А002 на нефтеперекачивающей станции "Кропоткинская"			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Зуев А.С.			<b>Социальная ответственность</b>	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Цимбалюк А.Ф.					58	82
Консульт.		Гуляев М.В.				<b>ТПУ гр. 3-2Т01</b>		
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.						

- повышенный уровень статического электричества;
- недостаточная освещенность на рабочем месте;
- опасность поражения человека электрическим током;
- неудовлетворительные метеорологические условия.

**Работник обязан:**

- соблюдать требования охраны труда;
- правильно применять средства индивидуальной и коллективной защиты;
- проходить обучение безопасным методам и приемам выполнения работ;
- проходить инструктаж по охране труда, стажировку на рабочем месте и проверку знаний требований охраны труда;
- немедленно извещать своего непосредственного или вышестоящего руководителя о любой ситуации, угрожающей жизни и здоровью людей, о каждом несчастном случае, происшедшем на производстве, или об ухудшении состояния своего здоровья, в том числе о проявлении признаков острого профессионального заболевания (отравления);
- проходить обязательные (при поступлении на работу) и периодические (в течение трудовой деятельности) медицинские осмотры (обследования).
- обслуживающий персонал СИКН должен знать схемы его коммуникаций, чтобы при эксплуатации, авариях, пожарах в нормативные сроки безошибочно выполнять необходимые переключения. Схемы должны находиться на рабочих местах;

### **5.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов**

При организации условий труда необходимо учитывать воздействие на оператора ЭВМ опасных и вредных производственных факторов, которые могут привести к травме или другому внезапному резкому ухудшению здоровья и

					Социальная ответственность	<i>Лист</i>
						59
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

заболеванию или снижению работоспособности. По природе действия вредные и опасные производственные факторы подразделяются на четыре группы: физические, химические, биологические и психофизиологические.

Физические:

- недостаточная освещенность на рабочем месте
- неудовлетворительные метеорологические условия;
- повышенный уровень шума;

Химические:

– повышенное содержание в воздухе рабочей зоны двуокиси углерода, озона, аммиака, фенола и формальдегида.

Психофизиологические:

- напряжение зрения;
- напряжение внимания;
- длительные статические нагрузки;
- монотонность труда;
- большой объем информации обрабатываемой в единицу времени.

Обеспечение условий высокопроизводительного и безопасного труда заключается в организации рабочего места и создании нормальных условий труда. При этом должны быть предусмотрены меры по предупреждению или снижению утомляемости работающего. Основными параметрами, характеризующими условия труда, являются микроклимат, освещённость, шум, вентиляция, излучение видеотерминалов.

## 5.2 Микроклимат производственных помещений

Высокая производительность и комфортность труда оператора зависит от микроклимата в помещении операторной НПС, где находится его рабочее место. Микроклимат определяется действующими на организм человека факторами, такими как, температура, относительная влажность и скорость движения

					Социальная ответственность	Лист
						60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

воздуха. Оптимальные и допустимые значения характеристик микроклимата рабочего места приведены в таблице 7.

Таблица 7 - Оптимальные и допустимые значения характеристик микроклимата

Период года	Температура, °С	Относительная влажность, %	Скорость движения воздуха,
Холодный и переходный	22-24	40-60	до 0,1
Тёплый	23-25	40-60	0,1-0,2

По степени физической тяжести работа оператора ЭВМ относится к категории лёгких работ. Нормальные значения параметров микроклимата в помещении, где находится рабочее место оператора, в течение всего года поддерживаются, благодаря установленному кондиционеру, и имеют следующие значения: влажность 40%, скорость движения воздуха 0,1 м/с, температура летом 20 - 25 °С, зимой 15 - 20 °С.

Размеры помещения, где находится рабочее место работника, составляют: длина 4,5 м, ширина 3 м, высота 4 м. Общая площадь равна 13,5 м<sup>2</sup>. В помещении работает два сотрудника, на которых приходится 54 м<sup>3</sup>, что соответствует санитарным нормам, согласно которым для одного работника ВЦ должны быть предусмотрены площадь помещения не менее 6 м<sup>2</sup> и объем не менее 20 м<sup>3</sup>.

### 5.3 Шум

Одним из неблагоприятных факторов, воздействующих на оператора ЭВМ является шум. В результате происходит снижение производительности труда, увеличивается брак в работе, создаются предпосылки к возникновению несчастных случаев.

Нормирование уровней шума в производственных условиях осуществляется по ГОСТ 12.1.003-83 [38] (шум, общие требования безопасности). Согласно данному ГОСТу при выполнении основной работы на ПЭВМ уровень шума на рабочем месте не должен превышать 50 дБА.

Меры борьбы с шумом:

										Лист
										61
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Социальная ответственность					

- подавление шума в источниках;
- предупреждение распространения шума – применение звукоизоляционных и звукопоглощающих материалов и конструкций;
- увеличение расстояния от источника шума;
- рациональный режим труда и отдыха;
- сокращение времени нахождения в шумовых условиях;
- статическая и динамическая балансировка деталей.

Для снижения шума в помещении используется метод звукопоглощения, основанный на переходе энергии звуковых колебаний частиц воздуха в теплоту на трение в порах звукопоглощающего материала. По субъективным ощущениям шумовая обстановка на рабочем месте соответствует норме.

Проведенные при производственном контроле замеры не превышают уровень шума нормируемый нормативной документацией.

#### **5.4 Электромагнитные излучения**

Источниками электромагнитных полей являются любые электрические приборы. Большая часть электромагнитного излучения, создаваемого ПЭВМ, происходит не от экрана монитора, а от видеокабеля и системного блока. В портативных компьютерах практически всё электромагнитное излучение идет от системного блока, располагающегося под клавиатурой. Современные машины выпускаются заводом-изготовителем со специальной металлической защитой внутри системного блока для уменьшения фона электромагнитного излучения.

Степень воздействия электромагнитных излучений на организм человека зависит от диапазона частот, интенсивности воздействия соответствующего фактора, продолжительности облучения, характера излучения, режима облучения, размеров облучаемой поверхности тела и индивидуальных особенностей организма.

Критерием безопасности для человека, находящегося в электрическом поле промышленной частоты, принята напряжённость этого поля.

					Социальная ответственность	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		62

Гигиенические нормы для персонала, который систематически находится в этой зоне, установлены ГОСТ 12.1.002-84 ССБТ [45]. Для постоянного магнитного поля предельно-допустимым уровнем на рабочем месте является напряжённость, которая не должна превышать 8 кВ/м.

Возможные способы защиты от ЭМП на путях распространения:

- применение поглотителей мощности;
- увеличение расстояния от источника излучения;
- уменьшение времени пребывания в поле действия излучения;
- подъем излучателей и диаграмм направленности излучения;
- экранирование излучений.

Одним из наиболее эффективных и часто применяемых методов защиты от низкочастотных излучений и радиоизлучений является экранирование. Для экранов используются, главным образом, материалы с большой электрической проводимостью.

### 5.5 Ионизирующее излучение

При работе с ПЭВМ источником ионизирующего излучения является монитор. Под влиянием ионизирующего излучения в организме может происходить торможение функций кроветворных органов, нарушение нормальной свертываемости крови и увеличение хрупкости кровеносных сосудов, снижение сопротивляемости организма инфекционным заболеваниям и др. Доза облучения при расстоянии до дисплея 20 см составляет 50 мкбэр/час. Конструкция ВДТ и ПЭВМ должна обеспечивать мощность экспозиционной дозы мягкого рентгеновского излучения в любой точке на расстоянии 0,05 м от экрана и корпуса ВДТ не более 1 мкЗв/час (100 мкР/час).

При защите от внешнего облучения, возникающего при работе с закрытыми источниками излучения, основные усилия должны быть направлены на предупреждение переоблучения персонала путём применения ЖК, TFT LCD мониторов, увеличения расстояния между оператором и источником излучения,

										Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							63

сокращения продолжительности работы в поле излучения, экранирования источника излучения.

При выполнении дипломной работы использовался монитор с низким уровнем излучения – монитор TFT LCD.

### **5.6 Производственное освещение**

Хорошее освещение действует на человека тонизирующие, улучшает протекание основных процессов нервной высшей деятельности. Ввиду недостаточности естественного освещения в темное время суток в помещении операторной ПСП «Талаканское» используется совмещённое освещение, при котором в темное время суток используется одновременно естественный и искусственный свет.

Искусственное освещение в помещении операторной ПСП «Талаканское» эксплуатации ПЭВМ осуществляется системой общего равномерного освещения. Освещенность на поверхности стола в зоне размещения рабочего документа должна быть 300-500 лк, также допускается установка светильников местного освещения для подсветки документов, но с таким условием, чтобы оно не создавало бликов на поверхности экрана и не увеличивало освещенность экрана более чем на 300 лк. Проведенные при производственном контроле замеры освещенности соответствуют нормируемым значениям СП 52.13330.2011[46]

### **5.7 Промышленная безопасность**

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

										Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							64

безопасности на опасных производственных объектах».

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

Руководство НПС в процессе его эксплуатации обязано:

– соблюдать положения Федеральных законов и иных нормативных правовых актов РФ, а также нормативных технических документов в области промышленной безопасности;

– обеспечивать укомплектованность штата работников НПС в соответствии с установленными требованиями;

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

– обеспечивать проведение подготовки и аттестации работников в области промышленной безопасности;

– иметь нормативные технические документы и инструкции,

– устанавливающие правила ведения работ;

– обеспечивать наличие и функционирование необходимых приборов и систем контроля над производственными процессами в соответствии с установленными требованиями;

– предотвращать проникновение на территорию СИКН посторонних лиц;

– приостанавливать эксплуатацию СИКН в случае аварии или инцидента, а также в случае обнаружения вновь открывшихся обстоятельств, влияющих на промышленную безопасность;

– осуществлять мероприятия по ликвидации и локализации последствий аварий на НПС, оказывать содействие государственным органам в расследовании причин аварий;

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65

- принимать участие в техническом расследовании причин аварии на СИКН, принимать меры по устранению указанных причин и профилактике подобных аварий;
- принимать участие в анализе причин возникновения инцидента на СИКН, принимать меры по устранению указанных причин и профилактике подобных инцидентов;
- принимать меры по защите жизни и здоровья работников в случае аварии на СИКН;
- вести учет аварий и инцидентов на СИКН.

## **5.8 Пожарная безопасность**

При эксплуатации НПС “Кропоткинская” СИКН №59462 должны соблюдаться требования пожарной безопасности, установленные:

- «Правила противопожарного режима РФ»

### **5.8.1 Система предотвращения пожара**

Основными причинами пожара являются:

- несоблюдение работниками правил пожарной безопасности;
- безответственное, халатное или беспечное отношение работников к огню;
- неисправность электрической проводки, электроаппаратуры, электроустановок, неадаптированность импортных приборов к отечественной электросети;
- последствие взрыва при утечках или аварийных выбросах пожаро- и взрывоопасных сред;
- проведение электро- и газосварочных работ, электро- и газорезки металла, других технологических процессов, связанных с применением открытого пламени или искрообразованием;
- захламленность рабочей зоны;

					Социальная ответственность	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		66

– размещение излишков взрыво- и пожароопасных веществ в рабочей зоне;

Предотвращение образования горючей среды обеспечивается следующими способами:

- применение герметичного технологического оборудования;
- установка отключающей запорной арматуры;
- механизация и автоматизация технологического процесса.
- трубопроводы, задвижки, краны имеют заземление не менее чем в двух местах для отвода статического электричества;
- сопротивление комплексного заземляющего устройства не более 4 Ом.

Заземляющее устройство выполняется в соответствии с требованиями ПУЭ.[47]

Противопожарная защита и ограничение распространения пожара за пределы очага возгорания достигается:

- устройством аварийного отключения технологического оборудования;
- организацией, с помощью технических средств, своевременного оповещения людей о пожаре.

Тушение пожара и ограничение его распространения достигается системой пожаротушения. На территории НПС “Кропоткинская” проектом предусмотрена автоматическая система пожаротушения и тушение первичными средствами.

### Описание технического блока СИКН

- технический блок – одноэтажное каркасное здание из облегченных конструкций;
- здание II класса;
- степень огнестойкости здания – IV;
- класс конструктивной пожарной опасности здания - С0, согласно СНиП 21-01-97 [35], СНиП 31-03-2001 [36];

					Социальная ответственность	Лист
						67
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

– класс функциональной пожарной опасности – Ф5.1 согласно СНиП 21-01-97 [35];

– категория здания по взрывопожарной и пожарной опасности – «А» согласно НПБ 105-03 [37].

### Описание блока СИКН

Организации, эксплуатирующие ОПО, обязаны выполнять требования промышленной безопасности, установленные нормативно-техническими документами.

Необходимым условием обеспечения пожарной безопасности является строгое соблюдение требований, предъявляемых к электрооборудованию.

Осветительное и силовое электрооборудование должно эксплуатироваться в строгом соответствии с нормами и правилами, установленными для каждого вида оборудования.

Запрещается вводить в работу электроустановки с нарушенным заземлением, неисправной системой коммуникации и защиты, снятыми элементами защищенных оболочек и т.д.

Особой предосторожности и тщательного соблюдения правил безопасности требуют работы, связанные с появлением источников зажигания. К ним в первую очередь относятся огневые работы.

Необходимо, при проведении сварочных работ, исключить возможность попадания нефти на сварочные агрегаты, генераторы, шланги, провода и т.д.

Вскрытие и ремонт взрывозащищенных приборов и оборудования, а также электропроводки должны производиться при снятом напряжении специально обученными лицами, имеющими право на производство работ.

Во избежании разрядов статического электричества необходимо:

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68

– использовать одежду из тканей, не накапливающих статического электричества и обувь исключаящую искрообразование.

### 5.9 Расчет категории взрывопожароопасности

Определение категории помещений по взрывопожарной и пожарной опасности производится по НПБ 105-03 [37].

В помещении узла учета обращается товарная нефть, соответствующая требованиям ГОСТ 9965-76 [3].

Давление насыщенных паров 500 мм рт. ст., (68 кПа),

Плотность – 830-870 кг/м<sup>3</sup>

Производительность узла учета максимальная – 185 м<sup>3</sup>/час

Температура вспышки паров нефти – менее 28 °С.

Нефть относится к легковоспламеняющимся жидкостям

Температура начала кипения товарной нефти 60 °С.

В качестве сценария развития аварии случаи полного разрушения технологических блоков, связанного с опорожнением трубопроводов узла учета, не рассматриваются, так как разрушение трубопроводов от внутреннего взрыва невозможно из-за отсутствия внутри системы окислителя. Случай разрушения трубопроводов внутренним давлением не рассматривается, так как рабочее давление (0,6 МПа) ниже расчетного (1,6 МПа).

В качестве основного сценария развития аварийной ситуации принят пропуск продукта через неплотности подвижных или неподвижных соединений трубопровода. К числу подвижных относятся сальниковые соединения насосов, регулирующих клапанов и запорной арматуры. В качестве неподвижных рассматриваются фланцевые соединения трубопроводов. Пропуск продукта через соединения трубопроводов является процессом, развивающимся во времени. Если не принимаются меры по устранению пропуска, его величина со временем возрастает и может достигать катастрофических размеров (выгорание сальникового уплотнения, выброс прокладки из фланцевого соединения).

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		69

Принятая в данной работе методика обоснована в статье А.А. Андреевой и В.Т. Ситенкова «Выбор сценария развития аварии на нефтяном промысле», опубликованной в журнале «Безопасность труда в промышленности» №7 за 1999 г.

Расчетная величина отверстия принята 5 мм<sup>2</sup>. Она достаточна для обнаружения газа автоматическими средствами контроля при наличии протечки.

Расчет скорости истечения нефти через отверстие произведен по формуле:

$$U = (2(P_p - P_0)/\rho)^{0,5} \quad (21)$$

где  $P_p$  и  $P_0$  – соответственно рабочее и атмосферное давление,

$\rho$  – плотность нефти. <sup>0,5</sup>

$$U = (2 \times (600000 - 100000) / 850)^{0,5};$$

$$U = 34,3 \text{ м/с.}$$

Расход нефти:

$$Q = 34,3 \times 5 / 1000000 \times 3600.$$

$$Q = 0,617 \text{ м}^3/\text{час или } 0,171 \text{ л/с;}$$

Нижний предел воспламенения парогазовой смеси по наиболее легким фракциям (бензиновые фракции) составляет 1% об.

Плотность паров бензина составляет 3,66 кг/м<sup>3</sup>.

Масса паров жидкости, поступивших в помещение при наличии поверхности разлитой нефти, определяется уравнением:

$$m = W \times F \times t; \quad (22)$$

где  $W$  – интенсивность испарения нефти в кг/с/м<sup>2</sup>;

$F$  – площадь испарения;

$t$  – время испарения в сек.

Площадь испарения определяется количеством разлитой нефти из расчета 1 литр на 1 м<sup>2</sup> пола.

Интенсивность испарения определяется зависимостью:

$$W = 10^{-6} \times k \times (M)^{0,5} \times P_n; \quad (23)$$

					Социальная ответственность	Лист
						70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Где  $M$  – молекулярная масса паров нефти, для бензиновых фракций  $M=86$  кг/кмоль;

$P_n$  – давление насыщенного пара при расчетной температуре,  $P_n = 300$  мм рт. ст. или 40,8 кПа;

$k$  – коэффициент, зависящий от скорости и температуры воздуха над зеркалом разлива, при скорости воздуха, равной нулю  $k = 1$ ;

Интенсивность испарения:

$$W = (10^{-6} \times 1 \times 86)^{0,5} \times 40,8 = 0,000378;$$

$$W = 0,000378 \text{ кг/см}^2.$$

Сигнал о наличии загазованности помещения СИКН появляется при 20 % загазованности от НПВ, чему соответствует появление в атмосфере помещения 6,48 м<sup>3</sup> или 23,7 кг паров нефти.

Количество испарившейся нефти зависит от времени и площади испарения. Произведение  $F \times t$  найдем как частное от деления  $m/W$ .

$$F \times t = 23,7 / 0,000378 = 62698 \text{ м}^2 \text{с};$$

Для определения времени истечения нефти выразим площадь разлива через расход нефти, принимая в расчете, что 1 л нефти эквивалентен 1 м<sup>2</sup> площади разлива. Площадь разлива равна расходу истечения нефти, выраженному в метрах кубических в час, умноженному на время в секундах.

$$F = Q \times t; \quad (24)$$

$$F = 0,617 \times 1000 / 3600 \times t;$$

После подстановки значения  $F$ , получаем расчетную формулу:

$$0,171 t^2 = 62698 \text{ м}^2/\text{с}, \text{ откуда } t = 606 \text{ сек};$$

Площадь разлива нефти, соответствующая моменту обнаружения загазованности средствами автоматического контроля составит:

$$F = 0,171 \times 606 = 103,5 \text{ м}^2;$$

Для принятия мер по ликвидации протечки нефти (отключение поврежденного участка трубопровода и сброс давления) потребуется еще три минуты, при этом площадь разлива увеличится до 134 м<sup>2</sup>.

Количество паров нефти, выделившихся в атмосферу составит:

					Социальная ответственность	Лист
						71
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$m = 0,000378 \times 134 \times 786 = 39,93 \text{ кг};$$

Давление взрыва определяется по формуле:

$$\Delta P = m \times H \times P_0 \times Z / (V_{\text{св}} \times \rho_{\text{в}} \times C_p \times T_0 \times K_H); \quad (25)$$

где:  $m$  – масса паров нефти = 39,93 кг;

$H$  – теплота сгорания паров = 45980000 Дж/кг;

$P_0$  – начальное давление = 101 кПа;

$Z$  – коэффициент участия паров во взрыве = 0,3;

$V_{\text{св}}$  – свободный объем помещения =  $18 \times 30 \times 6 \times 0,8 = 2592 \text{ м}^3$ ;

$\rho_{\text{в}}$  – плотность воздуха до взрыва при начальной температуре

$$30^\circ\text{C} = 28,95/22,4 \times 273/303 = 1,164 \text{ кг/м}^3;$$

$C_p$  – теплоемкость воздуха = 1010 Дж/кг/К;

$T_0$  – начальная температура воздуха = 303 К;

$K_H$  – коэффициент, учитывающий негерметичность помещения и неадиабатичность процесса горения, равен 3;

$$\Delta P = 39,93 \times 45980000 \times 101 \times 0,3 / (2592 \times 1,164 \times 1010 \times 303 \times 3) = 20,08 \text{ кПа}$$

Избыточное давление взрыва в помещении СИКН превышает 5 кПа, следовательно, оно относится к взрывопожароопасным помещениям категории А.

Для оценки уровня воздействия взрыва парогазовой смеси найдем значение тротилового эквивалента

$$W_T = 0,4q \times z \times m / (0,9q_T); \quad (26)$$

где  $q$  – удельная теплота сгорания парогазовой среды = 45980 кДж/кг;

$q_T$  – удельная энергия взрыва тринитротолуола = 4520 кДж/кг;

$$W_T = 0,4 \times 45980 \times 0,3 \times 39,93 / (0,9 \times 4520) = 54,159 \text{ кг};$$

Радиус зоны разрушения первого класса:

$$R_1 = 3,8 \times (W_T)^{0,333} / (1 + (3180 / W_T)^2)^{0,167} = 3,68 \text{ м};$$

Радиус зоны разрушения 5 класса:

$$R_5 = 3,68 / 3,8 \times 56 = 54,3 \text{ м};$$

Зоной смертельного поражения персонала является круг радиусом 3,7 м от места взрыва, зоной травмирования является территория, удаленная от стен

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		72

здания СИКН на расстоянии 54,3 м. в направлении проемов в стенах здания СИКН.

В помещении СИКН персонал находится периодически при обходе установки. Время нахождения персонала в помещении СИКН в течение рабочей смены 0,5 часа, что составляет временную вероятность нахождения его в опасной зоне 0,0625.

Пространственная вероятность попадания персонала в опасную зону равна отношению площадей  $f/F$ ,

где  $f$  – площадь зоны поражения, равная 9263 м<sup>2</sup>;

$F$  – площадь обслуживания установки, включающая узлы подключения СИКН к нефтепроводам, канализации, основную насосную с операторной, равная 11250 м<sup>2</sup>.

Пространственная вероятность попадания персонала в зону травмирования равна 0,823.

Проектом предусматривается глухая стена между химлабораторией и возможным местом взрыва ПГС. Здание СИКН оснащается взрывными проемами в связи, с чем разрушение глухой стены считается невозможным, персонал химической лаборатории защищен от травмирования.

Вероятность возникновения аварийной ситуации, связанной с протечкой продукта, определяется качеством обслуживания и своевременным проведением профилактических работ по поддержанию установки в безопасном состоянии. Протечка продукта обнаруживается задолго до срабатывания системы автоматического обнаружения загазованности при обходе установки по наличию нефтяных пятен и может быть своевременно устранена.

В расчете вероятности травмирования персонала принимаем количество опасных протечек в год не более трех продолжительностью по 800 сек, что соответствует вероятности опасных протечек, равной:

$$800 \times 3 / 365 / 24 / 3600 = 0,000076;$$

Вероятность взрыва для случая, когда все опасные протечки завершаются взрывами продолжительностью по 1 сек, составит:

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73

$$1 \times 3/365/24/3600 = 9,5 \times 10^{-8};$$

Вероятность травмирования персонала равна произведению вероятностей  $P_T = 9,5 \times 10^{-8} \times 0,823 \times 0,0625 = 4,9 \times 10^{-9}$ , что ниже нормированной ГОСТом 12.1.010-76 величины, равной  $10^{-6}$ .

Вероятность поражения персонала определяется с учетом нахождения его в зоне первого класса радиусом 3,68 м. от места взрыва.

Пространственная вероятность этого события равна:

$$3,14 \times 3,68^2 / 11250 = 0,00378;$$

Вероятность смертельного поражения:

$P_c = 0,00378 \times 9,5 \times 10^{-8} \times 0,0625 = 2 \times 10^{-11}$ ; что ниже регламентированной ГОСТом 12.1.010-76 величины, равной  $10^{-6}$ .

Полученные результаты находятся в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.010-76.

Принятая в данном проекте методика расчета давления взрыва соответствует указаниям НПБ 105-03 [37].

Радиусы зон поражения определены по методике ПБ 09-540-03 с использованием понятия «тротилловый эквивалент». В данном случае взрыв паровоздушной смеси рассматривался как детонационный. По литературным данным (см. например, статью Мишуева А.В, Комарова А.А, Хуснудинова Д.З. «Общие закономерности развития аварийных взрывов и методы снижения взрывных нагрузок до безопасного уровня» (журнал Пожаровзрывобезопасность №6 за 2001 год), взрыв паровоздушной смеси является дефлаграционным процессом. При дефлаграции скорость распространения пламени в десятки и сотни раз меньше, чем при детонации, соответственно существенно меньше и взрывное давление. Нарастание давления в дефлаграционной волне происходит достаточно плавно. Эти факторы приводят к значительному уменьшению расчетных значений нагрузок на здания, сооружения и людей, а поэтому ущерб при дефлаграционном взрыве в десятки и сотни раз меньше по сравнению с детонационным взрывом ВВ.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		74

## 5.10 Экологическая безопасность

Под окружающей природной средой (окружающей средой) понимается вся совокупность природных элементов и их комплексов в зоне расположения СИКН и прилегающих к ней территорий.

В соответствии с Законом Российской Федерации «Об охране окружающей природной среды» от 19 декабря 1991 года вопросы охраны окружающей среды при эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов ПСП и нефтебаз решаются как комплексная задача, обеспечивающая сочетание экологических и экономических интересов.

Охрана окружающей среды при эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, ПСП и нефтебаз состоит в:

- соблюдении действующих стандартов, норм и правил в области охраны окружающей среды;
- контроле степени загрязнения атмосферы, воды и почвы нефтью;
- контроле за утилизацией и своевременным удалением с территории твердых отходов;
- своевременной ликвидации последствий загрязнения окружающей среды;
- осуществлении мероприятий по сокращению загрязнения окружающей среды.

Работы по охране окружающей среды при эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов ПСП и нефтебаз должны проводиться в рамках единой для всей страны системы правовых, нормативных, инструктивных и методических документов с учетом региональной специфики.

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

					Социальная ответственность	Лист
						75
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

					Социальная ответственность	Лист
						76
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## Заключение

В данной выпускной квалификационной работе рассмотрена система измерений количества и показателей качества нефти НПС “Кропоткинская” ООО «Томскнефтепереработка», на основе данных о средствах измерений входящих в её состав сделаны следующие выводы:

– Рассмотрен состав СИКН № 566 ПСП «Талаканское» ПАО «Верхнечонскнефтегаз», и определены погрешности её средств измерений в зависимости от условий эксплуатации и транспортируемой среды;

– Рассчитана погрешность измерений массы нетто товарной нефти, которая составила 0,23 % ,что соответствует ГОСТ 8.595.

– Предложен путь усовершенствования метрологических характеристик СИКН № 59462 НПС “Кропоткинская”.

– Рассмотрены безопасные условия эксплуатации СИКН № 59462 НПС “Кропоткинская”;

– Рассчитан экономический эффект от своевременного технического обслуживания СИКН № 59462 НПС “Кропоткинская” сторонней организацией, который составил 383 635 рублей.

Из проведенных расчетов мы видим, что погрешность при прямом методе динамических измерений меньше, чем погрешность при косвенном методе, а значит, прямой метод динамических измерений более точен. Следовательно, прямой метод динамических измерений экономически выгоден.

					Анализ метрологического обеспечения системы измерений количества и показателей качества нефти СИКН-25-РК-А002 на нефтеперекачивающей станции "Кропоткинская"			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Зуев А.С.</i>			<b>Заключение</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Цимбалюк А.Ф.</i>					77	82
<i>Консульт.</i>						<b>ТПУ гр. 3-2Т01</b>		
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Рудаченко А.В.</i>						

## Список литературы

1. Инструкция по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти СИКН № 59462 НПС «Кропоткинская» 2016г. – 168 с.
2. 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 расходометрии» ФГУП ВНИИР, 2003. – 31 с.
3. Чухарева Н.В. Определение количественных характеристик нефти и газа в системе магистральных трубопроводов: учебное пособие /Н.В. Чухарева, А.В. Рудаченко, В.А. Поляков. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2010. – 311 с.
4. МИ 2837–2003. Приемно-сдаточные пункты нефти. Метрологическое и техническое обеспечение. – М.: Госстандарт России, 2003. – 41 с.
5. ГОСТ Р 8.595–2004. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений. – М.: Изд-во стандартов, 2002. – 11 с.
6. Р 50.2.040–2004. Метрологическое обеспечение учета нефти при ее транспортировке по системе магистральных нефтепроводов. – М.: Госстандарт России, 2004. – 66 с.

					Анализ метрологического обеспечения системы измерений количества и показателей качества нефти СИКН-25-РК-А002 на нефтеперекачивающей станции "Кропоткинская"			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Зуев А.С.</i>			<i>Список литературы</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Цимбалюк А.Ф.</i>					78	82
<i>Консульт.</i>						<b>ТПУ гр. 3-2Т01</b>		
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Рудаченко А.В.</i>						

7. МИ 2775–2002. Порядок метрологического и технического обеспечения промышленной эксплуатации систем измерений количества и показателей качества нефти, трубопоршневых поверочных установок и средств измерений в их составе. – М.: Стандартинформ, 2002. – 18 с.

8. МИ 3081–2007 ГСО. Система измерений количества и показателей качества нефти, светлых нефтепродуктов и жидких углеводородов. Техническое обслуживание и ремонт. – М.: Стандартинформ, 2007. – 60 с.

9. ГОСТ Р 51858–2002 Нефть. Общие технические условия. – М.: Стандартинформ, 2002. – 10 с.

10. ГОСТ 2517–2012 Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб. – М.: Стандартинформ, 2014. – 35 с.

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

12. Федеральный закон. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности №123–ФЗ от 22.07.08г.

13. Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» №116-ФЗ от 21.07.97

14. Р 50.2.075–2010 Нефть и нефтепродукты. Лабораторные методы измерения плотности, относительной плотности и плотности в градусах API. – М.: Стандартинформ, 2011. – 41 с.

15. ГОСТ 1756–2000 Нефтепродукты. Определение давления насыщенных паров. – М.: Международный совет по стандартизации, 2000. – 19 с.

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

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

					Список литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		79

18. ГОСТ 6370–83 Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей. – М.: Государственный стандарт СОЮЗА ССР, 1983. – 7 с.

19. ГОСТ 2477–65 Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды. – М.: Государственный стандарт СОЮЗА ССР, 1965. – 4 с.

20. ГОСТ 21534–76 Нефть. Метод определения содержания хлористых солей. – М.: Государственный стандарт СОЮЗА ССР, 1976. – 8 с.

21. ГОСТ Р 51947–2002 Нефть и нефтепродукты. Определение серы методом энергодисперсной рентгенофлуоресцентной спектрометрии. – М.: Госстандарт России, 2002. – 9 с.

22. ГОСТ 33–2000 Прозрачные и непрозрачные жидкости. Определение кинематической вязкости и расчет динамической вязкости. – М.: Международный совет по стандартизации, 2000. – 19 с.

23. ГОСТ 3900–85 Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности. – М.: Международный совет по стандартизации, 1985. – 35 с.

24. МИ 2575–00\* Нефть. Остаточное газосодержание. Методика выполнения измерений.

25. Р 50.2.076–10 Государственная система обеспечения единства измерений. Плотность нефти и нефтепродуктов. Методы расчета. Программа и таблицы приведения – М.: Стандартинформ, 2011. – 138 с.

26. ГОСТ 2177–99 Нефтепродукты. Методы определения фракционного состава. – М.: Международный совет по стандартизации, 1999. – 24 с.

27. ГОСТ Р 8.563–2009 Государственная система обеспечения единства измерений. Методики (методы) измерений. – М.: Госстандарт России, 2009. – 13 с.

28. ГОСТ 30414–96 Весы для взвешивания транспортных средств в движении. – М.: Международный совет по стандартизации, 1996. – 6 с.

29. ГОСТ Р ИСО 5725–1–2000 Точность (правильность и прецизионность) методов и результатов измерений. Основные положения и

					Список литературы	Лист
						80
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

определения. – М.: Управлением метрологии и Научно-техническим управлением Госстандарта России, 2000. – 31 с.

30. ГОСТ Р ИСО 5725–6–2000 Точность (правильность и прецизионность) методов и результатов измерений. Использование значений точности на практике. – М.: Управлением метрологии и Научно-техническим управлением Госстандарта России, 2000. – 31 с.

31. Р 50.2.038-2004 ГСОЕИ. Измерения прямые однократные. Оценивание погрешностей результатов измерений. – М.: Стандартинформ, 2011. – 11 с.

32. МИ 2083–90 ГСИ. Измерения косвенные. Определение результатов измерений и оценивание их погрешностей. – М.: Издательство стандартов, 1991. – 7 с.

33. МИ 1317–2004 ГСИ. Результаты и характеристики погрешности измерений. Формы представления. Способы использования при испытаниях образцов продукции и контроле их параметров. – М.: Госстандарт России, 2004. – 17 с.

34. СНиП 21–01–97 Пожарная безопасность зданий и сооружений. – М.: Управление технормирования Минстроя России, 1997. – 22 с.

35. СНиП 31–03–2001 Производственные здания. – М.: ОАО «ЦПП», 2001. – 15 с.

36. НПБ 105–03 Нормы пожарной безопасности. Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности. – М.: ОАО «ЦПП», 2003. – 25 с.

37. ГОСТ 12.1.003–83 Система стандартов безопасности труда ШУМ, общие требования безопасности – М.: ИПК издательство стандартов – 11с.

38. ГОСТ 11851–85 Нефть. Метод определения парафина. – М.: Министерством химической и нефтеперерабатывающей промышленности СССР, 1985. – 13 с.

					Список литературы	Лист
						81
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

39. ГОСТ 1510–84 Нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение – М.: Государственный стандарт СОЮЗА ССР, 1984. – 17 с.

40. МИ 3532–2015 Рекомендация. ГСИ. Рекомендации по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти – Казань, 2015 – 65 с.

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

42. ГОСТ 12.1.005 ССБТ Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны – М.: Стандартиформ, 2008 – 48 с.

43. СП 131 13330–2012 Строительная климатология. Актуализированная версия СНиП 23–01–99\*

44. ГОСТ 12.1.002-84 ССБТ Электрические поля промышленной частоты. Допустимые уровни напряженности и требования к проведению контроля на рабочих местах – М.: Стандартиформ, 2009 – 6 с.

45. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23–05–95\* М.: – Минрегион, 2010 – 75 с.

46. Правила устройства электроустановок. ПУЭ

47. ГОСТ 9965–76 Нефть для нефтеперерабатывающих предприятий. Технические условия – М.: – Стандартиформ, 2010 – 3 с.

					Список литературы	Лист
						82
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		