

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

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Анализ средств измерений количества и показателей качества нефти на примере приемо-сдаточного пункта Томской области»

УДК 665.6:005.6-027.43

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5А	Ламонов Александр Вадимович		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	к.э.н, доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н, доцент		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник Олег Владимирович	к.п.н.		

Томск – 2020 г.

Планируемые результаты обучения по ООП

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

					<i>Анализ средств измерений количества и показателей качества нефти на примере приемо-сдаточного пункта Томской области</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Ламонов А.В.</i>			Планируемые результаты обучения по ООП	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Шадрина А.В.</i>					2	109
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр. 3-2Б5А		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

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

Р9	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУ-ОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".</i>
Р10	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУ-ОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>
Р11	Оценивать результаты диагностических обследований, мониторингов, технических данных, показателей эксплуатации объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУ-ОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>

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

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП ОНД ИШПР

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

**ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б5А	Ламонову Александру Вадимовичу

Тема работы:

«Анализ средств измерений количества и показателей качества нефти на примере приемо-сдаточного пункта Томской области»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	28.02.2020 г. № 59 – 110/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	02.06.2020 г.
--	---------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p><i>Объектом исследования является – Пункт приёма – сдачи (ПСП). ПСП расположен в Томской области. Режим работы ПСП непрерывный, круглосуточный. На территории находятся объекты, относящиеся к технологическим сооружениям повышенной опасности требующие особых условий эксплуатации.</i></p>
---	---

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</p>	<p>1. В процессе работы был произведен анализ нормативно-технической документации, регламентирующей эксплуатацию и проектирование систем измерения количества и показателей качества нефти;</p> <p>2. Рассмотрен состав СИКН ПСП;</p> <p>3. Рассмотрены основные показатели качества нефти, средства автоматического контроля качества нефти;</p> <p>4. Предоставлены характеристики СИКН и требования к их эксплуатации.</p>	
<p>Перечень графического материала</p> <p>(с точным указанием обязательных чертежей)</p>	<p>Технологическая схема СИКН</p>	
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p> <p>(с указанием разделов)</p>		
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>	
<p>«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</p>	<p>Рыжакина Татьяна Гавриловна, доцент</p>	
<p>«Социальная ответственность»</p>	<p>Сечин Андрей Александрович, доцент</p>	
<td data-bbox="564 840 1450 882"> </td>		
<td data-bbox="564 882 1450 925"> </td>		
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>		
<td data-bbox="564 1037 1450 1104"> </td>		

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

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5А	Ламонов Александр Вадимович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б5А	Ламонову Александру Вадимовичу

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	21.03.01 Нефтегазовое дело» профиль
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки

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

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

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. Выполнение SWOT-анализа проекта
2. Планирование процесса управления НИ: структура и график проведения, бюджет и риски	Составление календарного плана проекта. Определение бюджета НИ
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности	Расчет экономической эффективности на мероприятия по покупке пикнометрической установки (ПУ) «Fitzgerald».

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	К.Э.Н.		31.01.2020 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5А	Ламонов Александр Вадимович		31.01.2020 г.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б5А	Ламонову Александру Вадимовичу

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

Тема ВКР:

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</p>	<p>Наименование объекта – Учебный комплекс «СИКН ТПУ» (система измерения количества и показателей качества нефти) Учебный комплекс расположен на прилегающей территории учебного корпуса № 20 «Национального исследовательского Томского политехнического университета», Томская область, г. Томск, пр. Ленина, д. 2, стр. 5. Назначение объекта (в общем случае) – СИКН предназначен для автоматизированного ведения товаро – коммерческих операций учета нефти и нефтепродуктов, а также для определения показателей качества нефти при оформлении документации, предназначенной для операций учета нефти и нефтепродуктов между поставщиком и потребителем, а также при ведении учетных операций при транспортировке нефти и нефтепродуктов. Назначение объекта – УК «СИКН ТПУ» предназначен для повышения уровня практической подготовки студентов НИИ ТПУ в области ведения товаро-коммерческих операций с нефтью и нефтепродуктами.</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</p>	<p>Инструкция по эксплуатации СИКН №1011 ПСП ООО «Томскнефтепереработка»; ГОСТ 12.0.003-74* «Опасные и вредные факторы»; ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ «Оборудование производственное. Общие требования безопасности»; ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ «Электробезопасность»; ГОСТ 12.1.003-83 «Шум. Общие требования безопасности»; ГОСТ 12.1.012-90 «Вибрационная безопасность»; ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность»; ПБ 09-540-03 «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперераба-</p>

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

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5А	Ламонов Александр Вадимович		31.01.2020 г.

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
 Уровень образования бакалавриат
 Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2019/2020 учебного года) _____

Форма представления работы:

бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	02.06.2020 г.
--	---------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
20.01.2020 г.	<i>Объект и методы исследования</i>	10
09.02.2020 г.	<i>Аналитический обзор</i>	10
25.02.2020 г.	<i>Транспортируемая среда</i>	25
27.04.2020 г.	<i>Методы измерения массы товарной нефти</i>	20
04.05.2020 г.	<i>Финансовый менеджмент</i>	10
10.05.2020 г.	<i>Социальная ответственность</i>	10
20.05.2020 г.	<i>Заключение</i>	5
27.05.2020 г.	<i>Презентация</i>	10

Составил преподаватель:

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

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н.		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 109 с., 19 рис., 12 табл.,
44 источника информации, 3 прил.

Ключевые слова: НЕФТЬ, СИКН, ПОГРЕШНОСТЬ, СРЕДСТВО ИЗ-
МЕРЕНИЙ, ЭКСПЛУАТАЦИЯ, ОБОРУДОВАНИЕ.

Объектом исследования является: система измерений количества и показателей качества нефти на примере приемо-сдаточного пункта Томской области.

Цель работы: провести анализ средств измерений, участвующих в товаро-коммерческих операциях, а также рассмотреть основное оборудование по автоматическому контролю за качественными и количественными характеристиками на ПСП Томской области.

Для достижения цели работы были поставлены следующие задачи:

1. Провести анализ нормативно-технической документации по эксплуатации СИКН.
2. Рассмотреть основные показатели качества нефти.
3. Рассмотреть характеристики СИКН и требования к их эксплуатации.
4. Определить пределы допустимой погрешности при определении массы нефти с применением СИКН при ведении ТКО (товарно-коммерческих операций).

В процессе работы проводился: Анализ средств измерений количества и показателей качества нефти на примере приемо-сдаточного пункта Томской области. Произведен расчет погрешностей измерений при прямом методе динамических измерений массы нефти.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Анализ средств измерений количества и показателей качества нефти на примере приемо-сдаточного пункта Томской области			
Разраб.		Ламонов А.В.			Реферат	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					10	109
Консульт.						ТПУ гр. 3-2Б5А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

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

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

Список принятых сокращений

АРМ оператора – автоматизированное рабочее место оператора;
 БИК – блок измерения показателей качества нефти;
 БИЛ – блок измерительных линий;
 БПУ – блок поверочной установки;
 БСЭ – блок средств эталонных;
 БФ – блок фильтров;
 ВЛ – влагомер;
 ЗД – задвижка;
 ИВК – измерительно-вычислительный контроллер;
 ИЛ – измерительная линия;
 ИП – измерительный преобразователь;
 ИФС – индикатор фазового состояния;
 КИП – контрольно-измерительные приборы;
 КМХ – контроль метрологических характеристик;
 МВИ – методика выполнения измерения;
 МН – магистральный нефтепровод;
 МХ – метрологические характеристики;
 НА – насосный агрегат;
 НТД – нормативно-техническая документация;
 ПА – пробоотборник автоматический;
 ПЛК – программируемый логистический комплекс;
 ПП – преобразователь плотности;
 ПР – преобразователь расхода;
 ПТ – преобразователь температуры;
 РД – регулятор давления;
 РР – регулятор расхода;
 СИ – средство измерений;

					Анализ средств измерений количества и показателей качества нефти на примере приемо-сдаточного пункта Томской области			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Ламонов А.В.				Список принятых сокращений	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Шадрина А.В.						12	109
Консульт.						ТПУ гр. 3-2Б5А		
Рук-ль ООП	Брусник О.В.							

СИКН – система измерений количества и показателей качества нефти;
СОИ – система обработки информации;
СРМ – счетчик-расходомер массовый;
ТКО – товарно-коммерческие операции;
ТПУ – трубопоршневая поверочная установка;
УОСГ – устройство определения свободного газа;
ЩПЗУ – щелевое пробозаборное устройство

					<i>Список принятых сокращений</i>	<i>Лист</i>
						13
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</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 качественных и 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, прямолинейные участки, циркуляционный насос, автоматический и ручной пробоотборники, пробозаборное устройство, дренажные емкости и др.

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

Измерительная линия: Часть конструкции системы измерений количества и показателей качества нефти, состоящая из массовых преобразователей расхода, оснащенная устройством отбора давления и карманом для термометра, преобразователями температуры и давления,

					Анализ средств измерений количества и показателей качества нефти на примере приемо-сдаточного пункта Томской области		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.	Ламонов А.В.				Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Шадрин А.В.					14	109
Консульт.					ТПУ гр. 3-2Б5А		
Рук-ль ООП	Брусник О.В.						

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.

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

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

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

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.

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

Оглавление

Введение.....	18
1. Объект и методы исследования	20
1.1 Общие сведения о СИКН	20
1.1.1 Состав СИКН.....	21
1.1.2 Основные средства измерений и оборудование	29
1.2 Рабочие эталоны и вспомогательное оборудование.....	32
1.3 Порядок взаимодействия с испытательной лабораторией.....	34
1.4 Порядок технического обслуживания оборудования СИКН	35
2. Анализ средств измерений количества нефти	36
2.1 Общая характеристика и принцип работы турбинных и массовых преобразователей расхода.....	36
2.1.1 Турбинные преобразователи расхода	36
2.1.2 Отличительные особенности и достоинства геликоидных ТПР	43
2.1.3 Ультразвуковые преобразователи расхода.....	44
2.2 Общая характеристика массометров	52
2.2.1 Определение массового расхода	54
2.2.2 Принцип определения плотности и объемного расхода	56
3. Транспортируемая среда	59
3.1 Физико-химические свойства продукции.....	59
3.2 Классификация и условное обозначение нефти	59
3.3 Указание мер безопасности.....	62
3.4 Контроль технологического процесса	63
4. Методы измерения массы товарной нефти	66
4.1 Прямой метод измерения массы брутто товарной нефти	66
4.2 Определение показателей качества нефти	67
4.3 Расчет погрешностей оборудования	69
4.3.1 Расчет относительной погрешности измерений при прямом методе динамических измерений	69
4.3.2 Расчет относительной погрешности измерений массы нетто товарной нефти	71
4.4. Косвенный метод динамических измерений товарной нефти	72
4.4.1 Расчет относительной погрешности измерений массы брутто товарной нефти при косвенном методе динамических измерений.....	73

					Анализ средств измерений количества и показателей качества нефти на примере приемо-сдаточного пункта Томской области		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Ламонов А.В.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.				16	
Консульт.					ТПУ гр. 3-2Б5А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.					
					Оглавление		

5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	76
5.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	76
5.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования.....	76
5.1.2 Анализ конкурентных технических решений.....	76
5.2 Планирование научно-исследовательских работ	78
5.2.1 Структура работ в рамках научного исследования	78
5.3 Расчет сметных затрат на мероприятия по покупке пикнометрической установки.....	79
5.4 Расчет технико - экономических показателей	84
6. Социальная ответственность	86
6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	86
6.2 Производственная безопасность	87
6.2.1 Анализ выявленных вредных факторов при эксплуатации СИКН.....	89
6.2.2 Анализ выявленных опасных факторов и мероприятия по их устранению	93
6.2.3 Пожарная безопасность	95
6.2.4 Средства и меры по обеспечению безопасности труда и производства	96
6.3 Экологическая безопасность.....	97
6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	100
Заключение	101
Список источников	103
Приложение А	107
Приложение Б.....	108
Приложение В.....	109

Введение

Сегодня сбережение энергоресурсов – одна из важнейших задач. Эффективность учета нефти и нефтепродуктов играет немаловажную роль в процессе транспортировки нефти от места добычи к месту потребления. В настоящее время в России ужесточается государственный контроль за достоверностью учета нефти и нефтепродуктов, разрабатываются новые нормативные документы и ГОСТы по определению массы нефти и нефтепродуктов (продукта), а также вводятся различные методы по сокращению потерь при транспортировке, хранении и т.д.

Допустимая погрешность определения массы нетто нефти при ведении ТКО с применением СИКН составляет не более 0,35%. Суммарная погрешность при многократном учете одних и те же партий нефти в системах МН и на месторождениях, может достигать до критических 2-3%. Решением этой проблемы может стать как повышение эффективности эксплуатации оборудования СИКН, так и профессионализм кадров эксплуатирующей систему.

Актуальность проблемы эксплуатации коммерческих узлов учета нефти, обуславливается постоянным увеличением объемов добычи и транспортировки нефти и газа, которое требует наиболее точного и достоверного учета её количества с наименьшими погрешностями. От этого зависит конечная прибыль предприятия.

Цель работы – анализ средств измерений системы количества и показателей нефти.

Для достижения цели были поставлены следующие задачи:

1. Провести анализ нормативно-технической документации по эксплуатации СИКН Рассмотреть основные показатели качества нефти.
2. Рассмотреть характеристики СИКН и требования к их эксплуатации.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Анализ средств измерений количества и показателей качества нефти на примере приемо-сдаточного пункта Томской области		
Разраб.		Ламонов А.В.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.				18	109
Консульт.					ТПУ гр. 3-2Б5А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.					
					Введение		

3. Рассмотреть основные показатели качества нефти.

Объектом данного исследования является СИКН приёмо-сдаточного пункта Томской области. В процессе работы были изучены основные нормативные требования к эксплуатации ПСП СИКН. Произведен расчет погрешностей измерений при прямом и косвенном методе динамических измерений с применением массомеров.

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		19

1. Объект и методы исследования

СИКН расположен на ПСП, который в свою очередь находится на территории нефтеперерабатывающего завода ООО «Томскнефтепереработка». НПЗ расположен по адресу Томская область, с. Семилужки

ул. Нефтепроводная, 2. Объект ввели для товаро-коммерческих операций в феврале 2010 года.

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

1.1 Общие сведения о СИКН

В общем случае, система предназначена для автоматизированного ведения товаро – коммерческих операций учета нефти и нефтепродуктов, а также для определения показателей качества нефти при оформлении документации, предназначенной для операций учета нефти и нефтепродуктов между поставщиком и потребителем, а также при ведении учетных операций при транспортировке нефти и нефтепродуктов с погрешностью, не превышающей 0,25% по массе брутто. Принцип действия системы основан на использовании динамических измерений массы брутто нефти.

Структурные подразделения организации сдающей нефть в систему МН, обеспечивают эксплуатацию и техническое обслуживание СИКН, в соответствии с нормативными документами, утвержденными с обеих сторон сдающей и принимающей сторонами.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Анализ средств измерений количества и показателей качества нефти на примере приемо-сдаточного пункта Томской области		
Разраб.		Ламонов А.В.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.				20	109
Консульт.					ТПУ гр. 3-2Б5А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.					
					Объект и методы исследования		

1.1.1. Состав СИКН

Система представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта из компонентов серийного отечественного и импортного изготовления. Монтаж и наладка системы осуществлена непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией системы и эксплуатационными документами ее компонентов.

В составе системы измерений количества и показателей качества нефти входят следующие блоки:

- Блок измерительных линий (БИЛ);
- Блок измерения показателей качества нефти (БИК);
- Узел регулирования давления и расхода;
- Технологические и дренажные трубопроводы;
- Система обработки информации (СОИ);
- Щелевое пробозаборное устройство (ЩПЗУ) по

ГОСТ 2517- 2012;

- Блок фильтров грязеуловителей (БФ);
- Шкафы информационно-вычислительного комплекса (ИВК);
- АРМ оператора, принтер;
- Система управления жизнеобеспечения.

Система состоит из измерительных каналов массы, плотности, температуры, давления, перепада давления на фильтрах, объемного расхода, объемной доли воды в нефти. Перечень средств измерений, примененных в системе приведен в таблице 1.

					<i>Объект и методы исследования</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		21

Таблица 1 – Технологическое оборудование и средства измерений СИКН

Наименование СИ и оборудования входящих в состав СИКН	Предел допускаемой погрешности СИ	Примечание
1 Основные СИ и оборудование, устанавливаемые на технологической части СИКН		
1.1 Блок фильтров		
1.1.1 Датчик давления в комплекте с клапанным блоком МЕТРАН-100-Ех-ДД-1450-02-МП1-t1-010-0,4МПа-25МПа-42-С2-М20 (2 шт.)	±0,1 %	Поз. PDIS 1.1, 1.2
1.1.2 Преобразователь избыточного давления Fisher 3051-TG-4-A-2В-2-1-В-И1-М5-QG	±0,065 %	Поз. РТ1.1
1.1.3 Манометр МПТИ-У2-0,4МПа-0,6 (5шт.)	±0,6 %	Поз. РИ 1.1-1.5
1.1.4 Датчик температуры 644 в комплекте с термопреобразователем сопротивления платиновым 65.	±0,15 °С	Поз. ТТ 1.1
1.1.5 Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4 №2	±0,2 °С	Поз. ТИ 1.1
1.1.6 Фильтр сетчатый МИГ ФБ-150-6,3 (2 шт.)		Поз. Ф 1.1,1.2
1.1.7 Датчик положения уровня Endress+Hauser FTL51-3VEV4/0		Поз. ЛТ 1.1
1.1.8 Кран шаровой фланцевый ЗАРД.150.063.28-00Р (4 шт.)		Поз. КШ 1.3-1.6
1.1.9 Кран шаровой фланцевый ЗАРД.050.063.28-00Р (6 шт.)		Поз. КШ 1.9, 1.10, 1.15, 1.18-1.20
1.1.10 Кран шаровой штуцерный ЗАРД.015.063.30-00Р (8 шт.)		Поз. КШ-1.1, 1.2, 1.7, 1.8, 1.12, 1.14, 1.16, 1.17
1.1.11 Кран шаровой муфтовый ЗАРД.015.063.10-00Р (2 шт.)		Поз. КШ 1.11, 1.13
1.1.12 Комплект технологических трубопроводов Ду 150, Ру 6,3 МПа		

					Объект и методы исследования	Лист
						22
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Наименование СИ и оборудования входящих в состав СИКН	Предел допускаемой погрешности СИ	Примечание
1-А-F-F-E-Z-Z-Z (2 шт.)		
1.2.2 Резервно-контрольный массовый ПР CMF 300M-398-N-Q-F-Z-E-Z-Z-Z-GR в комплекте 2700-R-1-1-A-F-F-E-Z-Z-Z	±0,20 %	Поз. FT 2.3
1.2.3 Преобразователь избыточного давления Fisher 3051-TG-4-A-2B-2-1-B-I1-M5-QG (4 шт.)	±0,065 %	Поз. PT 2.1-2.4
1.2.4 Датчик давления Метран-150-TG3-(0-4)МПа-2G-2-1-A-M5-IM-2F-2-B1-K03	±0,075 %	Поз. PT 2.5
1.2.5 Манометр МПТИ-У2-0,4МПа-0,6 (6 шт.)	±0,6 %	Поз. PI 2.1-2.6
1.2.6 Датчик температуры в комплекте 644Н-А-П1-ХА-М5-С2- Q4 и 0065-1-0-1-У-0000-У-0145-G94-А1-П1-ХА-Х8 (4 компл.)	±0,15 °С	Поз. TT 2.1-2.4
1.2.7 Преобразователь температуры Метран-286-02-Ех1а-2-120-Н10- (-50 ... 500)°С-Т6-Т3-ГП	±0,5 °С	Поз. TT 2.5
1.2.8 Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4 №2 (6 шт.)	±0,2 °С	Поз. TI 2.1-2.6
1.2.9 Индикатор фазового состояния ИФС-1В-700М		Поз. QA
1.2.10 Датчик положения уровня Eндress+Hauser FTL51-3VEV4/0		Поз. LT 2.1
1.2.11 Клапан регулирующий 25с948нж1М1, Ду80, Ру-6,3, Кв 63 с электроприводом РэмТЭК-02.Л.44.18000.4.100.2.V.50.1.р.УХЛ1		Поз. FCV 2.1
1.2.12 Клапан регулирующий 25с948нж1М1, Ду80, Ру-6,3, Кв 63 с ручным приводом (3 шт.)		Поз. RP 2.1-2.3
1.2.13 Кран шаровой фланцевый ЗАРД.100.063.28-00Р (2 шт.)		Поз. КШ 2.45, 2.49
1.2.14 Кран шаровой фланцевый ЗАРД.100.063.28-00Ркп (11 шт.)		Поз. КШ 2.1-2.3, 2.15-2.17, 2.24-2.28
1.2.15 Кран шаровой фланцевый ЗАРД.050.063.28-00Ркп (12 шт.)		Поз. КШ 2.4, 2.6, 2.11, 2.14, 2.18, 2.23, 2.30, 2.31, 2.36, 2.50, 2.53, 2.59

Наименование СИ и оборудования входящих в состав СИКН	Предел допускаемой погрешности СИ	Примечание
1.2.16 Кран шаровой штуцерный ЗАРД.015.063.30-00Р (19 шт.)		КШ 2.8-2.10, 2.20-2.22, 2.33-2.35, 2.41, 2.44, 2.46, 2.47, 2.51, 2.52, 2.54, 2.56-2.58
1.2.17 Кран шаровой муфтовый ЗАРД.015.063.10-00Р (7 шт.)		Поз. КШ-2.7, 2.19, 2.32, 2.39, 2.40, 2.48, 2.55
1.2.18 Кран шаровой муфтовый ЗАРД.015.016.10-00Р (8 шт.)		Поз. КШ-2.5, 2.12, 2.13, 2.29, 2.37, 2.38, 2.42, 2.43
1.2.19 Комплект технологических трубопроводов Ду150, Ду100, Ру6,3		
1.3 Блок измерения показателей качества нефти		
1.3.1 Фильтр сетчатый МИГ-ФБ-50-6,3 (2 шт.)		Поз. Ф 3.1, 3.2
1.3.2 Датчик давления в комплекте с клапанным блоком МЕТРАН-150CD4-(0-0,4)МПа-2-2-1-1-L3-AM5-IM-D5-2-B1-K03 (2 шт.)	$\pm 0,075 \%$	Поз. PDIS 3.1, 3.2
1.3.3 Преобразователь температуры в комплекте 644H-A-I1-XA-M5-Q4-C2 и 0065-1-0-1-Y-0000-Y-0080-G94-A1-I1-XA- X8	$\pm 0,15 \text{ }^\circ\text{C}$	Поз. ТТ 3.1
1.3.4 Датчик давления Метран-150-TG4-(0.5-16)Мпа-2G-2-1-A-M5-IM-2F-2-B1-K03	$\pm 0,075 \%$	Поз. РТ 3.1
1.3.5 Манометр МПТИ-У2-4МПа-0,6, (7 шт.)	$\pm 0,6 \%$	Поз. PI 3.1-3.7
1.3.6 Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4	$\pm 0,2 \text{ }^\circ\text{C}$	Поз. TI 3.1
1.3.7 Пробоотборник автоматический в комплекте с контейнером для пробы нефти без вторичного преобразователя Стандарт-А, емкостью 4 дм ³ (2 шт.)		Поз. QS 3.1, 3.2
1.3.8 Пробоотборник ручной Стандарт-Р		Поз. ПР 3.1
1.3.9 Поточный преобразователь плотности 7835LAAFAJTAАА	$\pm 0,3 \text{ кг/м}^3$	Поз. DT 3.1
1.3.10 Поточный преобразователь влажности УДВН-1пм	$\pm 0,05 \%$ об. Н ₂ О	Поз. ME 3.1

Наименование СИ и оборудования входящих в состав СИКН	Предел допускаемой погрешности СИ	Примечание
1.3.11 Ультразвуковой преобразователь объемного расхода UFM3030K	±0,5 %	Поз. FE 3.1
1.3.12 Электронасос БЭН-949-ОС, Qн = 6,3 м³/ч (2 шт.)		Поз. Н 3.1, 3.2
1.3.13 Преобразователь дифференциального давления Метран-150CD4(0-0.4)МПа-2-2-1-1-L3-AM5-IM-D5-2-B1-K03 (2 шт.)	±0,075 %	Поз. PDIS 3.3, 3.4
1.3.14 Сигнализатор уровня VEGASWING 61.DAGBVXURX (2 шт.)		Поз. LT 3.1, 3.2
1.3.15 Электроконтактный манометр ДМ2005Cr1Ex (2 шт.)	±1,5 %	Поз. PIS 3.1, 3.2
1.3.16 Пробозаборное устройство щелевого типа ПУ-1-150 (1 щель)		Поз. ПЗУ 1.1
1.3.17 Статический смеситель потока Вихрь-150		Поз. СС 1.1
1.3.18 Устройство определения свободного газа УОСГ-1РГ		Поз. УОСГ
1.3.19 Устройство термостатирующее ТС50, Ру 6,3 МПа		Поз. DI 3.1
1.3.20 Кран шаровой фланцевый ЗАРД.050.063.28-00Р (40 шт.)		Поз. КШ-3.1-3.4, 3.10, 3.16, 3.18, 3.19, 3.25, 3.26, 3.31-3.33, 3.36, 3.37, 3.40, 3.41, 3.47-3.49, 3.53-3.55, 3.60-3.62, 3.69-3.71, 3.73-3.75, 3.79, 3.81-3.85, 3.89, 3.93, 3.96, 3.97
1.3.21 Кран шаровой фланцевый ЗАРД.025.063.28-00Р (2 шт.)		Поз. КШ-3.98, 3.99
1.3.22 Кран шаровой муфтовый ЗАРД.020.063.10-00Р (2 шт.)		Поз. КШ-3.90, 3.91
1.3.23 Кран шаровой штуцерный ЗАРД.015.063.30-00Р (37 шт.)		Поз. КШ-3.6-3.9, 3.12-3.15, 3.17, 3.21-3.24, 3.27-3.30, 3.35, 3.39, 3.42, 3.45, 3.46,

					Объект и методы исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

Наименование СИ и оборудования входящих в состав СИКН	Предел допускаемой погрешности СИ	Примечание
		3.51, 3.52, 3.57-3.59, 3.64, 3.65, 3.67, 3.68, КШ-3.72, 3.76, 3.78, 3.80, 3.86, 3.88, 3.92, 3.95
1.3.24 Кран шаровой муфтовый ЗАРД.015.063.10-00Р (14 шт.)		Поз. КШ-3.5, 3.11 3.20, 3.34, 3.38, 3.43, 3.44, 3.50, 3.56, 3.66, 3.87, 3.94
1.3.25 Клапан обратный 19с68нж-50 Ру-6.3 (2 шт.)		Поз. ОК 3.1, 3.2
1.3.26 Катушка на месте резервного поточного преобразователя плотности		
1.3.27 Комплект технологических трубопроводов Ду50, Ру6,3		
2. Основные СИ и оборудование, устанавливаемое вне технологической части СИКН		
2.1 СОИ на базе ИВК «МикроТЭК»		
2.2 АРМ оператора на базе «Визард СИКН V.2/1/4»		
2.3 Шкаф вторичной аппаратуры (ШВА)		
2.4 Блок поверочной установки		
2.4.1 Установка трубопоршневая Syncrotrak типа S05C2C3C5	±0,05 %	Расположен в здании СИКН
2.4.2 Преобразователь давления 3051TG4A2B21AB4K6Q4Q8M5	±0,065 %	Поз. РТ 5.1
2.4.3 Датчик температуры в комплекте 3144PD1A1КАМ5Q4 с 0065 2 компл.	±0,15 °С	Поз. ТТ 5.1, 5.2
2.4.4 Манометр МПТИ-У2-0,4МПа-0,6 2 шт.	±0,6 %	Поз. РИ 5.1, 5.2
2.4.5 Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4 №2	±0,2 °С	Поз. ТИ 5.1
2.4.6 Кран шаровой фланцевый ЗАРД.025.063.28-00Р (7 шт.)		Поз. КШ 5.1-5.4, 5.6-5.8
2.4.7 Кран шаровой штуцерный ЗАРД.015.063.30-00Р (3 шт.)		Поз. КШ 5.5, 5.9, 5.15

					Объект и методы исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

Наименование СИ и оборудования входящих в состав СИКН	Предел допускаемой погрешности СИ	Примечание
2.5 Шкаф силового управления		
3 Дополнительные СИ и оборудование		
3.1 Блок средств эталонных		
3.1.1 Манометр МПТИ-У2-0,4МПа-0,6.	±0,6 %	Поз. РІ 4.1
3.1.2 Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛС-4 №2 (3 шт.)	±0,2 °С	Поз. ТІ 4.1-4.3
3.1.3 Электронасос ВКС2/26К		Поз. Н 4.1
3.1.4 Фильтр сетчатый ФС-50 НЖ (2 шт.)		Поз. Ф 4.1, 4.2
3.1.5 Мерник металлический эталонный Seraphin EMSS0005G	±0,02 %	
3.1.6 Емкость объемом 200 л для промышленного раствора		Поз. Е 2
3.1.7 Емкость объемом 100 л для воды		Поз. Е 1
3.1.8 Кран шаровой фланцевый ЗАРД.050.016.21-00Р (2 шт.)		Поз. КШ 4.6, 4.8
3.1.9 Кран шаровой фланцевый ЗАРД.025.063.28-00Р (5 шт.)		Поз. КШ 4.1, 4.4, 4.7, 4.9, 4.11
3.1.10 Кран шаровой штуцерный ЗАРД.015.063.30-00Р (3 шт.)		Поз. КШ 4.12, 4.13, 4.14
3.2 Система промывки		
3.2.1 Емкость объемом 500 л		Поз. Е 3
3.2.2 Электронасос НМШ5-25-4,0/25(Б)-5		Поз. Н 6.1
3.2.3 Фильтр сетчатый ФС-50		Поз. Ф 6.1
3.2.4 Манометр МПТИ-У2-0,4МПа-0,6	±0,6 %	Поз. РІ 6.1
3.2.5 Кран шаровой фланцевый ЗАРД.050.016.28-00Р		Поз. КШ 6.4
3.2.6 Кран шаровой фланцевый ЗАРД.025.063.28-00Р		Поз. КШ 6.1
3.2.7 Кран шаровой штуцерный ЗАРД.015.063.30-00Р (2 шт.)		Поз. КШ 6.2, 6.3
3.3 Здание СИКН		
3.3.1 Вентилятор радиальный взрывозащищенный ВР80-75 ВК №5		
3.3.2 Пост управления ПВК-15 (8 шт.)		
3.3.3 Пост управления ПВК-25 (6 шт.)		
3.3.4 Светильник взрывозащищенный типа ВАД ВАД71-Л.НАК.200-УХЛ1 (2 шт.)		

					Объект и методы исследования	Лист
						27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Наименование СИ и оборудования входящих в состав СИКН	Предел допускаемой погрешности СИ	Примечание
3.3.5 Светильник взрывозащищенный типа ВЭЛ ВЭЛ51-П2х36-П (12 шт.)		
3.3.6 Светильник взрывозащищенный типа ВЭЛ ВЭЛ51-ПАК2х36-П-У1 (3 шт.)		
3.3.7 Стартер 220 PHL S10 4-65W 220-240V (30 шт.)		
3.3.8 Лампа люминесцентная TLD 36W/54-765 G13 PHL (30 шт.)		
3.3.9 Лампа накаливания общего назначения 200 Вт (2 шт.)		
3.3.10 Оповещатель комбинированный ВЭЛ-Т-Н «ГАЗ» УХЛ 1 (4 шт.)		
3.3.11 Оповещатель пожарный звуковой ПСВ-С-72 ХЛ1 (2 шт.)		
3.3.12 Извещатель пожарный ИП 101 Гранат (6 шт.)		
3.3.13 Оповещатель комбинированный ВЭЛ-Т-Н «ПОЖАР» УХЛ 1 (2 шт.)		
3.3.14 Датчик-реле температуры Т21ВМ-1-03-1-2 (3 шт.)		
3.3.15 Блок детекторный БД 8		
3.3.16 Обогреватель ОВЭ-4Т (1,8 кВт) (17 шт.)		
3.3.17 Коробка клеммная КЗПМ -3,1-20/12 – П-ВК-Л-ВЭЛ1Б-М25х4 В1,5 (6 шт.)		
3.3.18 Коробка клеммная КЗПМ -5-20/60 – П-ВК-Л-ВЭЛ1Б-М20х20-ВК-Л-ВЭЛ1Б-М50х2 В1,5 (2 шт.)		
3.3.19 Коробка клеммная КЗПМ -5-20/48 – П-ВК-Л-ВЭЛ1Б-М20х8-ВК-Л-ВЭЛ1Б-М32х4 В1,5 (2 шт.)		
3.3.20 Коробка клеммная КЗПМ -4,1-20/24 – П-ВК-Л-ВЭЛ1Б-М20х6-ВК-Л-ВЭЛ1Б-М32х1 В1,5 (2 шт.)		
3.3.21 Коробка клеммная КЗПМ -4,1-20/24 – П-ВК-Л-ВЭЛ1Б-М20х10-ВК-Л-ВЭЛ1Б-М32х1 В1,5		

						Объект и методы исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			28

Наименование СИ и оборудования входящих в состав СИКН	Предел допускаемой погрешности СИ	Примечание
3.3.22 Коробка клеммная КЗПМ -5-20/48 –П-ВК-Л-ВЭЛ1Б-М32х16 В1,5		
3.3.23 Коробка клеммная КЗПМ -4,2-20/24 –П-ВК-Л-ВЭЛ1Б-М20х4-ВК-Л-ВЭЛ1Б-М40х2 В1,5		
3.3.24 Коробка клеммная КЗПМ-5-20/48-П-ВК-Л-ВЭЛ1Б-М32х20 В1,5		
3.3.25 Коробка клеммная КЗПМ-5-20/48-П-ВК-Л-ВЭЛ1Б-М32х20 В1,5		
3.3.26 Коробка клеммная КЗПМ-5-20/60-П-ВК-Л-ВЭЛ1Б-М32*24 В1,5		

1.1.2 Основные средства измерений и оборудование

Блок фильтров

Блок фильтров установлен на входе СИКН. В составе БФ применены два фильтра МИГ ФБ-150-6,3 грубой очистки с быстросъемными крышками, с тонкостью фильтрации 5 мм, установленные параллельно.



Рисунок 1.1 – Блок фильтров

					Объект и методы исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

Перепад давления на каждом фильтре контролируется по месту манометрами, установленными до и после фильтра, а также – дистанционно и визуально с помощью преобразователя перепада давлений. Максимальный перепад давления на фильтре составляет 0,1 МПа.

Блок измерительных линий

В блоке измерительных линий предусмотрены три измерительные линии (ИЛ) Ду100 (рабочие ИЛ№ 1, ИЛ№ 2 и контрольно-резервная ИЛ№ 3.



Рисунок 1.2 – Блок измерительных линий

На каждой ИЛ установлен преобразователь массового расхода (массомер) типа CMF 300 (Micro Motion).

Блок измерения качества

Блок измерений показателей качества нефти (далее БИК), предназначен для автоматизированных измерений показателей качества нефти с помощью поточных измерительных преобразователей, а также для автоматического и ручного отбора проб нефти на лабораторный анализ.

БИК в сборе является гидравлической системой, состоящей из оборудования, запорной арматуры, первичных измерительных преобразователей (далее ИП), технологических и дренажных трубопроводов. В данном СИКН реализована технологическая схема БИК с насосной прокачкой нефти через ветвь качества. На входе в БИК по параллельной схеме установлены два

										Лист
										30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Объект и методы исследования					

насоса (рабочий, резервный). Выбор типа насосов осуществлен на основе расчета диапазона расхода, необходимого для обеспечения условия изокинетичности пробоотбора, т.е. условия равенства скорости нефти на входе в ПУ и линейной скорости жидкости в трубопроводе в месте отбора проб в том же направлении.



Рисунок 1.3 – Блок измерения качества

Посредством фильтров, установленных перед насосами, осуществляется тонкая очистка нефти, поступающей в БИК. Фильтры оборудованы быстро-съемными крышками и фильтрующими элементами с ячейками размером 2мм. Перепад давления на каждом фильтре контролируется по месту – двумя манометрами, установленными до и после фильтра, а также – дистанционно и визуально с помощью преобразователя разности давлений.

Для отбора нефти для БИК применен зонд пробозаборный щелевой, выполненный в соответствии с требованиями ГОСТ 2517-2012. Отбор нефти производится из входного трубопровода СИКН DN 150. Возврат нефти из БИК производится в тот же трубопровод, ниже по потоку нефти.

В гидравлической схеме БИК влагомеры обвязаны последовательно, а автоматические пробоотборники – параллельно-последовательно. При этом один из пробоотборников является основным, а второй – резервным.

В обвязке плотномеров предусмотрены технологические узлы для подсоединения пикнометров при поверке плотномеров, либо присоединения

					Объект и методы исследования	Лист
						31
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

устройства обнаружения свободного газа. Плотномер в составе СИКН не поставляется и может быть установлен на предусмотренные места крепления по усмотрению заказчика (соответствующие каналы передачи информации предусмотрены). В состоянии поставки вместо плотномера установлена непроходная катушка, обеспечивающая штатную работу БИК.

В БИК предусмотрена закрытая дренажная система с комплектом дренажных и воздушных шаровых кранов. Дренажный трубопровод БИК на выходе подключается к коллектору общей системы дренажа нефти из технологического оборудования и трубопроводов СИКН. На входном и выходном трубопроводах БИК предусмотрена установка ручных отсечных задвижек.

1.2. Рабочие эталоны и вспомогательное оборудование

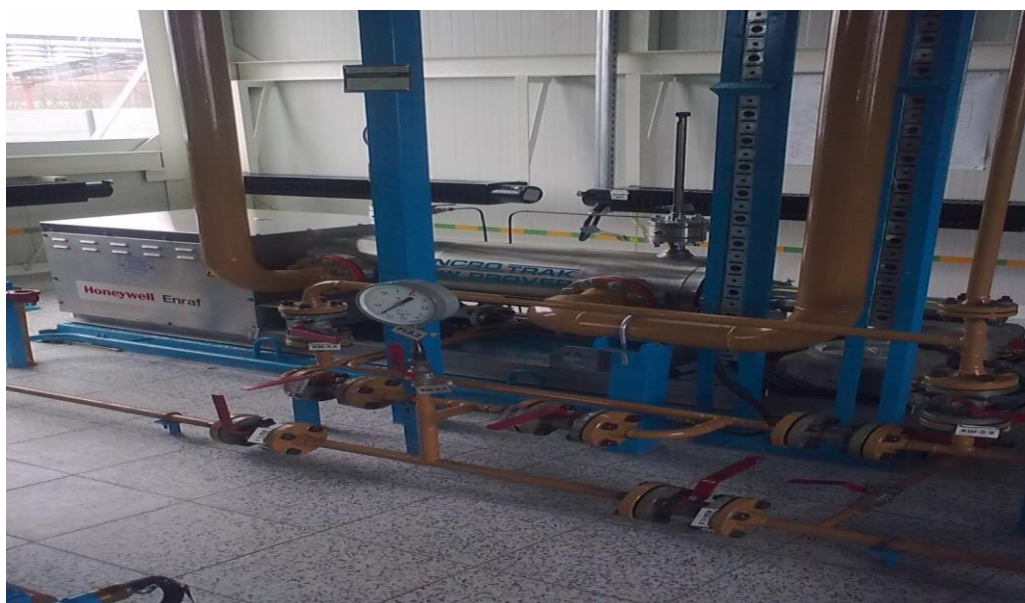


Рисунок 1.4. – Установка трубопоршневая «Syncrotrak»

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

Установка трубопоршневая предназначена для проведения поверки и контроля метрологических характеристик массовых преобразователей расхода, смонтированных на измерительных линиях СИКН. Максимальная

					Объект и методы исследования	Лист
						32
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

пропускная способность установки составляет 113 м³/ч. Периодичность поверки ТПУ – 1 раз в два года с помощью мерника 1 разряда.

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

Периодическую поверку СИ проводят по графику, составленному и согласованному, принимающей стороной и утвержденному ФБУ «Томский ЦСМ». Допускается замена средств измерений на аналогичные приборы с характеристиками не хуже, применяемых по проекту и имеющие свидетельства об утверждении типа.

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

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

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

					Объект и методы исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

1.3. Порядок взаимодействия с испытательной лабораторией

Определение показателей качества нефти по ГОСТ Р 51858 производится в аккредитованной испытательной лаборатории нефти и газа, лаборантом химического анализа совместно с представителем принимающей нефть стороны.

Отбор проб нефти по ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб» с учётом МИ 2951, а также их доставка производится оператором товарным Владельца СИКН совместно с представителем принимающей нефть стороны.

Пробам, поступившим в ИЛНиГ, присваивается номер, и они регистрируются в «Журнале учета и регистрации контрольных проб».

Качество нефти определяется в ИЛНиГ в соответствии с п. 3.2 настоящей Инструкции, результаты регистрируются в «Журнале регистрации результатов испытания нефти».

По результатам испытаний отобранной пробы, на основании протоколов, оператор товарный Владельца СИКН совместно с представителем, принимающим нефть, вносятся данные в АРМ оператора «Rate» – лист «паспорт качества», который распечатывается и подписывается представителями обеих сторон. Паспорт качества нефти (Приложение Б), является обязательным приложением к акту приема-сдачи нефти (Приложение В). При отказе АРМ оператора допускается оформление паспорта качества и акта приема-сдачи вручную.

В случае аварийной остановки сдачи–приема нефти, показатели качества нефти определяются следующим образом: если неполный интервал времени равен или больше половины смены, то показатели качества нефти определяются по пробе за этот интервал времени; если интервал времени меньше половины смены, то показатели качества нефти приравниваются к показателям качества нефти предыдущей смены (кроме отклонений параметров нефти за пределы, определенные ГОСТ Р 51858.

					Объект и методы исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

1.4. Порядок взаимодействия с организацией, производящей техническое обслуживание СИКН и ТПУ.

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

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

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

Монтаж и демонтаж массовых расходомеров, поточного плотномера, поточного влагомера, пробоотборников, установленных на СИКН, проводят представители ПСП под контролем представителя обслуживающей организации. Снятие и установка датчиков температуры и датчиков давления на СИКН проводится оперативным персоналом ПСП под контролем представителей обслуживающей организации, после отключения датчиков от вторичной аппаратуры представителями обслуживающей организации и отключения датчиков от кабельной продукции

					Объект и методы исследования	Лист
						35
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2. Анализ средств измерений количества нефти

2.1 Общая характеристика и принцип работы турбинных и массовых преобразователей расхода

Для измерения объемного расхода товарной нефти, в зависимости от особенностей условий применения могут использоваться различные типы преобразователей расхода (счетчиков – расходомеров).

2.1.1 Турбинные преобразователи расхода

Турбинные преобразователи расхода (далее ТПР) относятся к скоростным расходомерам, в которых для создания крутящего момента на измерительной крыльчатке используется кинетическая энергия измеряемого потока. ТПР являются наиболее точными приборами для измерения расхода жидкостей. Приведенная погрешность измерения расхода турбинными расходомерами составляет величину порядка 0,5 – 1,0 % (известны ТПР с приведенной погрешностью 0,1 – 0,2 %). Приборы просты по конструкции, обладают большой чувствительностью и большими пределами измерений (для одной модификации 10:1 и более), возможностью измерения как малых (от $5 \cdot 10^{-9}$ м³/с), так и больших (до 1 м³/с) расходов жидкостей с широким диапазоном физико-химических свойств, малой инерционностью и этого относительно малыми динамическими ошибками при измерении средних и мгновенных значений пульсирующих расходов. Их применяют там, где требования к точности измерений имеют превалирующее значение — в ракетной, авиационной технике, химической и нефтедобывающей промышленности. К недостаткам турбинных расходомеров существующих модификаций, препятствующим более широкому применению данных приборов, можно отнести:

- необходимость индивидуальной градуировки и вследствие этого необходимость наличия градуировочных расходомерных устройств;

					<i>Анализ средств измерений количества и показателей качества нефти на примере приемо-сдаточного пункта Томской области</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	Ламонов А.В.				Анализ средств измерений количества нефти	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	Шадрина А.В.						36	109
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр. 3-2Б5А		
<i>Рук-ль ООП</i>	Брусник О.В.							

– влияние изменения вязкости измеряемой среды на показания приборов;

– наличие изнашивающихся опор, что резко сокращает срок службы приборов и приводит к снижению их точности в процессе эксплуатации.

В настоящее время отечественным приборостроением разработаны и осваиваются турбинные расходомеры с безопорными датчиками, с устройствами автоматической коррекции показаний при изменении вязкости измеряемой среды, у которых два последних недостатка отсутствуют.

Принцип работы ТПР, предназначенных для измерения потоков, заключается в следующем. В измеряемый поток помещается сбалансированная легкая крыльчатка, вращающаяся в подшипниках, обладающих малым трением. Крыльчатка под давлением движущегося потока совершает вращательное движение. При стационарном режиме скорость ее вращения пропорциональна скорости потока. Конструктивно крыльчатка может быть выполнена аксиальной или тангенциальной

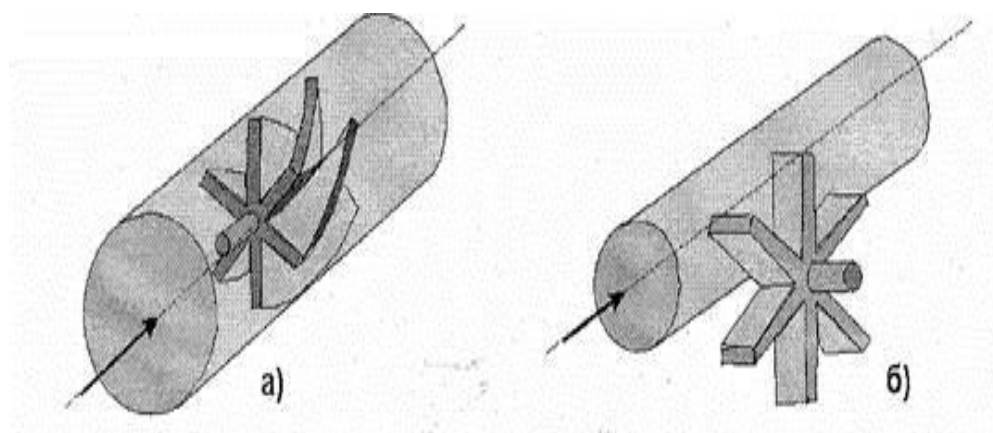


Рисунок 2.1 – Типы турбинок: а – аксиальная; б – тангенциальная

Измерение числа оборотов крыльчатки может производиться различными способами: электрическим, радиоактивным, фотоэлектрическим и др. Полученный пульсирующий электрический сигнал, число пульсаций которого в единицу времени пропорционально числу оборотов крыльчатки, после усиления подается на частотомер, измерительный сигнал с которого поступает на регистрирующий прибор.

Для осуществления процесса измерений турбинный расходомер должен состоять, по крайней мере, из трех элементов: турбинного датчика 3; первичного преобразователя 4, отсчетной системы (регистратора) 1.

Турбинный датчик представляет собой аксиальную или тангенциальную лопастную турбинку (рис. 2.2.) показана аксиальная турбинка, опирающаяся на керновые подпятники или подшипники.

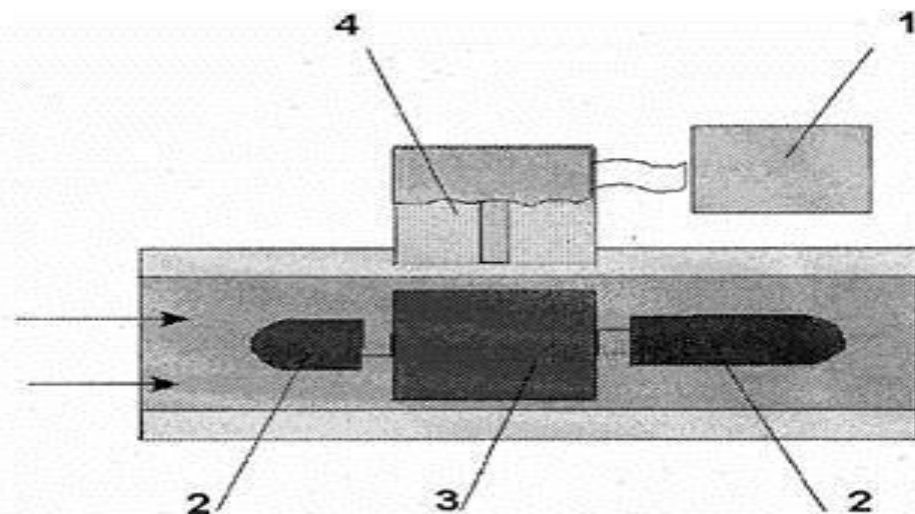


Рисунок 2.2. – Схемы турбинного расходомера

1 – регистратор; 2 – подшипники; 3 – турбинный датчик; 4 – первичный преобразователь

Поток измеряемой среды, воздействуя на лопасти турбинки, сообщает ей вращательное движение с угловой скоростью, пропорциональной расходу.

Первичный преобразователь, изображенный на (рис. 2.2.), представляет собой индукционную катушку. При пересечении магнитного поля катушки лопастями турбинки в катушке наводится пикообразный пульсирующий ток. Частота пульсаций наведенного тока пропорциональна угловой скорости вращения турбинки, а следовательно, и измеряемому расходу.

В качестве первичных преобразователей используются также индуктивные катушки, в которых при вращении турбинки создается периодическое изменение индуктивности, вызывающее соответствующие изменения одного из параметров текущего через нее тока. Применяются также и фотоэлектрические элементы.

Импульсы пульсирующего тока регистрируются отсчетной системой (регистратором) 1.

Общее число импульсов, зарегистрированных этой системой за время (t), характеризует суммарное количество вещества, протекшее по трубопроводу за это время. Число импульсов, зарегистрированных (отсчитанных) системой за единицу времени, характеризует расход измеряемого вещества.

Основными эксплуатационными факторами, существенно влияющими

на точность измерения расхода турбинными расходомерами, являются:

- изменение вязкости измеряемой среды;
- износ опор;
- закрутка потока, вызванная влиянием местных сопротивлений.

Вследствие этого данные приборы мало пригодны для измерения расхода загрязненных или абразивных сред, а также жидкостей, сильно меняющих свою вязкость при числах Рейнольдса, меньших критических (переход ламинарного течения к турбулентному).

Влияние местных сопротивлений, закручивающих поток, в значительной мере устраняется, если перед турбинным датчиком установить специальные направляющие или сопловые аппараты. В этом случае для нормальной эксплуатации турбинных датчиков не требуется столь длинных прямых участков трубопровода как для других типов расходомеров.

ТПР – одна из наиболее часто применяемых на магистральных нефтепроводах разновидностей первичных преобразователей расхода. Основной рабочий элемент этих счетчиков – вращающаяся турбинка с 4–8 лопастями, зависит от скорости движения потока, а количество ее оборотов за определенное время – пропорционально объему жидкости, прошедшей через трубопровод.

					Анализ средств измерений количества нефти	Лист
						39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Это позволяет определить расход нефти в трубопроводе:

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

где Q – расход нефти через трубопровод;

K – коэффициент пропорциональности;

n – частота вращения турбинки.

Основной метрологической характеристикой турбинных счетчиков является коэффициент пропорциональности (коэффициент преобразования, или фактор счетчика), определяющий зависимость количества нефти, прошедшей через счетчик, от частоты вращения турбинки.

Частота вращения ротора (турбинки) прямо пропорциональна скорости потока только в идеальном случае, при условии, что коэффициент преобразования счетчика является постоянным числом во всем рабочем диапазоне вязкостей и расходов потока. Однако, такому условию удовлетворяют только маловязкие жидкости (вязкость не более 50 мм²/с).

В действительности, коэффициент преобразования остается постоянным числом только в ограниченном диапазоне вязкостей и расходов потока нефти. Поэтому при эксплуатации счетчика в реальных условиях возникают отклонения от линейной прямо пропорциональной зависимости по следующим причинам:

1) Чувствительность ТПР к изменениям вязкости измеряемой среды. Вязкость нефти может значительно меняться в зависимости от рабочей температуры и от состава нефти. При возрастании вязкости изменяется режим течения жидкости: он переходит от турбулентного к переходному, и далее – к ламинарному режиму течения. При всех режимах течения есть пристенный ламинарный слой жидкости, скорость которого тем ближе к нулю, чем ближе к стенке. С возрастанием вязкости и с переходом к ламинарному режиму, толщина этого пристенного слоя возрастает, что создает эффект сужения проходного сечения, по которому течет жидкость, а значит, происходит рост линейной скорости потока, что приводит к **возрастанию скорости вращения ротора**, то есть, к возрастанию коэффициента преобра-

					Анализ средств измерений количества нефти	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

зования ТПР и завышенным показаниям по расходу нефти. Таким образом, ТПР обладают высокими метрологическими характеристиками только для маловязких нефтей. При вязкости нефти более 50 мм²/с (сСт) погрешность ТПР значительно возрастает.

2) Чувствительность ТПР к отклонению значений расхода нефти от номинальных. При использовании ТПР регламентируется нижнее значение расхода, при котором обеспечивается измерение с гарантированной погрешностью $\pm 0,15\%$. При уменьшении расхода (линейной скорости) потока в трубе, толщина пристенного ламинарного слоя возрастает, что приводит к тем же последствиям, что и уменьшение вязкости, то есть, к возрастанию коэффициента преобразования ТПР. При расходах (0,2–0,3) Q_{max} наблюдается значительный рост погрешности ТПР (рисунок 2.3). Этот эффект тем выше, чем ближе режим течения к ламинарному, и особенно при высоких значениях плотности и вязкости нефти. Таким образом, влияние расхода, плотности и вязкости нефти на погрешность ТПР взаимосвязано. Чем больше плотность и вязкость нефти, тем меньше значение номинального расхода, при котором счетчик работает с установленной погрешностью.

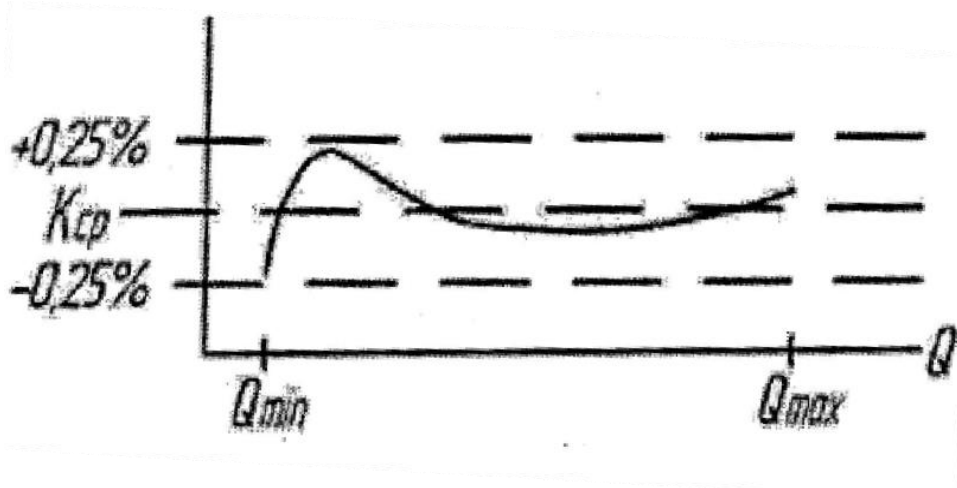


Рисунок 2.3 – График роста погрешности ТПР

3) Износ вращающихся частей счетчика также приводит к нарушению пропорциональности между частотой вращения и скоростью потока и росту погрешности прибора.

Таким образом, при эксплуатации ТПР необходимо постоянно следить за тем, чтобы вязкость нефти и ее расход находились в пределах рабочего диапазона, указанного в свидетельстве о поверке расходомера.

Для уменьшения влияния вязкости измеряемого потока на градуировочную характеристику ТПР производителями турбинных расходомеров были разработаны **ТПР с геликоидальными роторами** (рисунок 2.4).

Корпус преобразователя 1 представляет собой отрезок трубы с двумя фланцами для присоединения его к трубопроводу. Внутри корпуса установлены струевыпрямители 2 и 3, соединенные осью, на которой установлена турбинка 4.

В расходомерах частота вращения турбинки, пропорциональна объемному расходу, с помощью тахометрического преобразователя 5, преобразуется в частоту импульсов выходного сигнала.

При известной цене импульса их суммарное число определяет объемный расход на интервале времени. Импульсный сигнал с помощью специальной схемы преобразуется в аналоговый выходной сигнал

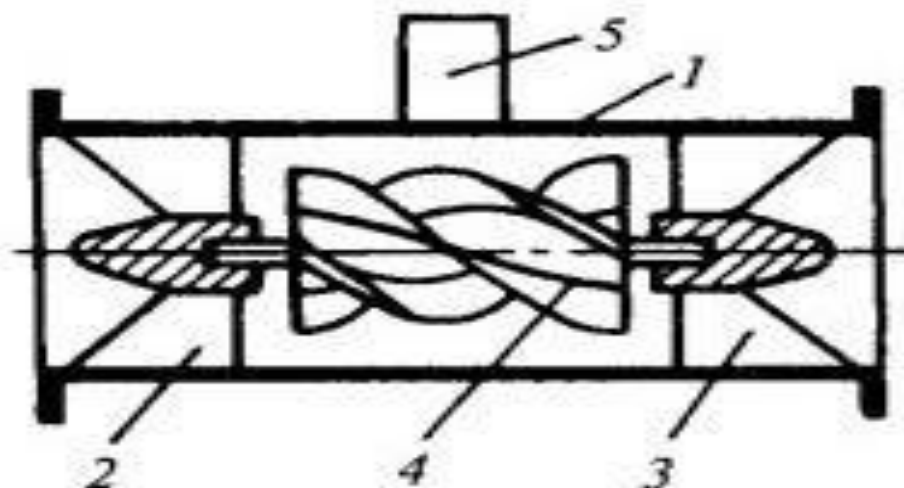


Рисунок 2.4 – ТПР с геликоидальным ротором с четырехлопастной турбинкой; 1 — корпус; 2,3 — струевыпрямители; 4 — турбинка; 5 — тахометрический преобразователь

					Анализ средств измерений количества нефти	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

2.1.2 Отличительные особенности и достоинства геликоидных ТПР

Геликоидная турбинка имеет лопасти спиральной формы. Этим достигается большая площадь поверхности ротора при малом количестве лопаток и обеспечивается достаточный крутящий момент ротора даже при малых расходах. За счет этого снижается отрицательное влияние высокой вязкости на погрешность счетчика при малых расходах. Дополнительные преимущества дает использование геликоидных ТПР в комплекте с микропроцессорным вторичным прибором – ИВК.

В память контроллера вводят индивидуальную градуировочную характеристику ТПР – зависимость коэффициента преобразования счетчика K от вязкости или от соотношения расхода к вязкости. Такой измерительный комплекс с коррекцией по вязкости называют также мультивязкостным расходомером. Он позволяет измерять объемный расход (объем) нефти с кинематической вязкостью до 200 мм²/с (200 сСт) с относительной погрешности $\pm 0,15$ % как в рабочих условиях, так и с приведением к стандартной температуре (15 °С или 20 °С).

Таблица 2

Технические характеристики мультивязкостных ТПР

Диапазоны измеряемых расходов	от 3 до 600 м ³ /ч
Пределы допустимой относительной погрешности измерения объемного расхода и объема	должно быть не более $\pm 0,15$ %
Температура окружающей среды	от минус 40 до плюс 50 °С

2.1.3 Ультразвуковые преобразователи расхода

УЗР измеряют расход путем анализа того или иного акустического эффекта, возникающего при прохождении ультразвуковых колебаний через поток движущейся жидкости.

УЗР называют расходомеры, принцип действия которых заключается в измерении характеристик ультразвуковых колебаний, распространяющихся в движущемся потоке жидкости или газа.

Наибольшее применение получили расходомеры, принцип работы которых основан на измерении разности времен прохождения звуковых колебаний по направлению потока и против потока измеряемого вещества (время – импульсные расходомеры).

Ультразвуковые расходомеры – это приборы, основанные на измерении зависящего от расхода эффекта, возникающего при прохождении акустических колебаний через поток жидкости или газа. Почти все применяемые на практике акустические расходомеры работают в ультразвуковом диапазоне частот и поэтому называются ультразвуковыми.

Ультразвуковой расходомер – это устройство, прямым назначением которого является измерение акустических эффектов, возникающих при движении вещества, расход которого необходимо измерить. Решение купить ультразвуковой расходомер будет идеальным, если требуется измерить объем или расход любых жидкостей, передающихся с помощью напорного трубопровода. Если необходим строгий контроль и учет таких показателей, как расход холодной или горячей воды, объем подачи различных нефтепродуктов, газа или отходов, лучшим вариантом будет заказать ультразвуковые расходомеры, которые помогут оперативно и просто контролировать данные параметры.

Руководящий состав большинства современных предприятий сходится во мнении, что цена расходомера – маловажный показатель, когда речь идет об экономии в масштабах корпорации. Современный ультразвуковой расходомер – это прибор, который отличается простотой и надежностью

					Анализ средств измерений количества нефти	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

в эксплуатации, а также высокой точностью, что делает его отличным решением по низкой цене.

Они разделяются на расходомеры, основанные на перемещении акустических колебаний движущейся средой, и расходомеры, основанные на эффекте Доплера, появившиеся позже. Главное распространение получили расходомеры, основанные на измерении разности времен прохождения акустических колебаний по потоку и против него. **Разница во времени прямо пропорциональная средней скорости потока нефти в трубопроводе, преобразуется в выходной сигнал объемного расхода.** На (рис.2.5) приведена принципиальная схема время – импульсного УЗР. Это ультразвуковые расходомеры, измеряющие разность времен прохождения коротких импульсов в направлении потока жидкости и против потока на одинаковое расстояние.

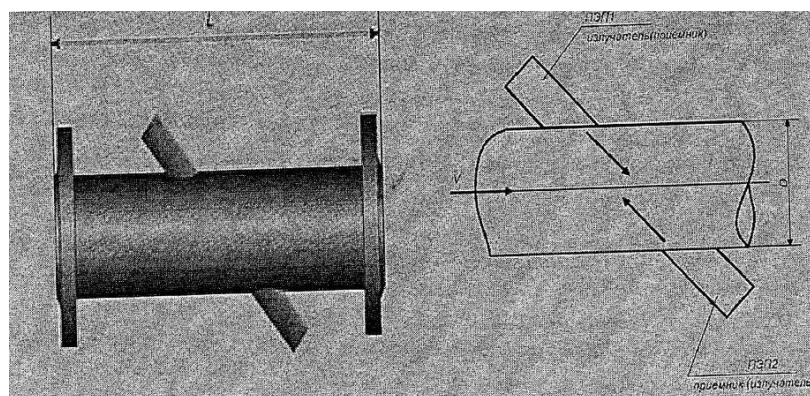


Рисунок 2.5 – Принципиальная схема время – импульсного УЗР

УЗР представляет собой отрезок трубы из нержавеющей или кислотоустойчивой стали, к торцам которой приварены два фланца. Главные элементы УЗР – излучатели и приемники ультразвуковых колебаний, применяемые для ввода акустических колебаний в поток и их приема на выходе из потока. Этими излучателями и приемниками являются пьезоэлектрические преобразователи (ПЭП), выполненные из пьезокерамических материалов (монокристаллы титаната бария, цирконата, титаната свинца). Работа ПЭП основана на пьезоэлектрическом эффекте.

Эффект заключается в образовании на поверхностях пьезокерамических кристаллов электрического заряда под действием деформации сжатия

						Лист
						45
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Анализ средств измерений количества нефти	

расширения, вызываемой механическими колебаниями – прямой пьезоэффект. И наоборот, если к поверхностям кристаллов приложить переменное электрическое напряжение, то пьезоэлемент сам начнет генерировать механические колебания аналогичной частоты – обратный пьезоэффект. На явлении обратного пьезоэффекта строится работа излучателей, которые преобразуют переменное электрическое напряжение в акустические (механические) колебания аналогичной частоты. На явлении прямого пьезоэффекта работают приемники, которые преобразуют акустические колебания в переменное электрическое напряжение аналогичной частоты.

Пьезоэлектрические преобразователи устанавливаются на измерительном участке трубопровода, в котором производится измерение расхода жидкости. В средней зоне трубы приварены патрубки, которые служат для установки пьезоэлектрических преобразователей. ПЭП устанавливаются с паронитовыми прокладками и фиксируются в держателях гайками.

Конструктивно пьезоэлектрические преобразователи классифицируют:

– по форме пьезоэлементов (с кольцевыми и дисковыми элементами). Излучатели и приемники чаще всего делают в форме круглых дисков. Кольцевые преобразователи используют в трубах небольшого диаметра, чтобы получить необходимую длину измерительного участка. по расположению пьезоэлементов (снаружи и внутри трубопровода).

Однако в трубопроводе появляется повышенный уровень помех и паразитных сигналов, обусловленных влиянием внешней среды, прохождением акустических колебаний по стенке трубы, и чувствительность таких расходомеров слабее. Преобразователи с внутренним расположением пьезоэлементов имеют меньшую погрешность, но применяются для чистых и неагрессивных сред во избежание засорения.

– по направлению ввода акустического сигнала (осевой и угловой ввод). Если излучение направлено вдоль оси трубы, то можно получить

					Анализ средств измерений количества нефти	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

– большую длину измерительного участка и более высокую точность. На практике больше применяются схемы с угловым вводом направленных по числу акустических каналов (одно-, двух- и многоканальные). У одноканальных преобразователей имеются только два пьезоэлемента (одна пара), каждый из которых по очереди выполняет функции излучения и приема. Их существенное достоинство – отсутствие градиента температур и концентрации потока в них. В одноканальных расходомерах реализованы различные схемы переключения с излучения на прием. Время – импульсные ультразвуковые расходомеры в основном одноканальные и работают на импульсах 0,1-0,2 мкс, посылаемых поочередно или одновременно навстречу друг другу с частотой примерно 0,5 кГц.

Двухканальные имеют два излучателя и два приемника, образующих два независимых акустических канала, которые располагаются параллельно или перекрещиваются друг с другом. Многоканальные применяются для достижения повышенной точности, в частности, в случае применения ультразвукового расходомера в качестве образцового.

– по частоте акустических колебаний. Высокие частоты колебаний (0,1-10 МГц) используются для измерения расхода чистых жидкостей. Для измерения загрязненных сред частоты колебаний значительно уменьшают, чтобы предотвратить поглощение и рассеяние акустических колебаний. Длина волны должна быть в разы больше диаметра воздушных пузырей или твердых частиц.

Преобразователь ультразвукового расходомера состоит из отрезка трубы, на котором установлены два или четыре пьезоэлемента, иногда используют дисковые пьезоэлементы диаметром d и толщиной a , дающие направленное излучение. Степень этой направленности зависит от волнового параметра. При небольших диаметрах труб используют кольцевые излучатели и приемники.

На (рис. 2.6) показаны основные схемы преобразователей ультразвуковых расходомеров. В схемах а и б используют кольцевые пьезопреобразователи, создающие сферическое излучение. Схема а – одноканальная, в ней каждый из двух пьезоэлементов излучает и принимает акустические колебания по очереди. Схема б – двухканальная, два крайних пьезоэлемента – приемные, средний пьезоэлемент – излучающий.

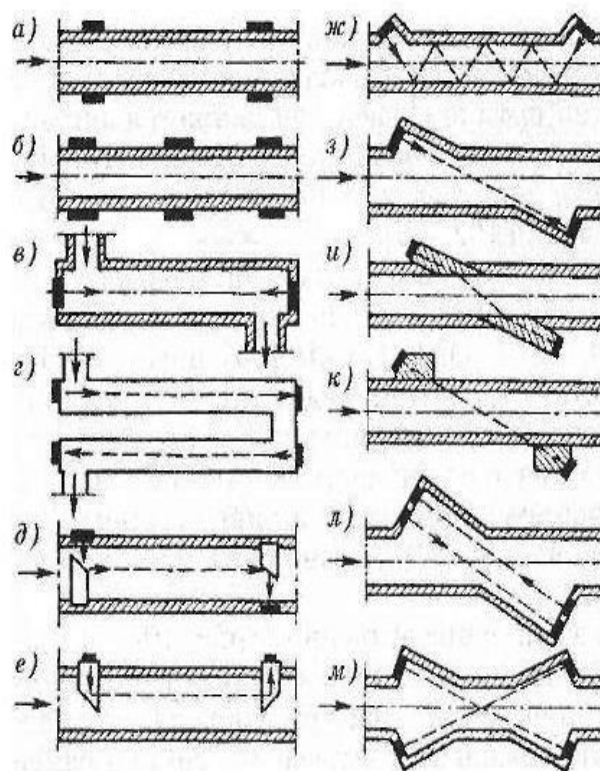


Рисунок 2.6 – Основные схемы установки преобразователей.

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.

Схема г – двухканальная, остальные – одноканальные. На практике больше применяются схемы с угловым вводом направленных акустических

колебаний. На схеме ж-к показаны одноканальные, а на схеме л, м – двухканальные схемы. Чаще всего (схема ж – и, л, м) в трубопроводах делают впадины – карманы, где размещаются пьезоэлементы. Иногда (схема к) пьезоэлементы располагают снаружи трубопровода.

Акустические преобразователи передают колебания через металлический или жидкостный звукопровод стенки трубы и потом измеряемому веществу. Акустические преобразователи (схема и, к) работают с преломлением звукового луча. В преобразователе с многократным отражением (схема ж). для увеличения пути звуковой луч движется зигзагообразно, 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.

Вторичный преобразователь – устройство, содержащее электронные узлы формирования и преобразования ультразвуковых импульсов, вычисления расхода, объема и вывода информации – электронный блок, представляющий собой приборный корпус для настенного монтажа.

					<i>Анализ средств измерений количества нефти</i>	<i>Лист</i>
						49
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

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

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.

С помощью УЗР можно определить и массовый расход нефти. Для этого используют ультразвуковые расходомеры с коррекцией на зависимость скорости звука от плотности измеряемого вещества, имеющие дополнительный возбуждаемый на резонансной частоте пьезоэлемент, направляющий акустические колебания в измеряемое вещество. Снимаемое с него напряжение прямо пропорционально плотности жидкости.

Произведение двух величин электрических сигналов, один из которых пропорционален плотности, а другой объемному расходу, дает в итоге сигнал, прямо пропорциональный массовому расходу.

Значительно реже встречаются ультразвуковые расходомеры, в которых акустические колебания направляются перпендикулярно к потоку и измеряется степень отклонения этих колебаний от первоначального направления (рис. 2.7).

					Анализ средств измерений количества нефти	Лист
						50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

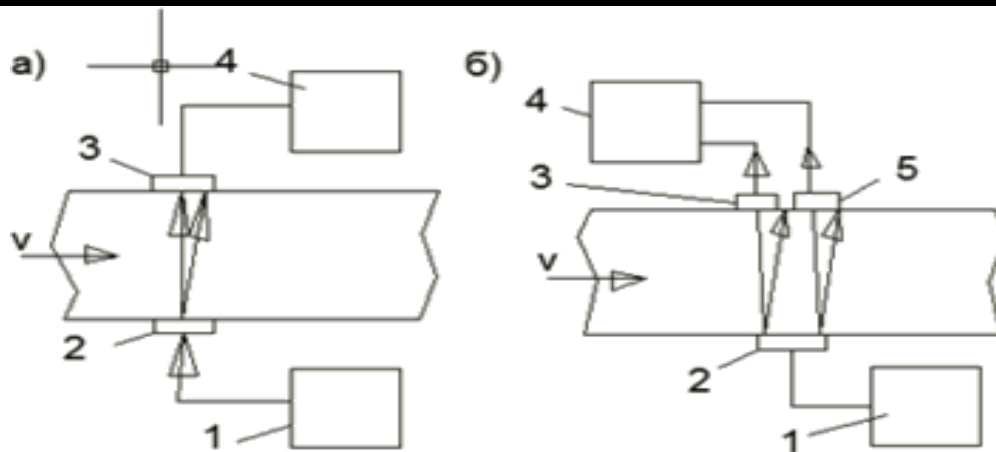


Рисунок 2.7 – Схема расходомера с излучением, перпендикулярным к оси трубы: а) – с одним приемным пьезоэлементом, б) – с двумя приемными пьезоэлементами; (1- генератор; 2 – излучающий пьезоэлемент; 3, 5 – приемные пьезоэлементы; 4 – усилитель)

При одном приемном элементе (рис.2.7, а) количество акустической энергии, поступающей на него, будет уменьшаться с ростом скорости, и выходной сигнал усилителя будет падать. В одной работе указывается, что сигнал становится равным нулю при скорости = 15 м/с (диаметр пьезоэлементов 20 мм, частота 10 МГц). При двух приемных пьезоэлементах 3 и 5 (рис.2.7, б), расположенных симметрично относительно излучателя 2, выходной сигнал дифференциального усилителя 4 возрастает с ростом скорости. При скорости равной нулю, здесь выходной сигнал равен нулю благодаря равенству акустической энергии, поступающей на пьезоэлементы 3 и 5, включенные навстречу друг другу. Рассматриваемые расходомеры просты по устройству. Схема с дифференциальным включением пьезоэлементов лучше. Она улучшает стабильность показаний, нарушаемую в схеме с одним приемным пьезоэлементом. изменением коэффициента поглощения под влиянием случайных причин. Тем не менее, точность измерения расхода ограничена малой чувствительностью самого метода.

Ультразвуковые расходомеры, основанные на явлении Доплера (рис. 2.8), предназначены в основном для измерения местной скорости, но ни находят также применение и для измерения расхода. Измерительные схемы у них более простые.

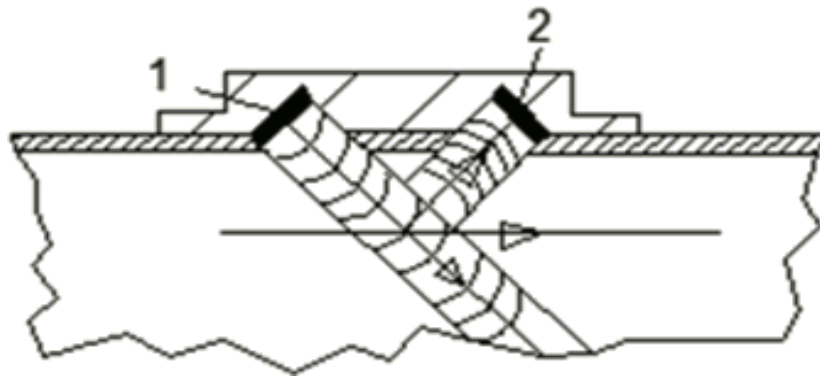


Рисунок 2.8 – Схема доплеровского преобразователя расхода (1,2 – излучающий и приемный пьезоэлемент)

Наряду с тремя указанными разновидностями ультразвуковых расходомеров имеются акустические расходомеры, получившие название длинноволновых, работающие в звуковом диапазоне частот акустических колебаний.

Ультразвуковые расходомеры обычно служат для измерения объемного расхода, потому что эффекты, возникающие при прохождении акустических колебаний через поток жидкости или газа, связаны со скоростью последнего. Но путем добавления акустического преобразователя, реагирующего на плотность измеряемого вещества, можно осуществить и измерение массового расхода. Приведенная погрешность ультразвуковых расходомеров лежит в широких пределах от 0,1 до 2,5 %, но в среднем может быть оценена цифрами 0,5 – 1 %. Значительно чаще ультразвуковые расходомеры применяют для измерения расхода жидкости, а не газа, вследствие малого акустического сопротивления последнего и трудности получения в нем интенсивных звуковых колебаний. Ультразвуковые расходомеры пригодны для труб любого диаметра, начиная от 10 мм и более.

2.2 Общая характеристика массометров

Наибольшее распространение при использовании прямого метода динамических измерений получили массовые расходомеры, измеряющие массу нефти непосредственно в массовых единицах (т/час, кг/час).

Рассмотрим наиболее часто применяемые расходомеры Micro Motion фирмы Fisher-Rosemount. Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion,

					Анализ средств измерений количества нефти	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

модель CMF, в дальнейшем (счетчики-расходомеры) предназначены для измерения массового и объемного расхода, плотности, массы и объема количества жидкости и газа. Область применения счетчиков-расходомеров: химическая, нефтехимическая, нефтяная, газовая, пищевая, фармацевтическая и другие отрасли промышленности.

Принцип действия счетчиков-расходомеров основан на использовании сил Кориолиса, действующих на поток среды, двигающейся по петле (или прямой трубе) трубопровода, колеблющейся с постоянной частотой. Кориолисовы силы вызывают поперечные колебания входной и выходной сторон петли (трубы) и, как следствие, фазовые смещения их частотных характеристик, пропорциональные массовому расходу.



Рисунок 2.9 – Общий вид Кориолисовых расходомеров фирмы Micro Motion

Отличительными чертами счетчиков – расходомеров являются:

- независимость результатов измерений расхода жидкости и газа от температуры, давления, вязкости, плотности, наличия твердых частиц и режима течения измеряемой среды;
- отсутствие вращающихся частей и минимальные потери давления в датчике.

Счетчики – расходомеры состоят из датчика массового расхода и измерительного преобразователя, который может быть встроенным и вы –

					Анализ средств измерений количества нефти	Лист
Изм.	Лист	№ докум.№	Подпись	Дата		53

носным на расстояние до 300 М. Счетчики-расходомеры могут быть использованы в комплекте с периферийными устройствами фирмы Micro Motion. Счетчики расходомеры CMF используются для измерения параметров потока жидкости или газа с различными измерительными преобразователями.

Детали датчиков, контактирующие с измеряемой средой, могут быть изготовлены из нержавеющей стали, Тантала, Hastelloy, Nickel Alloy, а также нержавеющей стали с тефлоновым покрытием.

Счетчики-расходомеры соответствуют требованиям нормативной документации, Действующей в России, и документации фирмы Emerson Process Management, Fisher-Rosemount (США, Голландия).

2.2.1 Определение массового расхода

Основой расходомера является сенсор (рис. 2.10), который состоит из одной или двух измерительных (сенсорных) трубок 1, имеющих изогнутую форму (на рис.2.10 показаны сенсор с двумя U – образными трубками), которые приварены к участку трубопровода с фланцами. Между трубками на специальном крещении расположена задающая катушка 2, создающая колебания трубок. По бокам трубок на входе и выходе установлены детекторы 3, определяющие положение трубок друг относительно друга. Под воздействием электромагнита, расположенного в центре трубки, и контура обратной связи трубка совершает колебания с собственной резонансной частотой (амплитуда около 1мм, частота около 80 циклов в секунду). Благодаря этому жидкость, протекающая по трубке, приобретает вертикальную составляющую движения.

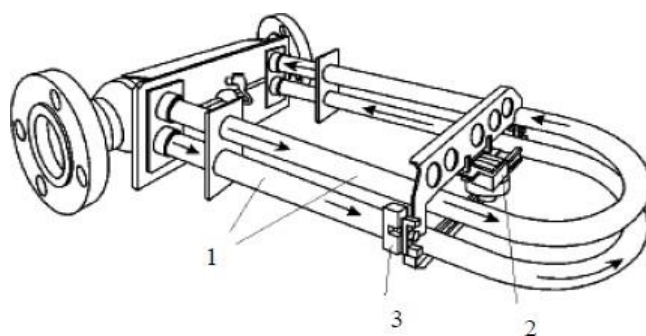


Рисунок 2.10 – Сенсор кориолисова массомера: 1-сенсорные трубки;

					<i>Анализ средств измерений количества нефти</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		54

2-задающая катушка; 3-детекторы скорости; F - сила воздействия; a - угол закручивания.

Во время первой половины цикла при движении трубки вверх жидкость, протекающая через первую половину трубки, сопротивляется движению вверх и оказывает давление на трубку сверху вниз (рис. 2.11).

Жидкость, движущаяся во второй (выходной) половине трубки, сопротивляется уменьшению вертикальной составляющей движения, оказывая давление на трубку снизу-вверх. Это приводит к закручиванию трубки (рис.2.11). Во время второй половины цикла колебания, когда трубка движется вниз, она закручивается в противоположенную сторону.

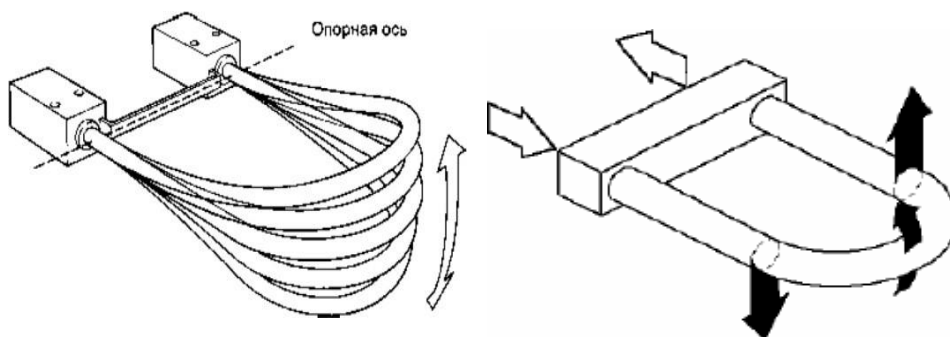


Рисунок 2.11 – Силы действующие на трубку при движении вверх

Для определения зависимостей рассмотрим отрезок трубки с движущейся в ней жидкостью, совершающей вращательно-колебательное движение. Это приводит к закручиванию трубки (рис. 2.12).

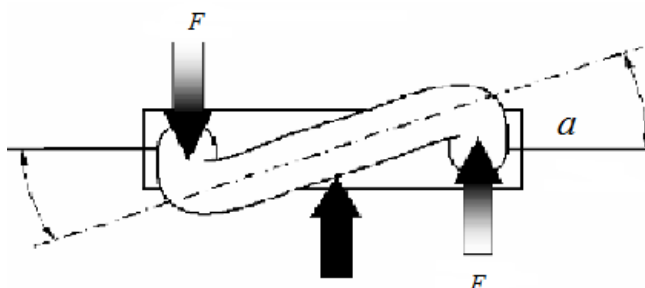


Рисунок 2.12 – Трубка сенсора и пара сил, приведшая ее к закручиванию: F - действующая сила; a - угол закручивания трубки.

Детекторы измеряют фазовый сдвиг при движении противоположных сторон сенсорной трубки. Когда расход отсутствует, синусоидальные сигналы, поступающие с детекторов, находятся в одной фазе (рис. 2.13).

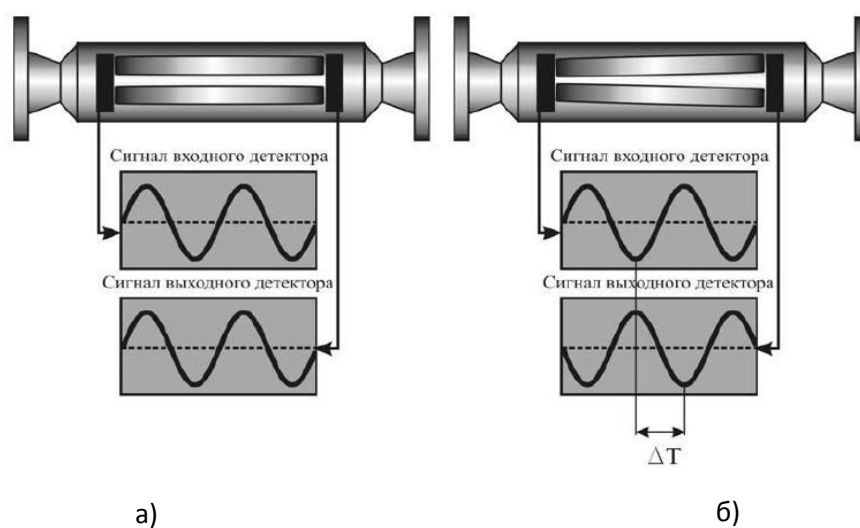


Рисунок 2.13 – Сигналы поступающие с детекторов: а – при отсутствии расхода; б – при наличии расхода

Инерция жидкости создает силу Кориолиса, которая незначительно искривляет измерительную трубку. Степень искривления пропорциональна массовому расходу. Для определения степени искривления используются сенсоры. Температура трубки постоянно измеряется, поскольку ее колебательные свойства изменяются в зависимости от температурных изменений. Благодаря этому в измерения удастся внести любые требуемые поправки. Расходомеры Кориолиса могут применяться для измерения расхода жидкостей, так и газов с диаметром труб от 3 до 150 мм. Класс точности от 0,5 до 1,5.

2.2.2 Принцип определения 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 (рис. 2.14);
- при уменьшении массы текучей среды (рис. 2.15).



Рисунок 2.14 – Зависимость собственной частоты колебаний трубки от массы, протекающей по ней жидкости (масса увеличивается период колебания растет частота колебания уменьшается)



Рисунок 2.15 – Зависимость собственной частоты колебаний трубки 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.

					Анализ средств измерений количества нефти	Лист
						58
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3. Транспортируемая среда

3.1 Физико-химические свойства продукции

Нефть представляет собой сложную природную смесь углеводородных веществ, которые находятся в ней в жидком, газообразном и твердом состоянии. Кроме углеводородов в нефти присутствуют в небольшом количестве кислород, сера азот, микрокомпоненты – хлор, йод, фосфор и другие. Показатели физико-химических свойств нефти представлены в приложении В. Нефть (товарная) – легковоспламеняющаяся жидкость с температурой вспышки – минус 18°С, самовоспламенения – более 250°С.

3.2 Классификация и условное обозначение нефтей

При оценке качества нефть подразделяют на классы, типы, группы, виды согласно ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия».

В зависимости от массовой доли серы нефть подразделяют на классы (Таблица 3).

Таблица 3

Классификация нефтей

Класс нефти	Наименование	Массовая доля серы, %	Метод испытаний
1	Малосернистая	До 0,60 включительно	По ГОСТ 1437
2	Сернистая	От 0,61 до 1,80	
3	Высокосернистая	От 1,81 до 3,50	
4	Особо высокосернистая	Свыше 3,50	

По плотности, а при поставке на экспорт – дополнительно по выходу фракций и массовой доле парафина нефть подразделяют на пять типов (таблица 4): 0 – особо легкая;

- 1- легкая;
- 2- средняя;
- 3- тяжелая;
- 4- битуминозная.

					Анализ средств измерений количества и показателей качества нефти на примере приемо-сдаточного пункта Томской области		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Ламонов А.В.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.				59	109
Консульт.					ТПУ гр. 3-2Б5А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.					

Типы нефти

Наименование показателя	0		1		2		3		4		Метод испытаний
	Для РФ	Для экс-порта	Для РФ	Для экс-порта	Для РФ	Для экс-порта	Для РФ	Для экс-порта	Для РФ	Для экс-порта	
1. Плотность, кг/см ³ : при 20 °С при 15 °С	не более 830,0		830,1 – 850,0		850,1 – 870,0		870,1 – 895,0		более 895,0		По ГОСТ 3900, по ГОСТ 51069
	не более 833,7		833,8 – 853,6		853,7 – 873,5		873,6 – 898,4		более 898,4		
2. Выход фракций % об. не менее: до 200 °С до 300 °С		30 52		27 47		21 42					По ГОСТ 2177 (метод Б)
3. Массовая доля парафина, % не более		6		6		6					По ГОСТ 11851

Если нефть по одному из показателей (плотности или выходу фракций) относится к типу с меньшим номером, а по другому — к типу с большим номером, то нефть признают соответствующей типу с большим номером. Нефти типов 3 и 4 при приеме в систему трубопроводного транспорта для последующей поставки на экспорт должны иметь норму по показателю 3 не более 6 %.

Особый контроль показателей качества нефти, распространяется на показатели качества, характеризующие степень подготовки нефти:

- массовая доля воды;
- концентрация хлористых солей;
- давление насыщенных паров.

Контроль показателей качества нефти производится по результатам лабораторных методов испытаний и по показанию поточного анализатора

					Транспортируемая среда	Лист
						60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

(влагомера), имеющих сертификат Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии об утверждении типа и соответствующих

МВИ, аттестованных в установленном порядке.

Значения показателей качества и подразделения по степени подготовки нефти на группы 1—3 представлены в (таблице 5).

Таблица 5

Группы нефтей

Наименование показателя	Норма для нефти по группам			Метод испытаний
	1	2	3	
1. Массовая доля воды, % не более	0,5	0,5	0,5	По ГОСТ 2477
2. Концентрация хлористых солей, мг/дм ³ не более	100	300	900	По ГОСТ 21534
3. Массовая доля механических примесей, % не более	0,05	0,05	0,05	По ГОСТ 6370
4. Давление насыщенных паров, кПа (мм.рт.ст.) не более	66,7 (500)	66,7 (500)	66,7 (500)	По ГОСТ 1756
5. Содержание хлорорганических соединений, млн-1 (ppm)	10	10	10	ГОСТ Р 52247

Нефть, качество которой не соответствует требованиям таблице 5, является некондиционной нефтью. Если по одному из показателей нефть относится к группе с меньшим номером, а по другому – к группе с большим номером, то нефть признают соответствующей группе с большим номером.

По массовой доле сероводорода и легких меркаптанов нефть подразделяют на 2 вида (таблица 6).

Таблица 6

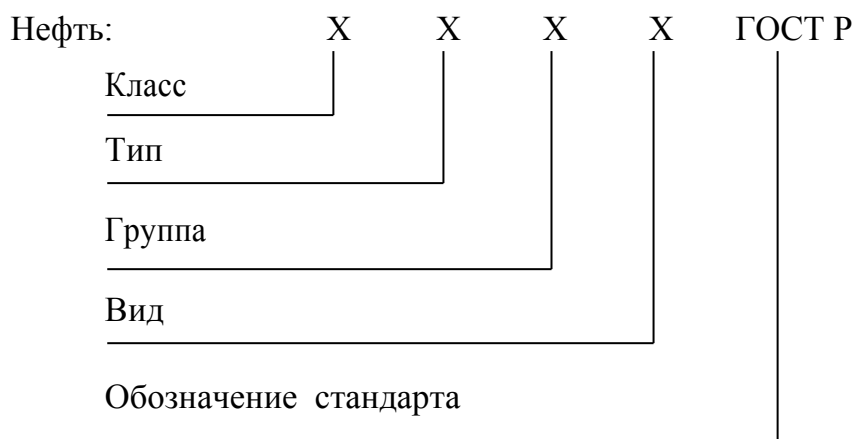
Виды нефтей

Наименование показателя	Виды нефти		Метод испытаний
	1	2	
1. Массовая доля сероводорода, млн-1 (ppm) не более	20	100	По ГОСТ Р 50802
2. Массовая доля метил- этил- меркаптанов в сумме, млн-1 (ppm) не более	40	100	

Условное обозначение нефти состоит из четырех цифр, соответствующих обозначениям класса, типа, группы и вида нефти.

При поставке нефти на экспорт к обозначению типа добавляется индекс «Э».

Структура условного обозначения нефти:



3.3 Указание мер безопасности

Основой безопасного ведения технологического процесса является соблюдение норм технологического контроля, обусловленных технологическими инструкциями и техническим регламентом.

Ответственность за соблюдение требований инструкций по охране труда пожарной и промышленной безопасности возлагается на руководителя ПСП.

ВА, щиты управления являются действующей электроустановкой до 1000 вольт, на которые распространяются «Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей».

К обслуживанию СИКН, отбору и испытанию проб в лаборатории допускается персонал не моложе 18 лет, не имеющий медицинских противопоказаний, имеющий соответствующую квалификацию и прошедший в установленном порядке аттестацию и проверку знаний по охране труда, промышленной и пожарной безопасности, инструкций и регламентов, действующих на ПСП.

Помещение и площадка СИКН должны быть обеспечены, первичными средствами пожаротушения и содержаться в чистоте. Нельзя размещать в помещении СИКН горючие предметы и материалы.

Ступени и площадки лестниц должны постоянно очищаться от наледи и снега. Все подходы к контрольно-измерительным приборам должны иметь свободный доступ обслуживающего персонала.

Владелец СИКН обеспечивает работающий на ПСП персонал принимающей стороны рабочим местом и проводит им вводный инструктаж с регистрацией в «Журнале регистрации инструктажей на рабочем месте для работников сторонних организаций».

Персонал стороны принимающей нефть, о замеченных недостатках в эксплуатации объектов, СИКН обязан поставить в известность руководителя ПСП и своего непосредственного руководителя.

ИЛ и запорная арматура должны иметь четкую нумерацию, соответствующую технологической схеме, а также указатели вращения штурвалов и направления движения жидкости.

Ремонтные и монтажные работы проводятся только на отключенном технологическом оборудовании с оформлением соответствующей документации.

В технологическом помещении СИКН (модуль УУ) должна быть обеспечена освещенность на СИ согласно нормам СНиП 23-05 «Естественное и искусственное освещение».

Обслуживающий персонал Владельца СИКН и стороны принимающей нефть, должны соблюдать правила пожарной безопасности и технической эксплуатации оборудования, участвующего в технологическом процессе сдачи-приема нефти.

В помещении СИКН установлены система автоматического обнаружения пожара и автоматического контроля воздушной среды на наличие до взрывоопасной концентрации газа.

При аварийных ситуациях операторы действуют согласно плану мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий.

3.4 Контроль технологического процесса

Прием и сдача нефти в МН происходит партиями, то есть любым количеством, сопровождаемым одним документом о качестве нефти по

					<i>Транспортируемая среда</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		63

ГОСТ 1510-84. Нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение.

Испытательная лаборатория нефти и газа аккредитована в качестве Испытательной лаборатории (центра) Федеральной службой по аккредитации.

Показатели качества нефти определяются по результатам лабораторного анализа точечных и объединенных проб нефти, отобранных по ГОСТ 2517-2012.

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.

Объемная доля свободного газа определяется при помощи прибора УОСГ-100 СКП по МИ 2575 – один раз в месяц по утвержденному графику и по требованию одной из сторон.

Ответственность персонала приемо-сдаточного пункта

Персонал приемо – сдаточного пункта несет ответственность:

– за ненадлежащее исполнение или неисполнение своих производственных обязанностей, предусмотренных производственной инструкцией в пределах, определенных действующим трудовым законодательством Российской Федерации;

– за нарушение трудового законодательства и иных нормативных правовых актов, содержащих нормы трудового права, в случаях и порядке, которые установлены федеральными законами;

за причинение материального ущерба в пределах, определенных действующим трудовым и гражданским законодательством Российской Федерации;

– за нарушение производственной дисциплины и внутреннего трудового распорядка.

					Транспортируемая среда	Лист
						64
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- за разглашение сведений, составляющих в Компании, коммерческую тайну и информацию ограниченного распространения. При этом обязанность по сохранению указанных сведений включает в себя недопущение их разглашения и распространения в иной форме, в том числе путем совершения (умышленно или неосторожно) определенных действий либо бездействия, включая создание возможности несанкционированного доступа к таким сведениям посторонних лиц;
- за нарушение субординации;
- за нарушение требований охраны труда, не применение средств индивидуальной и коллективной защиты;
- за нарушение требований пожарной безопасности;
- за достоверность учета нефти при приеме, перекачке, сдаче и хранении;
- за достоверность отчетных данных по количеству и качеству нефти при инвентаризации;
- за выполнение всех функций, определенных должностными инструкциями;
- за сохранность всей документации, имеющейся на ПСП;
- за своевременность выполнения работ и оформление актов приемо-сдачи нефти и паспортов качества нефти;
- за оперативность доведения информации руководству согласно;
- за контроль параметров работы оборудования СИКН.

					<i>Транспортируемая среда</i>	<i>Лист</i>
						65
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

4. Методы измерения массы товарной нефти

Измерения массы брутто нефти на ПСП при приеме (сдаче) проводят следующими методами по ГОСТ Р 8.595–2004:

– прямым методом динамических измерений, – метод, основанный на прямых измерениях массы продукта с применением массометров в трубопроводах;

– косвенным методом динамических измерений, – метод, основанный на измерениях плотности и объема продукта в трубопроводах.

– прямым методом статических измерений, – метод, основанный на прямых измерениях массы продукта статическим взвешиванием или взвешиванием в железнодорожных или автомобильных цистернах и составах в процессе их движения на весах.

– косвенным методом статических измерений, – метод, основанный на измерениях плотности и объема продукта в мерах вместимости (мерах полной вместимости).

4.1 Прямой метод измерения массы брутто товарной нефти согласно ГОСТ Р 8.595

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

Определение содержания балласта в нефти проводят в испытательной лаборатории с использованием проб, отбираемых автоматическими пробоотборниками или вручную в соответствии с ГОСТ 2517-2012.

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:

					Анализ средств измерений количества и показателей качества нефти на примере приемо-сдаточного пункта Томской области		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.	Ламонов А.В.				Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Шадрина А.В.					66	109
Консульт.					ТПУ гр. 3-2Б5А		
Рук-ль ООП	Брусник О.В.						

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

где W_B – массовая доля воды в нефти, %;

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

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

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

где $\varphi_{ХС}$ – концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм³;

ρ_v – плотность нефти при условиях измерений объема нефти, кг/м³.

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

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

где φ_B – объёмная доля воды в нефти, %;

ρ_B – плотность воды, кг/м³ (принимают равной 1000 кг/м³).

4.2 Определение показателей качества нефти

Пробы для определения показателей качества нефти отбирают в соответствии с ГОСТ 2517-2012.

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

- плотность по ГОСТ 3900;
- массовую долю воды по ГОСТ 2477;
- массовую долю механических примесей по ГОСТ 6370;
- концентрацию хлористых солей по ГОСТ 21534;
- массовую долю серы по ГОСТ Р 51947;
- давление насыщенных паров (ДНП) по ГОСТ 1756;
- объёмную долю свободного газа по МИ 2575;
- массовую долю парафина по ГОСТ 11851;

					<i>Методы измерения массы товарной нефти</i>	<i>Лист</i>
						67
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- выход фракций по ГОСТ 2177 (метод Б);
- массовую долю сероводорода по ГОСТ Р 50802;
- массовую долю метил- и этилмеркаптанов по ГОСТ Р 50802;
- массовую долю органических хлоридов по ГОСТ Р 52247.

Приведение плотности нефти при стандартной температуре (20 °С или 15 °С) выполняют по Р 50.2.075 – 2010, Р 50.2.076 – 2010. Плотность нефти допускается определять анализаторами плотности, погрешность которых не уступает погрешности стандартизованных лабораторных методов (поточными или лабораторными).

В актах приема-сдачи и в паспортах качества измеренные параметры отражают с числом значащих цифр после запятой, указанным в таблице 7.

Таблица 7 Разрядность цифр вносимых в акт приема–сдачи нефти

Параметр (характеристика)	Единицы величин	Число цифр после запятой
Температура	°С	1
Давление	МПа	2
Плотность	кг/м ³	1
Масса	т	0
Объем	м ³	0
Массовая доля балласта	%	4
Массовая доля хлористых солей	%	4
Массовая доля мех. примесей	%	4
Массовая доля воды	%	2
Массовая доля серы	%	2

Алгоритм измерений и программу обработки результатов измерений излагают в НД на методику выполнения измерений, разработанной и аттестованной в соответствии с ГОСТ Р 8.563, ГОСТ Р 8.595.

Конкретные условия эксплуатации, порядок организации измерений массы нефти излагают в «Инструкции по эксплуатации СИКН».

4.3 Расчет погрешностей оборудования

4.3.1 Расчет относительной погрешности измерений при прямом методе динамических 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 2517-2012.

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

$$\delta_{\text{Мбр}}^{\text{пр}} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{\text{Т}}^2} + \delta_{\text{ивк}}^2 \delta_{\text{арм}}^2, \quad (6)$$

где $\delta_{\text{ивк}}$ погрешность информационно вычислительного комплекса;

$\delta_{\text{арм}}$ – погрешность автоматизированного рабочего места.

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

$$\delta_{\text{масс доп P}} = (P - 0,1) \cdot (\delta_{\text{масс доп P}}) \%, \quad (7)$$

где P – максимальное давление, МПа;

$\delta_{\text{масс.доп.P}}$ – дополнительная погрешность измерений массомера от изменения давления товарной нефти, определяемая из описания типа на данный массомер, %:

$$\delta_{\text{т.(доп.P)}} = (6,3 - 0,1) \cdot (-0,009) \% = -0,0558\%.$$

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

					Анализ средств измерений количества и показателей качества нефти на примере приемо-сдаточного пункта Томской области			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Ламонов А.В.			Расчет погрешностей оборудования	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					69	109
Консульт.						ТПУ гр. 3-2Б5А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

$$\delta_{m(\text{доп.т})} = (t - 20) \cdot \frac{\delta_{m(\text{доп.т})} \cdot G_{\text{max}}}{G_{\text{изм}}}, \quad (8)$$

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_{max} – максимальное значение массового расхода, т/ч;

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

$$\delta_{m(\text{доп.т})} = (30 - 20) \cdot \frac{0,0005 \cdot 185}{92,5} = 0,01 \text{ \%}.$$

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

$$\delta_m = \sqrt{\delta_{m(\text{осн})}^2 + \delta_{m(\text{доп.Р})}^2 + \delta_{m(\text{доп.т})}^2} \quad (9)$$

$$\delta_m = \sqrt{0,1^2 + (-0,0558)^2 + 0,01^2} = 0,11\%.$$

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

$$\delta_{\text{Мбр}}^{\text{нр}} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{0,115^2 + 0,05^2 + 0,0001^2} = 0,14 \text{ \%}.$$

При расчете массы брутто прямым методом динамических измерений наибольшее значение при определении погрешности вносит первая составляющая погрешности массомера равная 0,11 %, 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.

					<i>Методы измерения массы товарной нефти</i>	<i>Лист</i>
						70
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

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.

4.3.2 Расчет относительной погрешности измерений массы нетто товарной нефти

$$\delta M_H = \pm 1,1 \sqrt{(\delta m)^2 + \frac{\Delta W_{M/B}^2 + \Delta W_{M.П}^2 + \Delta W_{X/C}^2}{(1 - \frac{W_{M.B} + W_{M.П} + W_{X/C}}{100})^2}}, \quad (10)$$

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

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

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

Значение δm^* принимают равным относительной погрешности измерений массы товарной нефти с помощью массомера.

Абсолютные погрешности измерений массовых долей воды, механических примесей и хлористых солей в товарной нефти определяют по результатам оценки промежуточных показателей прецизионности и правильности стандартных методов измерений в каждой лаборатории, проводящей анализы при учетных операциях, в соответствии с ГОСТ Р ИСО 5725-1 – ГОСТ Р ИСО 5725-6. 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 в их процентном содержании.

					<i>Методы измерения массы товарной нефти</i>	<i>Лист</i>
						71
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Определение значений этих составляющих погрешности производится, в ИЛНИГ. Значения составляющих погрешности напрямую связаны с качеством подготовки принимаемой нефти.

В соответствии с формулой (10) проведем расчеты, приняв следующие значения:

Массовая доля воды W_{mv} , определенная по ГОСТ 2477-2014 равная 0,03%;

Массовая концентрация хлористых солей W_{xc} , по ГОСТ 24534-76 равная – 0,0005%;

Массовая доля механических примесей W_{mi} , по ГОСТ 6370-83 равная – 0,0019%

4.4 Косвенный метод динамических измерений товарной нефти

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

– объема нефти (м³), измеренного каждым рабочим ПР в рабочих условиях и приведенного к стандартным условиям;

– объема нефти (м³), приведенного к стандартным условиям, измеренного СИКН;

– плотности нефти (кг/м³), 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.

При определении объема нефти применяют ПР (турбинные, лопастные, роторные, ультразвуковые и др.), преобразователи давления и темпера-

					<i>Методы измерения массы товарной нефти</i>	<i>Лист</i>
						72
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

туры, систему обработки информации.

4.4.1 Расчет относительной погрешности измерений массы брутто товарной нефти при косвенном методе динамических измерений

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

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

где δV – относительная погрешность измерений объема продукта, %.
За δV принимают относительную погрешность средства измерений объема продукта, если сумма остальных составляющих погрешности измерений объема продукта является несущественной в соответствии с ГОСТ 8.009;

$\delta \rho$ – относительная погрешность измерений плотности продукта, %;
 $\Delta T_{\rho}, \Delta T_V$ – абсолютные погрешности измерений температуры продукта при измерениях его плотности и объема соответственно, °С;

β – коэффициент объемного расширения продукта, 1/°С;

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

G – коэффициент, вычисляемый по формуле:

$$G = \frac{1 + 2 \beta T_V}{1 + 2 \beta T_{\rho}}$$

T_V, T_{ρ} – температуры нефти при измерениях объема и плотности, °С;
Для расчета возьмём 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, $\rho = 851,1$ кг/м³ – плотность нефти в ИЛ.

					Методы измерения массы товарной нефти	Лист
						73
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

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

$$\delta t(\text{осн}) = \gamma_{\text{осн}} \cdot \frac{t_{\text{В}} - t_{\text{Н}}}{t},$$

$$\delta t(\text{осн}) = 0,15 \cdot \frac{10,5 - 0}{10,5} = 0,15\%$$

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

$$\delta t(\text{доп}) = \gamma_{\text{доп}} \cdot \frac{t_{\text{В}} - t_{\text{Н}}}{t} \cdot \frac{t - 20}{10},$$

$$\delta t(\text{доп}) = 0,05 \cdot \frac{10,5 - 0}{10,5} \cdot \frac{10,5 - 20}{10} = 0,0475 \%$$

Относительная погрешность измерений температуры δ_t равна

$$\delta_t = \sqrt{\delta_{t(\text{осн})}^2 + \delta_{t(\text{доп})}^2} = 0,15\%$$

Переводим относительную погрешность измерений температуры t в абсолютную величину t по формуле:

$$\Delta_t = \frac{\delta t}{100} \cdot t,$$

$$\Delta_t = \frac{10,5}{100} \cdot 10,5 = 0,01 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Определяем погрешность измерений плотности

Общую погрешность измерений плотности вычисляют по формуле

$$\Delta_p = \Delta_{p(\text{осн})} + \Delta_{p(\text{доп})p} + \Delta_{p(\text{доп})t},$$

					<i>Методы измерения массы товарной нефти</i>	<i>Лист</i>
						74
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Дополнительную погрешность измерений плотности при изменении давления вычисляют по формуле:

$$\Delta_{p(\text{доп})P} = 3 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{(P-0,1)\text{МПа}}{10^8\text{МПа}}$$

$$\Delta_{p(\text{доп})P} = 3 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{(1,25-0,1)\text{МПа}}{10^8\text{МПа}} = 1,15 \cdot 10^{-11}\text{МПа}$$

Дополнительную погрешность измерений плотности при изменении температуры вычисляют по формуле:

$$\Delta_{p(\text{доп})t} = 5 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{(t-20)^\circ\text{C}}{t^\circ\text{C}}$$

$$\Delta_{p(\text{доп})t} = 5 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{(10,5-20)^\circ\text{C}}{10,5^\circ\text{C}} = 0,0045^\circ\text{C}$$

Вычисляем общую погрешность

$$\Delta_p = 0,15 + 1,15 \cdot 10^{-11} + 0,0045 = 0,155 \text{ кг/м}^3$$

Относительную погрешность измерений давления, %, при известной абсолютной погрешности определяют по формуле

$$\delta_p = \frac{\Delta p}{\rho} \cdot 100,$$

$$\delta_p = \frac{0,155}{851,1} \cdot 100 = 0,018 \%$$

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:

$$\delta_{\text{Мбр}}^{\text{косв(с)}} = \pm 1,1 \sqrt{0,15^2 + 1,0003^2 \cdot (0,018^2 + 0,00081^2 \cdot 10^4 \cdot 0,01^2 + 0,00081^2 \cdot 10^4 \cdot 0,1^2 + \sqrt{0,001^2 + 0,00000001^2}} = 0,17\%$$

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;

					Методы измерения массы товарной нефти	Лист
						75
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

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

5.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

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

Целевой рынок для данного проекта – нефтедобывающие и нефтегазотранспортирующие предприятия, такие как ПАО «Транснефть», ПАО «Газпромнефть», ПАО «Роснефть», ПАО «НК «Лукойл».

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

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

5.1.2. Анализ конкурентных технических решений

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, поскольку рынки пребывают в постоянном движении. Такой анализ помогает вносить коррективы в информация о конкурентных разработках:

— технические характеристики разработки;

					«Анализ средств измерений количества и показателей качества нефти на примере приемо-сдаточного пункта Томской области»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Ламонов А.В.			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					76	109
Консульт.		Рыжаккина Т.Г.				ТПУ гр. 3-2Б5А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

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

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

Таблица 1 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

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

Б пу – пикнометрическая установка;

Б н/а – нет альтернатив данному оборудованию.

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

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

где K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

B_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i -го показателя.

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

5.2. Планирование научно-исследовательских работ

5.2.1. Структура работ в рамках научного исследования

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой входят научный руководитель и студент. Составим перечень этапов работ и распределим исполнителей по данным видам работ (таблица 2).

Таблица 2 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

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

5.3. Расчет сметных затрат на мероприятия по покупке пикнометрической установки.

Расчет сметных затрат на мероприятия по покупке пикнометрической установки (ПУ) «Fitzgerald» для проведения поверки поточного преобразователя плотности собственными силами.

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

$$Z_{нов} = n \times Z_1,$$

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

Z_1 – цена ПУ «Fitzgerald», $Z_1= 2000000$ руб.

$$Z_{нов} = 1 \times 2000000 = 2000000 \text{ руб.}$$

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

$$Z_{мс} = Z_{нов} \times 0,02$$

$$Z_{мс} = 2000000 \times 0,02 = 40000 \text{ руб.}$$

Затраты на установку ПУ «Fitzgerald», Z_3 , руб. вычисляем по формуле:

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

$$Z_3 = 2000000 + 57600 + 40000 - 0 = 2097600 \text{ руб.}$$

Сметная стоимость установки ПУ «Fitzgerald» представлена в таблице 3.

Таблица 3

Приобретение новых агрегатов:	2000000 руб.
Монтаж:	57600 руб.
Транспортные и складские расходы:	40000 руб.
Ликвидационная стоимость:	0 руб.
Итого:	2097600 руб.

Таким образом, капитальные затраты на с расчетом на 2020 год составляют

$$C_{кап} = 2097600 \text{ руб.}$$

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

Численность персонала

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

В работе произведен расчет численности основного и вспомогательного персонала. Явочная численность основного персонала рассчитывается исходя из расстановки по рабочим местам в соответствии с формулой 2.

$$Ч_{яв} = \frac{K_{р.м.} \cdot C}{N_{обсл.}} \quad (2)$$

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

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

C — число смен

$N_{обсл.}$ — норма обслуживания.

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

Списочное число рабочих определяется с учетом коэффициента невыходов в соответствии с формулой (3)

$$Ч_{спис} = Ч_{яв} \cdot K_{нев.} \quad (3)$$

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

$Ч_{яв}$ — явочная численность, чел.

$K_{нев.}$ — коэффициент невыходов.

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

Расчет планируемых невыходов на работу рабочих представлен в таблице 4.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						80
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 4

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

Находим коэффициент невыходов:

$$K_{нев.} = 1,11$$

С учетом коэффициента невыходов находим списочное число операторов в соответствии с формулой 5.

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

Результаты расчетов приведены в соответствии с таблицей 5.

Таблица 5

Численность основных рабочих

Должность	Количество	Разряд	Часовая тарифная ставка, руб.	Норма времени на проведение мероприятия, ч.	Заработная плата с учетом надбавок, руб.
Слесарь	2	4	170	48	16320
Слесарь КИПиА	2	6	240	48	23040
Электрик	1	5	190	48	18240
ИТОГО					57600

$$C_{з.п.} = C_3 \cdot 12 = 57600 \cdot 12 = 691200 \text{ руб.}$$

где $C_3 = 57600$ руб/месяц – повременная заработная плата с учетом надбавок.

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

Отчисления в фонды идут уже за счет работодателя.

Если допустить, что у организации нет права на использование пониженных тарифов, то размер отчислений составит:

22% — отчисления в ПФР, страховая и накопительная части;

2,9% — отчисления в ФСС по временной нетрудоспособности и в связи с материнством;

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

Также организация перечисляет взносы в ФСС по травматизму. Размер взносов в ФСС на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний регулируются Федеральным законом № 179-ФЗ от 22.12.2005 года. Данным законом введены 32 класса профессионального риска с тарифной сеткой от 0,2%

(1 класс) до 8,5% (32 класс). Если допустить, что организации присвоен

1 класс профессионального риска, размер отчислений в ФСС по травматизму составит 0,2%.

Всего — 30,2% (22% + 2,9% + 5,1% + 0,2%).

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		82

$$C_{с.ф.} = n \cdot C_{з.п.} = 0,302 \times 691200 = 208743 \text{ руб.}$$

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

2. Амортизационные отчисления:

Линейная норма амортизационных отчислений из расчёта срока службы установки 10 лет;

Основное средство стоимостью 2000000 рублей допустим приобретается в июле. Срок полезного использования амортизируемого имущества в соответствии с классификацией 10 лет (120 месяцев).

1. Определяем годовую норму амортизации

$K = x \cdot 100\% = 10\%$ - годовая норма амортизации

2. Ежемесячная норма амортизации

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

3. Годовая сумма амортизации

2000000 руб. / 10лет = 200000 руб.

4. Ежемесячная сумма амортизации

2000000 руб. x 0,833% = 16660 руб.

Итак, амортизацию начисляем с августа в размере 16660 руб./мес.

Затраты на проведение организационно - технического мероприятия представлены в таблице 6

Состав затрат	Сумма затрат, руб.
1. Материальные затраты	2097600
2. Затраты на оплату труда	691200
3. Отчисления на социальные нужды	208743
4. Амортизационные отчисления	200000
Итого основные расходы	3197543
Накладные расходы (40% от основных)	1279017
Всего затраты на мероприятие (C_T)	4476560

5.4. Расчет технико - экономических показателей

Рассчитаем затраты (З) на поверку с привлечением сторонней организацией по формуле:

$$З = (Ц + ЦСМ) * N \text{ год,}$$

где Ц – стоимость поверки ПП (поточный плотномер) сторонней организацией;

ЦСМ – стоимость услуг специалистов центра стандартизации и сертификации; N год – периодичность поверки;

До модернизации:

$$З_1 = (980000 + 48000) \times 1 = 1028000 \text{ (руб.)}$$

После модернизации:

$$З_2 = (0 + 48000) \times 1 = 48000 \text{ (руб.)}$$

Производим расчет экономии затрат на проведение ежегодной поверки поточного плотномера по следующей формуле:

$$Э = З_1 - З_2,$$

$$Э = 1028000 - 48000 = 980000 \text{ (руб.)}$$

Расчет срока окупаемости затрат на мероприятия по покупке пикнометрической установки (ПУ) «Fitzgerald».

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

Рассчитать период окупаемость можно по следующей формуле:

$$A = B / C,$$

где А – показатель окупаемости проекта;

В – размер вложенной в проект суммы;

С – экономия затрат.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		84

Рассчитаем период окупаемости возврата вложений на мероприятия по покупке пикнометрической установки

$$A = 4476560 / 980000 = 4,57 \text{ лет}$$

Формула актуальна при разовых материальных затратах.

Данный расчет подтверждает целесообразность проекта на мероприятия по покупке пикнометрической установки и доказывает, что в перспективе можно существенно сократить эксплуатационные затраты по обслуживанию системы измерений количества и показателей качества нефти.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		85

6 Социальная ответственность

6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

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

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

Предприятие владелец СИКН при эксплуатации обязано:

- соблюдать положения Федеральных законов и иных нормативных правовых актов РФ, а также нормативных технических документов в области промышленной безопасности;
- допускать к работе лиц, удовлетворяющих соответствующим квалификационным требованиям и не имеющих медицинских противопоказаний к работе;
- обеспечивать проведение подготовки и аттестации работников в области промышленной безопасности;
- иметь нормативные технические документы и инструкции,
- обеспечивать наличие и функционирование оборудования, приборов и систем контроля входящих в состав СИКН в соответствии с установленными требованиями;

					Анализ средств измерений количества и показателей качества нефти на примере приемо-сдаточного пункта Томской области		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Ламонов А.В.			Социальная ответственность		
Руковод.		Шадрина А.В.					
Консульт.		Сечин А.А.					
Рук-ль ООП		Брусник О.В.					
					Лит.	Лист	Листов
						86	109
					ТПУ гр.3-2Б5А		

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

– принимать участие в анализе причин возникновения инцидента на СИКН, принимать меры по устранению указанных причин и профилактике подобных инцидентов;

– принимать меры по защите жизни и здоровья работников в случае аварии на СИКН;

вести учет аварий и инцидентов на СИКН.

6.2. Производственная безопасность

В общем случае при эксплуатации коммерческого узла СИКН.

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

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

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

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

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

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

Необходимо своевременно согласно графику, производить производственный контроль за герметичностью фланцевых соединений,

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

оборудования и запорно-регулирующей арматуры, установленной в СИКН.

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

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

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

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

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

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

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

В случае разлива нефти необходимо немедленно выполнить все

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

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

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

6.2.1 Анализ выявленных вредных факторов при эксплуатации СИКН

Отклонение показателей климата на открытом воздухе

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

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

Спецодежда выдается для теплого и холодного периода года.

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

Недостаточное и или слишком интенсивное освещение рабочей зоны

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

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

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

Повышенный уровень шума

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

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

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

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

– использование средств, снижающих шум. К акустическим средствам защиты относятся звукоизоляция, звукопоглощение.

– применяются звукоизолирующие экраны, кожухи, кабины, облицовки, прокладки, опоры, конструктивные разрывы, демпферы, а также глушители шума - реактивные, абсорбционные, комбинированные. Для защиты от непосредственного, прямого воздействия шума используют звукоизолирующие экраны и перегородки;

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

Повышенный уровень вибрации

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

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

Предельно допустимые значения по вибрационному фону, регламентируются ГОСТ 12.1.012-90. Одним из эффективных средств защиты от вибрации рабочих мест, оборудования и строительных конструкций является виброизоляция.

Наибольший эффект дают конструктивные и технологические мероприятия. К ним относятся: совершенствование кинематических схем; изыс-

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

вание наилучших конструктивных форм для безударного взаимодействия деталей и плавного обтекания их воздушными потоками; изменение жесткости или массы для уменьшения амплитуды колебаний и устранения резонансных явлений; применение материалов, обладающих способностью поглощать колебательную энергию и т. п.

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

Повышенная загазованность рабочей зоны

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

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

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

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

6.2.2 Анализ выявленных опасных факторов и мероприятия по их устранению

СИКН относится к категории взрывопожароопасных производств.

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

Опасность механических повреждений

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

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

Электробезопасность

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

Опасность воздействия электрического тока на организм человека зависит от электрического сопротивления тела и приложенного к нему напряжения, силы тока, длительности его воздействия, путей прохождения тока через человека, рода и частоты тока, индивидуальных особенностей человека, окружающей среды и ряда других факторов.

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

Существенное влияние на исход действия электрического тока оказывает путь прохождения тока в теле человека.

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

- изолировать токоведущие части оборудования;
- заземлять точки источника питания или искусственной нейтральной точки;
- применять СИЗ, не проводящие токи;
- устанавливать знаки предостережения в местах повышенной опасности.

При работе с электрооборудованием обслуживающий персонал должен иметь при себе изолирующую подставку, резиновый коврик (дорожку), щитки, диэлектрические перчатки, калоши или боты. **Возможность накопления зарядов статического электричества, их опасность и способы нейтрализации.**

Нефть является диэлектриком, сохраняет электрические заряды в течение длительного времени

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

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

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

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

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

6.2.3 Пожарная безопасность

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

Основными причинами пожара являются:

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

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

В качестве первичных средств пожаротушения рекомендуется использовать: полотна грубо шерстяные, ручные огнетушители, асбестовые, пожарный инвентарь (лопаты, ведра, багры), песок. Первичные средства пожаротушения размещаются вблизи мест наиболее вероятного их применения в безопасном при пожаре месте, с обеспечением свободного доступа.

					Социальная ответственность	Лист
						95
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

6.2.4 Средства и меры по обеспечению безопасности труда и производства

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

- применяемое оборудование и трубопроводы системы обеспечивают герметичность технологических процессов;
- оборудование, арматура и трубопроводы по техническим характеристикам обеспечивают безопасную эксплуатацию объекта;
- приборы и средства автоматизации, устанавливаемые на технологическом оборудовании, соответствуют по степени взрывозащиты требованиям ГОСТ 12.2.020-76, предъявляемым к объектам, размещаемым в взрывоопасной зоне;
- защита от статического электричества по ГОСТ 12.1.030-81 и молниезащита обеспечивают безопасное обслуживание и ремонт оборудования, электроустановок, приборов и щитов;
- предусмотрена герметизация процесса учета нефти и поверки средств измерения, закрытая дренажная система, исключая разлив агрессивной рабочей среды и выделение газа в атмосферу.
- экологическая чистота СИКН обеспечивается отсутствием неконтролируемых утечек. Монтаж и эксплуатация оборудования должны осуществляться с соблюдением требований следующей нормативно-технической документации:
 - ПБ 08-624-03 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»;
 - СНиП 3.05.06-85 "Электротехнические устройства"

					Социальная ответственность	Лист
						96
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

6.3 Экологическая безопасность

Анализ влияния работы СИКН на окружающую среду

При эксплуатации СИКН образуются следующие виды опасных отходов:

- Нефтешлам очистки трубопроводов и подземных емкостей, используемых для хранения учтенной и неучтенной нефти;
 - ± Грунт, загрязненный нефтепродуктами, образуется в результате утечек нефти, при ремонте оборудования, при зачистке трубопроводов;
 - ± Обтирочный материал, загрязненный маслами (содержание масел менее 15%) образуется при ремонтных работах, обслуживании нефтепромыслового и технологического оборудования;
- Мусор от бытовых помещений организаций несортированный (исключая крупногабаритный) образуется в результате производственной деятельности персонала в офисных помещениях месторождений. По мере накопления вывозятся на специализированный полигон;
- Ртутные термометры отработанные и брак образуются в результате эксплуатации ртутных термометров в ИЛН. По мере накопления вывозятся на полигон токсичных отходов г. Томска;
- Ртутные лампы, люминесцентные ртутьсодержащие трубки отработанные и брак образуются в результате замены пришедших в негодность ламп системы освещения помещений и промплощадки. По мере накопления вывозятся на полигон токсичных отходов г. Томска.

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

Воздействие на атмосферу

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

					Социальная ответственность	Лист
						97
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Основными источниками выбросов вредных веществ в атмосферу являются организованные выбросы:

- дыхательные клапана на резервуарах
- дыхательные клапана на дренажных и приемной ёмкостях;
- узел учёта нефти (вентиляционная система). Неорганизованные выбросы:
- запорно-регулирующая арматура и фланцевые соединения.

Воздействие на гидросферу

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

Воздействие на литосферу

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

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

Неорганизованные выбросы:

- запорно-регулирующая арматура и фланцевые соединения.

Воздействие на гидросферу

В процессе эксплуатации СИКН, особого влияния на водные ресурсы земли не происходит. Образование и утилизации отходов производственно-дождевых стоков осуществляется только в специально предназначенные для этого места (ёмкости) с дальнейшим их вывозом на водоочистные сооруже-

					Социальная ответственность	Лист
						98
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ния. Не допускается сброс отходов в водные источники, во избежание загрязнений водных ресурсов.

Воздействие на литосферу

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

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

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

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

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

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

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		99

6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация (ЧС) - это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей. Под источником чрезвычайной ситуации понимают опасное природное явление, аварию или опасное техногенное происшествие, широко распространённую инфекционную болезнь людей, сельскохозяйственных животных и растений, а также применение современных средств поражения, в результате чего произошла или может возникнуть чрезвычайная ситуация ГОСТ Р 22.0.02 – 94.

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

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

					Социальная ответственность	Лист
						100
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Заключение

В ходе проделанной работы выяснили, что система измерений количества и показателей качества нефти играет очень важную роль, которая является неотъемлемой частью при транспортировке нефти в системе магистральных нефтепроводов.

В результате проделанной работы:

- изучен ряд нормативно-технических документов в области эксплуатации и обслуживания действующей системы измерений количества и показателей качества нефти;
- проанализированы прямой и косвенный методы динамических измерений массы нефти;
- произведен расчет погрешностей измерений массы брутто и нетто товарной нефти согласно ГОСТ Р 8.595-2004;
- из расчетов видим, что погрешность при прямом и косвенном методах динамических измерений удовлетворяет требованиям товарно-коммерческих операций согласно МИ 3532 - 2015. В настоящее время прямой метод динамический измерений более востребован по причинам:
 - непосредственного измерения массы продукта по средствам массомера.
 - независимость погрешности измерений от физических свойств рабочей среды (плотность, вязкость и т.д.)

Рассмотрены:

- основные показатели качества нефти;

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
					<i>Анализ средств измерений количества и показателей качества нефти на примере приемо-сдаточного пункта Томской области</i>		
Разраб.		Ламонов А.В.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.				101	109
Консульт.					ТПУ гр. 3-2Б5А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.					

- разобраны характеристики СИКН и требования к их эксплуатации;
- определены пределы допустимой погрешности при определении массы нефти с применением СИКН при ведении ТКО (товарно-коммерческих операций).

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

					<i>Заключение</i>	<i>Лист</i>
						102
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Список использованных источников

1. ГОСТ Р 8.597–2019. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений. – М.: Изд-во стандартов, 2019. – 11 с.
2. ГОСТ 2517–2012 Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб. – М.: Стандартиформ, 2014. – 35 с.
3. МИ 3532–2015 Рекомендация. ГСИ. Рекомендации по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти – Казань, 2015 – 65 с.
4. МИ 2837–2003. Приемо-сдаточные пункты нефти. Метрологическое и техническое обеспечение. – М.: Госстандарт России, 2003. – 41 с.
5. ГОСТ Р 51858–2002 Нефть. Общие технические условия. – М.: Стандартиформ, 2002. – 10 с.
6. Инструкция по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти №1011 и резервной схемы учета ООО «ТНП»
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.: Стандартиформ, 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.: Стандартиформ, 2007. – 60 с.
9. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23–05–95* М.: – Минрегион, 2010 – 75 с.
10. ГОСТ 1510–84 Нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение – М.: Государственный стандарт СОЮЗА ССР, 1984. – 17 с.

					<i>Анализ средств измерений количества и показателей качества нефти на примере приемо-сдаточного пункта Томской области</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Ламонов А.В..			Список использованных источников	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Шадрина А.В.					103	109
<i>Консульт.</i>								
<i>Рук-ль ООП</i>		Брусник О.В.						
						ТПУ гр. 3-2Б5А		

11. ГОСТ 2517–2012 Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб. – М.: Стандартиформ, 2014. – 35 с.
12. ГОСТ 3900–85 Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности. – М.: Международный совет по стандартизации, 1985. – 35 с.
13. ГОСТ 2477–65* Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды. – М.: Государственный стандарт СОЮЗА ССР, 1965. – 4 с.
14. ГОСТ 6370–83* Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей. – М.: Государственный стандарт СОЮЗА ССР, 1983. – 7 с.
15. ГОСТ 21534–76 Нефть. Метод определения содержания хлористых солей. – М.: Государственный стандарт СОЮЗА ССР, 1976. – 8 с.
16. ГОСТ Р 51947–2002 Нефть и нефтепродукты. Определение серы методом энергодисперсной рентгенофлуоресцентной спектрометрии. – М.: Госстандарт России, 2002. – 9 с.
17. ГОСТ 1756–2000 Нефтепродукты. Определение давления насыщенных паров. – М.: Международный совет по стандартизации, 2000. – 19 с.
18. ГОСТ 11851–85 Нефть. Метод определения парафина. – М.: Министерством химической и нефтеперерабатывающей промышленности СССР, 1985. – 13 с.
19. ГОСТ 2177–99 Нефтепродукты. Методы определения фракционного состава. – М.: Международный совет по стандартизации, 1999. – 24 с.
20. ГОСТ Р 50802–95 Нефть Метод определения сероводорода, метил– и этилмеркаптанов. – М.: Государственный стандарт Российской Федерации, 1995. – 11 с.
21. ГОСТ Р 52247–2004 Нефть. Методы определения хлорорганических соединений. – М.: Госстандарт России, 1997. – 39 с.
22. Р 50.2.076–10 Государственная система обеспечения единства измерений. Плотность нефти и нефтепродуктов. Методы расчета. Программа и таблицы приведения – М.: Стандартиформ, 2011. – 138 с.

					Список использованных источников	Лист
						104
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

24. ГОСТ Р ИСО 5725–1–2000 Точность (правильность и прецизионность) методов и результатов измерений. Основные положения и определения. – М.: Управлением метрологии и Научно-техническим управлением Госстандарта России, 2000. – 31 с.

25. 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.

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

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

28. 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.

29. 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.

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

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

					Список использованных источников	Лист
						105
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

33. ГОСТ 12.4.111-82 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Костюмы мужские для защиты от нефти и нефтепродуктов. Технические условия;

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

35. СНиП 3.05.06-85 "Электротехнические устройства";

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

37. ГОСТ 12.1.030-81 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление;

38. ГОСТ 12.2.020-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электрооборудование взрывозащищенное. Термины и определения. Классификация. Маркировка (с Изменениями N 1, 2);

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

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

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

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

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

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

					Список использованных источников	Лист
						106
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Приложение Б

ПАСПОРТ КАЧЕСТВА НЕФТИ

№ _____ от _____ 20__ г.

Пункт приема-сдачи нефти _____
 Лаборатория предприятия _____
 Номер аттестата аккредитации _____
 СИКН № _____
 Резервуар (мера вместимости) _____
 Дата и время отбора пробы _____

№	Наименование показателя	Метод испытаний	Результат испытаний
1.	Температура нефти при условиях измерений объема, °С		
2.	Давление нефти при условиях измерений объема, МПа		
3.	Плотность нефти при температуре и давлении при условии измерений объема, кг/м ³		
4.	Плотность нефти при 20 °С, кг/м ³		
5.	Плотность нефти при 15 °С, кг/м ³		
6.	Массовая доля воды, %		
7.	Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , (%)		
8.	Массовая доля механических примесей, %		
9.	Массовая доля серы, %		
10.	Давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст.)		
11.	Массовая доля сероводорода, млн ⁻¹ (ppm) *		
12.	Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, млн ⁻¹ (ppm) *		
13.	Массовая доля органических хлоридов, млн ⁻¹ (ppm) *		

* предприятия трубопроводного транспорта не заполняют

Пункт 3 заполняют по показаниям поточного плотномера (средневзвешенное значение плотности нефти за смену).

Пункты 4 и 5 заполняют по показаниям поточного плотномера (средневзвешенное значение плотности нефти за смену), приведенным к стандартным условиям.

При отказе поточного плотномера плотность нефти определяют в испытательной лаборатории.

Обозначение нефти по [ГОСТ Р 51858](#) _____.

Представитель испытательной лаборатории	_____	_____
	<i>подпись</i>	<i>И. О. Фамилия</i>
	_____	_____
	<i>должность</i>	<i>предприятие</i>
Представитель сдающей стороны	_____	_____
	<i>подпись</i>	<i>И. О. Фамилия</i>
	_____	_____
	<i>должность</i>	<i>предприятие</i>
Представитель принимающей стороны	_____	_____
	<i>подпись</i>	<i>И. О. Фамилия</i>
	_____	_____
	<i>должность</i>	<i>предприятие</i>

