

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
«Эксплуатация и обслуживание установки промежуточного хранения бензина пиролиза»

УДК 622.692.2:665.73

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б61Т	Бородин А.В.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент (ОНД, ИШПР)	Зарубина О.Н.	к.х.н. доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2020 г.

Планируемые результаты обучения

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или за- интересованных сто- рон</i>
<i>В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>		
<i>Общие по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»</i>		
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться 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-СВО, 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 оборудования	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-1, ОПК-2, ОПК-7, , ПК-19,</i>

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
		ПК20, ПК-21, ПК-22).
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
Р7	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>		
Р8	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочих 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-е).</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, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".</i>
Р10	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>
Р11	Оценивать результаты диагностических обследований, мониторингов, технических данных, показателей эксплуатации объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-</i>

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или за- интересованных сто- рон</i>
		<i>4, ПК-7, ПК-13), тре- бования профессио- нального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>

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

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
3-2Б61Т	Бородин А.В.

Тема работы:

«Эксплуатация и обслуживание установки промежуточного хранения бензина пиролиза»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	28.02.2020 № 59-121/с

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

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к</i></p>	<p>Установка промежуточного хранения бензина пиролиза</p> <p>Эксплуатация и обслуживание установки промежуточного хранения бензина пиролиза</p>
---	---

особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).		
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов (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).		Характеристика видов и методов учета нефтепродуктов. Анализ достоверности учета нефтепродуктов. Исследование возможности применения накладных преобразователей температуры при проведении инвентаризации нефтепродуктов Разработать рекомендации по усовершенствованию процесса учета нефтепродуктов на установках промежуточного хранения бензина пиролиза. Рассчитать бюджет и экономический эффект исследования Рассмотреть охрану труда и промышленную безопасность на рабочем месте.
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)		
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)		
Раздел	Консультант	
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Трубченко Т. Г. Доцент ОСГН ШБИП	
«Социальная ответственность»	Сечин А.А. ассистент ООД	
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:		
Реферат		

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Зарубина О.Н.	к.х.н, доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б61Т	Бородин А.В.		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСО-
СБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б61Т	Бородин А.В.

Школа		Отделение школы (НОЦ)	
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	15.03.04 «Автоматизация технологических процессов и производств»

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Оклад руководителя - 33664 руб. Оклад консультанта - 12664 руб. Материальные затраты – 825 руб.
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Накладные расходы 10%; Районный коэффициент 30% Норма амортизации 33,3 %
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды 30 %

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	Описание потенциальных потребителей, анализ конкурентных технических решений, SWOT-анализ
2. <i>Разработка устава научно-технического проекта</i>	Планирование работ, разработка диаграммы Ганта, формирование бюджета затрат.
3. <i>Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	Оценка сравнительной эффективности исследования. Интегральный показатель ресурсоэффективности – 3.95 Интегральный показатель эффективности 4.384 Сравнительная эффективность проекта – 1.086
4. <i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	Лист 1- Технологическая схема

Перечень графического материала(с точным указанием обязательных чертежей):

1. «Оценка конкурентоспособности НТИ
2. Матрица SWOT
3. График проведения и бюджет НТИ
4. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НТИ

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Трубченко Т. Г.	Доцент К.Э.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б61Т	Бородин А.В.		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б61Т	Бородин А.В.

Школа		Отделение (НОЦ)	
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Техническое перевооружение сливоналивной эстакады продуктов переработки нефти	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения.</p>	<p>– Объектом исследования является автоматическая нефтяная станция. Объект относится к технологическому сооружению повышенной опасности, требующему особых условий эксплуатации. Выявить вредные и опасные проявления факторов производственной среды, возможности негативного воздействия на компоненты окружающей среды, возможные чрезвычайные ситуации на объекте.</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>- Привести специальные правовые нормы трудового законодательства при работе на НС</p> <p>– - Перечислить необходимые организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны</p>
<p>2. Производственная безопасность:</p> <p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p>Проанализировать выявленные вредные факторы при разработке проектируемого решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> - повышенная загазованность воздуха рабочей среды; - отклонение показателей микроклимата в производственном помещении; - повышенный уровень шума; - недостаточная освещенность рабочей зоны. Проанализировать выявленные опасные факторы при разработке проектируемого решения: - подвижные части производственного оборудования, передвигающиеся материалы, разрушающиеся конструкции; - электрический ток; - острые кромки, заусенцы на поверхностях оборудования; - пожаровзрывоопасность

3. Экологическая безопасность:	<i>Проанализировать влияние работ, проводимых в ходе проектируемого решения, на различные компоненты окружающей среды: - анализ воздействия объекта на атмосферу; - анализ воздействия объекта на гидросферу; - анализ воздействия объекта на литосферу; - анализ воздействия объекта на селитебную зону. – Предложить решения по снижению негативного влияния работ на окружающую среду.</i>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<i>Проанализировать возможности возникновения ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения. - Предложить превентивные меры по предупреждению ЧС, а также действия в результате возникшей ЧС и меры по ликвидации её последствий.</i>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент О.О.Д.	Сечин Андрей Александрович	Кандидат технических наук		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б61Т	Бородин А.В.		

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 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 весенний семестр 2020 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

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

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
20.01.2020	<i>Характеристика опасного производственного объекта</i>	10
12.02.2020	<i>Технологическая схема</i>	10
25.02.2020	<i>Литературный обзор</i>	25
14.03.2020	<i>Практическая часть</i>	20
30.03.2020	<i>Финансовый менеджмент</i>	10
15.04.2020	<i>Социальная ответственность</i>	10
02.05.2020	<i>Заключение</i>	5
20.05.2020	<i>Презентация</i>	10

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Зарубина О.Н.	к.х.н. доцент		

СОГЛАСОВАНО:

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

Реферат

Выпускная квалификационная работа 136 с., 17 рис., 24 табл., 51 источников, 1 схема.

Ключевые слова: эксплуатация, установка, резервуар, хранения бензина пиролиза.

Объектом исследования является установка промежуточного хранения бензина пиролиза.

Цель работы – обеспечение эффективности эксплуатации установок промежуточного хранения бензина пиролиза на основе повышения точности и достоверности определения количества нефтепродуктов.

В процессе исследования дана характеристика видов и методов учета нефтепродуктов, проведен анализ достоверности учета нефтепродуктов, возможности применения накладных преобразователей температуры при проведении инвентаризации нефтепродуктов.

В результате, исследования были разработаны рекомендации по усовершенствованию процесса учета нефтепродуктов на установках промежуточного хранения бензина пиролиза.

Область применения: нефтегазовое производство.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Эксплуатация и обслуживание установки промежуточного хранения бензина пиролиза			
Разраб.		Бородин А.В.			Реферат	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Зарубина О.Н.					13	136
Консульт.						ТПУ гр.-32Б61Т		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

Abstract

The final qualifying work is 136 pp., 17 fig., 24 tab., 51 sources, 1 scheme.

Key words: operation, installation, tank, pyrolysis gasoline storage.

The object of research is the installation of intermediate storage of gasoline pyrolysis.

The purpose of the work is to ensure the efficiency of the operation of intermediate gasoline pyrolysis gas storage units based on increasing the accuracy and reliability of determining the amount of oil products.

In the process of the study, a characteristic of the types and methods of accounting for oil products is given, an analysis of the reliability of accounting for oil products, the possibility of using overhead temperature converters when conducting an inventory of oil products is carried out.

As a result of the research, recommendations were developed to improve the process of accounting for petroleum products at the plants for the intermediate storage of pyrolysis gasoline.

Scope: oil and gas production.

					Abstract	Лист
						14
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Обозначения и сокращения

АРМ – автоматизированное рабочее место

БД – база данных

ВБ – измерительный блок

СМО – система массового обслуживания

ИС – измерительные системы

КМП – концептуальная модель применения

ЛВС – локальная вычислительная сеть

МО – местные сопротивления

НЛС – наземное лазерное сканирование

НПО – нефтепродуктообеспечение

ПП – первичный преобразователь

СПГ – сжиженная природная нефть

ТС – текучая среда

ЧЭ – чувствительный элемент

					Эксплуатация и обслуживание установки промежуточного хранения бензина пиролиза			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Бородин А.В.			Обозначения и сокращения	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Зарубина О.Н.					15	136
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр.-32Б61Т		
<i>Рук-ль ООП</i>		Брусник О.В.						

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	17
ГЛАВА 1. ВИДЫ И МЕТОДЫ УЧЕТА НЕФТЕПРОДУКТОВ В ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССАХ	19
1.1 Определение и основные задачи учета нефтепродуктов	19
1.2 Классификация видов и методов учета нефтепродуктов.....	28
1.3 Анализ методов и средств контроля и учета нефтепродуктов в технологических процессах.....	33
1.4 Анализ недостатков существующего метода учета нефтепродуктов.....	57
ГЛАВА 2. ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ УСТАНОВКИ ПРОМЕЖУТОЧНОГО ХРАНЕНИЯ БЕНЗИНА ПИРОЛИЗА	62
2.1 Общая информация.....	62
2.2 Описание процесса эксплуатации установки.....	67
ГЛАВА 3. ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ НАКЛАДНЫХ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЕЙ ТЕМПЕРАТУРЫ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ИНВЕНТАРИЗАЦИИ НЕФТЕПРОДУКТОВ	71
3.1 Требования производителя преобразователей сопротивления по установке	71
3.2 Конструктивные факторы, порождающие дополнительную погрешность измерений температуры	78
3.3 Технические решения по креплению и теплоизоляции накладного преобразователя температуры	83
ГЛАВА 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	92
ГЛАВА 5. Социальная ответственность.....	111
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	127
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	130
ПРИЛОЖЕНИЕ А.....	136

					Эксплуатация и обслуживание установки промежуточного хранения бензина пиролиза			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Бородин А.В.			Оглавление	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Зарубина О.Н.					16	136
<i>Консульт.</i>								
<i>Рук-ль ООП</i>		Брусник О.В.				ТПУ гр.-32Б61Т		

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования. При эксплуатации установок промежуточного хранения бензина пиролиза, в целях повышения эффективности их эксплуатации, особое внимание стоит уделять мероприятиям, направленным на уменьшение потерь нефтепродуктов. Правильно оценить это помогает наличие на предприятии точной информации об объеме перекачиваемого и в наличие на складах нефтепродуктов. Характерная черта нефтепродуктов – это высокая степень точности определение массы, что и является наиболее важной проблемой для предприятий, которые необходимо решать.

Системы снабжения нефтепродуктами предприятий позволяют учитывать все возникающие потери нефтепродуктов.

Чтобы точно определить объем нефтепродуктов необходимо учитывать факторы влияния, а именно: наличие потока с неполным сечением на участках, температурный режим и т.д. Поэтому и требуется разработка новых или совершенствование существующих способов и методов определения массы нефтепродуктов, что и является актуальной задачей в деятельности нефтепромышленных предприятий.

Вопросами учета нефтепродуктов в совокупности с технологическими операциями, связанными с организацией и управлением их движения и хранения, занимались П. Абдуллаев, Р. Акопян, Т. Алиев, М. Анохин, И. Байков, А. Фатхутдинов Ю. Фролов, Д. Цагарели, Л. Яковлев и другие.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Эксплуатация и обслуживание установки промежуточного хранения бензина пиролиза			
Разраб.		Бородин А.В.			Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Зарубина О.Н.					17	136
Консульт.						ТПУ гр.-32Б61Т		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

Анализ существующих методов и средств учета нефтепродуктов показал, что существующие способы и методы имеют ряд недостатков, которые и приводят к получению неточного результата измерения массы нефтепродуктов, так как при эксплуатации промежуточного хранилища пиролизного бензина влияние некоторых внешних факторов, допускающие дополнительная погрешность в измерениях массы не учитывается, и это, как следствие приводит к недостатке в балансе оборота нефтепродуктов на установках промежуточного хранения пиролизного бензина.

Цель исследования – обеспечение эффективности эксплуатации установок промежуточного хранения бензина пиролиза на основе повышения точности и достоверности определения количества нефтепродуктов.

Задачи исследования:

1. Охарактеризовать виды и методы учета нефтепродуктов;
2. Провести анализ достоверности учета нефтепродуктов; а также исследование возможности применения накладных преобразователей температуры при проведении инвентаризации нефтепродуктов;
3. Сформулировать рекомендации по усовершенствованию процесса учета нефтепродуктов на установках промежуточного хранения бензина пиролиза.
4. Проанализировать конкурентоспособность, ресурсоэффективность и рассчитать бюджет проводимой разработки.

Методы исследований. Поставленные в работе задачи решались с использованием системного, логического, структурного анализа.

Исходные данные: существенный практический опыт, собранные материалы и информация.

Структура исследования. Работа состоит из введения, пяти глав, заключения, списка использованных источников, одного приложения.

									Лист
									18
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

ГЛАВА 1. ВИДЫ И МЕТОДЫ УЧЕТА НЕФТЕПРОДУКТОВ В ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССАХ

1.1 Определение и основные задачи учета нефтепродуктов

На сегодняшний день в системах хранения нефтепродуктов используется разные системы контроля уровня налива их.

В основном для хранения нефтепродуктов используют вертикальные стальные резервуары различного объема и типа конструкции, которые требуют при заполнении точного и эффективного инструментального контроля и учета нефтепродуктов.

Основными целями учета нефтепродуктов в резервуарах: учет, контроль и движения материальных запасов; анализ материально-сырьевого баланса; своевременное выявление фактов утечки, недопущение перелива.

Прием и хранение нефтепродуктов, требуют учета объема в наличии и потерь, и здесь использование технических средств измерения одна из самых актуальных задач. Функционирование резервуарного парка напрямую зависит от полноты сведений состояния объектов резервуаров. Для безопасной и эффективной эксплуатации важно иметь точные сведения о наличии продукта в резервуарах. Основная задача системы учета нефтепродуктов – это быстрое предоставление необходимой информации [51]: уровень нефтепродукта, его температура при нахождении в резервуаре, объем незаполненного резервуара, скорость наполнения или слива; критический уровень наполнения; время налива и слива нефтепродукта.

					Эксплуатация и обслуживание установки промежуточного хранения бензина пиролиза			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Бородин А.В.			Виды и методы учета нефтепродуктов в технологических процессах	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Зарубина О.Н.					19	136
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр.-32Б61Т		
<i>Рук-ль ООП</i>		Брусник О.В.						

При этом очень важно, чтобы системы учета могли подавать сигнал оповещения или тревоги при достижении определенного или критичного уровня нефтяных продуктов в резервуаре.

Хранение нефтепродуктов является наиболее уязвимым местом в плане технологических потерь в установках промежуточного хранения бензина пиролиза. Имеются нормированные значения потерь на перекачку, на хранение в резервуаре, на отпуск. Однако велик перерасход нефтепродуктов сверх установленных

норм при технологических операциях. Пожалуй, одной из главных причин является несовершенство измерительных приборов и системы количественного учета нефтепродуктов. Так, например, исследования показали, что вместо нормативной погрешности в 0,5-0,8% в соответствии с ГОСТ Р 8.595 при измерении массы нефтепродукта в резервуаре с помощью ручных средств измерений, на практике составляет более 3%. Из-за этого многие предприятия необоснованно прибегают к нормам естественной убыли и списанию на издержки или недостачи нефтепродуктов.

Высокая погрешность при измерении массы нефтепродукта в первую очередь вызвана, прежде всего, наличием дополнительных систематических и случайных погрешностей. Так, например, анализ погрешности калибровки показывает, что случайные погрешности калибровки возникают из-за ошибок измерения высоты и диаметра резервуара, а также отклонения формы реальных поясов от формы цилиндра.

Погрешность измерения уровня в ходе определения массы нефтепродукта складывается из погрешности измерения и допустимого отклонения действительного значения длины измерительной рулетки. Измерение при спокойной поверхности нефтепродукта можно провести с точностью до 1 мм. По ГОСТ 7502-98 [15] допустимые отклонения действительного значения всей длины рулетки третьего класса точности составляют: $\pm 2,5$ мм для рулетки длиной 10 м; ± 4 мм для рулетки длиной 20 м. При отсутствии по ГОСТ промежуточных длин рулеток абсолютная

					Виды и методы учета нефтепродуктов в технологических процессах	Лист
						20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

погрешность измерения уровня при использовании рулетки длиной 10 м составляет 3,25 мм. Следовательно, величина относительной погрешности измерения уровня нефтепродукта при средней высоте уровня нефтепродукта $H = 5-6$ м можно принять равной 0,06%. Кроме того, применение рулеток с лотом (и метроштоков) имеет ряд недостатков: отсутствие оперативности в учете количества нефтепродуктов, что не позволяет своевременно обнаружить его потери; большая погрешность измерения уровня нефтепродуктов, что не дает возможности использовать результаты измерения для расчетов; инструментальная погрешность метроштока составляет ± 2 мм, а погрешность измерения уровня нефтепродукта может достигать ± 10 мм; наличие дополнительных погрешностей, вносимых: изменением длины метроштока при различных температурах, динамическими колебаниями уровня при опускании метроштока в резервуар, образование мениска вследствие смачивания поверхности метроштока или ленты рулетки, наличие пены на поверхности нефтепродукта (характерно для дизельного топлива), субъективными погрешностями считывания.

В результате получается, что погрешность измерения уровня нефтепродукта с помощью рулетки значительно превышает инструментальную и может достигать 10-20 мм. Изменение погрешности СИ во времени является нестационарным случайным процессом, совокупность реализаций которого характеризуется некоторым законом распределения плотности вероятности в определенный момент времени. В результате, технико-экономическое обоснование метрологического обеспечения процедур измерения требует количественного и качественного понимания воспроизводимости физических величин и передачи их размеров о точности и методологии измерения. Следует отметить, что данные об ошибках измерения основаны на конкретных условиях измерения. Эти обстоятельства определяют соответствующие значения надежности и ошибки.

Для обеспечения единообразия измерений необходимо установить уровень точности измерений, при котором ошибка будет известна с заданной вероятностью. Одним из способов повышения достоверности измерений может быть техническая

					Виды и методы учета нефтепродуктов в технологических процессах	Лист
						21
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

разработка стандартов и пересмотр методов нормализации метрологических характеристик средств измерений, как метода отображения непрерывного значения размера числом с ограниченным числом цифр.

Рассмотрим измерительно-вычислительные комплексы или иными словами измерительные системы (ИС), действие их основано на методах прямого или косвенного динамического измерения, которые используются для учета нефтяных продуктов и в логистики движения их по сети.

Состав ИС зависит от используемого метода измерения (прямого или косвенного) массы и объема нефтепродуктов, например в него входят: различные средства измерения жидкости, термопреобразователи, поточные плотномеры, датчики давления и другие приборы.

Наиболее часто в данное время используется ИС для учета нефтепродуктов по методу проверки, основанному на косвенных измерениях, где фактический размер полученной или выпущенной массы нефти через ИС оценивается на основе прямых измерений объема, температуры, плотности, давления и т. д. Этот способ проводится, как поэлементная проверка компонентов ИС, т. е. погрешность измерения массы нефтяного продукта, полученного или выпущенного через ИС, определяется ошибками его отдельных составляющих (средства измерения массы или объема потока жидкости, денситометры, датчики давления, термопреобразователи и т. д.). Далее по полученным данным погрешности измерения компонентов ИС, методом расчета определяется погрешность измерения массы нефтяного продукта в целом по ИС.

Таблица 1 – Сравнительный анализ комплектной и поэлементной поверки ИС

Комплектная поверка ИС	Поэлементная поверка ИС
Преимущества:	Преимущества:
Прямые измерения; Низкая трудоемкость; Простота реализации поверки;	Отсутствие конструктивных ограничений к применению; Сложность реализации; Косвенные измерения;

Комплектная поверка ИС	Поэлементная поверка ИС
Объективная оценка работы ИС как иное целое Конструктивные ограничения по применению	Необъективная оценка работы ИС

При комплектной поверке ИС поверяют в полном комплекте его составных частей, без нарушений взаимосвязи между ними. Погрешности, которые при этом определяются, рассматривают как погрешности, свойственные системе в целом. При этом ИС находится в условиях, максимально приближенных к реальным условиям эксплуатации, что позволяет в ходе поверки попутно выявить многие присущие поверяемой ИС недостатки: дефекты внутреннего монтажа, неисправности переключающих устройств и т. п. С учетом простоты и приемлемой достоверности, результатам комплектной поверки всегда отдают предпочтение. В случае невозможности реализации комплектной поверки, ввиду отсутствия рабочего эталона или несоответствия требованиям точности или пределам измерений, применяют поэлементную поверку различных средств измерений, входящих в установки промежуточного хранения бензина пиролиза [2].

По мнению автора ИС в зависимости от используемого метода измерения массы нефтяного продуктов должна состоять в следующей минимальной комплектации средств измерения массового или объемного расхода жидкости и поточного плотномера, т. е. разрабатываемая установка должна позволять оценить метрологические характеристики как ИС в целом, так и ее отдельных компонентов. В то же время обладать необходимой точностью измерения, в соответствии с поверочными схемами [16; 17; 19], и удовлетворять требованиям, предъявляемым к ее конструкции [18; 20; 23].

Сопоставительный анализ указанных документов и исследования, проведенные авторами [42; 43; 44; 45; 46; 47], позволили обобщить и сформулировать требо-

вания, которые обеспечивали бы необходимую точность измерения массы нефтепродукта в условиях эксплуатации установок промежуточного хранения бензина пироза . Данные требования выглядят следующим образом:

- создание (предоставление) возможности проверки как массовым, так и массовым методами с учетом проверки (самоконтроля) полученных результатов измерений при поверке

- обеспечение конструктивной защиты при промежуточном хранении пиролизного бензина от воздействия внешних факторов в условиях проверки;

- предоставление возможности измерения контролируемых параметров с исключенным внешним воздействием на установку во время проверочных измерений с последующими изменениями;

- обеспечение установки средствами для индикации превышения предельного значения ее наклона относительно вертикальной и горизонтальной плоскостей;

- возможность осуществления операции «ноль» или балансировки контейнеров после каждого движения установки;

- введение дополнительных датчиков контроля внешних условий при выполнении измерений;

- установка должна работать в широком диапазоне рабочих температур жидкости и окружающей среды; чтобы минимизировать влияние человеческого фактора на результат проверки, процесс проверки должен осуществляться в автоматическом или полуавтоматическом режимах работы.

					Виды и методы учета нефтепродуктов в технологических процессах	Лист
						24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

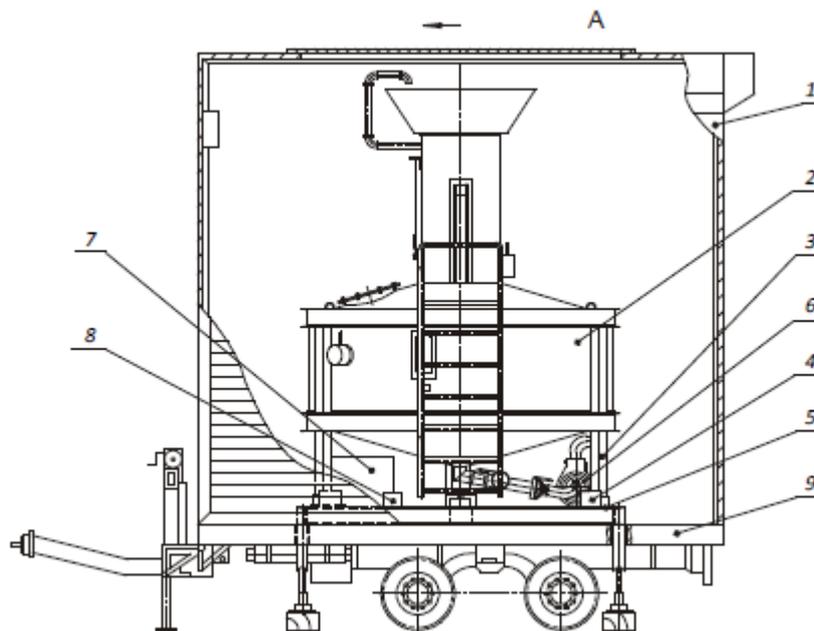


Рисунок 1 – Принципиальная схема передвижной установки для поверки средств измерения массы или объема: 1 – ветрозащитный кожух; 2 – объемное устройство; 3 – штатив; 4 – датчик веса; 5 – опорная рама; 6 – насос; 7 – вторичный прибор; 8 – датчик наклона; 9 – шасси

Данное устройство калибровочной установки позволяют проводить полную проверку ИС, которая включает в себя контроль работоспособности ИС и измерителей объема и массы жидкости во время их работы без демонтажа рабочего измерительного прибора, что сказывается на эффективности использования трудозатрат на подготовку и проведение проверочных работ. Все это означает, что положительный эффект в результате применения предлагаемой установки достигается за счет повышения стабильности метрологических характеристик ИБ на протяжении всего межповерочного периода за счет устранения всех компонентов систематической погрешности измерений и снижения затрат за счет осуществления полной проверки.

Единство измерений в РФ регулируется Федеральным законом № 102-ФЗ, приказом Министерства промышленности и торговли, Министерства энергетики и др. Основным видом государственного контроля является работа по обеспечению единства измерений в Российской Федерации, согласно этому закону. Приказом

					Виды и методы учета нефтепродуктов в технологических процессах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

Минэнерго России от 15 марта 2016 г. № 179 установлено, что все эти измерительные приборы массы подлежат проверки, а продукт должен находиться в емкости, поскольку мера вместимости - это средство измерения объема товара.

Резервуар – это часть технологического комплекса предприятия, который используется для безопасного хранения нефтепродуктов, а также учета операций, как измеритель объема нефтепродуктов.

На основании изложенного видно, что резервуары двойного функционального назначения на предприятиях: технологического и метрологического.

В настоящее время одним из проблемных вопросов обеспечения и ведения учета нефтепродуктов является вопрос законности классификации резервуаров в качестве средств измерений.

В действующих нормативных документах на сегодняшний день существуют следующие определения понятия «резервуар»:

1.Резервуар вертикальный цилиндрический стальной: Наземное строительное сооружение, предназначенное для приема, хранения, измерения объема и выдачи жидкости (по ГОСТ 31385).

2.Резервуар вертикальный стальной: Стальной сосуд в виде стоящего цилиндра с днищем, стационарной кровлей или плавающей крышей, применяемый для хранения и измерений объема жидкостей (по ГОСТ 8.570).

3.Резервуар горизонтальный стальной: Металлический сосуд в форме горизонтально лежащего цилиндра со сферическими, плоскими, коническими или усеченно-коническими днищами, применяемый для хранения и измерений объема жидкостей (по ГОСТ 8.346-2000).

4.Резервуар (для нефтепродуктов): Сооружение, предназначенное для приема, накопления и сдачи нефтепродуктов. Резервуары в ряде случаев можно использовать для измерения объема и/или хранения нефтепродуктов (по ГОСТ Р 57512-2017).

5.Мера вместимости: Средство измерений объема нети/нефтепродуктов, имеющее свидетельство о поверке и утвержденную градуировочную таблицу. К мерам

					Виды и методы учета нефтепродуктов в технологических процессах	Лист
						26
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

вместимости относятся вертикальные резервуары, горизонтальные резервуары, резервуары (танки) речных и морских наливных судов железнодорожные цистерны (по ГОСТ Р 8.903).

Приказом Минпромторга России №1815 от 02.07.2015 г. установлено неукоснительное требование, предъявляемое ко всем без исключения средствам измерений об оформлении на них свидетельства о поверке с указанием в нем регистрационного номера утвержденного типа средства измерений в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

Согласно РМГ 29-99 «Метрология. Термины и определения» термин «средство измерений» определяется как техническое средство, предназначенное для измерений, имеющее нормированные метрологические характеристики, воспроизводящее и (или) хранящее единицу физической величины, размер которой принимают неизменным (в пределах установленной погрешности) в течение известного интервала времени.

Базовая высота резервуара вертикальных резервуаров - это расстояние по вертикали от точки соприкосновения дна с рулеткой до верхнего края измерительной двери или до рисков, связанных с направляющей планкой измерительной дверцы

А расстояние по вертикали от точки плоскости, взятой за ориентир по верхней горловине резервуара считается базовой высотой горизонтальных резервуаров.

Форма резервуара как гигантской структуры типа тонкой раковины (высотой около 20 м, вместимостью до 100 000 м³) не является стабильной и изменяется под воздействием физических сил при заполнении и перекачке, при атмосферных условиях. перепады температур при естественной усадке дна обусловлены тем, что это здание так устроено в соответствии с конструктивными особенностями и это нормальные процессы при его эксплуатации.

Резервуар не знает своей ошибки при измерении объема продукта. Единственной нормативной метрологической характеристикой резервуара, измеряющей вместимость, средством измерения объема продукта является таблица калибровки

					Виды и методы учета нефтепродуктов в технологических процессах	Лист
						27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

емкости (емкость зависит от уровня наполнения резервуара при нормализованной температуре) с фиксированной погрешностью измерения вместимости: не более 0,1% для резервуаров с номинальной вместимостью от 5000 м³ до 50 000 м³ не проходит процедуру сравнения со стандартом, как это принято для всех реальных измерительных приборов. Кроме того, эта ошибка в определении вместимости (не более 0,1%) является не ошибкой в определении объема жидкости в резервуаре, а ошибкой в определении емкости самого резервуара. Калибровочная таблица строится двумя методами: объемным и геометрическим. Используя объемный метод, зависимость емкости от уровня жидкости рассчитывается при последовательном дозированном заполнении ПБЦ. Используя геометрический метод, калибровочная таблица рассчитывается в соответствии с результатами измерений самого резервуара (окружность первого ремня, толщина стенки вдоль ремней, вертикальное отклонение генераторов). Как видно из представленного выше эти методы калибровки резервуаров не способны в полной мере обеспечить качественное сравнение со стандартом и, как результат отсутствует контроль над качеством хранения и воспроизведения единицы измерения, также нет возможности определить стабильность и изменить погрешность объема емкости резервуара во время работы.

1.2 Классификация видов и методов учета нефтепродуктов

Виды учета нефтяных продуктов классифицируется по целям учета, а именно оперативный и коммерческий. Оперативный учет осуществляется в пределах предприятия с целью оперативного контроля или оценки результатов производственной и хозяйственной деятельности отдельных подразделений. Коммерческий учет происходит при хозяйственных операциях купли-продажи нефтяного продукта между предприятиями – поставщиками. Стоит обратить внимание, что методы, требования точности измерений и технические средства оперативного и коммерческого учета

					Виды и методы учета нефтепродуктов в технологических процессах	Лист
						28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

различаются. Так при оперативном учете они устанавливаются непосредственно самим предприятием, а при коммерческом учете требования к используемым методам измерений, средствам измерений, точности измерений и организации учета определяются стандартами и принятыми в установленном порядке другими нормативными документами и соглашениями сторон [48].

Определить массу и объема нефтепродуктов возможно с помощью использования объемно-массового статического и динамического метода измерения, статического взвешивания и взвешивания во время движения.

Объемно-массовый статический метод - это масса нефтепродукта по их объему, плотности и температуре. Объем нефтепродуктов определяется при помощи градуированных резервуаров и средств измерений уровня нефтепродуктов в резервуарах, железнодорожных цистернах, танках судов или по полной вместимости мер (автоцистернах, прицепах-цистернах, полуприцепах-цистернах).

Следуя историческому экскурсу, в 80-х годов XX в. вплоть до 2003 г. действовал ГОСТ 26976 «Нефть и нефтепродукты. Методы измерения массы» [9] (введенный взамен ГОСТ 8.370-80 и ГОСТ 8.378), согласно которому, границы относительной погрешности метода не должны превышать: $\pm 0,5\%$ при измерении массы нетто нефтепродуктов от 100 т и более; $\pm 0,8\%$ при измерении массы нетто нефтепродуктов до 100 т и отработанных нефтепродуктов.

В период с 2003 по 2004 г. успел вступить в силу и быть отмененным ГОСТ 8.595-2002 «ГСОЕИ: Масса нефтепродуктов. Общие требования к методам выполнения измерений» [24], в котором понятие нефтепродукта объединяется в один термин «продукт», используемый в рамках указанного нормативного документа.

Начиная с 2005 г. и по настоящее время актуальным является ГОСТ 8.595-2004 [25].

Объемно-массовым и массовым динамическим методами определяется масса нефтепродуктов непосредственно в нефтепродуктопроводах, а также при отпуске

					Виды и методы учета нефтепродуктов в технологических процессах	Лист
						29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

нефтепродуктов в автоцистернах и железнодорожных цистернах на автоматизированных системах налива. Согласно этим методам, объем или массу нефтепродуктов измеряют с применением объемных или массовых счетчиков.

Согласно ГОСТ 8.595-2004 на данный момент пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефтепродукта не должны превышать: 0,40 % при прямом методе статических измерений взвешиванием на весах расцепленных цистерн; 0,50% при прямом методе статических измерений взвешиванием на весах движущихся нерасцепленных цистерн и составов из них; 0,25 % при прямом и косвенном методах динамических измерений; 0,50 % при косвенном методе статических измерений и косвенном методе измерений, основанном на гидростатическом принципе, массы продукта от 120 т и более; 0,65% при косвенном методе статических измерений и косвенном методе измерений, основанном на гидростатическом принципе, массы продукта до 120 т.

Прямым методом измеряют массу нефтяного продукта в таре, железнодорожных и автомобильных цистерн, путем взвешивания на весах для статического взвешивания среднего класса точности по ГОСТ 29329-92 «Весы для статического взвешивания. Общие технические требования» [10] с количеством поверочных делений не менее 3000, который действовал с 1994 по 2010 г. Границы относительной погрешности метода не должны были превышать: $\pm 0,5$ % во время измерения массы нетто нефтепродуктов, а также массы битумов; $\pm 0,3$ % во время измерения массы нетто пластичных смазок. Начиная с 2010 г. и по настоящее время актуальным является ГОСТ Р 53228-2008 «Весы неавтоматического действия. Часть 1. Метрологические и технические требования. Испытания» [23].

Масса нетто нефтепродуктов определяется как разность между массой брутто и массой воды и тары.

Одним из методов измерений нефтяных продуктов является объемно-массовый метод измерений, которым определяется масса нефтяного продукта по его объему и

					Виды и методы учета нефтепродуктов в технологических процессах	Лист
						30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

плотности. Объем нефтепродукта определяется из градуировочных таблиц по измеренному уровню в резервуарах, железнодорожных цистернах, танках судна или по полной вместимости указанных емкостей. Объем можно также измерять счетчиком жидкости.

Повышение точности измерений позволяет определить недостатки тех или иных технологических процессов и устранить эти недостатки. Основным средством измерительной техники системы автоматизированного налива является расходомер (счетчик).

Сегодня большое распространение получили расходомеры Кориолиса – устройство для измерения расходов в однофазных потоках жидкости, нефти, летучего вещества [50]. Наиболее полную информацию о параметрах нефтепродуктов получает вычислитель массовых кориолисовых расходомеров MicroMotion, TrioMass и Yokogawa. Кориолисовая технология обеспечивает измерение массового расхода, объемного расхода, плотности и температуры с помощью одного прибора. Такие измерители являются наиболее точными и надежными устройствами, которые измеряют массовый расход, объемный расход, плотность и температуру фактически любой технологической жидкости. Вследствие того, что масса является параметром, независимым от других физических параметров, а также от окружающих условий, в которых проводится измерение, измеритель практически не подвержен влиянию изменений температуры, давления, плотности, вязкости и профиля эпюры скоростей потока. Дополнительное оборудование имеет минимальную стоимость (нет необходимости в прямых участках, блоках качества с измерителями плотности и вискозиметрами, датчиках давления, температуры и др.). К современным средствам измерительной техники выдвигается ряд основных требований [5; 29]: обеспечение возможности выполнения не только однократных, но и многократных массовых измерений; обеспечение совместимости различных измерительных приборов и их составных частей между собой и со средствами вычислительной техники; обеспечение расширения функциональных возможностей и автоматизации процесса измерений с последующей

					Виды и методы учета нефтепродуктов в технологических процессах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

обработкой полученных результатов. Кроме того, преимущество должно отдаваться встроенным системам измерений и контроля модульного построения. Ультразвуковые расходомеры являются одними из наиболее перспективных средств измерительной техники благодаря многим достоинствам, одним из которых является их приспособленность к созданию автоматизированных систем измерения и учета текучих сред. В основу научно-технической базы системы измерения и учета расхода текучей среды должна быть положена концептуальная модель применения (КМП) ультразвуковых расходомеров в составе нормативного, аппаратурного и программного компонентов. Нормативный компонент КМП должен включать: государственные, отраслевые стандарты, стандарты предприятия; нормативную документацию (технические условия на производство продукции по видам, инструкции по эксплуатации и т. п.); организационно-распорядительную документацию (ведомственные приказы и другие документы, регламентирующие порядок разработки, производства, испытаний продукции и ее поставки заказчикам и т. п.).

Факторы, влияющие на уменьшение точности, увеличение количества промахов и наличие погрешностей измерения, представленные в работе В. Кравченко [28]. Основными факторами являются: вязкость жидкости; сила поверхностного натяжения; величина расхода; резонансная частота расходомера; конструкция сенсора и его размер; разрыв измерительного потока нефтепродукта; рабочее давление в расходомере (слабость насосов, неисправность электромагнитных клапанов); степень турбулентности (великоват диаметр труб на выходе из расходомера); появление двухфазного потока (выделение легких фракций или появление пены НП). В дополнение, при достижении определенного порога аэрации, расходомер Кориолиса вообще может сбиться с резонансной частоты и прекратить работать. Причем указанный порог также варьируется в зависимости от вышеперечисленных параметров. Все это представляет кардинальную проблему в измерениях расхода сред, где однофазный поток

					Виды и методы учета нефтепродуктов в технологических процессах	Лист
						32
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

может превратиться в двухфазный. Поэтому, при использовании расходомера Кориолиса для измерения расхода нефтепродуктов необходимо обязательно учитываться выше перечисленные факторы.

Влияние факторов на работу системы автоматизированного налива может привести к нарушению нормативных документов, в соответствии с установленной погрешностью измерения отпущенного нефтепродукта. Поэтому возникает вопрос в разработке системы контроля автоматизированным наливом, которая с помощью дополнительных измерительных каналов контролировала бы влияние факторов на условия и процесс измерения и информировала бы оператора об имеющихся неисправностях или несоответствиях в работе системы.

Для измерения количества отпускаемого или принимаемого нефтепродукта используются счетчики различных конструкций. Различают счетчики: 1) турбинные; 2) объемные; 3) массовые; 4) ультразвуковые; 5) прочие. Номенклатура применяемых счетчиков ограничивается требованиями, предъявляемыми к приборам. Они должны иметь относительную погрешность, находящуюся в допустимых пределах и большую пропускную способность.

1.3 Анализ методов и средств контроля и учета нефтепродуктов в технологических процессах

В зависимости от агрегатного состояния, все вещества могут находиться в твердом, жидкостном и газообразном состояниях. Два последних в гидромеханике объединяют понятием «жидкости», которые, в свою очередь, разделяют на те, что мало сжимаются (капельные), и те, что сжимаются, то есть изменяют свой объем; различают также пару как газообразную вещество с неустойчивым агрегатному состоянию. Далее в работе под термином «вещество» будем понимать некоторое текучую среду (ТС) – любая жидкость, нефть, пар или их смесь, которое перемещается в закрытом канале.

					Виды и методы учета нефтепродуктов в технологических процессах	Лист
						33
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Методы измерений расхода ТС базируются на преобразовании энергии потока в другие виды энергии, более удобные для измерений, или в электрический сигнал. Поэтому структуру расходомера можно представить, как совокупность первичного преобразователя (ПП), измерительного блока (ВБ) и отсчетного устройства (ИУ). Функции ВБ и ВП могут быть объединены в структуре вычислительного устройства (ОП). Кратко рассмотрим и проанализируем методы измерения расхода текущей среды, которые составляют свыше 90% всех упомянутых выше, то есть методы переменного перепада давления, электромагнитные, ультразвуковые, турбинные, термоанемометрические и вихревые методы. Метод измерения расхода по перепаду давления основан на зависимости перепада давления в неподвижном установленном устройстве, сужается, от расхода измеряемого вещества (жидкости, нефти, пара). Преимуществами метода переменного перепада давления (фактически единого стандартизированного в полном объеме) является: удобство и универсальность; унификация и взаимозаменяемость элементов измерительной схемы (суживающего устройства, дифманометра, соединителей, вспомогательных и вторичных устройств); возможность определения градуировочной характеристики расходомера расчетным путем; возможность измерения расхода жидкостей, газов и пара при различных температурах и давлениях.

Однако, данному методу присущи и серьезные недостатки, основные из которых обусловлены: сопряжение объекта измерения (перепада давления) с измеряемым параметром; возможностью применения для измерения только однофазных текучих сред; со сложностью промышленного применения при небольших затратах ТС, в пульсирующих потоках, потоках, содержащих посторонние примеси; в наличии достаточно длинных прямых отрезков трубопровода; ограничением максимального диаметра трубопровода; измерений при реальных условиях эксплуатации: границы относительной погрешности измерения расхода такими СИТ, как правило, составляют $\pm(1,5-8)\%$, которые при индивидуальной аттестации СИТ и применении высокоточных дифманометров могут достигать $\pm(0,5-1,0)\%$.

					Виды и методы учета нефтепродуктов в технологических процессах	Лист
						34
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

К наиболее эффективным средствам измерения гидродинамических параметров движущихся сред относятся средства, реализующие электромагнитный метод измерения расхода.

Электромагнитные расходомеры имеют ряд преимуществ и, в первую очередь: показания расходомера не зависят от вязкости и плотности жидкости, наличие проводящих твердых и газообразных включений; шкала прибора линейная; преобразователь расхода практически безинерционный и не создает потерь давления. Правда, зависимость показателей МГД-измерителей от физико-химических свойств, измеряемых жидкости разработчики ЗСТ свели к приемлемому с помощью применения измерительной аппаратуры с высоким входным сопротивлением. Однако, особенность формирования сигнала МГД-измерителей за счет распределения в измерительной среде индуцированных электрических токов и на сегодня остается принципиальным фактором, который ограничивает реальные метрологические возможности электромагнитного метода.

Кроме того, к числу недостатков электромагнитных расходомеров следует отнести: расходомеры требуются индивидуальная градуировка влияние многих электрических помех, электрохимических процессов в жидкости, наличие металлических включений в потоке и т.п., что приводит к усложнению измерительной схемы, затрудняет изготовление расходомеров класса выше 1,0 и усложняет их эксплуатацию; и главное – такие ЭМИ способны обеспечивать измерение расхода только электропроводящей жидкости и поэтому совершенно непригодны для измерения расходов газов и паров.

Расходомеры, принцип действия которых основан на преобразовании скорости движения рабочего тела, что вращается под воздействием потока, в пропорциональный объемный расход измеряемой среды, называют тахометрическими. В большинстве случаев рабочее тело – преобразователь расхода – это турбина, шарик и т. др. Если необходимо провести измерения расхода массы, то тахометрические расходомеры оснащаются плотномер и вычислительными устройствами. Преимуществами

					Виды и методы учета нефтепродуктов в технологических процессах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

турбинных расходомеров являются: возможность измерения расхода сред в широком диапазоне от 5 до 10-9 м³/с до 2 м³/с при давлении до 250 МПа и температурах от минус 240 до 700 до 700; широкий диапазон физико-химических свойств среды; малая инерционность, обеспечивающая измерение средних и мгновенных затрат с минимальными погрешностями; высокая точность: границы относительной погрешности турбинных расходомеров составляют $\pm(0,10-1,0)\%$. Однако, этим ЗСТ присущ и ряд принципиальных недостатков, которые обусловлены в первую очередь следующим: наличием механического трения деталей и составных частей расходомера; чувствительностью к механическим загрязнениям среды, пневмоударам; наличием сопротивления у ВТ, в результате чего возникают потери давления; более узким диапазоном типоразмеров; шумностью. Все это ограничивает широкое распространение таких ЗСТ в реальных условиях эксплуатации.

Термоанемометрический метод измерения расхода использует известную зависимость между количеством теплоты, теряет чувствительный элемент (ЧЭ) преобразователя, и скоростью движения текучей среды.

Существуют два типа термоанемометров, принципиально отличающихся: термокондуктивные и термоэлектрические анемометры. В термокондуктивных анемометрах сопротивление ЧЭ играет основную роль при измерении расхода. Чувствительный элемент (тонкий металлический, платиновый или никелевый провод) включают в мостовую схему, и измеряют либо его сопротивление при постоянной подводимой мощности, либо мощность нагрева при постоянной величине сопротивления. Таким образом, реализация этого типа расходомеров основан на использовании метода мостовых схем.

Термоэлектрические анемометры отличаются от термокондуктивных наличием дополнительного полупроводникового сопротивления или термопары используют для измерения температуры у поверхности чувствительного элемента. В приборах этого типа измерительный цепь может быть физически отделен от нагревательного и

					Виды и методы учета нефтепродуктов в технологических процессах	Лист
						36
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

тогда измерения проводят по методу амперметра-вольтметра. Преимуществом термоанемометрических расходомеров является: широкий диапазон измеряемых скоростей расхода потока. расходы, что обеспечивается за счет алгоритмического корректировки процесса измерения: методами аналитического расчета выходного сигнала чувствительного элемента строят совокупность распределения скоростей в сечении потока и проводят перерасчет информативного сигнала до нужного скоростного диапазона; малая величина тепловой инерции применяемых термоэлементов, что обеспечивает высокое быстродействие при измерении расхода пульсирующих потоков, смесей веществ и позволяет использовать термоанемометрические расходомеры при высокоточных измерениях гидродинамических испытаниях и градуировке расходомеров других типов; возможность учета теплофизических параметров измеряемой среды как функций температуры и давления.

Основными недостатками термоанемометров считаются недостаточная стабильность градуировки, обусловленная старением чувствительного элемента вследствие перекристаллизации материала и хрупкость чувствительного элемента. В процессе эксплуатации происходит неизбежное окисление термоэлектродов, выпаривания из них, диффузия компонентов сплавов, а также другие физико-химические процессы, приводящие к изменению коэффициента Зеебека, который определяет чувствительность ЧЭ до температуры и, как следствие, меняются МХ СИТ и появляется дополнительная погрешность. Эти трудности частично преодолевают путем искусственного «старения» ЧЭ и его герметизации, что должно исключать контакт чувствительного элемента с измеряемой средой. Термоанемометрические методы измерения расхода ТС считают потенциально наиболее точными, что можно считать их главным достоинством и широким распределением при проведении научных исследований в лабораторных условиях. Однако, в реальных условиях эти ЗСТ обеспечивают заявленные погрешности лишь в чистых потоках с неизменными теплофизическими характеристиками и необходимостью очистки ЧЭ от загрязнения, что в край ограничивает их использование при натурных измерениях.

					Виды и методы учета нефтепродуктов в технологических процессах	Лист
						37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Вихревой метод измерения расхода основан на явлении вихреобразования при помощи винтообразных шнеков или за счет обтекания потоком текучей среды тел треугольной, цилиндрической и других форм. Вихревые расходомеры разделяются на три существенно отличающиеся группы:

1. Имеющие в первичном преобразователе неподвижное тело, при обтекании которого с обеих его сторон попеременно возникают вихри, которые срываются и создают пульсации давления;

2. В первичном преобразователе которых поток закручивается и, попадая в расширенную часть трубы, процессует, создавая при этом пульсации давления;

3. В первичном преобразователе которых, струя, вытекающая из отверстия, совершает автоколебания, создавая также пульсации давления. Преимуществами вихревых расходомеров является отсутствие движущихся частей, простота и надежность преобразователя расхода, независимость показателей от давления и температуры, линейность шкалы, стабильность показателей. Однако, этим ЗСТ присущ и ряд недостатков и, в первую очередь: значительная потеря давления (до 50 кПа); ограничение использования при малых скоростях, по причине трудности измерения сигнала, имеющего малую частоту; возможность использования только для труб с диаметром от 25 мм до 300 мм. Использовать эти ЗСТ в трубопроводах крупных диаметров сложно, а при малых диаметрах нет устойчивого вихреобразования. Оптимальный диапазон их использования – при $Re < (10^3-10^4)$; немало конструкций этих расходомеров непригодны для измерения загрязненных и агрессивных веществ, которую нарушают работу преобразователей выходного сигнала, при этом границы относительной погрешности этих СИТ составляют $\pm (1,5-2,0) \%$.

Ультразвуковой метод измерения расхода использует: зависимость скорости распространения ультразвуковой волны от скорости и направления потока измеряемой среды; изменения, которые возникают при отражении ультразвуковой волны от неоднородностей измеряемой среды, то есть эффект Доплера. Существует также ульт-

					Виды и методы учета нефтепродуктов в технологических процессах	Лист
						38
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

тразвуковой метод определения расхода ТС, основанный на измерении сдвига ультразвуковой волны, направленной перпендикулярно к направлению потока, измеряемым потоком. Преимущества ультразвуковых расходомеров заключаются в следующем: теоретически неограниченный диапазон измерений; невысокая погрешность ультразвуковых расходомеров – $\pm (0,5-2,5)\%$; возможность применения расходомеров для измерительных трубопроводов (ВТ) больших диаметров; высокая надежность первичного преобразователя, обусловленная отсутствием движущихся частей; высокая надежность приемо-передающих элементов; возможность бесконтактного измерения любых ТС; способность отслеживать быстрые изменения скорости потока, что обеспечивает возможность измерения расходов потоков с частотой пульсаций до 10 кГц; отсутствие искажений потока измеряемой среды и потери давления, обусловленные отсутствием выступающих элементов в измерительном канале; стабильность метрологических и эксплуатационных характеристик в течение длительного времени; высокая чувствительность, которая может обеспечить основную приведенную погрешность, не превосходит десятых долей процента при условии индивидуальной градуировки; возможность измерения реверсивных потоков; возможность определения дополнительных параметров потока (плотности, скорости звука и т. д.).

К недостаткам рассмотренных ультразвуковых расходомеров следует отнести: зависимость скорости распространения ультразвука от физико-химических характеристик измеряемой среды, в частности от его плотности, которая является меняющейся с изменением давления, температуры, состава, концентрации компонентов измеряемых веществ, что надо компенсировать или учитывать при обработке результатов измерений; зависимость показаний от числа Рейнольдса, обусловленное тем, что измеряется не истинная средняя скорость потока, а средняя его скорость вдоль линии излучения ультразвука; паразитные сигналы; погрешности измерения, возникающие при вычислении разности времен перемещения сигналов вдоль и против направления потока, которые обусловлены асимметрией акустических каналов, в частности, в

					Виды и методы учета нефтепродуктов в технологических процессах	Лист
						39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

двухканальных расходомерах; чувствительность к искажениям структуры потока, вызванной наличием местных сопротивлений (МО); небольшой опыт практической эксплуатации, отсутствия статистики из долговременной стабильности; недостаточно развитая нормативная база; отсутствие метрологического обеспечения

Одним из современных методов измерений нефтепродуктов является объемно-массовый метод измерений, которым определяется масса нефтепродукта по его объему и плотности. Объем нефтепродукта определяется из градуировочных таблиц по измеренному уровню в резервуарах, железнодорожных цистернах, танках судна или по полной вместимости указанных емкостей. Объем можно также измерять счетчиком жидкости.

Счетчики бывают следующих видов: с овальными шестернями; винтовые; расходомеры переменного и постоянного перепада давления; вихревые; мембранные, ротационные и другие.

Таблица 1.3.1 – Анализ технических характеристик расходомеров

Вид счетчика	Устойчивость к механическим примесям	Возможность вывода данных на ЭВМ	Погрешность	Поверка	Срок службы	Недостатки	Достоинства
Турбинные	Примеси до 0,5 мм без применения фильтра	Полное программирование	0,15 %	Раз в год	Не менее 6 лет	Зависимость показаний от вязкости измеряемой среды, изнашивание опор	Простота конструкции, надежность, высокая чувствительность, оптимальное сочетание цены и качества

Продолжение таблицы 1.3.1

Ультразвуковые	Необходима установка фильтров	Полное программирование	0,15 %	Раз в 2 года без демонтажа	Средний срок службы 10 лет	Вероятность ошибки работы при выходе из строя датчиков	Высокая надежность, нечувствительность к вибрациям, экономичность обслуживания
С овальными шестью стернями	Необходима установка фильтров	Для унифицированных счетчиков	0,25 %	Раз в год	Полный срок службы 12 лет	Высокие потери давления, резкое увеличение погрешности при изменении вязкости	Отсутствие требований к прямолинейным участкам, легкий вес и компактность, низкие затраты на техобслуживание и ремонт
Вихревые	Необходима установка фильтра	Вывод данных на ЭВМ	0,5 %	Раз в 3 года без демонтажа	Около 12 лет	Нарушение работы из-за акустических и вибрационных помех, значительная потеря давления, непригодность при малых скоростях	Простота и надежность, независимость измерений от температуры и давления, отсутствие необходимости обслуживания при эксплуатации
С переменным перепадом дав	Необходима установка фильтра	Вывод данных на ЭВМ	0,5 %	Раз в 3 года	менее 12 лет	Необходимость достаточно длинных прямых участков	Малая потеря давления (для сопл Вентури), обладают

Продолжение таблицы 1.3.1

						трубопровода, не-большой диапазон измерений	унифицированными и взаимозаменяемыми элементами, возможность получения наименьших погрешностей
--	--	--	--	--	--	---	--

Это позволяет сделать вывод, что приборы для измерения уровня обеспечивают базовый уровень контроля над технологическим процессом в нефтебазе. Независимые индикаторы предельных уровней или аварийные сигналы уровня представляют следующий уровень защиты. Необнаруженная неисправность на этих двух уровнях защиты может привести к серьезной аварии. В связи с этим система измерения уровня в резервуаре и системы оповещения о максимальном уровне должны соответствовать требованиям надежности, указанным в стандартах функциональной безопасности резервуарного парка.

Если система дозирования резервуаров является точной и достаточно стабильной, ее можно использовать для контроля и обнаружения утечек. При условии, что уровень жидкости в резервуаре является постоянным, система дозирования в резервуаре может использоваться для обнаружения легкого движения жидкости.

Обнаружение утечки рекомендуется на основе чистого стандартного объема, а не просто на основе индикаторов уровня. Наблюдая за чистым стандартным объемом, можно устранить сдвиги уровней, вызванные перепадами температур. Для успешного обнаружения утечек из системы измерения уровня требуется та же точность, что и при коммерческих передачах объемов продукции.

Эксплуатация резервуаров требует тщательного учета операций и сверки объемов перемещенного продукта с результатами инвентаризации. Все компании ведут

					Виды и методы учета нефтепродуктов в технологических процессах	Лист
						42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

такие записи. Согласование объема и отчетность об ошибках соответствуют требованиям контроля и аудита. Системы учёта в резервуарах позволяют мгновенно получать данные, необходимые для точного ежедневного учёта и сверки. Вы также можете оценить точность расходомеров, сравнив их данные с данными измерений резервуаров за соответствующий период.

Ручное измерение уровня нефтяного продукта возможно в резервуаре, где давление является близким к атмосферному давлению. Кроме ручного способа измерения уровня нефтяного продукта есть много различных автоматических способов. Основная доля применяемых механических устройств измерения уровня нефтяного продукта соприкасаются с ним, а электронные уровнемеры не контактирует с жидкостью и не имеют подвижных частей [41].

Для ручного измерения используется специальная измерительная лента. Обычно это лента из нержавеющей стали, градуированная в миллиметрах, с нагрузкой на конце. Рулетка используется для измерения незаполненного пространства или заполненного объема (уровня жидкости).

Пустое пространство - это расстояние от контрольной точки резервуара до поверхности жидкости.

Уровень бака рассчитывается путем вычитания измеренного пустого пространства из базовой высоты.

Измерения в пустом пространстве обычно проводятся для жидкостей, таких как мазут и сырая нефть.

Прямое измерение заполненного пространства может быть сделано вручную с рулеткой. Этот метод используется для легких нефтепродуктов, поскольку измерительная лента должна быть погружена на всю глубину резервуара. При измерении уровня светлых нефтепродуктов с помощью рулетки используется индикаторная паста, благодаря которой поверхность разреза хорошо видна.

В 1950-е годы развитие механики и электроники привело к созданию сервоуровнемера. В датчике уровня этого типа поплавков заменяется небольшим бакеном.

					Виды и методы учета нефтепродуктов в технологических процессах	Лист
						43
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Буй имеет плавучесть, но не расположен на поверхности жидкости. Он должен быть подвешен на тонком проводе, подключенном к сервомеру, расположенному на крыше резервуара. Система взвешивания в датчике уровня сервопривода чувствительна к напряжению в проводе. Он посылает сигнал от механизма взвешивания на электродвигатель в сервоприводе, что приводит к смещению вытеснителя после изменения уровня жидкости. Электронный преобразователь отправляет информацию об уровне через полевую шину для вывода данных в комнату оператора.

Чтобы предотвратить смещение поплавка в баке, вместе с измерителем уровня сервомотора должна быть установлена успокаивающая трубка. В середине 70-ых годов были разработаны радарные уровнемеры, которые устанавливались на танкерах. В итоге радарная технология стала популярна и быстро развиваться и является практически единственной технологией измерения уровня, применяемой на крупных танкерах.

В начале 1980-х радарные уровнемеры были доработаны для использования в морских терминалах. Радарная технология сразу завоевала нишу на рынке и сегодня является самой популярной технологией для учета продукта в резервуарах. С 1980-х годов появилось много типов радарных уровнемеров, которые успешно заменяют механические, ультразвуковые или емкостные уровнемеры благодаря очевидным преимуществам для пользователя.

Радарный уровнемер не имеет движущихся частей и не требует регулярного технического обслуживания. Радарные уровнемеры не соприкасаются с жидкостью, поэтому их можно использовать для измерения уровня самых разных веществ: от сильно нагретого асфальта до криогенных сжиженных газов, таких как сжиженная природная нефть (СПГ). Высококачественный радарный уровнемер может точно измерять уровень в течение более 30 лет. В настоящее время на рынке имеется много радарных уровнемеров. Некоторые из них предназначены для использования в тех-

					Виды и методы учета нефтепродуктов в технологических процессах	Лист
						44
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

нологических процессах, где высокая точность и стабильность не являются основными требованиями. В то же время стоимость устройства и другие факторы, значимые для этих проектов, выходят на первый план.

Чтобы соответствовать высоким требованиям точности учета в резервуарах, предъявляемым для операций по передаче во владение, обычно используется метод непрерывного излучения с частотной модуляцией (FMCW). Метод непрерывного излучения с частотной модуляцией иногда называют синтезированным импульсным. Этот метод позволяет производить измерения с погрешностью менее миллиметра при измерении уровня в диапазоне от 50 м и выше [40].

С момента своего возникновения в 1970-х годах радарные уровнемеры, работающие на основе метода непрерывного излучения с частотной модуляцией, быстро развиваются.

Появились несколько поколений радарных уровнемеров.

В последних разработках размеры приборов были настолько уменьшены, что теперь два радара могут быть размещены в небольшом пространстве и обеспечивают беспрецедентную надежность и точность измерений. В то же время требования к питанию снизились, и радарные уровнемеры могут стать полностью искробезопасными, работать по двухпроводной шине, которая обеспечивает питание и связь.

Метод непрерывного излучения с частотной модуляцией необходим для правильной работы радиолокационных уровнемеров, но одного этого недостаточно. Для обеспечения высокой точности и стабильности измерений, требуемых стандартами технологических операций, эти устройства также должны иметь специальные антенны. Конструкция таких антенн должна обеспечивать быстрый отвод конденсата, то есть преимущественно наклонный. Существует три основных способа использования радиолокационных уровнемеров: установка на резервуар с неподвижной крышей; установка в направляющую трубу в бак с плавающей крышей; установка в резервуары со сжиженным газом, криогенные или под давлением.

					Виды и методы учета нефтепродуктов в технологических процессах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

Радарный уровнемер должен измерять высочайшую точность при установке в существующие отверстия резервуара. В резервуарах с неподвижной крышей отверстия, подходящие для измерения уровня, обычно располагаются на крыше рядом со стенкой резервуара. Такое расположение идеально благодаря устойчивости, обеспечиваемой стенкой резервуара, и минимальному изгибу крыши. Радарный уровнемер должен обеспечивать высочайшую точность измерений, даже если он расположен рядом со стенкой резервуара. Узкие микроволновые антенны лучше всего подходят для установки на резервуарах возле стенки резервуара. Чем больше антенна, тем уже микроволновый луч.

В резервуаре с плавающей крышей направляющая труба находится там, где измеряется уровень, поскольку оставшаяся поверхность жидкости покрыта плавающей крышей. Антенна радиолокационного уровнемера для направляющих труб должна иметь конструкцию, подходящую для труб разных размеров и конфигураций. В направляющей трубе должны быть прорезы или отверстия, чтобы жидкость внутри и снаружи трубы хорошо перемешивалась, в противном случае существует высокая вероятность того, что уровень внутри направляющей трубы будет отличаться от уровня в остальной части резервуара. Если труба заполнена только снизу, в ней будет собираться более тяжелый продукт. Слоты и отверстия предотвращают это.

Радарный уровнемер, используемый в направляющих трубках, должен обеспечивать высокую точность измерений, несмотря на большие прорезы и отверстия, а также на наличие ржавчины и грязи в трубке. Антенна для направляющей трубы не должна препятствовать доступу к трубке для таких задач, как отбор проб и ручные измерения.

Использование уровнемеров и адекватная оценка объемов на основе их данных существенно зависят от качества и точности калибровки внутреннего объема резервуара. Фактическая конструкция резервуара отличается от идеального цилиндра, дно резервуара имеет хлопки и локальные смещения в вертикальном направлении по разным причинам, а стенка резервуара неравномерно отклоняется от вертикали по всему

					Виды и методы учета нефтепродуктов в технологических процессах	Лист
						46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

периметру и имеет локальную геометрию дефекты. Эти особенности приводят к тому, что объем на единицу высоты резервуара не изменяется линейно, и даже при высокоточном измерении уровня нефтепродуктов рассчитанный объем может не совпадать с реальным при неточной калибровке. Для повышения точности калибровки необходимо использовать наиболее эффективные методы оценки геометрии резервуара. К таким методам относится наземное лазерное сканирование (НЛС) [33].

На сегодняшний день единственная методика применения технологии НЛС в указанных целях приведена в методике измерений МИ 3171-2008 [31].

Данная методика является рекомендательного характера по проведению сканирования внутреннего пространства резервуара и внешней стенки резервуара при различных уровнях налива, а также рекомендации по обработке результатов с целью получения определенных значений геометрических параметров резервуара. Анализ данной методики показал, что результаты лазерного сканирования используются с целью подтверждения результатов, полученных посредством традиционных измерений с использованием геодезических приборов и измерительных рулеток, линеек. Практика сканирования резервуаров [1; 34] показывает, что данные, полученные методом НЛС, стабильно отличаются от данных, полученных методами геодезических измерений. Например, вычисленные объемы резервуаров по результатам обследования данными методами различаются.

В последнее время новое развитие получили теория и практика систем оперативного управления производством – англ. Manufacturing Execution Systems (MES).

Возможности применения MES в процессах хранения нефтепродуктов вот уже несколько лет привлекают пристальное внимание ученых, эксплуатационников и управленцев этой отрасли.

Рассмотрим концептуальные основы, методологию построения и принципы функционирования систем оперативного управления производством.

					Виды и методы учета нефтепродуктов в технологических процессах	Лист
						47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Стандарты управления производственно-коммерческими системами MES – это специализированная прикладная программная система, предназначенная для компьютеризации управления производством. Назначение MES – повышение эффективности производства путем предоставления информационной и интеллектуальной поддержки субъектам производственного процесса, отслеживание и документирование их активности, установление связей аппарата управления корпоративного уровня с непосредственным производством. Одна из функций MES – трансляция технологической информации на административный уровень и передачи информации в обратном направлении с корпоративного уровня на оперативный и оттуда – в распределенную систему предприятий, подразделений, технологических объектов. MES реализует эти функции, обеспечивая взаимодействие таких прикладных программных систем бизнес-логистики и планирования, как ERP (англ. Enterprise Resource Planning), с такими системами автоматизации технологических процессов PAS (англ. Process Automation Systems), как SCADA или batch-решение.

Стандарт ANSI/ISA-95 предлагает подход к построению MES. Его целью является интеграция верхних уровней управления с непосредственным производством продукта.

Стандарт состоит из нескольких частей.

Часть первая (ANSI/ISA-95.00.01-2000 – Models and Terminology) вводит концептуальные основы, терминологию и модели для интеграции верхних звеньев управления предприятием с системами контроля технологических процессов. Вторая часть (ANSI/ISA-95.00.03-2005 – Object Model Attributes) содержит дополнительные детали и примеры, которые иллюстрируют и уточняют первую часть. Эти две части вместе с частью пятой (ISA-95.05-2007 – Business to Manufacturing Transactions) определяют обмен информацией между бизнес-процессами и производством.

Части третья (Models of Manufacturing Operations Management) и четвертая (Object models and attributes for Manufacturing Operations Management), которая сейчас

					Виды и методы учета нефтепродуктов в технологических процессах	Лист
						48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

находится в стадии разработки, определяют типичные функции оперативного управления производством, которые можно реализовать с использованием MES. Эти 3 и 4 части дополняют 1, 2 и 5, вводя модели, необходимые для обмена данными, которые нужны для управления эксплуатацией оборудования, качеством продукции и запасами материалов, комплектующих и готовой продукции: иерархические модели функций планирования управления производством, иерархические модели технологического оборудования, модели функций производства, модели информационных потоков, объектные модели, которые определяют объекты, их атрибуты и отношения между ними, модели операций, которые определяют операционные элементы, их функции и информационные потоки между ними. Эти модели обозначают границы между MES и системами PAS (снизу) и ERP (сверху) и определяют функции ERP и MES и данные, которыми эти приложения обмениваются между собой и PAS.

Стандарт ANSI/ISA-88 определяет взаимодействие PAS и MES. Он является предшественником ANSI/ISA-95, поэтому в стандарте ANSI/ISA-95 учтены его концептуальные основы. Целью создания ANSI/ISA-88 было устранение проблем, возникающих на пути автоматизации технологических процессов периодического (рецептурного) производства, сложности управления таким производством, отсутствия единой модели, несовместимости оборудования и программного обеспечения средств автоматизации различных поставщиков и тому подобное.

Стандарт ANSI/ISA-88 Batch Control дал возможность устранить эти проблемы путем введения единой терминологии, моделей, структур данных и языка описания технологических процессов рецептурных производств. Стандарт является универсальным – его применение не зависит ни от степени автоматизации производства, ни от типа оборудования, которое используют. Он предоставляет необходимый инструментарий (набор шаблонов) для проектирования архитектуры систем автоматизации периодических производств, так называемых batch systems – batch-систем, как для простых, так и сложных производственных систем.

					Виды и методы учета нефтепродуктов в технологических процессах	Лист
						49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Стандарт базируется на концепции, согласно которой определение продукта (рецептура) отделена от конкретных особенностей технологического оборудования. Это дает возможность проектировать гибкие системы автоматизации технологических процессов. Хотя стандарт был разработан специально для периодических производств, декларируется возможность его применения для дискретных и непрерывных производств.

Стандарт ANSI/ISA-88 состоит из четырех частей.

Часть первая – ANSI/ISA 88.01-1995, Batch Control Part 1: Models and Terminology – определяет стандартные модели и терминологию для формализации требований к системам контроля периодическим производством.

Часть вторая – ANSI/ISA_88.00.02_2001, Batch Control Part 2: Data Structures and Guidelines for Languages – определяет модели данных для управления технологическими процессами, структуры данных для обмена информацией, а также форматы записи рецептур.

Часть третья – ANSI/ISA_88.00.03_2003, Batch Control Part 3 General Recipe and Site Models and Representation определяет модели для представления обобщенных рецептур и обмена ими между подразделениями предприятия, а также предприятием и его партнерами.

Часть четвертая – ANSI/ISA_88.00.04_2006, Batch Control Part 4: Batch Production Records определяет модели данных, модель системы для отбора, записи, сохранения и анализа данных о ходе производства.

Программно-технические системы для автоматизации технологических процессов периодических производств, созданы по стандарту ANSI/ISA-88 (batch-системы), пришли на смену распределенным системам управления (Distributed Control System – DCS) и /SCADA-системам, которые используют программируемые логические контроллеры (PLC).

					Виды и методы учета нефтепродуктов в технологических процессах	Лист
						50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

XML (англ. eXtensible Markup Language) – введенная Консорциумом WWW язык разметки, который определяет правила кодирования документов в формате, который обеспечивает их машинную обработку (machine-readable), сохраняя их читабельными для людей (human-readable).

Чтобы расширить возможности стандарта, международная организация World Bench Forum (WBF) инициировала создание средств для реализации стандартов ANSI/ISA-88 и ANSI/ISA-95 в формате XML. Результатом этого стало создание наборов схем XML под названием BatchML (Batch Markup Language), реализующего стандарт ANSI/ISA-88 [11], и B2MML (Business to Manufacturing Markup Language), реализующего стандарт ANSI / ISA 95.

BatchML определяет XML-элементы (Batch lists, Enumeration sets, Master Recipes, Control Recipes, Recipe building blocks, Equipment elements), необходимые для формализованного описания партии продукта (англ. batch), процесса его изготовления – рецептуры (англ. recipe), информации об оборудовании (англ. equipment).

B2MML определяет такие XML-схемы: B2MML-Common (общие), B2MML-Personnel (персонал), B2MMLEquipment (оборудования), B2MML-Maintenance (техническое обслуживание и ремонт), B2MML-Material (материалы), B2MML-ProcessCapability (процессные возможности), B2MML-ProcessSegment, B2MMLProductDefinitions (определение продукта), B2MMLProductionSchedule (график производства), B2MMLProductionPerformance (производительность производства).

Стандарт ANSI / ISA-95 базируется на пятиуровневой модели функциональной иерархии производственной структуры, в основе которой лежит модель производственного предприятия PERA (Purdue Enterprise Reference Architecture), созданная в Университете Пердью. Функции уровней модели Нулевой уровень модели определяет технологические процессы. Технологический процесс формируется определенной совокупностью физических (химических, биологических) процессов, реализую-

					Виды и методы учета нефтепродуктов в технологических процессах	Лист
						51
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

щих в заданной последовательности. Вследствие этого происходит превращение материалов, комплектующих, энергии, усилий и интеллекта людей на конечный продукт. Реализация технологических процессов происходит с использованием технологического оборудования. Режимы функционирования оборудования, а, следовательно, и параметры физических процессов, можно изменять в определенных пределах, регулируя таким образом параметры технологических процессов, а значит – и характеристики конечного продукта.

Первый уровень модели отвечает за непосредственное управление физическими процессами и первичный контроль их параметров. Здесь используют исполнительные устройства (актуаторы) и первичные преобразователи физических величин (сенсоры).

Исполнительные устройства, реагируя на входящие сигналы, поступающие с второго уровня, определяют режимы работы технологического оборудования, которые обеспечивают параметры физических процессов, необходимые для реализации определенных технологических процессов.

Первичные преобразователи (сенсоры), действующие на этом уровне, подают свои исходные сигналы на второй уровень функциональной иерархии. Эти сигналы содержат объективные данные о параметрах физических процессов, характеристиках изготавливаемого продукта, состоянии и режимах работы технологического оборудования, и параметрах состояния окружающей среды. Процессы первого уровня протекают в реальном времени физических процессов, то есть их параметры изменяются на временных периодах порядка секунд и меньших.

Второй уровень отвечает за контроль и мониторинг параметров физических процессов нулевого уровня, режимов работы и состояния технологического оборудования, характеристик продукта, состояния окружающей среды и тому подобное. Для этого он использует сигналы, которые поступают из первого сенсорного уровня. Аппаратура и программное обеспечение второго уровня производит сигналы управления технологическим оборудованием в соответствии с командами оперативного

					Виды и методы учета нефтепродуктов в технологических процессах	Лист
						52
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

управления, поступающими с третьего уровня. Эти сигналы управляют исполнительными устройствами первого уровня, которые, в свою очередь, возвращают сигналы обратной связи на второй уровень. Процессы второго уровня характеризуются временными промежутками порядка часов, минут, секунд и меньше.

Третий уровень функциональной иерархии соответствует оперативному управлению производственным предприятием (англ. Manufacturing Operations Management (MOM)). Продолжительность процессов третьего уровня определяется днями, рабочими изменениями, часами, минутами и секундами. Этот уровень является промежуточным между нижними уровнями (первым и вторым) и четвертым уровнем бизнес-планирования и логистики.

На этом уровне формируются алгоритмы управления технологическим оборудованием, параметрами технологических процессов, производственным персоналом, материальными ресурсами, энергией и готовой продукцией.

Четвертый уровень функциональной иерархии (уровень бизнес-логистики и планирования) охватывает управление коммерческими процессами, которые определяют производственную деятельность всего предприятия. Менеджмент корпоративного уровня имеет целью перспективное (стратегическое) и краткосрочное (тактическое) планирование производства, снабжения, сбыта, управления модернизацией и развитием производства. Процессы четвертого уровня действуют на временных отрезках продолжительностью месяцы, недели, дни.

Одной из основных функций MES как программно-технической системы является автоматизация передачи информации между уровнями 2 и 4. Комитет ISA SP95, что разработал стандарт ISA/ANSI-95, собственно, и ставил себе целью снижением рисков, средств и усилий, связанных с внедрением информационного интерфейса между менеджментом на уровне бизнес-процессов, MOM и управлением технологическими процессами. Решение этой задачи обеспечило возможность прямого взаимодействия программно-технических систем корпоративного уровня, например, ERP-

					Виды и методы учета нефтепродуктов в технологических процессах	Лист
						53
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

систем (англ. Enterprise Resource Planning), с системами уровня MOM, например, MES, и PAS-системами, например, специализированными batch-решениями.

Нужно подчеркнуть, что на уровнях производства (уровни 1 и 2 модели функциональной иерархии) и бизнес-процессов (уровень 4) циркулирует существенно отличная информация как по своим природе и происхождению, так и по временным параметрам и формам представления. Поэтому одной из главных функций уровня оперативного управления предприятием является организация передачи информации между уровнями производства и бизнеса.

Третий и четвертый уровни обмениваются между собой информацией о производственные мощности (англ. operations capabilities), определение операций (англ. operations definition), оперативные планы (англ. operations scheduling), производительность производства (англ. operations performance).

На вход до третьего уровня с четвертого поступает план производства, сформированный на верхнем уровне управления. На основе полученного плана на уровне MOM формируются оперативные планы производства, определяются технологические схемы и режимы, необходимые для реализации плана производства формируются параметры настройки технологического оборудования и выбираются алгоритмы управления параметрами физических процессов, формируются алгоритмы управления оборудованием с целью формирования необходимых параметров реализации технологических процессов и передаются команды управления на второй уровень.

С третьего уровня на второй поступает информация о конфигурации оборудования и технологические схемы, обеспечивающие производство продукта согласно его определению, и команды оперативного управления оборудованием и параметрами процессов. Со второго на третий уровень в ответ на команды оперативного управления поступают данные обратной связи, а также данные о состоянии оборудования и параметрах технологических процессов.

Стандарт ANSI/ISA-95 выделяет из MOM четыре направления: 1) оперативное управление процессами производства (англ. production operations management); 2)

					Виды и методы учета нефтепродуктов в технологических процессах	Лист
						54
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

оперативное управление процессами технического обслуживания и ремонта оборудования (англ. maintenance operations management); 3) оперативное управление качеством (англ. quality operations management); 4) оперативное управление запасами (англ. inventory operations management).

Управления в пределах каждой зоны включает определенные последовательности действий (активностей). Активности оперативного управления производством определяет модель c-MES (англ. Collaborative MES), введена международной ассоциацией MESA в 2004 г. По этой модели MES-системы действуют в восьми функциональных областях, предоставляя поддержку в: управлении определению продукта (англ. Management of product definitions); управлении ресурсами (англ. Management of resources); планировании производственного процесса (англ. Scheduling production processes); диспетчеризации производства (англ. Dispatching production orders); осуществлении контроля за ходом производства (англ. Execution of production orders); отборе и накоплении производственных данных (англ. Collection of production data); анализе производительности производства (англ. Production performance analysis); отслеживании продукции (англ. Production Track & Trace).

Под определением продукта понимают подробное описание последовательности действий (правил производства – англ. production rules), выполнение которых позволяет получить продукт. Менеджмент определением продукта можно рассматривать как часть управления его циклом жизни.

Управление ресурсами включает сбор и накопление, анализ и обмен информации о ресурсах (персонал, технологическое оборудование, материалы, готовая продукция) и выработка команд управления ими. Эта функция обеспечивает контроль ресурсов в реальном времени и сохранение подробной истории их движения в процессе производства.

Планирование процесса производства заключается в определении последовательности работ (временного графика) в соответствии с требованиями производства, сформированных на четвертом уровне. Обычно для формирования этих требований

					Виды и методы учета нефтепродуктов в технологических процессах	Лист
						55
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

используют такие системы планирования ресурсов предприятия ERP (англ. Enterprise resource planning).

Диспетчеризация включает управление потоками задач, заказов, нарядов, команд и т. д. В реальном времени. Их целью является четкое соблюдение графика работ, реагирования на непредвиденные обстоятельства, контроль затрат труда.

Поскольку основные функции управления и контроля технологических процессов, реализуемых на втором уровне, на котором действуют системы класса PAS, то роль систем с-MES в этой функциональной области может сводиться к информированию других систем о ходе процесса производства продукции.

Активность в шестой функциональной области (Collection of production data) заключается в сборе, накоплении и распространении данных мониторинга хода технологических процессов, параметров физических процессов, состояния оборудования, материальных ресурсов и тому подобное.

В ходе анализа производительности производства (седьмая функциональная область) формируются такие ключевые индикаторы производительности, как общая производительность оборудования OEE (англ. Overall equipment effectiveness), KPI (англ. Key Performance Indicator) или другие показатели. Подобные модели активности можно рассматривать и для других направлений деятельности на уровне MOM – управление качеством, техническим обслуживанием и запасами.

Стандарты ANSI/ISA-95 и ANSI/ISA 88, вместе с их XML-расширениями – B2MML и BatchML, формируют концептуальную основу, в рамках которой, применяя современные компьютерные и информационно-коммуникационные технологии, можно решать проблему автоматизации управления ГТС комплексно. Этот подход, известный как TIA (англ. Totally Integrated Automation), означает, что задачи автоматизации различных уровней управления, начиная от отдельных технологических агрегатов, участков и цехов и заканчивая органами управления корпорацией, рассматриваются как взаимосвязанные.

					Виды и методы учета нефтепродуктов в технологических процессах	Лист
						56
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Исходя из полученных результатов можем заключить, что система автоматизации учета нефтепродуктов в процессах хранения рассматривается как целостный программно-технический комплекс, обеспечивающий автоматизацию функций управления по всей вертикали – от уровня управления технологическими процессами вплоть до управления бизнес-процессами. Благодаря этому естественным образом достигается непрерывность информационных потоков в обоих направлениях этой вертикали, а также по горизонталям управления на каждом уровне. При таком подходе информация передается в цифровой форме и автоматически превращается во время перехода с одного уровня управления на другой в соответствии с потребностями пользователей этого уровня.

1.4 Анализ недостатков существующего метода учета нефтепродуктов

Для точного и надежного ручного измерения уровня продукта необходимо использовать высококачественную проверенную рулетку. А в отапливаемых резервуарах может потребоваться рассчитать температурное расширение измерительной ленты для достижения высокой точности измерений.

Автоматические уровнемеры стали появляться в 30-е годы XX века. Одна из самых первых конструкций уровнемера - это большой поплавок, размещенный внутри резервуара и связанный с металлической лентой. Лента соединена с пружинным механизмом и механическими цифровыми указателями на дне резервуара (обычно снаружи на стене) с помощью системы шкивов. Поплавковый уровнемер не требует энергии для своей работы - механизм активируется при изменении уровня жидкости. Для дистанционного контроля поплавковый уровнемер может быть оснащен передатчиком, который передает данные об уровне в резервуаре в диспетчерскую через сигнальные кабели.

Измерения поплавкового уровнемера, как правило, не очень точны. На точность измерения влияют многочисленные факторы ошибок, такие как разница в плавучести, зона нечувствительности, взаимная блокировка и гистерезис механизмов. Если происходит сбой в работе поплавка, ленты или линии передачи, необходимо выполнить

					Виды и методы учета нефтепродуктов в технологических процессах	Лист
						57
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

меры по техническому обслуживанию внутри резервуара, и пока неисправность не будет устранена, измерения не могут быть выполнены с использованием поплавкового измерителя уровня. Поплавковый уровнемер является относительно простым устройством, но из-за множества движущихся частей он нуждается в техническом обслуживании и ремонте в течение всего срока службы устройства.

Сервоуровнемер, как правило, точнее поплавкового уровнемера, недавно поверенный сервоуровнемер может отвечать требованиям точности для оперативного учета. Однако он также имеет множество движущихся частей, боек и проволоку, которые соприкасаются с жидкостью внутри резервуара. В связи с этим для сервоуровнемера требуется калибровка, регулярное техобслуживание и ремонт [41].

Часть производителей сервоприводов утверждают, что устройство можно использовать не только для измерения уровня. Его можно использовать для определения плотности жидкости и уровня добываемой воды, но в обоих случаях измерение уровня затруднено, пока сервоизмеритель уровня погружает вытеснитель в продукт. Измеряя натяжение проволоки, вы можете измерить плотность жидкости на разных уровнях резервуара. При обнаружении воды буй загружается до тех пор, пока на дне резервуара не будет достигнут нижний уровень воды. Обе операции способствуют накоплению грязи на проволоке, бую и намоточном барабане, что через некоторое время потребует технического обслуживания. Основным недостатком является невозможность измерения уровня при погружении буя. Стоит отметить, что измерение плотности с помощью сервоуровнемера не допускается ни одним техническим или измерительным стандартом. В настоящее время происходит постепенная замена поплавковых уровнемеров и сервоуровнемеров на современные радарные уровнемеры.

Применение методики лазерного сканирования в целях подтверждения результатов, полученных при геодезических исследованиях, нецелесообразно, поскольку эти результаты будут иметь постоянные расхождения [1]. В то же время методика НЛС позволяет получать трехмерную модель внутреннего пространства резервуара.

Таблица 3– Результаты расчетов объемов РВС, м³

					Виды и методы учета нефтепродуктов в технологических процессах	Лист
						58
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Резервуар	Расчет объема идеальной фигуры, м ³	Расчет объема по данным НЛС, м ³	Расчет объема по данным геодезии, м ³	Разница, м ³
РВСПА-50000	51929,2	51923,1	51927,2	-4,2
РВСПА-50000	51929,2	51901,8	51909,7	-7,9
РВСП-7500	8149,4	8158,5	8159,4	-0,9
РВСП-5000	4879,7	4874,6	4872	-2,6

Для РВСП-5000 результаты сканирования внутреннего пространства представлены на рисунке.



Рисунок 2 – Общий вид облака точек внутренней поверхности резервуара [1]

Проведение НЛС изнутри резервуара позволяет построить точную трехмерную модель внутреннего пространства с учетом всех элементов конструкции самого резервуара, в том числе, например, модель несущих элементов крыши.

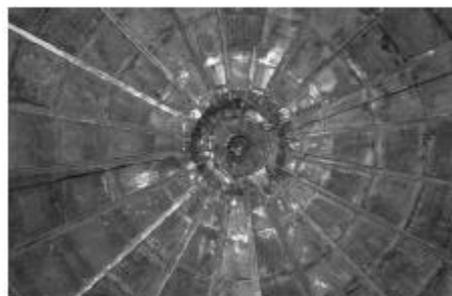


Рисунок 3 – Несущие элементы крыши резервуара [1]

Детализация облака точек, получаемых современными лазерными сканерами четвертого поколения, при разрешении съемки в диапазоне от 10 до 1,5 мм на 10 м позволяет построить полную трехмерную модель внутреннего пространства резервуара и вычислить его объем с учетом любых внутренних конструкций с точностью выше, чем требуется для подобных измерений.

НЛС в целях калибровки целесообразно применять для получения трехмерных моделей внутреннего пространства, которые в дальнейшем позволят строить точные градуировочные таблицы вычисления объема на 1 мм высоты налива.

Одним из недостатков существующих методов учета нефтепродуктов является применение накладных преобразователей температуры при проведении инвентаризации нефтепродуктов.

Установлено, что абсолютная величина дополнительной погрешности накладных преобразователей температуры относительно врезных преобразователей температуры достигает величины 4,2-12,1 °С, что приводит к нецелесообразности применения накладных преобразователей температуры в целях инвентаризации нефтепродуктов.

При применении накладных преобразователей температуры для измерения температуры продукта необходимо учитывать, что накладной преобразователь измеряет температуру стенки трубы, а не температуру продукта. Фактически, измерение температуры продукта путем применения накладных преобразователей температуры является косвенным методом измерения температуры продукта. Соответственно помимо погрешности самих накладных преобразователей температуры возникают дополнительные погрешности, обусловленные основными факторами: тепловые потери, обусловленные охлаждением стенки трубопровода внутри колодца КИП конвективным потоком воздуха; зависимость температуры пристенного слоя продукта от режима перекачки (на минимальных режимах перекачки искажение температурного

					Виды и методы учета нефтепродуктов в технологических процессах	Лист
						60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

поля внутри трубопровода максимальны); неравномерность распределения температуры продукта в потоке, обусловленная неравномерностью течения различных слоев продукта в трубопроводе. Температура продукта максимальна в центре потока и минимальна у стенки трубопровода; зависимость точности пересчета температуры стенки трубопровода в температуру продукта от стабильности параметров теплопроводности стенки трубопровода и гидроизоляции трубопровода; зависимость коэффициента теплоотдачи перекачиваемого продукта от температурного напора, типа нефтепродукта и от вязкости, которые в свою очередь определяются температурой нефти/нефтепродукта.

Вышеперечисленные факторы вносят дополнительные погрешности в измерения температуры нефтепродуктов и, следовательно, учет их влияния необходим для корректировки показаний накладных преобразователей температуры.

					Виды и методы учета нефтепродуктов в технологических процессах	Лист
						61
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ГЛАВА 2. ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ УСТАНОВКИ ПРОМЕЖУТОЧНОГО ХРАНЕНИЯ БЕНЗИНА ПИРОЛИЗА

2.1 Общая информация

Установка промежуточного хранения бензина пиролиза (товарный парк сырья процесса гидрогенизации бензиновой фракции, технологическая секция 2717) входит в состав производства бутадиена и предназначена для промежуточного хранения бензиновой фракции на случай вывода из работы установки гидрогенизации бензиновой фракции (секция 2361).

В состав данной установки входят следующие основные узлы:

- резервуар для хранения бензина пиролиза поз. 27-ТК-1701 общим объемом 2600 м³;
- центробежные насосы поз. 27-Р-1701А,В производительностью 35 м³/ч каждый для откачки бензиновой фракции из резервуара 27-ТК-1701 на установку гидрирования (секция 2361);
- насос поз. 27-Р-1702 производительностью 10 м³/ч для откачки дренажа бензиновой фракции из резервуара 27-ТК-1701 в дренажную систему (секция 2128);
- эжектор поз. 27-ЕЖ-1701 для передачи избыточного давления паров из резервуара 27-ТК-1701 в систему факела кислого нефти (2720);
- мобильный блок дозирования 27-РК-1701 для подачи ингибитора полимеризации в бензин во избежание загрязнения технологического потока на выходе из резервуара 27-ТК-1701 или при длительном хранении бензина в резервуаре 27-ТК-1701.

					Эксплуатация и обслуживание установки промежуточного хранения бензина пиролиза			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Бородин А.В.			Особенности эксплуатации установки промежуточного хранения бензина пиролиза	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Зарубина О.Н.					62	136
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр.-32Б61Т		
<i>Рук-ль ООП</i>		Брусник О.В.						

Резервуар промежуточного хранения бензина пиролиза 27-ТК-1701 представляет собой резервуар с неподвижной крышей, работающий под небольшим избыточным давлением во избежание поступления внутрь резервуара наружного воздуха (кислорода).

Для поддержания небольшого избыточного давления в резервуаре 27-ТК-1701 над фракцией бензина пиролиза создается азотная подушка посредством регуляторов давления поз. 2717PIC400А и 2717PIC400В. Падение давления ниже допустимого предотвращается путем подачи азота в резервуар через клапан поз. 2717PV400А, управляемый регулятором поз. 2717PVC400А. Завышение давления в резервуаре предотвращается путем отвода избыточного количества азота из резервуара в систему факела кислого нефти посредством эжектора 27-EJ-1701. Для запуска эжектора регулятором давления поз. 2717PIC400В сначала перекрывается подача азота в резервуар путем закрытия клапана поз. 2717PV400А, а затем открывается клапан поз. 2717PV400В на линии приводного топливного нефти к эжектору. Расход всасываемого регулируется клапаном поз. 2717PV400С посредством ручного регулятора поз. 2717NIC400С. Кроме того, резервуар 27-ТК-1701 оснащен следующими приборами для контроля его состояния: контроль уровня осуществляется по поз. 2710LI301А,В с сигнализацией верхнего и нижнего предупредительных значений параметра и защитой при достижении верхнего и нижнего предельно-допустимых значений параметра; контроль уровня осуществляется по поз. 2710LI300 с сигнализацией верхнего и нижнего предупредительных значений параметра; контроль температуры осуществляется по поз. 2717TI600, 2717TI604 с сигнализацией верхнего и нижнего предупредительных значений параметра; контроль давления осуществляется прибором поз. 2710PI409А,В с сигнализацией верхнего и нижнего предупредительных значений параметра и защитой при достижении верхнего и нижнего предельно-допустимых значений параметра.

На трубопроводе 2361-0004 приема бензина пиролиза в резервуар 27-ТК-1701 установлен отсечной клапан поз. 2717XV700, который автоматически закрывается

					Особенности эксплуатации установки промежуточного хранения бензина пиролиза	Лист
						63
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

при повышении уровня (по поз. 2717LSHH301) или давления (по поз. 2717PSHH409) в резервуаре до предельно-допустимых значений.

В целях поддержания температуры бензина пиролиза в резервуаре 27-ТК-1701 не ниже 10°C предусмотрен обогрев резервуара греющим кабелем.

Из резервуара 27-ТК-1701 бензин пиролиза перекачивается насосом 27-Р-1701А,В обратно на установку гидрогенизации бензиновой фракции (секция 2361) в буферную емкость сырья 1 -й ступени гидрогенизации 23-V-6101. Расход бензина на установку гидрогенизации контролируется по поз. 2717FIC200 и регулируется клапаном поз. 2717FV200.

Насосы 27-Р-1701А,В оснащены следующими средствами защиты от преждевременного выхода из строя: защита по низкому уровню в резервуаре 27-ТК-1701 по поз. 2717LSLL301: при понижении уровня жидкости в резервуаре до предельно-допустимого значения сработает предаварийная сигнализация и произойдет активация алгоритма на остановку насоса 27-Р-1701А,В; защита по низкому давлению в резервуаре 27-ТК-1701 по поз. 2717PSLL409: при понижении давления в резервуаре 27-ТК-1701 до предельно-допустимого значения сработает предаварийная сигнализация и произойдет активация алгоритма на остановку насоса 27-Р-1701А,В; при работе одного из насосов, пуск другого насоса автоматически блокируется; сигнализация и защита по высокой температуре подшипника по поз. 2717TSHH683, 2717TSHH684 (для 27-Р-1701А,В соответственно): при повышении температуры подшипника до предупредительного значения параметра (77°C) сработает сигнализация, при повышении температуры до предельно-допустимого значения (82°C) сработает предаварийная сигнализация и произойдет активация алгоритма на остановку насоса 27-Р-1701А,В.

Также, предусмотрена подача бензина пиролиза на установку водной промывки (секция 2128) по линии 2717-0011 и далее по линии 2361-0005 для первоначального заполнения сепаратора 21-V-2810 (разделения бензина-воды) при пуске установки 2128.

					Особенности эксплуатации установки промежуточного хранения бензина пиролиза	Лист
						64
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

На линии 2717-0001 всаса насосов 27-Р-1701А,В предусмотрена линия 2717-0028 для первоначального заполнения резервуара 27-ТК-1701 бензином пиролиза из автоцистерны. Также, на линии всаса 2717-0001 предусмотрен соединительный штуцер для закачки ингибитора полимеризации №1со ЕС3199А от мобильного блока дозирования 27-РК-1701. Ввод ингибитора полимеризации требуется для предотвращения процесса полимеризации и защиты от загрязнения. В случае дозирования ингибитора полимеризации вместо линии минимального потока будет использоваться линия рециркуляции с нагнетания насоса 27-Р-1701А,В в резервуар 27-ТК-1701, т.к. на конце линии рециркуляции в резервуаре установлен специальный распределительный патрубок для более эффективного распределения ингибитора полимеризации по всему объему жидкости, находящейся в резервуаре. Во время данной операции насос откачки бензина пиролиза 27-Р-1701А,В должен находиться в работе в режиме рециркуляции, и запрещается выдача бензина пиролиза на установку гидрогенизации бензиновой фракции (секция 2361). Следовательно, перед проведением операции по закачке ингибитора полимеризации необходимо убедиться в закрытии регулирующего клапана поз. 2717FV200 и отсечного клапана 2717FV704, и работоспособности клапана поз. 2717FV202. Объем дозирования ингибитора полимеризации зависит от количества находящейся в резервуаре жидкости, результатов анализа содержания смол в бензине и длительности хранения бензина в резервуаре. После окончания процедуры дозирования ингибитора полимеризации в резервуар и при отсутствии необходимости подачи бензина пиролиза на установку гидрогенизации (2361), работающий насос 27-Р-1701 А,В можно остановить.

Защита резервуара 27-ТК-1701 от вакуума осуществляется путем подачи азота через отсечной клапан поз. 2717XV705, который открывается при активации алгоритма по поз. 2717PSLL409 в случае понижения давления в резервуаре до предельно-допустимого значения.

Подача топливного нефти к эжектору 27-ЕJ-1701 может быть активирована с помощью ручного контроллера поз. 2717НІС400В, который передает управляющий

					Особенности эксплуатации установки промежуточного хранения бензина пиролиза	Лист
						65
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

сигнал на клапан регулирования давления 2717PV400В через селекторный переключатель максимального давления 2717PY400В. Аналогичным образом, предусмотрена возможность ручного регулирования потока от резервуара 27-ТК-1701 к эжектору 27-EJ-1701 с помощью ручного контроллера поз. 2717НІС400С, который передает управляющий сигнал на клапан регулирования давления 2717PV400С через селекторный переключатель 2717PY400С.

В режиме нормальной эксплуатации установки гидрогенизации (2361) резервуар промежуточного хранения бензина 27-ТК-1701 должен оставаться пустым. Окончательное опорожнение резервуара 27-ТК-1701 производится с помощью дренажного насоса бензина 27-Р-1702 в колонну водной промывки 21-С-2810 (секция 2128).

Объем резервуара 27-ТК-1701 рассчитан на принятие трехсуточного объема бензина пиролиза, который при нормальных условиях подается на установку гидрогенизации бензиновой фракции (2361). Как минимум, резервуар заполняется бензином пиролиза один раз в год, когда реактор первой ступени гидрогенизации бензиновой фракции 23-К-6101 переводится в режим регенерации, и подача сырья в реактор прекращается.

По окончании регенерации реактора 23-К-6101 установка гидрогенизации бензиновой фракции вновь начинает прием бензина пиролиза с нормальным расходом. После этого возможна подача дополнительных объемов бензина пиролиза из резервуара 27-ТК-1701 до достижения нормального расхода сырьевого бензина пиролиза. Этот дополнительный расход бензина пиролиза должен быть менее 10% от нормального значения расхода, но при этом он должен быть достаточно большим, чтобы резервуар мог быть опорожнен в течение 30 дней.

					Особенности эксплуатации установки промежуточного хранения бензина пиролиза	Лист
						66
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2.2 Описание процесса эксплуатации установки

Пуск в работу установки производится по указанию начальника смены на основании письменного распоряжения начальника установки, начальника производства, директора по производству или технического директора, по согласованию с диспетчером производственно-диспетчерского отдела и смежными подразделениями, на основании утвержденных актов сдачи цеха/установки в эксплуатацию, актов проверки исправности систем сигнализации, блокировок и ПАЗ.

Перед пуском установки необходимо: убедиться, что температура окружающей среды составляет не ниже минус 30°C; убедиться, что все предпусконаладочные работы завершены, имеются соответствующие акты; внешним осмотром убедиться в исправности аппаратов, трубопроводов, фланцевых соединений, запорной и предохранительной арматуры, контрольно-измерительных приборов и средств автоматизации, заземления оборудования и трубопроводов, вентиляционных систем, средств пожаротушения, связи; убедиться, что вся запорная арматура закрыта, кроме: а) арматуры на манометрах, указателях уровня и арматуры, используемой при продувке системы азотом; б) арматуры, которая по технологической схеме должна быть заблокирована в открытом положении (LO); убедиться, что все ППК введены в работу и имеют резерв; проверить исправность блокировочных устройств ППК, обеспечивающих подключение рабочего клапана с одновременным отключением резервного; обеспечить включение в работу дежурным слесарем КИПиА первичных и вторичных приборов давления, уровня, температуры, расхода; убедиться, что все схемы регулирования находятся в режиме ручного управления, а связанные с ними регулирующие клапаны и байпасы в обход их закрыты; убедиться, что вся запорная арматура до и после регулирующих клапанов открыта; принять на установку воздух КИП и азот низкого давления; продуть всю систему аппаратов, оборудования, трубопроводов, включая импульсные линии КИПиА, азотом до содержания объемной доли кислорода в продувочном нефти не более 1%; продувку производить по заранее разработанной схеме

					Особенности эксплуатации установки промежуточного хранения бензина пиролиза	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

в определенной последовательности так, чтобы исключить застойные зоны и тупиковые участки; тщательной продувке для удаления остаточной влаги подвергаются оборудование и трубопроводы, эксплуатация которых происходит при отрицательной температуре; по окончании продувки произвести отбор анализа на содержание кислорода; произвести опрессовку оборудования и трубопроводов азотом на герметичность с постановкой на график; проверить наличие и исправность ограждений на движущихся частях динамического оборудования; проверить наличие средств индивидуальной защиты обслуживающего персонала, наличие и исправность противопожарного инвентаря, готовность и исправность систем пожаротушения; принять на установку пар низкого давления, воздух технологический, оборотную воду, в зимнее время – теплофикационную воду; убедиться, что все байпасы в обход обратных клапанов в линиях нагнетания насосов закрыты; убедиться, что все заглушки находятся в правильном рабочем положении в соответствии с технологическими схемами, а временно установленные заглушки – сняты; убедиться, что введены в эксплуатацию смежные установки: а) система топливного нефти (секция 2184); б) установка водной промывки (секция 2128); в) факельная система кислого нефти (секция 2720); убедиться в наличии достаточного количества гидрогенизированного бензина пиролиза, необходимого для первоначального заполнения резервуара 27-ТК-1701 до уровня 3% шкалы прибора: а) в шаровых резервуарах Р-5, Р-6 отделения Б-7/1-2 если заполнение будет производится с ЦПРУФ; б) в автоцистернах – если заполнение резервуара будет производится с автоцистерн; убедиться в готовности к пуску насосов 27-Р-1701А,В: закончены все монтажные, ремонтные, предпусконаладочные работы, насосы приняты в эксплуатацию, имеются подтверждающие акты.

В случае обнаружения каких-либо неисправностей необходимо доложить начальнику смены и дальнейшие действия выполнять по его распоряжению.

Плановая остановка установки промежуточного хранения бензина пиролиза производится по указанию начальника смены на основании письменного распоряже-

					Особенности эксплуатации установки промежуточного хранения бензина пиролиза	Лист
						68
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ния начальника установки, начальника производства, технического директора или директора по производству, по согласованию с диспетчером производственного отдела и смежными подразделениями.

Перед выводом из работы установки промежуточного хранения бензина пиролиза необходимо: по согласованию с эксплуатационным персоналом установки гидрогенизации бензиновой фракции (секция 2361) прекратить прием фракции бензина пиролиза, т. е. перекрыть все потоки к резервуару 27-ТК-1701 с установки 2361, а именно: поток некондиционной фракции C_5-C_8 от холодильника товарной фракции 23-Е-6321 (путем закрытия запорной арматуры на линии 2363-0011) и поток бензина пиролиза от холодильника сырого бензина 23-Е-6101 (путем закрытия запорной арматуры на линии 2361-0004); обеспечить минимальный объем содержимого резервуара 27-ТК-1701; для этого, по согласованию с эксплуатационным персоналом установки 2361 насосами 27-Р-1701А,В необходимо откачать жидкость из резервуара 27-ТК-1701 до минимального возможного уровня (нижнего предельно-допустимого значения 2,82%).

Описание процесса останова установки

По согласованию с эксплуатационным персоналом установки водной промывки (секция 2128) произвести откачку остатков бензина пиролиза из резервуара 27-ТК-1701 до минимального возможного уровня, с использованием дренажного насоса бензина 27-Р-1702. Запуск насоса производится оператором вручную. По достижении минимального возможного уровня следует остановить насос, во избежание его кавитации и выхода из строя.

Отключить систему выдачи бензина пиролиза путем закрытия запорной арматуры на линии нагнетания насосов 27-Р-1701А,В, закрытия отсечного клапана 2717ХУ704 и ручной арматуры после него, а также закрытия запорной арматуры на линии нагнетания насоса 27-Р-1702.

					Особенности эксплуатации установки промежуточного хранения бензина пиролиза	Лист
						69
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Произвести дренирование остаточной жидкости из оборудования и трубопроводов на факел водосодержащей жидкости, открыв запорную арматуру на линиях дренажа от насосов 27-Р-1701А,В и 27-Р-1702.

Только после полного удаления жидкости из системы, если необходимо оборудование вывести в ремонт, можно приступить к продувке и, при необходимости, пропарке оборудования и трубопроводов.

Продувку оборудования следует осуществлять азотом со сбросом давления на факел кислого нефти, подачу азота следует осуществлять по временным перемычкам.

Если, после проведения продувки, содержание углеводородов (С₄ и выше) в системе составляет более 1% масс., то необходимо произвести пропарку со сбросом отработавшего пара на факел водосодержащей жидкости.

Указание по безопасности: в процессе выполнения работ по выводу из эксплуатации установки промежуточного хранения бензина пиролиза, средства защиты резервуара от избыточного давления и вакуума должны оставаться в работе до окончания процесса останковки.

					Особенности эксплуатации установки промежуточного хранения бензина пиролиза	Лист
						70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ГЛАВА 3. ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ НАКЛАДНЫХ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЕЙ ТЕМПЕРАТУРЫ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ИНВЕНТАРИЗАЦИИ НЕФТЕПРОДУКТОВ

3.1 Требования производителя преобразователей сопротивления по установке

Перед проведением работ по установке накладного преобразователя сопротивления должен быть изготовлен термоизолирующий колпак, эскиз рекомендуемой конструкции термоизолирующего колпака представлен на рисунке.

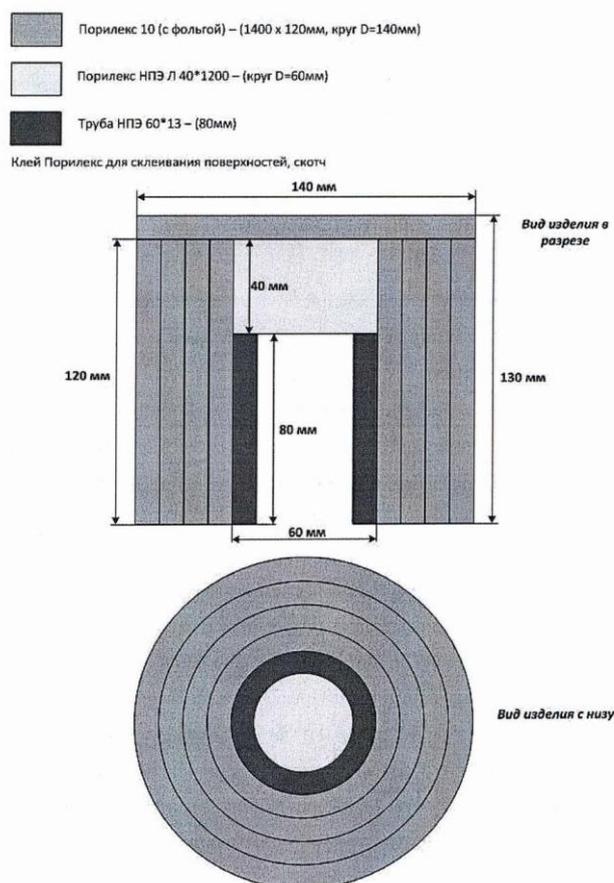


Рисунок 7 – Эскиз рекомендуемой конструкции термоизолирующего колпака
Результаты изготовления колпака представлены на рисунках ниже.

					Эксплуатация и обслуживание установки промежуточного хранения бензина пиролиза			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Бородин А.В.			Исследование возможности применения накладных преобразователей температуры при проведении инвентаризации нефтепродуктов	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Зарубина О.Н.					71	136
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр.-32Б61Т		
<i>Рук-ль ООП</i>		Брусник О.В.						

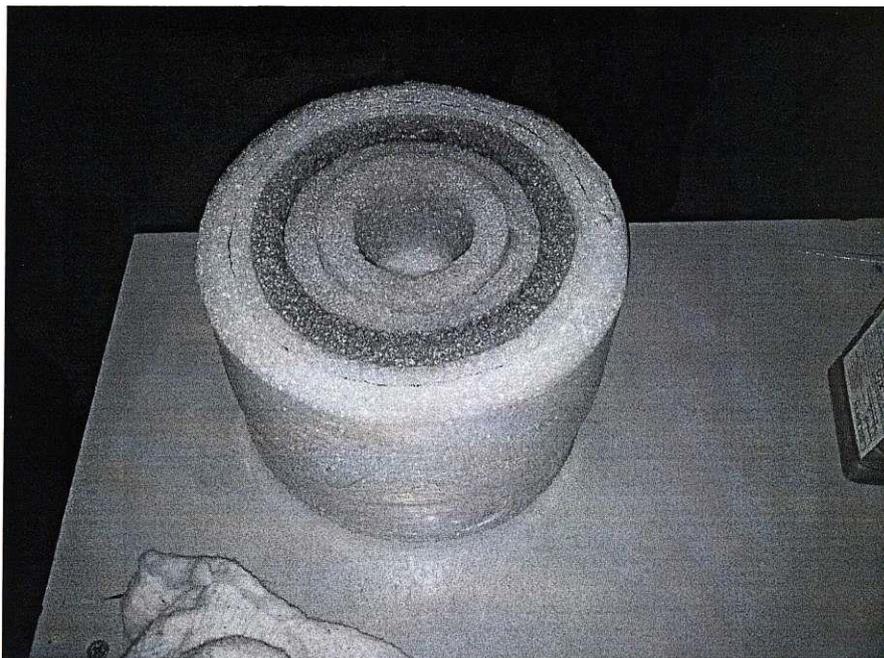


Рисунок 8 – Внешний вид готового термоизолирующего колпака. Показан вид снизу

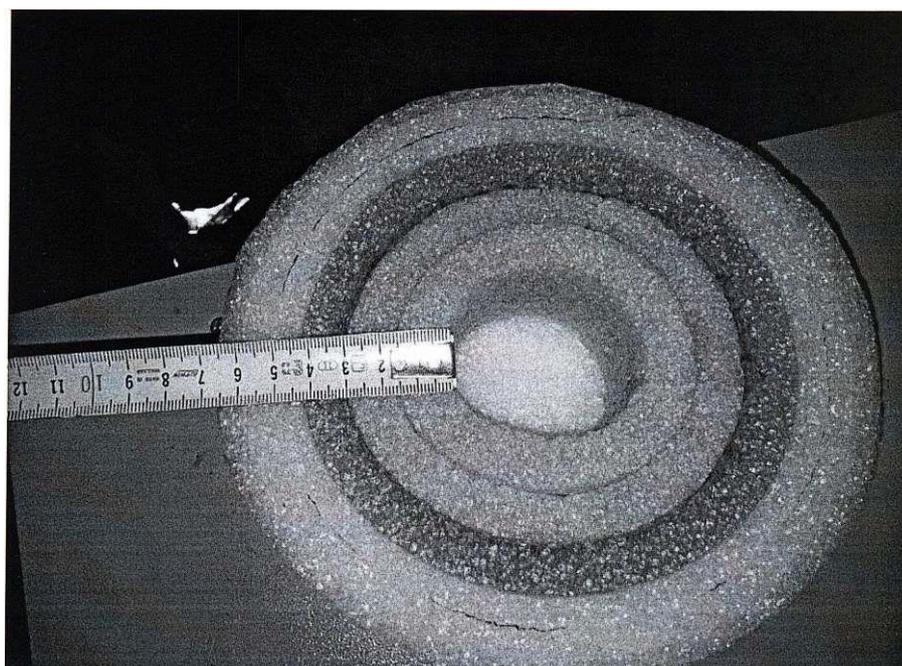


Рисунок 9 – Толщина стенки изготовленного термоизолирующего колпака

					Исследование возможности применения накладных преобразователей температуры при проведении инвентаризации нефтепродуктов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		72



Рисунок 10 – Высота изготовленного термоизолирующего колпака

После изготовления термоизолирующего колпака была нанесена маркировка.

Маркировка представлена на рисунке.

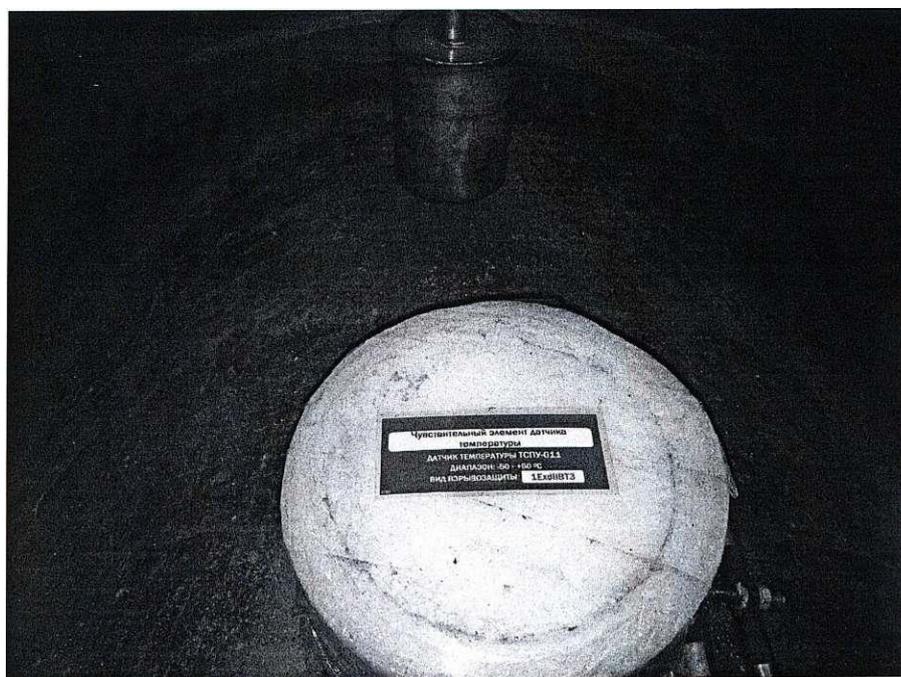


Рисунок 11 – Маркировка накладного преобразователя сопротивления

Рекомендуемая заводом конструкция крепления накладного преобразователя сопротивления представлена на рисунке.

					Исследование возможности применения накладных преобразователей температуры при проведении инвентаризации нефтепродуктов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73

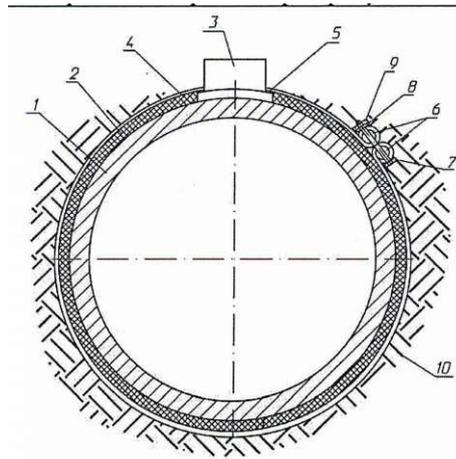


Рисунок 12 – Детализовка крепления преобразователя температуры с помощью бандажа:

1 – трубопровод; 2 – антикоррозионная защита; 3 – накладной преобразователь температуры; 4 – стальная лента бандажа; 5 – геометрический адаптер к поверхности трубопровода; 6 – силовые элементы стягивающего устройства; 7 – винт стягивающего устройства; 8 – шайба; 9 – гайка; 10 – грунт

Для установки накладного преобразователя сопротивления на трубопровод должны быть произведены следующие действия:

На площадке размером 130x80 мм снять с трубопровода антикоррозионную защиту до металлической стенки трубопровода и очистить подготовленную поверхность с использованием растворителей, после чего зачистить механическим способом стенку трубы до металлического блеска. На стенке трубы не должно быть остатков покрытия и мастики.

Работы по подготовке площадки были проведены в полном объеме, результат проведения работ показан на рисунке.

					Исследование возможности применения накладных преобразователей температуры при проведении инвентаризации нефтепродуктов	Лист
						74
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

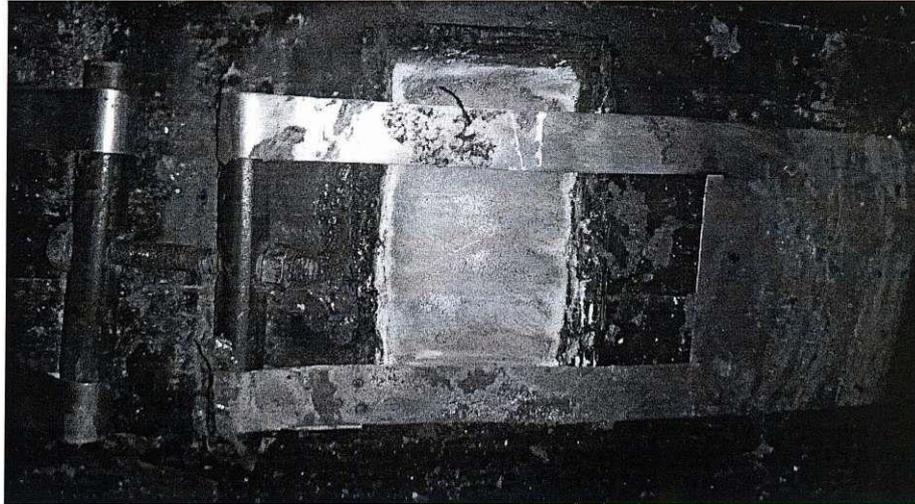


Рисунок 13 – Площадка, подготовленная для установки накладного преобразователя температуры

Обезжирить подготовленную поверхность с помощью салфеток, смоченных в бензине. Просушить подготовленную поверхность.

Используя двухкомпонентный эпоксидный клей установить накладной преобразователь температуры на подготовленную площадку. Клей наносить с помощью шпателя равномерным слоем минимальной толщины на обе установочные поверхности.

Прижать корпус накладного преобразователя температуры на время полимеризации эпоксидного клея.

Результат выполнения работ представлен на рисунке.

					Исследование возможности применения накладных преобразователей температуры при проведении инвентаризации нефтепродуктов	Лист
						75
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

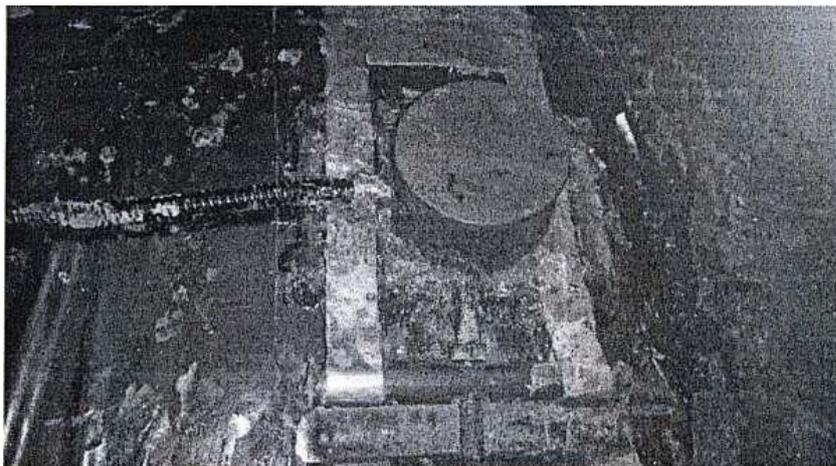


Рисунок 14 – Накладной преобразователь температуры, установленный на поверхность трубопровода

После закрепления накладного преобразователя температуры и подключения контрольного кабеля на поверхность трубопровода была произведена установка теплоизолирующего колпака для снижения теплотерь, приводящих к дополнительной погрешности измерений. Результат установки представлен на рисунке.



Рисунок 15 – Накладной преобразователь температуры с термоизолирующим колпаком, установленный на поверхность трубопровода

В результате проведенных работ накладной преобразователь температуры с термоизолирующим колпаком установлен на трубопровод под фальшполом колодца КИП.

Место установки выбиралось так, чтобы исключить вероятность случайного механического повреждения конструкции при проведении работ в колодце. Общий вид представлен на рисунке.

					Исследование возможности применения накладных преобразователей температуры при проведении инвентаризации нефтепродуктов	Лист
						76
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

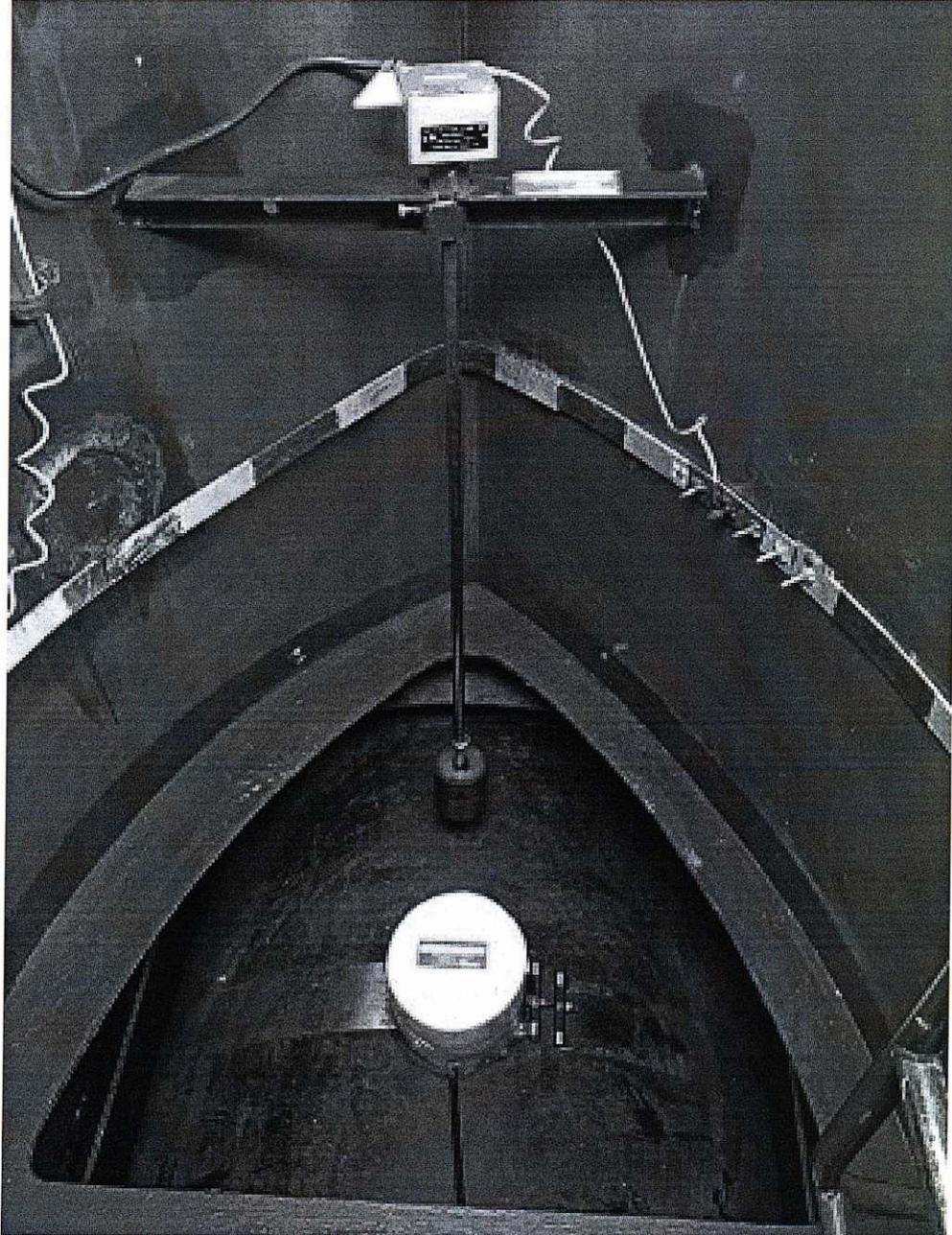


Рисунок 16 – Общий вид накладного преобразователя температуры с термоизолирующим колпаком, установленного на поверхность трубопровода в колодце КИП

					Исследование возможности применения накладных преобразователей температуры при проведении инвентаризации нефтепродуктов	Лист
						77
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3.2 Конструктивные факторы, порождающие дополнительную погрешность измерений температуры

Основным требованием, направленным на уменьшение или исключение дополнительной погрешности, является требование исключения локальных тепловых потерь в месте расположения накладных преобразователей температуры.

Абсолютно исключить поток тепла через накладной преобразователь температуры не представляется возможным, поэтому задача состоит в минимизации тепловых потерь в месте расположения накладных преобразователей температуры, с этой целью заводом изготовителем накладных преобразователей температуры ТСПУ 011, рекомендована конструкция узла представленную на рисунке.

Наряду с очевидной высокой технологичностью рекомендуемого заводом изготовителем узла крепления этот метод имеет ряд существенных недостатков:

Рекомендация завода изготовителя закреплять накладные преобразователи температуры на поверхности трубопровода двухкомпонентным эпоксидным клеем условно повышает надежность монтажа, но при этом образуется тонкий слой клеевой термоизоляции, вносящий дополнительное тепловое сопротивление, а, следовательно, и дополнительную погрешность измерения температуры.

Тонкий слой эпоксидного клея, обладающего малой величиной теплопроводности, будет вносить дополнительное термосопротивление, которое лишь повышает инерцию измерения и дополнительную погрешность.

					Исследование возможности применения накладных преобразователей температуры при проведении инвентаризации нефтепродуктов	Лист
						78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

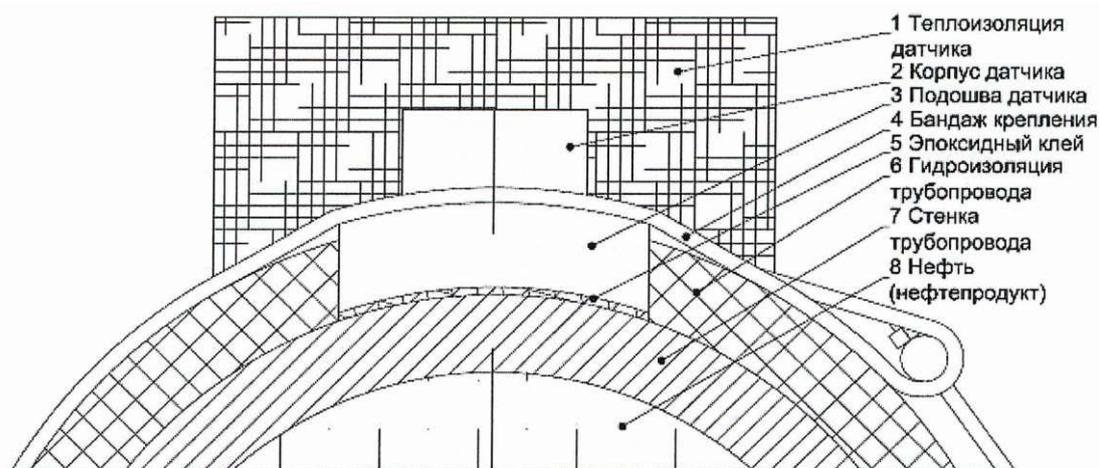


Рисунок 17 – Конструкция узла измерения температуры стенки трубопровода, выполненная по рекомендациям завода изготовителя

Помимо дополнительного термосопротивления клей, соприкасаясь со всей поверхностью подошвы накладного преобразователя температуры, создаст поток тепла от поверхности трубопровода к внешней среде через стальную ленту бандажа. Стальная лента бандажа соприкасается с корпусом накладного преобразователя температуры. Наличие такого теплопроводящего мостика тепла от корпуса преобразователя температуры к воздуху внутреннего пространства колодца КИП, будет вносить дополнительную динамическую погрешность, вследствие изменений температуры воздуха внутри колодца КИП. Компенсировать такую можно путем обеспечения термоизоляции стальной ленты с помощью теплоизолирующего покрытия.

Рекомендация завода изготовителя использовать бандаж из стальной ленты для дополнительного закрепления накладных преобразователей температуры на поверхности трубопровода, без использования термоизоляции между стальной лентой и корпусом накладных преобразователей температуры, приводит к образованию теплового мостика между корпусом накладных преобразователей температуры и внутренним пространством колодца КИП. Это обусловлено наличием прямого контакта ленты бандажа и корпуса накладных преобразователей температуры, при этом лента бандажа выходит из-под термоизолирующего колпака и находится в прямом контакте с конвективными воздушными потоками внутри колодца КИП.

Температура воздуха внутри колодца КИП будет изменяться в соответствии с климатическими условиями, что и вызовет переменное температурное напряжение, активизирующее динамические теплотери в слое эпоксидного клея, а также дополнительные теплотери в корпусе накладных преобразователей температуры, а, следовательно, и на чувствительном элементе накладных преобразователей температуры, что и вызывает образование дополнительной погрешности измерения температуры стенки трубопровода.

В дальнейшем целесообразно разработать и внедрить конструкцию накладного преобразователя температуры в исполнении, обеспечивающем максимальную теплоизоляцию чувствительного элемента и поверхности трубопровода в зоне измерений от внешних воздействующих факторов. Примером может служить конструкция недавно вышедшего в серийное производство преобразователя температуры Rosemount™ 648, в котором обеспечивается точечный контакт чувствительного элемента с поверхностью трубопровода, при обеспечении максимальной теплоизоляции чувствительного элемента от корпуса преобразователя температуры. Представленный рисунок обеспечивает беспроводной интерфейс, который не применяется на установках промежуточного хранения бензина пиролиза, но выбор интерфейса осуществляется исходя из потребностей заказчика.

Вопрос выбора оптимальной конструкции накладного преобразователя температуры, обеспечивающего учет особенностей применения на установках промежуточного хранения бензина пиролиза, является темой отдельного исследования.

					Исследование возможности применения накладных преобразователей температуры при проведении инвентаризации нефтепродуктов	Лист
						80
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



Рисунок 18 – Накладной преобразователь температуры, установленный на поверхность трубопровода

После закрепления накладного преобразователя температуры и подключения контрольного кабеля на поверхность трубопровода была произведена установка теплоизолирующего колпака. Теплоизолирующий колпак предназначен для уменьшения теплопотерь в зоне установки накладного преобразователя температуры приводящих к возникновению дополнительной погрешности измерений. Результат установки представлен на рисунке.

Вся конструкция установлена под фальшполом колодца КИП с целью предотвращения случайных механических повреждений.

					Исследование возможности применения накладных преобразователей температуры при проведении инвентаризации нефтепродуктов	Лист
						81
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



Рисунок 19 – Накладной преобразователь температуры с термоизолирующим колпаком, установленный на поверхность трубопровода

Общий вид конструкции установки преобразователя температуры с термоизолирующим колпаком при снятом фальшполе колодца КИП представлен на рисунке.

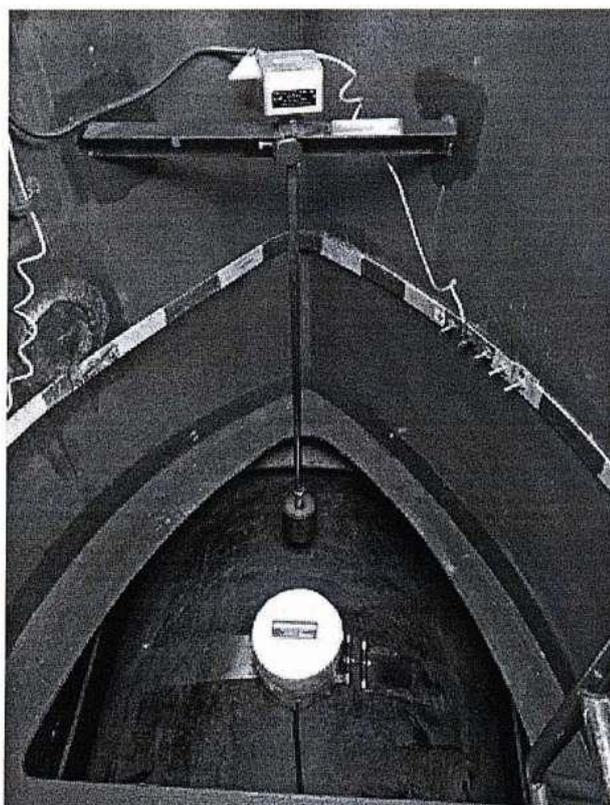


Рисунок 20 – Общий вид накладного преобразователя температуры с термоизолирующим колпаком, установленного на поверхность трубопровода в колодце КИП

					Исследование возможности применения накладных преобразователей температуры при проведении инвентаризации нефтепродуктов	Лист
						82
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3.3 Технические решения по креплению и теплоизоляции накладного преобразователя температуры

Монтаж, демонтаж и термоизоляция накладных преобразователей температуры производится стандартными методами, рекомендованными заводами изготовителями накладных преобразователей температуры, но не учитывает особенности установки их на установках промежуточного хранения бензина пиролизав колодцах КИП, что приводит к усложненной процедуре монтажа/демонтажа и дополнительным погрешностям измерения температуры нефтепродуктов на установках промежуточного хранения бензина пиролиза.

Для снижения влияния дополнительных погрешностей и снижения эксплуатационных затрат, возникающих при применении накладных преобразователей температуры - монтаж, демонтаж и техническое обслуживание должны проводиться в рабочих условиях на месте эксплуатации. Поверка/калибровка накладных преобразователей температуры должны производиться в соответствии с требованиями и рекомендациями заводов изготовителей.

С целью обеспечения возможности монтажа/демонтажа накладных преобразователей температуры в ходе выполнения НИР была разработана конструкция, обеспечивающая вышеуказанные требования. Применение предлагаемой конструкции для установки и термоизоляции накладного преобразователя температуры позволит снизить трудоемкость операций монтажа и демонтажа за счет изменения конструкции крепления накладного преобразователя температуры к трубопроводу установок промежуточного хранения бензина пиролиза. Помимо этого, конструкция позволяет снизить погрешность измерения температуры нефтепродуктов за счет использования модифицированной схемы теплоизоляции с применением современных теплоизолирующих, негорючих материалов. Снижение термосопротивления «поверхность трубопровода-подошва преобразователя» достигается за счет применения теплопроводящей пасты, наносимой на поверхность подошвы накладных преобразователей температуры.

					Исследование возможности применения накладных преобразователей температуры при проведении инвентаризации нефтепродуктов	Лист 83
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Конструкция устройства крепления представлена на рисунке.

Установка накладного преобразователя температуры на трубопроводы установок промежуточного хранения бензина пиролизаразного диаметра обеспечивается рамкой крепления с диаметром кривизны, соответствующим диаметру конкретной трубы. Рамка крепления устанавливается с помощью стальной лены, обернутой вокруг трубопровода и стяжных болтов крепления, таким образом, чтобы обеспечивать герметичность в области контакта с гидроизоляцией трубопровода.

Нижний теплоизолятор имеет сквозное окно размером, соответствующим размерам подошвы накладного преобразователя температуры и обеспечивает теплоизоляцию накладного преобразователя температуры от стенок рамки. Нижний теплоизолятор изготавливается из негигроскопичного негоряемого материала, обладающего большим тепловым сопротивлением.

Накладной преобразователь температуры вставляется в окно нижнего теплоизолятора. Контакт с трубопроводом обеспечивается применением теплопроводящей пасты, нанесенной на сопрягающиеся поверхности трубопровода и накладного преобразователя температуры.

Прижимная пружина обеспечивает передачу требуемого усилия прижима накладного преобразователя температуры к поверхности трубопровода.

Верхний теплоизолятор имеет внутреннюю полость, соответствующую размерам накладного преобразователя температуры и прижимной пружины. Верхний теплоизолятор изготавливается из негигроскопичного негоряемого материала, обладающего большим тепловым сопротивлением и обеспечивает теплоизоляцию накладного преобразователя температуры от боковых и верхней стенок герметичной крышки.

Герметичная крышка обеспечивает герметизацию внутреннего пространства конструкции и требуемое усилие прижима накладного преобразователя температуры к поверхности трубопровода.

					Исследование возможности применения накладных преобразователей температуры при проведении инвентаризации нефтепродуктов	Лист 84
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Винты крепления герметичной крышки обеспечивают прочное соединение рамки крепления и герметичной крышки.

В гидроизоляции трубопровода прорезается до металла стенки трубопровода прямоугольное отверстие по размеру посадочного места накладного преобразователя температуры. Освобожденная от гидроизоляции поверхность трубопровода шлифуется до металлического блеска.

На трубопровод устанавливается стальная лента крепления и прикрепляется к рамке крепления стяжными болтами крепления. Стяжные болты крепления наживляются до приведения стальной ленты крепления в преднатянутое состояние, рамка крепления должна иметь возможность перемещения.

Установка рамки крепления производится гидроизоляцию таким образом, чтобы отверстие в гидроизоляции по п. 1 находилось по центру рамки крепления, точность установки рамки крепления в горизонтальной плоскости должна быть не хуже $\pm 3^\circ$.

После установки рамки крепления стяжные болты крепления затягиваются до рабочего усилия, обеспечивающего герметичность в зоне контакта рамки крепления и гидроизоляции трубопровода.

В рамку крепления устанавливается нижний теплоизолятор. Закрепление нижнего теплоизолятора не производится.

					Исследование возможности применения накладных преобразователей температуры при проведении инвентаризации нефтепродуктов	Лист
						85
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

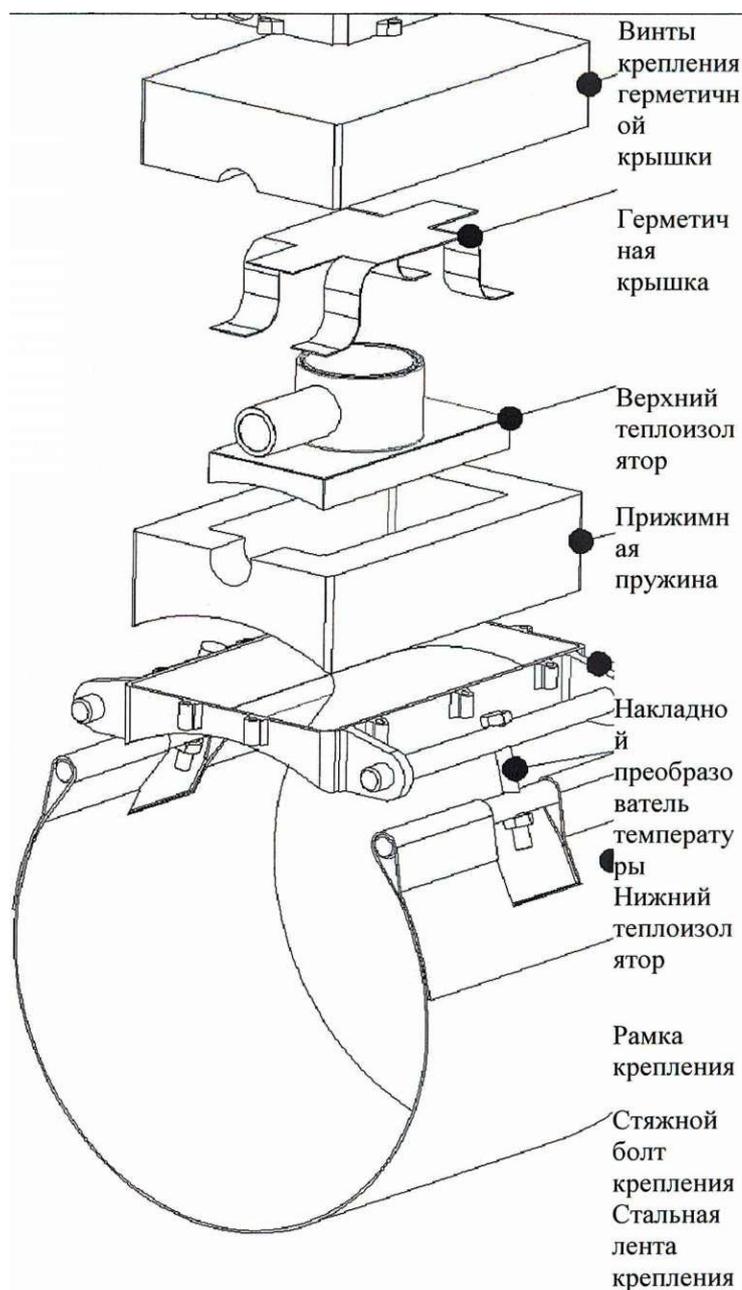


Рисунок 21 – Конструкция устройства крепления

Далее устанавливается накладной преобразователь температуры. Перед установкой накладного преобразователя температуры сопрягаемые поверхности накладного преобразователя и трубопровода покрываются теплопроводящей пастой для обеспечения надежного теплового контакта, при этом толщина слоя теплопроводящей пасты должна быть минимальной.

					Исследование возможности применения накладных преобразователей температуры при проведении инвентаризации нефтепродуктов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		86

После установки накладного преобразователя температуры устанавливается прижимная пружина, обеспечивающая расчетное усилие прижима накладного преобразователя температуры к поверхности трубопровода. После установки прижимной пружины устанавливается верхний теплоизолятор.

Конечной операцией является установка крышки и затяжка винтов крепления крышки. Крышка изготавливается таким образом, чтобы обеспечить герметизацию внутреннего пространства устройства крепления накладного преобразователя температуры. Антикоррозионная защита трубопровода в месте установки накладного преобразователя температуры обеспечивается герметичностью корпуса устройства крепления накладного преобразователя температуры

Накладные преобразователи температуры устанавливались в технологических колодцах (КИП) непосредственно возле врезных преобразователей температуры. Установка производилась в соответствии с требованиями и рекомендациями завода изготовителя, изложенными в паспорте ВБАЛ.2.821.011.16 ПС на «Термопреобразователи сопротивления взрывозащищенные», выпускаемых по техническим условиям ВБАЛ.2.821.011 ТУ.

Испытания проводились при различных внешних воздействующих факторах: первый этап в нормальных условиях эксплуатации, технологический колодец герметичен и закрыт; второй этап в условиях прямого воздействия окружающего воздуха, технологический колодец открыт; третий этап в условиях затопления технологического колодца грунтовыми водами.

Первый этап испытаний

Испытания проводились в нормальных условиях эксплуатации, технологический колодец герметичен и закрыт.

Фиксирование результатов измерения температуры производилось в течение 164 ч, при этом фиксировались: показания врезного преобразователя температуры; показания накладного преобразователя температуры; показания преобразователя температуры окружающего воздуха на НПС. Результаты измерений усреднялись.

					Исследование возможности применения накладных преобразователей температуры при проведении инвентаризации нефтепродуктов	Лист 87
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Измеренные показания температуры накладным преобразователем температуры отличаются от показаний температуры, измеренных врезным преобразователем температуры на 0,9-1,1 °С, что в первую очередь указывает на наличие тепловых потерь в зоне измерений, причиной которых может являться тепловой контакт корпуса накладного преобразователя температуры со стальной лентой бандажного крепления. Стальная лента бандажного крепления не изолирована по тепловым потокам, как от корпуса накладного преобразователя температуры, так и от окружающего воздуха внутри колодца КИП и, следовательно, может вносить дополнительные тепловые потери, порождающие дополнительную погрешность измерений.

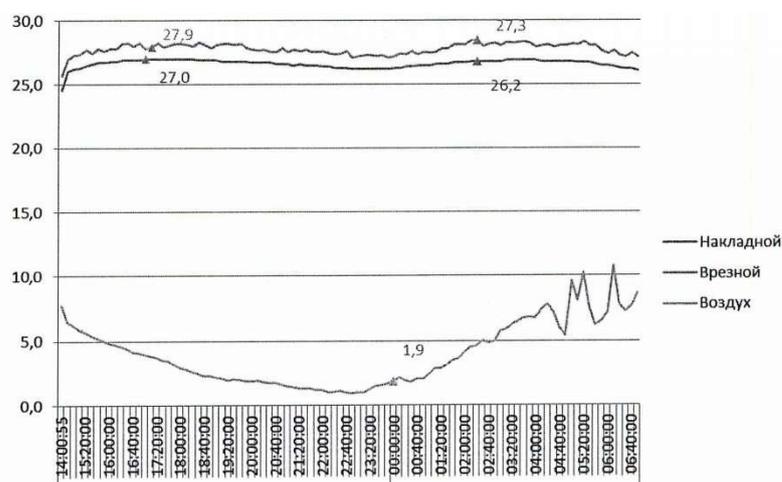


Рисунок 22 – Тренды показаний температуры

Резюмируя можно сказать, что при установившихся показателях тепловых процессов, протекающих в колодце КИП, дополнительная погрешность измерений вызывается тепловым контактом накладного преобразователя температуры с воздушной средой внутри колодца КИП через стальную ленту бандажного крепления, при этом погрешность фактически не зависит от температуры внешней (для колодца КИП) температуры воздуха вследствие малой разности температур (температурного напора) нефтепродуктов и окружающего воздуха снаружи колодца КИП.

Второй этап испытаний

Испытания проводились в условиях воздействия окружающего воздуха снаружи колодца при открытом люке колодца КИП.

					Исследование возможности применения накладных преобразователей температуры при проведении инвентаризации нефтепродуктов	Лист
						88
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

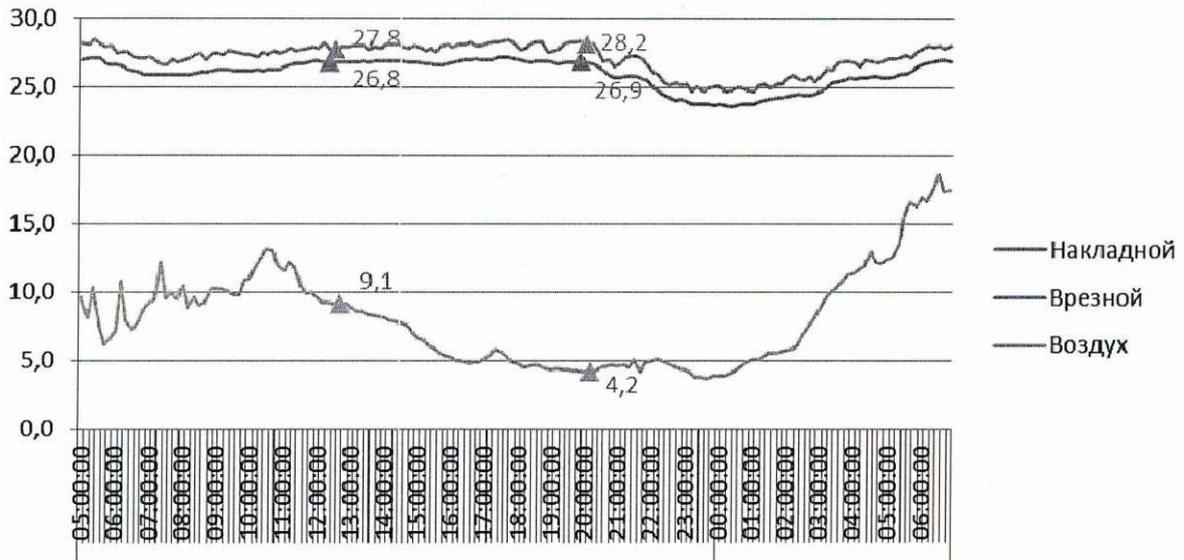


Рисунок 23 – Тренды показаний температуры

Измеренные показания температуры накладным преобразователем температуры отличаются от показаний температуры, измеренных врезным преобразователем температуры на 0,9-1,3 °С.

Третий этап испытаний.

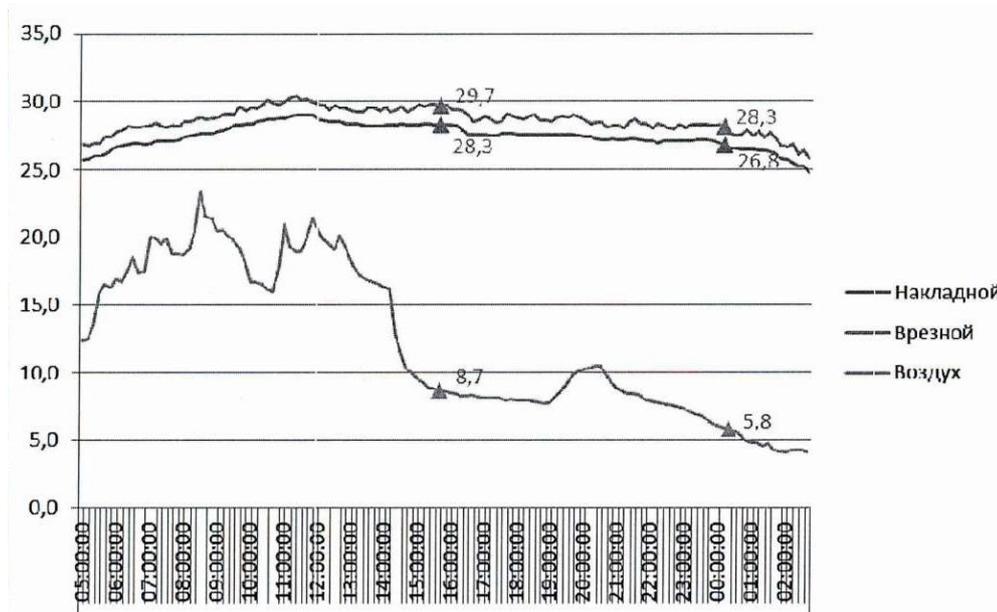


Рисунок 24 – Тренды показаний температуры НПС «Сосновка»

Испытания проводились в условиях затопления технологического колодца. Измеренные показания температуры накладным преобразователем температуры отличаются от показаний температуры, измеренных врезным преобразователем температуры на 0,5-1,5 °С.

По результатам обработки данных, полученных в результате исследований, определены следующие параметры: минимальная абсолютная погрешность $\Delta t_{\text{мин}} = -0,7$ °С; максимальная абсолютная погрешность $\Delta t_{\text{макс}} = 3,0$ °С; коэффициент Пирсона (корреляция) температуры внешней среды и температуры в колодце КИП $K_{\text{пирс}} = 0,2$; коэффициент Пирсона (корреляция) температуры воздуха в колодце КИП типа КТ и температуры нефтепродуктов $K_{\text{пирс}} = 0,1$; коэффициент Пирсона (корреляция) температуры пары накладных преобразователей в колодце $K_{\text{пирс}} = 0,9$.

Минимальная и максимальная абсолютные погрешности определены как разность между значением температуры, измеренным накладным преобразователем температуры и значением температуры, измеренным врезным преобразователем температуры.

Коэффициент Пирсона (корреляция) температуры внешней среды и температуры в колодце КИП имеет значение $K_{\text{пирс}} = 0,2$, что означает практическое отсутствие зависимости температуры в колодце КИП от температуры внешней среды. Такой эффект объясняется тем, что колодец КИП заглублен в землю не менее чем на три метра и не оснащен приточно-вытяжной вентиляцией.

Коэффициент Пирсона (корреляция) температуры пары накладных преобразователей в колодце КИП имеет значение $K_{\text{пирс}} = 0,9$, что означает практическое отсутствие теплового потока в условиях установившегося теплообмена (воздух внутри колодца имеет температуру близкую к температуре нефтепродуктов, радиальный градиент температуры нефтепродуктов составляет величину не более 0,67 °С/м).

Таким образом, накладные преобразователи температуры установлены в полном соответствии с требованиями завода изготовителя, однако требования завода из-

					Исследование возможности применения накладных преобразователей температуры при проведении инвентаризации нефтепродуктов	Лист
						90
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

готовителя не в полной мере учитывают особенности установки накладных преобразователей температуры на установках промежуточного хранения бензина пиролиза. Накладные преобразователи температуры ТСПУ 011, в целом удовлетворяют требованиям по функциональному назначению как индикаторы температуры и могут использоваться в процессе контроля температуры; в целях снижения влияния внешних воздействующих факторов, определяющих возникновение дополнительной погрешности измерений для вновь устанавливаемых накладных преобразователей температуры, целесообразно доработать узел крепления и теплоизоляции для обеспечения надежной теплоизоляции чувствительного элемента и зоны установки накладного преобразователя температуры от воздействия внешних источников тепла.

					Исследование возможности применения накладных преобразователей температуры при проведении инвентаризации нефтепродуктов	Лист
						91
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Глава 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережения

Данный раздел выпускной квалификационной работы предназначен для анализа конкурентоспособности, ресурсоэффективности и расчёта бюджета проводимой разработки. Настоящая работа проводится на лабораторном стенде с электроавтоматикой и предполагает исследование эффективности способа решения поставленной инженерной задачи, а именно – применения программного пакета MATLAB в качестве средства для моделирования и отладки системы автоматического регулирования температуры, расхода объекта. Оценка перспективности, планирование и формирование бюджета научного исследования позволяют анализировать его экономическую эффективность.

4.1. Потенциальные потребители результатов исследования

Объектом разработки является система автоматического регулирования температуры объекта. Потенциальными потребителями системы регулирования температуры могут выступать предприятия нефтяной отрасли, лаборатории, профильные университеты. Сегментирование рынка проводится по сфере использования и по размеру компании-заказчика. Карта сегментирования приведена в таблице 4.1.1.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Эксплуатация и обслуживание установки промежуточного хранения бензина пиролиза			
Разраб.		Бородин А.В.			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережения	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Зарубина О.Н.					92	136
Консульт.						ТПУ гр.-32Б61Т		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

Таблица 4.1.1 – Карта сегментирования

		Сфера использования		
		промышленные предприятия	Университеты	лаборатории
мер организации	Крупные			
	Средние			
	Мелкие			

В приведённой карте сегментирования показано, что для реализации разработки подходят мелкие предприятия химической промышленности, университеты, мелкие и средние лаборатории. Для использования в более крупных организациях требуется внедрить в систему поддержку промышленных сетей и настроить взаимодействие со SCADA-системами.

4.2 Анализ конкурентных технических решений

На российском рынке в качестве производителей систем автоматического регулирования температуры выделяются компании «1», «2».

Компания «1» специализируется на изготовлении различного вида датчиков и контроллеров, в том числе и для САР температуры. Помимо поставок оборудования компания осуществляет разработку и внедрение проектов автоматизации на собственном оборудовании. Терморегуляторы компании «1» способны производить автоматическую настройку параметров в зависимости от объекта автоматизации.

Компания «2» предлагает готовые решения, в частности для автоматизации котельных и тепловых узлов, на собственном программно-техническом комплексе (ПТК «Контар») и обеспечивает комплексную автоматизацию тепловых объектов.

Сравнительная таблица конкурирующих технических решений приведена в табл. 4.2.1.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережения	Лист
						93
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 4.2.1 – Сравнение конкурирующих технических решений

Критерии оценки	критерия	Баллы			онкурентоспособность		
		Б _ф	Б _{к1}	Б _{к2}	К _ф	К _{к1}	К _{к2}
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
Удобство в эксплуатации	0,1	4	5	5	0,4	0,5	0,5
Долговечность	0,05	5	5	4	0,25	0,25	0,2
Надежность	0,1	5	5	4	0,5	0,5	0,4
Безопасность	0,2	4	4	4	0,8	0,8	0,8
Точность измерений	0,05	5	5	4	0,25	0,25	0,2
Быстродействие	0,05	5	4	4	0,25	0,2	0,2
Экономические критерии оценки эффективности							
Цена	0,2	5	3	4	1	0,6	0,8
Предполагаемый срок эксплуатации	0,1	4	4	5	0,4	0,4	0,5
Послепродажное обслуживание	0,05	5	5	5	0,25	0,25	0,25
Доступность	0,1	5	5	5	0,5	0,5	0,5
Итого	1	48	43	42	4,6	4,15	4,35

По результатам расчётов табл. 4.2.1 можно заключить, что разрабатываемая система конкурентоспособна на рынке. Разработка проигрывает аналогичным системам в удобстве: компании «1» за счёт отсутствия возможности автоматической идентификации и настройке объекта; компании «2» за счёт отсутствия взаимодействия со SCADA-системами на данном этапе разработки. К сильным сторонам можно отнести точность измерения температуры, надёжность (за счёт предварительного моделирования и возможности применения сложных алгоритмов управления), а также цену разработки (экономия за счёт переноса управляющих функций ПЛК на программный пакет MATLAB).

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		94

4.3 SWOT-анализ

SWOT-анализ проводится для комплексной оценки внешней и внутренней среды проекта. В силу того, что разработка системы автоматического регулирования температуры является лишь частным способом применения рассмотренного подхода, при SWOT-анализе рассматриваются сильные и слабые стороны, возможности и угрозы применительно к способу решения поставленной задачи. Итоговая матрица SWOT-анализа приведена в табл. 4.3.1.

Таблица 4.3.1 – Матрица SWOT-анализа

	Сильные стороны:	Слабые стороны:
	С1. Предварительное моделирование.	Сл1. Затраты на ПО для моделирования.
	С2. Возможность применения сложных алгоритмов управления.	Сл2. Затраты на дополнительное обучение разработчика и/или оператора.
	С3. Возможность быстрого программного изменения алгоритма управления.	Сл3. Необходимость проведения идентификации перед моделированием.
	С4. Экономия на среднем уровне АСУ ТП за счёт переноса управляющей программы на верхний уровень (ПК).	Сл4. Сложность применения подхода для управления быстротекущими процессами.

Продолжение таблицы 4.3.1

<p>Возможности:</p> <p>В1. Рост стоимости оборудования и, следовательно, рост цены ошибки без применения моделирования.</p> <p>В2. Рост спроса со стороны ответственных и/или опасных производств.</p> <p>В3. Разработка подсистемы автоматической идентификации</p> <p>В4. Использование пакета SimulinkRealTime</p>	<p>В1В2С1С2. Эффективность предварительного моделирования будет только возрастать.</p> <p>В3С3. Автоматическая идентификация ускорит разработку подобных систем с применением MATLAB</p>	<p>В1В2Сл1Сл2. Потенциальная стоимость вероятной ошибки значительно больше стоимости ПО для моделирования.</p> <p>В3Сл3. При реализации автоматической идентификации указанная слабая сторона нивелируется.</p> <p>В4Сл4. SimulinkRealTime позволит создавать из моделей приложения реального времени для управления быстротекущими процессами</p>
<p>Угрозы:</p> <p>У1. Рост спроса на адаптивные и интеллектуальные регуляторы и контроллеры.</p>	<p>У1С2С3. Введение адаптивной составляющей при разработке системы с использованием MATLAB</p>	<p>У1Сл3. Приведёт к конкурентному отставанию, если не вводить в систему автоматическую идентификацию.</p>

Продолжение таблицы 4.3.1

У2. Повышенные требования к безопасности данных	позволит исследуемому подходу оставаться конкурентоспособным	У3Сл1Сл2. Возможен отказ от рассмотренного подхода.
У3. Оптимизация затрат на предприятии		

По итогам SWOT-анализа выявлены возможности для дальнейшего развития как настоящей системы автоматического регулирования, так и в целом подхода к созданию подобных систем.

1. Для противодействия угрозе У1 в систему следует ввести подсистему автоматической идентификации и автоматической настройки параметров регулятора.

2. В случае предъявления повышенных требований к безопасности данных (угроза У2) разработка может получить конкурентное отставание, так как отечественных аналогов программному пакету MATLAB не существует. В этом случае следует отказаться от использования MATLAB и перенести управляющие функции на уровень SCADA-системы (например, MasterSCADA), либо использовать более дорогие контроллеры и реализовывать сложные алгоритмы управления в них.

3. Для противодействия угрозе У3 и сокращения затрат на разработку можно использовать более дешёвые ПЛК или сэкономить на датчике температуры в ущерб точности измерения.

4.4 Планирование научно-исследовательской работы

4.4.1 Структура работ

Прежде чем начать работу над проектом, необходимо провести планирование этапов работы, обозначив при этом занятость каждого из участников, а также привести сроки выполнения каждого этапа. Структура работ и распределение занятости исполнителей приведены в табл. 4.4.1.1.

Таблица 4.4.1.1 – Структура работ

Этапы работы	Загрузка исполнителей
1. Постановка целей и задач исследования	НР – 80% И – 20%
2. Обзор литературы	И – 100%
3. Разработка технического задания	НР – 20% К – 10% И – 70%
4. Разработка календарного плана работ	НР – 20% И – 80%
5. Идентификация объекта	И – 100%
6. Создание модели в MATLAB	И – 100%
7. Сравнительный анализ методов настройки на модели системы	И – 100%
8. Установка связи MATLAB с объектом и проведение испытаний	К – 10% И – 90%
9. Обработка полученных результатов	К – 15% И – 85%
10. Оформление расчётно-пояснительной записки	И – 100%
11. Подведение итогов	НР – 100%

4.4.2 Разработка графика проведения научно-технического исследования

Трудоёмкость выполнения исследования оценивается экспертным путём в силу вероятностного характера величины. За единицу измерения трудоёмкости принимаются человеко-дни. Ожидаемая трудоёмкость рассчитывается по формуле [17]:

$$t_{ож} = \frac{3 \cdot t_{\min} + 2 \cdot t_{\max}}{5}, \quad (4.4.2.1)$$

где $t_{ож}$ – ожидаемая трудоёмкость выполнения работы чел.дн;

t_{\min} – минимально возможная трудоёмкость выполнения заданной работы, чел.дн;

t_{\max} – максимально возможная трудоёмкость выполнения заданной работы, чел.дн.

Для построения графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта длительность каждого из этапов работ в рабочих днях переводится в календарные дни по формуле:

$$T_{КД} = T_{РД} \cdot K_{КД}, \quad (4.4.2.2)$$

где $T_{КД}$ – продолжительность выполнения работы в календарных днях;

$T_{РД}$ – продолжительность выполнения работы в рабочих днях;

$K_{КД}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности рассчитывается по формуле:

$$K_{КД} = \frac{T_{КД}}{T_{КД} - T_{ВД} - T_{ПД}}, \quad (4.4.2.3)$$

где $T_{КД}$ – количество календарных дней в году;

$T_{ВД}$ – количество выходных дней в году;

$T_{ПД}$ – количество праздничных дней в году.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		99

Значение коэффициента календарности для 2020 года [18]:

$$K_{KD} = \frac{366}{366 - 66} = \frac{366}{300} = 1,22 \quad (4.4.2.4)$$

С учётом данных таблицы 4.4.1.1 и приведённых выше формул составляется расчётная таблица 4.4.2.1. Диаграмма Ганта, представляющая собой календарный график работ, приведена на рис. 4.4.2.1.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережения	Лист
						100
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 4.4.2.1 – Расчёт трудозатрат на выполнение работ

Наименование работы	Исполнители работы	Длительность работ, дн.			Трудоёмкость работ по исполнителям, чел.дн					
		t_{\min}	t_{\max}	$t_{ож}$	$T_{РД}$			$T_{КД}$		
					НР	К	И	НР	К	И
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1. Постановка целей и задач исследования	НР, И	3	4	3,4	2,72	0	0,68	3,318	0	0,83
2. Обзор литературы	И	5	7	5,8	0	0	5,8	0	0	7,076
3. Разработка технического задания	НР, К, И	12	24	16,8	3,36	1,68	11,76	4,099	2,05	14,35
4. Разработка календарного плана работ	НР, И	3	6	4,2	0,84	0	3,36	1,025	0	4,1
5. Идентификация объекта	И	6	12	8,4	0	0	8,4	0	0	10,25
6. Создание модели в MATLAB	И	12	18	14,4	0	0	14,4	0	0	17,57
7. Сравнительный анализ методов настройки на модели системы	И	6	10	7,6	0	0	7,6	0	0	9,272
8. Установка связи MATLAB с объектом и проведение испытаний	К, И	6	10	7,6	0	0,76	6,84	0	0,927	8,345
9. Обработка полученных результатов	К, И	6	10	7,6	0	1,52	6,08	0	1,854	7,418
10. Оформление расчётно-пояснительной записки	И	12	18	14,4	0	0	14,4	0	0	17,57
11. Подведение итогов	НР	2	4	2,8	2,8	0	0	3,416	0	0
Итого:				93	9,72	3,96	79,32	11,86	4,831	96,77

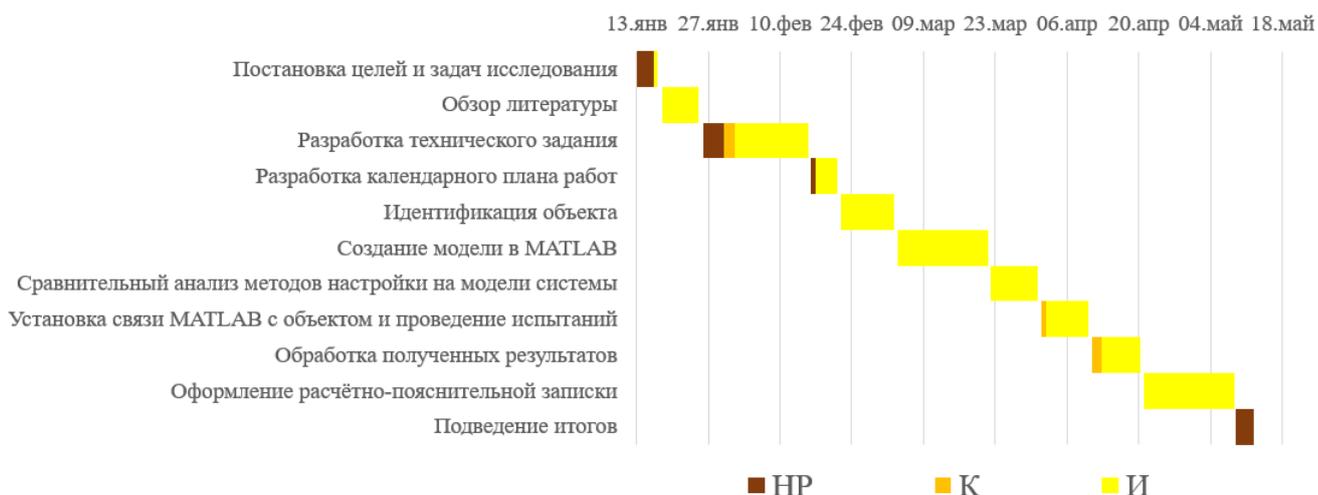


Рисунок 4.4.2.1 – Диаграмма Ганта

Из диаграммы на рис. 4.4.2.1 видно, что практическая часть всего исследования занимает порядка двух календарных месяцев. Сравнительно большой промежуток времени на составление технического задания выделен для лучшей его проработки и исключения необходимости возвращаться к этому этапу в дальнейшем.

4.5 Бюджет научно-технического исследования

Планирование бюджета позволяет оценить затраты на проведение исследования до его фактического начала и позволяет судить об экономической эффективности работы. В данном разделе подсчитываются следующие статьи расходов:

- материальные затраты;
- амортизационные отчисления;
- заработная плата исполнителей;
- отчисления во внебюджетные фонды;
- накладные расходы.

4.5.1 Расчёт материальных затрат

В этом подразделе оценивается стоимость всех материальных ценностей, непосредственно расходуемых в процессе выполнения работ. Теоретические исследования, а также моделирование системы требуют ряд программных продуктов: MicrosoftOffice, Mathcad, MATLAB, CODESYS и др. Большинство из них предоставляются бесплатно для студентов ТПУ, другие находятся в свободном доступе в сети «Интернет». Таким образом, затраты на материалы включают в себя расходы на канцелярские принадлежности, кабель для подключения к контроллеру лабораторного стенда. Для исследований используется персональный компьютер с бесплатным доступом к лицензии MATLAB. В материальные затраты также включаются транспортно-заготовительные расходы (ТЗР) в пределах от 5% до 20% от общей цены материалов. Расчёт материальных затрат приведён в табл. 4.5.1.1.

Таблица 4.5.1.1 – Материальные затраты

Наименование	на за ед., руб.	ол-во, шт.	умма, руб.
Офисная бумага, упак. 500 листов	310	1	310
Тетрадь общая, 48 л.	50	1	50
Шариковая ручка	30	3	90
Патч-корд RJ-45, кат. 5е, 2м	300	1	300
Итого			750
Итого с учётом ТЗР (10%)			825

4.5.2 Расчёт амортизационных отчислений

Написание выпускной квалификационной работы по плану занимает 5 месяцев. Для моделирования и проведения расчётов используется персональный компьютер первоначальной стоимостью 60000 рублей. Срок полезного использования для офисной техники составляет от 2 до 3 лет [19]

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережения	Лист 103
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Норма амортизации H_A рассчитывается как [20]:

$$H_A = \frac{1}{T} \cdot 100\% , \quad (4.5.2.1)$$

где T – срок полезного использования, лет.

Если принять срок полезного использования равным 3 годам, тогда норма амортизации H_A :

$$H_A = \frac{1}{3} \cdot 100\% = 33,3\% . \quad (4.5.2.2)$$

Годовые амортизационные отчисления:

$$A_{год} = 60000 \cdot 0,33 = 19800 \text{ руб.} \quad (4.5.2.3)$$

Ежемесячные амортизационные отчисления:

$$A_{мес} = \frac{19800}{12} = 1650 \text{ руб.} \quad (4.5.2.4)$$

Итоговая сумма амортизации основных средств:

$$A = 1650 \cdot 5 = 8250 \text{ руб.} \quad (4.5.2.5)$$

4.5.3 Расчёт заработной платы и отчислений во внебюджетные фонды

Оклад научного руководителя (в должности доцента) составляет 33 664 рублей, оклад консультанта (в должности ассистента) – 12 664 рублей. Оклад студента (инженера) принимается равным окладу соответствующего специалиста низшей квалификации, т.е. ассистента и составляет 12 664 рублей. В 2020 году с учётом 48-дневного отпуска 252 рабочих дня. Среднее количество рабочих дней в месяце составит 21 день. Среднедневная заработная плата для руководителя составит 1603,05 рублей в день, для консультанта и инженера – 603,05 рублей в день. Заработная плата включает в себя основную и дополнительную части. При этом основная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$ЗП_{осн} = ЗП_{дн} \cdot T_{РД} \cdot (1 + K_{нр} + K_{д}) \cdot K_p , \quad (4.5.3.1)$$

где $ЗП_{дн}$ – среднедневная заработная плата, руб.;

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережения	Лист
						104
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$T_{РД}$ – трудоёмкость выполнения работы в рабочих днях;

$K_{пр}$ – коэффициент премирования;

K_{∂} – коэффициент доплат;

K_p – районный коэффициент.

Результаты расчёта основной заработной платы по формуле 4.5.3.1 приведены в табл. 4.5.3.1.

Таблица 4.5.3.1 – Расчёт основной заработной платы

Исполнители	$ЗП_{\partialн}$	K_p	K_{∂}	$K_{пр}$	$T_{РД}$	$ЗП_{осн}$, руб
Руководитель	1603,05	0,1	0,2	1,3	9,72	26332,98
Консультант	603,05	0	0,2	1,3	3,96	3725,4
Инженер	603,05	0	0,2	1,3	79,32	74620,92
Итого						104679,3

Дополнительная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$ЗП_{доп} = ЗП_{осн} \cdot 0,12 , \quad (4.5.3.2)$$

где $ЗП_{осн}$ – основная заработная плата, руб.

Отчисления во внебюджетные фонды в соответствии с Налоговым кодексом РФ рассчитываются по формуле:

$$ЗП_{внеб} = (ЗП_{осн} + ЗП_{доп}) \cdot 0,3 , \quad (4.5.3.3)$$

где $ЗП_{осн}$ – основная заработная плата, руб;

$ЗП_{доп}$ – дополнительная заработная плата, руб.

Результаты расчётов по формулам 4.5.3.2 и 4.5.3.3 приведены в табл. 4.5.3.2.

Таблица 4.5.3.2 – Расчёт дополнительной заработной платы и отчислений

Исполнители	<i>ЗП_{доп}</i>	<i>ЗП_{внеб}</i>
Руководитель	3159,96	8847,88
Консультант	447,5	1251,73
Инженер	8954,51	25072,63
Итого	12561,97	35172,24

Накладные расходы принимаются в размере 10% от величины всех остальных расходов.

4.5.4 Расчёт общей себестоимости

Рассчитанные в пунктах 4.5.1-4.5.3 расходы сведены в таблицу 4.5.4.1.

Таблица 4.5.4.1 – Суммарные расходы

Наименование	Сумма, руб.	Удельный вес, %
Материальные затраты	825	0,464
Затраты на амортизацию	8250	4,64
Основная заработная плата	104679,3	58,93
Дополнительная заработная плата	12561,97	7,07
Страховые взносы	35172,24	19,8
Накладные расходы	16148,85	9,09
го	177637,36	100

В ходе подсчёта затрат на разработку проекта выявлено, что основная часть (63%) средств расходуется на заработную плату исполнителей.

4.6 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Эффективность разработки сравнивается аналогичными системами:

1. Система на основе программируемого логического контроллера «ОВЕН ПЛК 160» производства компании «ОВЕН» общей стоимостью 197152,98 руб.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережения	Лист 106
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2. Система на основе ПТК Контар (ПЛК «МС 12.3») производства «МЗТА» общей стоимостью 185441,11 руб.

Эффективность разработки определяется путём расчёта интегрального финансового показателя:

$$I_{фин}^i = \frac{\Phi_i}{\Phi_{max}}, \quad (4.4.1)$$

где $I_{фин}^i$ – интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_i – стоимость i-ого варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения проекта (зависит от сложности АСУ).

$$I_{фин} = \frac{177637,36}{197152,98} = 0,901, \quad (4.4.2)$$

$$I_{фин}^1 = \frac{197152,98}{197152,98} = 1, \quad (4.4.3)$$

$$I_{фин}^2 = \frac{185441,11}{197152,98} = 0,941, \quad (4.4.4)$$

Сравнительная оценка ресурсоэффективности рассматриваемых аналогов приведена в табл. 4.4.1.

Таблица 4.4.1 – Сравнительная оценка ресурсоэффективности

Критерии оценки	критерия	Баллы			Ресурсоэффективность		
		Б _ф	Б _{к1}	Б _{к2}	К _ф	К _{к1}	К _{к2}
Удобство в эксплуатации	0,1	4	5	5	0,4	0,5	0,5
Долговечность	0,05	5	5	4	0,25	0,25	0,2
Надёжность	0,1	5	4	4	0,5	0,4	0,4
Безопасность	0,2	4	4	4	0,8	0,8	0,8
Точность измерений	0,05	5	5	4	0,25	0,25	0,2
Быстродействие	0,05	5	4	4	0,25	0,25	0,2
Итого	1	22	24	21	3,95	4,1	3,8

Интегральный показатель эффективности разработки I^i вычисляется на основании рассчитанных выше интегрального финансового показателя $I_{фин}^i$ (4.4.2 – 4.4.4) и показателя ресурсоэффективности I_p^i (табл. 4.4.1):

$$I^i = \frac{I_p^i}{I_{фин}^i}, \quad (4.4.5)$$

Для разрабатываемой системы:

$$I = \frac{3,95}{0,901} = 4,384, \quad (4.4.6)$$

Для рассматриваемых аналогов:

$$I^1 = \frac{4,1}{1} = 4,1, \quad (4.4.7)$$

$$I^2 = \frac{3,8}{0,941} = 4,038, \quad (4.4.8)$$

Сравнительная эффективность разрабатываемой системы и рассматриваемых аналогов рассчитывается как:

$$\mathcal{E} = \frac{I}{I^i}, \quad (4.4.9)$$

Сравнительная эффективность разрабатываемой системы с аналогами приведена в табл. 4.4.2.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережения	Лист
						108
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 4.4.2 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Разработка	Аналог №1	Аналог №2
1	Интегральный финансовый показатель $I_{фин}$	0,901	1	0,941
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности I_p	3,95	4,1	3,8
3	Интегральный показатель эффективности I	4,384	4,1	4,038
4	Сравнительная эффективность \mathcal{E} разработки к аналогам		1,069	1,086

Сравнение значений интегральных показателей эффективности показало, что разрабатываемая система автоматического регулирования температуры хотя и уступает аналогу №1 по ресурсоэффективности, однако превосходит его по интегральному показателю эффективности за счёт меньшей стоимости разработки.

Выводы по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

В данном разделе оценены экономические аспекты исследуемого подхода к построению системы автоматического регулирования температуры:

1. Выявлены потенциальные потребители результатов исследования. Разработка может быть применена на небольших предприятиях химической промышленности, университетах, в лабораториях (см. подраздел 4.1).

2. Проведён анализ конкурентных технических решений. Выявлено два конкурента: компания «1» и компания «2». Разрабатываемая система на текущем этапе уступает конкурентам по удобству использования (см. подраздел 4.2), однако выигрывает за счёт применения программного пакета MATLAB, позволяя применять математическое моделирование и сложные алгоритмы управления в совокупности со сравнительно дешёвым ПЛК.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		109

3. В ходе SWOT-анализа основными угрозами обозначены: рост спроса на адаптивные и интеллектуальные системы; повышенные требования к безопасности; оптимизация затрат на предприятии. Возможные пути снижения влияния выявленных угроз представлены в подразделе 4.3.

4. Подсчёт затрат на разработку позволяет заключить, что основной статьёй расходов в научно-исследовательской работе является заработная плата исполнителей: основная – 104679,3 руб. (58,93%), дополнительная – 12561,97 руб. (7,07%). На втором месте страховые взносы – 35172,24 руб. (19,8%). Затем идут накладные расходы – 16148,85 руб. (9,09%). Меньше всего средств уходит на амортизацию оборудования – 8250 руб. (4,64%) и на материальные затраты – 825 руб. (0,464%). Общий бюджет разработки составил 177637,36 руб. При этом запланированная продолжительность работы составляет 114 дней.

5. В подразделе 5.6 оценена экономическая эффективность разработки. Разрабатываемая система уступает аналогу №1 по ресурсоэффективности в виду меньшего удобства эксплуатации на данном этапе, однако по сравнительному показателю эффективности разработка превосходит аналогичные системы за счёт меньшей стоимости. Экономия достигается за счёт использования менее производительного ПЛК, позволяя перенести управляющие функции на программный пакет MATLAB.

В целом, эффективность исследуемого подхода предварительного моделирования системы в каждом конкретном случае можно оценить исходя из вероятных затрат на восстановление работоспособности объекта при ошибке разработчика или оператора системы автоматического регулирования (зачастую стоимость промышленных систем составляет сотни тысяч, а иногда и миллионы рублей).

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		110

Глава 5. Социальная ответственность

5.1 Введение

Выпускная квалификационная работа посвящена анализу производственных и природно-климатических факторов образования газовых гидратов при эксплуатации газораспределительной станции и выбору способов предупреждения и ликвидации образования данного явления при транспортировке продукта.

Нефтяные станции (НС) предназначены для понижения и поддержания заданного давления, необходимого потребителям в данных условиях. Из-за суровости природно-климатических условий, а также особенностей состава транспортируемой среды нередко случаи облитерации в газопроводах и на редуцирующем оборудовании НС Конструкции данного оборудования соответствуют требованиям стандартов безопасности труда. Газораспределительная станция является опасным производственным объектом, поэтому важнейшей задачей при производстве работ по предупреждению и ликвидации аварий на НС является соблюдение правил и требований производственной и экологической безопасности.

В данном разделе рассматриваются опасные и вредные факторы, которые могут возникнуть при проведении работ на НС, а также мероприятия с помощью которых возможно устранить данные факторы.

Важнейшей задачей по повышению эффективности транспортировки нефти потребителям на станции НС является соблюдение правил и требований производственной и экологической безопасности.

Нашим техническим решением предусмотрена безаварийная и безопасная работа станции НС

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
					Эксплуатация и обслуживание установки промежуточного хранения бензина пиролиза			
Разраб.		Бородин А.В.			Социальная ответственность	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Зарубина О.Н.					111	136
Консульт.								
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						
					ТПУ гр.-32Б61Т			

Таблица 5.1.1 Основные свойства и виды опасности природного нефти

Основные свойства	Температура кипения -161,5°С Плотность паров (по воде) 0.680 ÷ 0.850 Растворимость в воде 0,02 г/кг при 20° С
Взрыво- и пожароопасность	Температура вспышки (воспламенения) - 88°С Температура самовоспламенения 650°С Область воспламенения паров 5,0 ÷ 15.0% об. Категория метана (промышленного) по взрывоопасности по ГОСТ 12.1.011-78* II-T1
Опасность для человека	ПДК 300 мг/ м ³ В организм попадает через органы дыхания Влияет на центральную нервную систему, вызывает кислородное голодание и удушье.

Таблица 5.1.2 Средства индивидуальной защиты

защита органов дыхания	изолирующие воздушно-дыхательные аппараты.
------------------------	--

Таблица 5.1.3 Необходимые действия при аварийных ситуациях

Общего характера	Удалить людей из зоны загазованности, выставить посты, запрещающие допуск людей, удалить источники открытого огня, принять меры к ликвидации утечки
При возгорании и пожаре	Огнетушители пенные, углекислотные, песок, асбестовое полотно.

Таблица 5.1.4 Меры экстренной медицинской помощи

при вдыхании	вывести из опасной зоны, обеспечить обильное питье.
при остановке дыхания	вызвать скорую помощь, вывести из опасной зоны, делать искусственное дыхание, расположить ноги выше туловища, нашатырный спирт.

5.2. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.2.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

В соответствии с нормативными документами, к работе на газораспределительной станции допускаются только лица, достигшие 18 –летнего возраста, которые прошли медицинский осмотр и не имеют противопоказаний, обученные безопасным методам ведения работы, прошедшие инструктаж на рабочем месте и получившие допуск к самостоятельной работе. Все работники обязаны использовать спецодежду, спецобувь, иные средства индивидуальной защиты в соответствии с нормами [53].

Рабочий персонал, в соответствии с федеральным законом от 28.12.13 № 426 – ФЗ «О специальной оценке условий труда», ст. 147 ТК РФ и ст. 117 ТК РФ [54], получает надбавку к заработной плате в размере не менее 4% от оклада и дополнительный оплачиваемый отпуск в размере 7 календарных дней, как работники занятые на работах с вредными или опасными условиями труда.

Работники имеют право на досрочную пенсию, а работодатель обязан перечислять повышенные взносы в пенсионный фонд.

5.2.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Для наиболее безопасного и эффективного ведения работ рабочее место должно быть правильно организовано. Это касается как расположения предметов на рабочем столе, так и расстановки оборудования на всей территории газораспределительной станции.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		113

Должен быть обеспечен наиболее удобный и быстрый доступ к оборудованию.

При расположении зданий и сооружений учитываются стороны света, рельеф местности и роза ветров. Это необходимо для того, чтобы обеспечить благоприятные условия для естественного освещения, проветривания помещений, минимизации последствий снежных заносов, избежать скопления нефти в котловинах при его утечке.

Необходимо обеспечить рациональное размещение зданий и сооружений НС: расположить административно – хозяйственные здания со стороны наибольшего движения автотранспорта; бытовые помещения – ближе к проходным; здания и сооружения с производствами повышенной пожарной опасности, в том числе котельную – с подветренной стороны по отношению к остальным зданиям.

5.3 Производственная безопасность

Таблица 5.3.1 Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении ремонтно-восстановительных работ

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ с измен. 1999 г.)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
Ремонтно-восстановительные работы	<i>Физические</i>		ГОСТ 12.0.003 - 74* ССБТ [41]
		Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	

Продолжение таблицы 5.3.1

		(в т.ч. грузо-подъемные)	
		Электрический ток	ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ [42] ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ [43]
		Электрическая дуга и металлические искры при сварке	
	Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе		
	Превышение уровней шума		ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ [44] СНиП II-12-77 [45]
	Превышение уровней вибрации		ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ [46]
	Недостаточная освещенность рабочей зоны		СП 52.13330.2016 Актуализированная редакция СНиП 23-05-95 [47]
	<i>Химические</i>		
	Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны		ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ [48] ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ [49]

Продолжение таблицы 5.3.1

		Токсическое влияние природного нефти	ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ [50]
	<i>Биологические</i>		
	Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися.		ГОСТ 12.1.008-78 ССБТ [51]

5.3.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Рассмотрим вредные производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм человека при проведении работ на участке НС и при дальнейшей эксплуатации оборудования, а также рассмотрим нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов.

1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе.

В настоящее время для оценки допустимости проведения работ и их нормирования на открытом воздухе в условиях крайнего севера (а также в районах приравненных к районам крайнего Севера) используется понятие предельной жесткости погоды (эквивалентная температура, численно равная сумме отрицательной температуре воздуха в градусах Цельсия и удвоенной скорости ветра в м/с), устанавливаемая для каждого района решением местных региональных органов управления.

Предельная жесткость погоды, ниже которой не могут выполняться работы на открытом воздухе, колеблется в пределах от -40 до -45 °С.

Согласно СанПиН 2.2.4.548-96, при эквивалентной температуре наружного воздуха ниже -25 °С работающим на открытом воздухе или в закрытых не-

					Социальная ответственность	Лист
						116
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

обогреваемых помещениях, занятым на работах, ежечасно должен быть обеспечен обогрев в помещении, где необходимо поддерживать температуру около +25 °С.

Работающие на открытом воздухе должны быть обеспечены в зимнее время спецодеждой и спецобувью с повышенным суммарным тепловым сопротивлением, а также защитными масками для лица.

Работники должны быть обучены мерам защиты от обморожения и оказанию доврачебной помощи.

2. Превышение уровней шума.

Рабочий процесс на НС происходит в условиях повышенного шумового фона. Источником шума являются процессы, происходящие с газом в регуляторах давления и сужающих устройствах. Уровень шума выше нормированных значений оказывает неблагоприятное воздействие на организм человека и результат его работы. Согласно ГОСТ 12.1.003-83 допустимый уровень шума составляет 80 дБА. Запрещается даже кратковременное пребывание в зоне с уровнями звукового давления, превышающими 135 дБА.

К коллективным средствам и методам защиты от шума относятся:

- совершенствование технологии ремонта и своевременное обслуживание оборудования;
- использование средств звукоизоляции (звукоизолирующие кожухи, кабины); средств звукопоглощения.

В качестве СИЗ Государственным стандартом предусмотрены заглушки-вкладыши (многократного или однократного пользования, вкладыши "Беруши" и др.), заглушающая способность которых составляет 6-8 дБА. В случаях более высокого превышения уровней шума следует использовать наушники, надеваемые на ушную раковину.

3. Недостаточная освещенность рабочей зоны.

Для площадок и участков работ необходимо предусматривать общее равномерное освещение. При этом освещенность должна быть не менее 2 лк неза-

					Социальная ответственность	Лист
						117
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

висимо от применяемых источников света, за исключением автодорог. При подъеме или перемещении грузов должна быть освещенность места работ не менее 5 лк при работе вручную и не менее 10 лк при работе с помощью машин и механизмов, согласно с СП 52.13330.2016

4. Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны.

Контроль воздушной среды должен проводиться в зоне дыхания при характерных производственных условиях посредством газоанализатора. Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК). Предельно допустимая концентрация пыли, как вещества умеренно опасного, в воздухе рабочей зоны составляет 1,1-10 мг/м³, для природного нефти ПДК равно 300 мг/м³.

При работе в местах, где концентрация вредных веществ в воздухе может превышать ПДК, работников должны обеспечивать соответствующими противогазами.

При работе с вредными веществами 1-, 2-, 3-го классов опасности (ртуть, одорант, сероводород, метанол, диэтиленгликоль и т.д.) должно быть обеспечено регулярное обезвреживание и дезодорирование СИЗ.

Уменьшение неблагоприятного воздействия запыленности и загазованности воздуха достигается за счет регулярной вентиляции рабочей зоны.

Работающие в условиях пылеобразования должны быть в противопыльных респираторах («Лепесток», Ф-62Ш, У-2К, «Астра-2», РП-КМ и др.), защитных очках и комбинезонах.

5. Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися.

В летнее время года работающие на открытом воздухе должны быть обеспечены, за счет предприятия, СИЗ от гнуса и энцефалитного клеща.

Если Вы при контакте с животным получили укус, оцарапывание, тщательно промойте эту часть тела водой с мылом. Необходимо немедленно сообщить о произошедшем врачу. Большинство опасных для человека кровососущих

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		118

насекомых (блохи, клещи, комары, слепни, мошки и мухи) являются переносчиками инфекционных и паразитарных заболеваний.

5.3.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Рассмотрим опасные производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм человека при проведении ремонтных и эксплуатационных работ на НС, а также рассмотрим нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов.

1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные).

Скорость движения автотранспорта, по площадке НС и вблизи мест производства работ не должны превышать 10 км/час на прямых участках и 5 км/час на поворотах.

Движущиеся части производственного оборудования, являющиеся возможным источником травмоопасности, должны быть ограждены, окрашены в сигнальный цвет с поясняющимися надписями и знаками или расположены так, чтобы исключалась возможность прикасания к ним работающего или использованы другие средства (например, двуручное управление), предотвращающие травмирование.

Для проезда строительной техники через действующие трубопроводы и другие подземные коммуникации предусмотрено устройство переездов, обеспечивающих их сохранность и безопасную эксплуатацию, проезд по трубопроводу вне оборудованного переезда строго запрещено [51].

2. Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением.

При нарушении правил безопасности при производстве, установке и использовании оборудования, работающего под высоким давлением, может возникнуть чрезвычайная ситуация. Причинами для разрушений или разгерметизаций системы высокого давления могут быть: внешние механические действия,

					Социальная ответственность	Лист
						119
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

устаривание систем (понижение механической прочности); несоблюдение технологического режима; ошибка конструктора; ухудшение порядка герметизирующей среды. Главным условием к конструкции оборудования функционирующего под высоким давлением считается надежность обеспечения безопасности при работе и возможность контроля и ремонта. Особые условия предъявляются к сварочным швам. Швам необходимо быть доступными для контроля при производстве, установке и работе, размещаться за пределами опор сосудов. Сварочные швы производятся только стыковыми.

3. Пожаровзрывобезопасность на рабочем месте.

Газотранспортное предприятие относят к производству категории «А» - взрывоопасное помещение, в согласовании с противопожарными нормами, поскольку из-за неисправности может сформироваться опасная взрывоопасная смесь, которая в ходе воспламенения развивает расчетное избыточное давление взрыва в помещении, превосходящее 5 кПа.

При категории «Г» - на производстве, где есть горючие газы (СН₄), применяемые в виде топлива.

Формирование взрывоопасной смеси паров метанола и воздуха. Горючие газы и испарения легко воспламеняющихся жидкостей могут формировать в смеси с кислородом воздуха взрывоопасные смеси. Предел концентрации горючего пара в воздухе при которой может возникнуть взрыв называется нижний и верхний предел распространения пламени (НКПР и ВКПР). Иными словами, концентрации от НКПР до ВКПР называется диапазон взрываемости. Для метанола определен намеченный спектр взрываемости: НКПР – 92000 мг/м³; ВКПР – 532000 мг/м³. [10]

С целью обеспечения пожарной безопасности объекта, руководители работ должны ознакомить рабочих с пожарной безопасностью любого вида строительного-монтажных работ, а так же веществ, материалов, конструкций и оснащения, которые используются на данных работах.

Рабочим должны быть выданы средства индивидуальной защиты.

					Социальная ответственность	Лист
						120
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

На каждом производственном объекте, где обслуживающий штат пребывает непрерывно, нужно снабжать постоянной телефонной связью с оператором.

5.4 Экологическая безопасность

Проведение природоохранных мероприятий должно обеспечивать возможность сохранения существующего до начала производства работ и потенциально достижимого при их производстве:

- уровня загрязнения природной среды;
- уровня доходности нарушаемых угодий;
- локализацию и уменьшение активности опасных природных процессов.

Таблица 5.4.1 вредное воздействие на окружающую среду и природоохранные мероприятия при производстве работ

Природные ресурсы и компоненты	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Земля и земельные ресурсы	Уничтожение и повреждение почвенного слоя, сельхозугодий и других земель	На протяжении всего периода производства работ должен осуществляться контроль соблюдения границ землеотвода.
	Засорение почвы производственными отходами	Приказом по предприятию назначается лицо, ответственное за сбор, временное хранение и организацию своевременного вывоза отходов образующихся в результате проведения работ.

Продолжение таблицы 5.4.1

		На участке должен проводиться постоянный контроль за состоянием рабочих емкостей и контейнеров с отходами. Места временного хранения и накопления отходов должны соответствовать требованиям техники безопасности, санитарно-гигиеническим нормам и выше перечисленным инструкциям.
Лес и лесные ресурсы	Лесные пожары	в качестве противопожарных мероприятий выполняются работы по созданию противопожарных заслонов (уборка валежника, срезка пожароопасного подлеска и п.т.)
Вода и водные ресурсы	Загрязнение сточными водами и мусором	Соблюдение согласованных мест расположения и границ площадок, расположенных от водоемов и водотоков на нормируемом расстоянии с целью исключения попадания загрязнений и нефтепродуктов в поверхностные воды; Емкости с отработанными ГСМ должны временно храниться на специально отведенной площадке с обваловкой на металлических поддонах, с оборудованным герметичным бордюром, позволяющим предотвратить разлив хранящегося количества отходов ГСМ за пределы площадки.

Продолжение таблицы 5.4.1

		<p>Обслуживание, ремонт, заправка техники осуществляется на специально оборудованных (с учетом экологических требований) площадках.</p> <p>В случае возникновения нештатной ситуации, связанной с проливом ГСМ, места проливов зачищаются немедленно с помощью песка. Образующийся отход должен храниться в отдельном контейнере.</p>
Воздушный бассейн	Выбросы пыли и токсичных газов из используемых машин и оборудования	Поддержание всего транспортного парка в исправном состоянии, осуществление постоянного контроля на соответствие требованиям нормативов уровня выбросов в атмосферу оксидов азота и окиси углерода в составе выхлопных газов и регулировка двигателей.
Животный мир	Распугивание, нарушение мест обитания животных, рыб и других представителей животного мира, случайное уничтожение.	<p>Для того чтобы обеспечить более высокий экологический уровень природопользования, позволяющий на порядок снизить ущерб животному миру, необходимо применение щадящих технологий при производстве работ и прогрессивных методов пользования ресурсами фауны, заключающихся в следующем:</p> <p>1) ограничить применение техники с большим удельным давлением на грунт, разрушающим почвенный покров, а также подземные ходы, норы, убежища животных;</p>

Продолжение таблицы 5.4.1

		2)ограничить передвижение вездеходной техники вне дорог.
--	--	--

С целью минимизации и предупреждения вредного антропогенного воздействия должно быть выполнено следующее: проведены инструктажи обслуживающего персонала по вопросам соблюдения норм и правил экологической и противопожарной безопасности, требований санитарно-эпидемиологической службы, ознакомление его с особым режимом деятельности в водоохраных и санитарно – защитных зонах водотоков и водозаборов.

5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Реализация сценариев аварий со взрывом газовоздушной смеси не рассматривается, так как природный нефть на 90% и более состоит из метана, который при нормальных условиях легче воздуха и поэтому образование устойчивого взрывопожароопасного облака маловероятно. Однако всё это полностью не исключает возможность взрыва. Другими источниками возгорания могут послужить неосторожное обращение с огнем или электрооборудованием, короткое замыкание.

Основные источники выделения взрывопожароопасных веществ:

1. Предохранительные устройства. В случае повышения давления в газопроводе выше допустимых пределов или при ручном подрыве срабатывает клапан СППК, и часть нефти через свечу сбрасывается в атмосферу.
2. Нарушения герметичности оборудования.
3. Сброс давления в трубопроводе и оборудовании при проведении ремонтных работ. Для снижения давления в ремонтируемом участке, нефть, находящийся во внутренних полостях трубопровода и оборудования сбрасывается в атмосферу через свечу.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		124

Таблица 5.5.1 – Характеристика взрывопожароопасных веществ на НС согласно ГОСТ 30852.19-2002 [52]

Наименование	Температура, °С		Предел взрываемости, мг/л	
	вспышки	самовоспламенения	нижний	верхний
Метан	-	537	29	113
Этан	-	515	31	194
Пропан	-	470	31	200
Бутан	-	372	33	225
Сероводород	-	246	57	650
Метанол	11	386	73	484

Методы снижения взрывопожароопасности:

1. Исключение появления источников утечки вредных веществ
2. (соблюдение правил эксплуатации, противокоррозионная защита).
3. Вентилирование помещений, в которых возможно появление
4. взрывопожароопасных веществ, для снижения их концентрации в воздухе.
5. Применение газоанализаторов для контроля загазованности.
6. Использование электрооборудования во взрывобезопасном исполнении.
7. Использование инструмента в искробезопасном исполнении.
8. Оптимальное расположение зданий и сооружений согласно генеральному плану газораспределительной станции.

При возникновении неисправности оборудования, рабочего инвентаря и инструмента немедленно прекратить работу и сообщить руководителю работ.

Работник должен принимать меры по ограничению возникновения аварийной ситуации и ее локализации.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		125

При производстве работ по ликвидации аварии работник должен соблюдать требования по охране труда по видам выполняемых работ.

При несчастном случае необходимо немедленно освободить пострадавшего от воздействия травмирующего фактора, оказать ему первую медицинскую помощь и сообщить о несчастном случае руководителю работ.

Ликвидация аварий производится немедленно после обнаружения с обязательным уведомлением диспетчера НС. Следует принять все меры для оперативной ликвидации аварий в начальной стадии, для сообщений о ходе ликвидации аварии с диспетчером НС должна поддерживаться постоянная связь.

При невозможности ликвидации аварийной ситуации собственными силами оператор НС должен немедленно принять меры по прекращению подачи нефти к месту аварии и сообщить диспетчеру НС.

Для каждой НС должны быть разработаны планы ликвидации возможных аварий (инструкции по действию персонала в аварийных ситуациях).

Дежурный оператор в аварийных ситуациях должен действовать согласно «Схемы оповещения при возникновении аварийной ситуации на НС» и «Карты действия дежурного оператора НС и бригады НС по ликвидации аварий и аварийных ситуаций на НС».

Выводы по разделу «Социальная ответственность»

Выполнение всех требований мер безопасности при выполнении работ, связанных с обслуживанием газораспределительной станции, а так же с мероприятиями по предупреждению и ликвидации случаев образования газовых гидратов в результате транспорта продукта по технологическому оборудованию станции, позволяет избежать воздействия вредных и опасных факторов или хотя бы значительно уменьшить их урон оператору и пребывающему там персоналу, а знание правил по защите окружающей среды при проведении работ минимизирует вред природе.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		126

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Значение учета любого товара, а тем более энергоносителей трудно переоценить. Учет предполагает измерение и вычисление количественных и качественных характеристик товара с заданной точностью и проводится при любых экономических операциях. На современном этапе развития Россия является одним из крупнейших игроков на рынке экспортеров энергоносителей. И от того, насколько точно возможно посчитать (учесть) нефть и нефть, направляемые на экспорт, зависит прибыль государства, а значит, и благосостояние народа. Кроме того, недостаточная точность при учете нефтепродуктов может привести к потерям невозполнимых природных ресурсов и загрязнению окружающей среды.

Технические измерения количества и качества нефтепродуктов – самая массовая среди всех операций, проводимых на установках промежуточного хранения бензина пиролиза. Поскольку это массовые операции, они проводятся персоналом средней квалификации. Отличительным признаком технических измерений является то, что они проводятся по специально разработанным и аттестованным методикам выполнения измерений (МВИ), которые должны быть предварительно досконально изученными персоналом, работающим с их применением.

Для измерения количества отпускаемого или принимаемого нефтепродукта используются счетчики различных конструкций. Различают счетчики: 1) турбинные; 2) объемные; 3) массовые; 4) ультразвуковые; 5) прочие. Номенклатура применяемых счетчиков ограничивается требованиями, предъявляемыми к приборам. Они должны иметь относительную погрешность, находящуюся в допустимых пределах и большую пропускную способность.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Эксплуатация и обслуживание установки промежуточного хранения бензина пиролиза			
Разраб.		Бородин А.В.			Заключение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Зарубина О.Н.					127	136
Консульт.								
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						
					ТПУ гр.-32Б61Т			

Для учета нефтепродуктов используются: прямой и косвенный методы статических измерений, прямой и косвенный метод динамических измерений, а также гидростатический метод, основанный на измерении уровня в мерах вместимости с последующим отбором проб и вычислением массы в виде произведения объема на плотность.

Для проведения точных и эффективных работ по постоянному мониторингу объемов нефтепродуктов в резервуарах необходимо, с одной стороны, обеспечивать эффективный измерительный контроль высоты уровня налива продукта, а с другой – иметь точные данные градуировки резервуара.

Применение высокоэффективных методов измерения уровня налива без обеспечения службы эксплуатации точными градуировочными таблицами будет приводить к тому, что данные по объемам перевалочных операций будут неточны.

Международный стандарт ANSI/ISA 95 предоставляет концептуальную основу для автоматизации оперативного управления производственной деятельностью предприятий. Он использует понятия, модели и структуры данных, введенные стандартом ANSI/ISA-88, который был создан для периодических производств. Применение этих двух стандартов дает возможность выстроить парадигму ТИА комплексной автоматизации производственного предприятия. Проблему автоматизации управления производственным предприятием следует рассматривать как совокупность взаимосвязанных задач автоматизации управленческих процессов на всех уровнях управления – от автоматизированного контроля физических и технологических процессов вплоть до управления бизнес-процессами и бизнес-планированием.

По результатам обработки данных, полученных в результате исследований, определены следующие параметры: минимальная абсолютная погрешность $\Delta t_{\text{мин}} = -0,7 \text{ }^{\circ}\text{C}$; максимальная абсолютная погрешность $\Delta t_{\text{макс}} = 3,0 \text{ }^{\circ}\text{C}$; коэффициент Пирсона (корреляция) температуры внешней среды и температуры в колодце КИП $K_{\text{пирс}} = 0,2$; коэффициент Пирсона (корреляция) температуры воздуха в колодце КИП типа КТ и температуры нефтепродуктов $K_{\text{пирс}} = 0,1$; коэффициент

					Заключение	Лист
						128
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Пирсона (корреляция) температуры пары накладных преобразователей в колдце $K_{\text{пирс}} = 0,9$.

Был сделан вывод о том, что накладные преобразователи температуры установлены в полном соответствии с требованиями завода изготовителя, однако требования завода изготовителя не в полной мере учитывают особенности установки накладных преобразователей температуры, накладные преобразователи температуры ТСПУ 011, в целом удовлетворяют требованиям по функциональному назначению как индикаторы температуры и могут использоваться в процессе контроля температуры установок промежуточного хранения бензина пиролиза; в целях снижения влияния внешних воздействующих факторов, определяющих возникновение дополнительной погрешности измерений для вновь устанавливаемых накладных преобразователей температуры, целесообразно доработать узел крепления и теплоизоляции на трубопроводе установок промежуточного хранения бензина пиролиза для обеспечения надежной теплоизоляции чувствительного элемента и зоны установки накладного преобразователя температуры от воздействия внешних источников тепла.

По результатам финансового менеджмента был сделан вывод:

Выявлены потенциальные потребители результатов исследования. Разработка может быть применена на небольших предприятиях химической промышленности, университетах, в лабораториях.

Проведён анализ конкурентных технических решений. Разрабатываемая система на текущем этапе уступает конкурентам по удобству, однако выигрывает за счёт применения программного пакета MATLAB, позволяя применять математическое моделирование и сложные алгоритмы управления в совокупности со сравнительно дешёвым ПЛК.

					Заключение	Лист
						129
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Артемьев Б. Г., Лукашов Ю. Е. Справочное пособие для специалистов метрологических служб / Б. Г. Артемьев, Ю. Е. Лукашов. – М. : ИПК Издательство стандартов, 2004. – 648 с.
2. Ермаков В. И. Технология ремонта химического оборудования : учебное пособие /В. И. Ермаков, В. С. Шеин. – Л. : Химия, 1977. – 278с.
3. Кормильцин Г. С. Основы диагностики и ремонта химического оборудования : учебник для вузов /Г. С. Кормильцин. – М., 2007. – 232с.
4. ВНТП 5-95. Нормы технологического проектирования предприятий по обеспечению нефтепродуктами (нефтебаз).
5. Вышлов В. А. Персональные измерительные системы / В. А. Вышлов, В. А. Кузнецов, Е. Ю. Тимофеев // Измерительная техника. – 1995. – №11. – С. 24-26. – 1996. –№2, №3. – С. 42-46.
6. ГОСТ 24.104-85. Автоматизированные системы управления. Общие требования.
7. ГОСТ 24.701-86. Автоматизированные системы управления технологическими процессами. Надежность. Основные положения.
8. ГОСТ 2517-85 Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб.
9. ГОСТ 26976-86 Нефть и нефтепродукты. Методы измерения массы [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://docs.cntd.ru/document/1200003706>
10. ГОСТ 29329-92 Весы для статического взвешивания. Общие технические требования [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://docs.cntd.ru/document/1200003839>

					Эксплуатация и обслуживание установки промежуточного хранения бензина пиролиза		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	Список используемой литературы		
<i>Разраб.</i>		Бородин А.В.					
<i>Руковод.</i>		Зарубина О.Н.					
<i>Консульт.</i>							
<i>Рук-ль ООП</i>		Брусник О.В.					
					<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
						130	136
					ТПУ гр.-32Б61Т		

11. ГОСТ 34.003-90. Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Термины и определения.

12. ГОСТ 34.201-89. Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем.

13. ГОСТ 34.601-90. Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.

14. ГОСТ 34.602-89. Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Техническое задание на создание автоматизированной системы.

15. ГОСТ 7502-98 Рулетки измерительные металлические. Технические условия [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://docs.cntd.ru/document/1200004328>

16. ГОСТ 8.021-2005. Государственная система обеспечения единства измерений. Государственная поверочная схема для средств измерений массы.

17. ГОСТ 8.024-2002. Государственная система обеспечения единства измерений. Государственная поверочная схема для средств измерений плотности.

18. ГОСТ 8.453-82. Государственная система обеспечения единства измерений. Весы для статического взвешивания. Методы и средства поверки.

19. ГОСТ 8.510-2002. Государственная система обеспечения единства измерений. Государственная поверочная схема для средств измерений объема и массы жидкости.

20. ГОСТ 8.520-84. Государственная система обеспечения единства измерений. Весы лабораторные образцовые и общего назначения. Методика поверки.

21. ГОСТ 8.595-2004. Масса нефти и нефтепродуктов [Электронный ресурс]. – Режим доступа : http://www.nge.ru/g_8_595-2004.htm

22. ГОСТ Р 53228-2008. *Весы неавтоматического действия. Часть 1. Метрологические и технические требования. Испытания* [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <https://internet-law.ru/gosts/gost/48584/>

					Список используемой литературы	Лист
						131
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

23. ГОСТ Р 53228-2008. Весы неавтоматического действия. Часть 1. Метрологические и технические требования. Испытания.

24. ГОСТ Р 8.595-2002. ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования и методикам выполнения измерений [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <https://files.stroyinf.ru/Data1/11/11506/>

25. ГОСТ Р 8.595-2004. Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений.

26. ГОСТ Р 8.596-2002. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

27. Камышинский опытный завод. Каталог. – Камышин, 2018. – 28 с.

28. Кравченко В. Измерения расхода с помощью кориолисовых расходомеров в случае двухфазного потока. Применение кориолисовых расходомеров в свете выхода ГОСТ Р 8. 615-2005 / В. Кравченко, М. Риккен // Законодательная и прикладная метрология. – 2006. – №4. – С. 37-44.

29. Кузнецов В. А. Основы эксплуатации средств измерений / В. А. Кузнецов, А. Н. Пашков, О. А. Подольский и др. ; под ред. Р. П. Покровского. – М. : Радио и связь 1984. –184 с.

30. МИ 2441-97. ГСИ. Испытания для целей утверждения типа измерительных систем. Общитребования.

31. МИ 3171-2008 Государственная система обеспечения единства измерений. Резервуары стальные вертикальные цилиндрические. Методика калибровки геометрическим методом с применением лазерных сканирующих координатно-измерительных систем / Рекомендация. Разработана ЗАО «Центр МО». – Москва, 2008. – 52 с.

32. МИ-1669-87. ЕСС АСУ. Метрологическое обеспечение. Основные положения.

					Список используемой литературы	Лист
						132
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

33. Технологическая инструкция ТИ-ЗСНХ-15.2-05 по обслуживанию установки промежуточного хранения бензина пиролиза – сырья процесса гидрогенизации бензиновой фракции (технологическая схема 2717). – Тобольск, 2018. – 30 с.

34. О проведении работ по трехмерному лазерному сканированию РВСП 20000 / Васильев Г. Г., Лежнев М. А., Сальников А. П., Леонович И. А., Катанов А. А., Лиховцев М. В. // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2015. – № 1 (17). – С. 54-59.

35. Пат. на полезную модель 98579 РФ, МПК 7G 01 F 25/00. Передвижная установка для поверки средств измерения массы или объема расхода жидкости / Ф. С. Уметбаев, Ю. А. Фролов, С. А. Севницкий, А. М. Муратшин, Р. Г. Кунакасов (RU). – № 2010118932/28: заявл. 11.05.2010: опубл. 20.10.2010, Бюл. № 29. – 2 с.

36. ПБ 08-624-03 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. Утверждены Госгортехнадзором России 09.04.98 г.

37. ПБ 09-540-03 Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств. Утверждены Постановлением Госгортехнадзора России от 05.05.2003 №29.

38. Правила технической эксплуатации нефтебаз утверждены Приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 года № 232.

39. РД 50-680-88. Методические указания. Автоматизированные системы. Основные положения.

40. Руководство по стандартам измерений в нефтяной промышленности / Американский институт нефти. – Вашингтон, округ Колумбия, 1983. – 56 с.

41. Справочное руководство инженера по учету в резервуарах и защите от перелива. – Emerson, 2017. – 176 с.

42. Уметбаев Ф. С. Об опыте применения комплекса АНП для повышения точности коммерческого учета нефтепродуктов при их отпуске / Ф. С. Уметбаев // Транспорт и хранение нефтепродуктов. – 2008. – № 2. – С. 6-9.

					Список используемой литературы	Лист
						133
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

43. Уметбаев Ф. С. Опыт использования комплекса измерительного АНП № 2-01 Уфимского филиала ОАО «Башкирнефтепродукт» (участок № 2) при отпуске нефтепродуктов в цистерны / Ф. С. Уметбаев // Науч.-практ. конф. «Нефтегазовый сервис-ключ к рациональному использованию энергоресурсов» : материалы конф. 14-15 ноября 2007 г. – Уфа, 2007. – С. 183-186.

44. Уметбаев Ф. С. Особенности современных учетно-расчетных операций между поставщиком и потребителем / Ф. С. Уметбаев // Трубопроводный транспорт – 2007 : тез. докл. учеб.-науч.-практ. конф. / под ред. А. М. Шаммазова [и др.]. – Уфа : ДизайнПолиграфСервис, 2007. – С. 40-41.

45. Уметбаев Ф. С. Повышение точности отпуска нефтепродуктов в автоцистерны с помощью АСН на нефтебазах и наливных пунктах / Ф. С. Уметбаев // Мавлютовские чтения : Всерос. мо-лодежная науч. конф., посвященная 75-летию УГАТУ : сб. тр. / Уфимск. гос. авиац. техн. ун-т. – Уфа : УГАТН, 2007. – Т. 2. – С. 123.

46. Уметбаев Ф. С. Повышение точностных характеристик комплекса измерительного АНП № 2-01 Уфимского филиала ОАО «Башкирнефтепродукт» (участок № 2) при отпуске нефтепродуктов в цистерны / Ф. С. Уметбаев // 58-я Науч.-техн. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых : сб. тез. докл. / редкол. : Ю. Г. Матвеев [и др.]. – Уфа : Изд-во УГНТУ, 2007. – Кн. 1. – С. 17-18.

47. Уметбаев Ф. С. Проблемы достоверности учета отпуска нефтепродуктов в автоцистерны с помощью автоматизированных систем налива / Ф. С. Уметбаев // Роль науки в развитии топливно-энергетического комплекса : материалы науч.-практ. конф. 24 октября 2007 г. – Уфа, 2007. – С. 180-182.

48. Фазлетдинов Р. А. Учебное пособие содержит конспект лекций по дисциплинам: «Измерение и контроль в технологических процессах нефтегазового производства», «Физические основы учета нефти и нефти при технологических операциях» / Р. А. Фазлетдинов. – Уфа, 2013. – 81 с.

49. Федеральный закон № 102-ФЗ. Об обеспечении единства измерений» от 26 июня 2008 г.

					Список используемой литературы	Лист
						134
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

50. Эльперин И. В. Автоматизация производственных процессов : учебник / И. В. Эльперин, О. М. Пупен, В. М. Сидлецкий, С. М. Швед. – К. : Издательство Лира-К, 2015. – 129 с.

51. Ясавеев Х. Н. Модернизация установок переработки углеводородных смесей / Х. Н. Ясавеев. – Казань : Издательство «ФЭН», 2004. – 307 с.

					Список используемой литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		135

Приложения

«Приложение А» - Технологическая схема.