

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 системы измерений количества и показателей качества нефти на приемно-сдаточном пункте»

УДК 665.61:622.276

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4А	Белевич Дмитрий Алексеевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Саруев Алексей Львович	к.т.н, доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Романюк Вера Борисовна	к.э.н, доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент ООД	Черемискина Мария Сергеевна	ассистент ООД		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Планируемые результаты обучения по ООП

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

					<i>Эксплуатация системы измерения количества и показателей качества нефти на прямо-сдаточном пункте</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		Белевич Д.А.			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Саруев А.Л.				2	132
<i>Консульт.</i>					ТПУ гр.3-2Б4А		
<i>Рук-ль ООП</i>		Брусник О.В.					

Планируемые результаты обучения по ООП

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

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

					Планируемые результаты обучения по ООП	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		3

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

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

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

Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП ОНД ИШПР

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

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4А	Белевичу Дмитрию Алексеевичу

Тема работы:

«Эксплуатация системы измерений количества и показателей качества нефти на приемо-сдаточном пункте»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:

--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

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

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p><i>В процессе работы был произведен литературный обзор, рассмотрен состав СИКН ПСП и определены погрешности её средств измерений в зависимости от условий эксплуатации и транспортируемой среды.</i></p> <p><i>В результате исследования были рассчитаны погрешность измерений массы нетто товарной нефти с помощью СИКН и проанализированы её составляющие.</i></p> <p><i>Представлены методы повышения эффективности работы ПСП и СИКН.</i></p>
--	--

<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p><i>Технологическая схема ПСП</i></p>
---	---

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы
(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Романюк Вера Борисовна, доцент
«Социальная ответственность»	Черемискина Мария Сергеевна, ассистент

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Саруев Алексей Львович	к.т.н, доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4А	Белевич Дмитрий Алексеевич		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 132 с., 20 рис., 18 табл., 62 источника информации, 6 прил.

Ключевые слова: ЭКСПЛУАТАЦИЯ, СИКН, ОБОРУДОВАНИЕ, НЕФТЬ, ПОГРЕШНОСТЬ, КОНТРОЛЬ.

Объектом исследования является: Эксплуатация системы измерений количества и показателей качества нефти на приемо-сдаточном пункте.

Цель работы: проанализировать эксплуатацию системы измерений количества и показателей качества нефти на приемо-сдаточном пункте и предложить пути повышения эффективности её эксплуатации.

Для достижения цели работы были поставлены следующие задачи:

1. Провести анализ литературных источников по эксплуатации систем измерений количества и показателей качества нефти.

2. Рассчитать погрешности измерений массы нефти с помощью системы измерений количества и показателей качества нефти на приемо-сдаточном пункте.

3. Предложить пути повышения эффективности эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти на приемо-сдаточном пункте.

В процессе исследования проводился: анализ литературных источников по эксплуатации СИКН, анализ методов повышения эффективности производства ПСП и СИКН, произведен расчет погрешностей измерений при прямом и косвенном измерении массы нефти.

Экономическая значимость работы: техническое перевооружение СИКН (замена турбинных преобразователей расхода на Кориолисовые мас-

					Эксплуатация системы измерения количества и показателей качества нефти на приемо-сдаточном пункте					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						
Разраб.		Белевич Д.А.			Реферат					
Руковод.		Саруев А.Л.						Лит.	Лист	Листов
Консульт.									6	132
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						ТПУ гр.3-2Б4А		

сомеры, с добавлением измерительной линии), в результате чего увеличивается объем прокачиваемой нефти, что позволяет прокачать быстрее суточный объем нефти, увеличить чистую прибыль предприятия и снизить потребление электроэнергии насосами.

					<i>Реферат</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		7

Список принятых сокращений

АРМ оператора – автоматизированное рабочее место оператора;

БИК – блок измерения показателей качества нефти;

БИЛ – блок измерительных линий;

БФ – блок фильтров;

ИВК – измерительно-вычислительный контроллер;

ИЛ – измерительная линия;

ИЛНиГ – аккредитованная испытательная лаборатория нефти и газа;

НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение;

КИП – контрольно-измерительные приборы;

КМХ – контроль метрологических характеристик;

МВИ – методика выполнения измерения;

НД – нормативная документация;

МХ – метрологические характеристики;

СРМ – счетчик-расходомер массовый;

ПП – преобразователь плотности;

ПР – преобразователь расхода;

ПСП – приемо-сдаточный пункт;

ПТ – преобразователь температуры;

ПУ – поверочная установка;

СИ – средство измерений;

СИКН – система измерений количества и показателей качества нефти;

					<i>Эксплуатация системы измерения количества и показателей качества нефти на приемо-сдаточном пункте</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Белевич Д.А.</i>			<i>Список принятых сокращений</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Саруев А.Л.</i>					8	132
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр.3-2Б4А		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

СОИ – система обработки информации;

ТКО – товарно-коммерческие операции;

КР – компьютер расхода;

ТПУ – трубопоршневая поверочная установка;

УОСГ – устройство определения свободного газа;

УРД – узел регулирования давления;

ЦАП – цех автоматизации производства;

ЦЭС – цех энергоснабжения;

МН – магистральный нефтепровод;

НА – насосный агрегат;

СПРО – служба промышленного ремонта оборудования.

					Список принятых сокращений	Лист
						9
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Термины и определения

В настоящем проекте применены следующие термины с соответствующими определениями:

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

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

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

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

Измерительная линия: Часть конструкции системы измерений коли-

					Эксплуатация системы измерения количества и показателей качества нефти на приемо-сдаточном пункте			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Белевич Д.А.				Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.					10	132
Консульт.					Термины и определения			ТПУ гр.3-2Б4А
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

чества и показателей качества нефти, состоящая из преобразователей расхода в комплекте со струевыпрямителями или прямолинейными участками трубопровода, оснащенная устройством отбора давления и карманом для термометра, преобразователями температуры и давления, манометром и термометром, задвижками и фильтром.

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

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

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

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

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

Межповерочный интервал: Промежуток времени между двумя очередными актами контроля, проводимого для выявления отклонения значений метрологических характеристик средств измерений от значений, определенных при поверке.

					<i>Термины и определения</i>	<i>Лист</i>
						11
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

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

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

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

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

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

					<i>Термины и определения</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		12

Нормативные ссылки

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты.

Рекомендации. Приемо-сдаточные пункты нефти. Метрологическое и техническое обеспечение. МИ 2837-2003. Казань 2003 г.

ГОСТ Р 55435-2013 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Эксплуатация и техническое обслуживание. Основные положения – М.: Стандартинформ, 2014.

МИ 2825–2003. Рекомендация Государственная Система обеспечения единства измерений. Системы измерений количества и показателей качества нефти. Метрологические и технические требования к проектированию. – М.: Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии» ФГУП ВНИИР, 2003. – 31 с.

ГОСТ Р 8.595–2004. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений. – М.: Изд-во стандартов, 2002. – 11 с.

Чухарева Н.В. Определение количественных характеристик нефти и газа в системе магистральных трубопроводов: учебное пособие /Н.В. Чухарева, А.В. Рудаченко, В.А. Поляков. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2010. – 311 с.

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

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

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Эксплуатация системы измерения количества и показателей качества нефти на приемо-сдаточном пункте			
Разраб.		Белевич Д.А.			Нормативные ссылки	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.					13	132
Консульт.						ТПУ гр.3-2Б4А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

					<i>Нормативные ссылки</i>	<i>Лист</i>
						14
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

					<i>Нормативные ссылки</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		15

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

Р 50.2.038–2004 ГСОЕИ Измерения прямые однократные. Оценивание погрешностей и неопределенности результата измерений – М.: Стандартинформ, 2011. – 11 с.

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

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

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

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

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

На основании ГОСТ 8.595-2004. Масса нефти и нефтепродуктов., даны примеры расчетов относительной погрешности измерений при прямом и косвенном методе динамических измерений с применение массометров.

					<i>Нормативные ссылки</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		16

Оглавление

Введение.....	19
1. Обзор литературы.....	21
2. Объект и методы исследования.....	23
2.1 Общие сведения о СИКН.....	23
2.1.1 Состав СИКН.....	24
2.1.2 Основные средства измерений и оборудование.....	25
2.2 Рабочие эталоны и вспомогательное оборудование.....	30
2.3 Порядок взаимодействия с испытательной лабораторией.....	31
2.4 Порядок технического обслуживания оборудования СИКН.....	32
3. Аналитический обзор.....	34
3.1 Общая характеристика и принцип работы турбинных и массовых преобразователей расхода.....	34
3.1.1 Турбинные преобразователи расхода.....	34
3.1.2 Отличительные особенности и достоинства геликоидных ТПР.....	40
3.1.3 Ультразвуковые преобразователи расхода.....	41
3.2 Общая характеристика массометров.....	49
3.2.1 Определение массового расхода.....	51
3.2.2 Принцип определения плотности и объемного расхода.....	54
4. Транспортируемая среда.....	56
4.1 Физико-химические свойства продукции.....	56
4.2 Классификация и условное обозначение нефтей.....	56
4.3 Указание мер безопасности.....	59
4.4 Контроль технологического процесса.....	60
5. Методы измерения массы товарной нефти.....	63
5.1 Прямой метод измерения массы брутто товарной нефти.....	63
5.2 Определение показателей качества нефти.....	64
5.3 Расчет погрешностей оборудования.....	66
5.3.1 Расчет относительной погрешности измерений при прямом методе динамических измерений.....	66

					<i>Эксплуатация системы измерений количества и показателей качества нефти на приемо-сдаточном пункте</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		Белевич Д.А.			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Саруев А.Л.				17	132
<i>Консульт.</i>					ТПУ гр.3-2Б4А		
<i>Рук-ль ООП</i>		Брусник О.В.					
					Оглавление		

5.3.2 Расчет относительной погрешности измерений массы нетто товарной нефти.....	68
5.4 Косвенный метод динамических измерений товарной нефти.....	69
5.4.1 Расчет относительной погрешности измерений массы брутто товарной нефти при косвенном методе динамических измерений	70
6. Пути повышения эффективности производства объекта транспорта нефти.....	74
6.1 Техническое перевооружение насосной внешней перекачки	74
6.2 Техническое перевооружение СИКН с добавлением ИЛ.....	75
6.3 Расчет толщины стенок трубопроводов СИКН.....	80
7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.	84
7.1 Расчет технико-экономических показателей.....	90
7.2 Расчет срока окупаемости затрат на монтаж дополнительной рабочей измерительной линии.....	91
8. Социальная ответственность.....	96
8.1 Производственная безопасность.....	96
8.1.1 Анализ выявленных вредных факторов при эксплуатации ПСП.....	98
8.1.2 Анализ выявленных опасных факторов и мероприятия по их устранению.....	102
8.1.3 Пожарная безопасность.....	106
8.1.4 Средства и меры по обеспечению безопасности труда и производства	107
8.2 Экологическая безопасность.....	108
8.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	114
8.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	115
Заключение.....	118
Список источников.....	119
Приложение А.....	125
Приложение Б.....	127
Приложение В.....	129
Приложение Г.....	130
Приложение Д.....	131
Приложение Е.....	132

Введение

На сегодняшний день и в ближайшем будущем, топливно – энергетический комплекс служит гарантией устойчивой экономической позиции нашей страны в целом. Важнейшую роль в нефтяной, нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности занимают объекты, хранения и транспортировки нефти и нефтепродуктов, ими выступают пункты сдачи-приема нефти и магистральные нефтепроводы.

Проблема эксплуатации коммерческих узлов учета нефти при транспортировке нефти и газа весьма актуальная тема, изучением которой занимаются многие ученые и работники нефтегазовой отрасли.

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

Цель работы - проанализировать эксплуатацию системы измерений количества и показателей качества нефти на приемо-сдаточном пункте.

Для достижения цели были поставлены следующие задачи:

- 1) Провести анализ литературных источников по эксплуатации систем измерений количества и показателей качества нефти;
- 2) Рассчитать погрешности измерений массы нефти с помощью системы измерений количества и показателей качества нефти на приемо-сдаточном пункте.
- 3) Предложить пути повышения эффективности эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти на приемо-сдаточном пункте.

					Эксплуатация системы измерения количества и показателей качества нефти на приемо-сдаточном пункте			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Белевич Д.А.				Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Саруев А.Л.						19	132
Консульт.								
Рук-ль ООП	Брусник О.В.							
						ТПУ гр.3-2Б4А		

Объектом данного исследования является ПСП и СИКН. В процессе работы были изучены основные нормативные требования к эксплуатации ПСП и СИКН. Произведен расчет погрешностей измерений при прямом и косвенном методе динамических измерений с применением массомеров. В связи с регулярным ростом добычи нефти, были проанализированы способы и предложены методы повышения эффективности эксплуатации СИКН.

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

1. Обзор литературы

При написании дипломной работы были использованы научная и учебно-методическая литература, нормативно-законодательные акты Российской Федерации. Основными источниками, раскрывающими регламентированные основы эксплуатации приемо-сдаточного пункта нефти, явились Технологический регламент ПСП ОПО «Парк резервуарный (промысловый)», Рекомендации. Приемо-сдаточные пункты нефти. Метрологическое и техническое обеспечение. МИ 2837-2003. Казань 2003 г.[4].

Технологический регламент ОПО «Парк резервуарный (промысловый)» определяет технологию, правила и порядок ведения процесса коммерческого учета товарной нефти, режимные параметры, показатели качества продукции. А также определяет безопасные условия работы по эксплуатации узла учета, предназначенного для учета количества нефти, поступающей с месторождений компании, перед сдачей в магистральный нефтепровод. Ответственность за соблюдение требований технологического регламента возлагается на руководство и обслуживающий персонал организации, эксплуатирующей СИКН.

Технологический регламент разработан в соответствии с требованиями и рекомендациями нормативной и технической документации по эксплуатации узлов учета нефти, является основным технологическим документом, определяющим технологию и режимы перекачки нефти в магистральный нефтепровод, качество продукции, безопасные условия работы.

На основании ГОСТ 8.595-2004. Масса нефти и нефтепродуктов[1], даны примеры расчетов относительной погрешности измерений при прямом и косвенном методе динамических измерений с применением массометров.

Для анализа эксплуатации приемо-сдаточного пункта были изучены и применены ТР ПСП «Парк резервуарный (промы-

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Эксплуатация системы измерения количества и показателей качества нефти на приемо-сдаточном пункте		
Разраб.		Белевич Д.А.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.				21	132
Консульт.					Обзор литературы		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.					
					ТПУ гр.3-2Б4А		

словый)», Инструкция по СИКН на ПСП, а также Регламент взаимоотношений между сдающей и принимающей сторонами нефть в систему МН, для обеспечения безопасного режима работы МН и ведения учетных операций на ПСП и т.д.

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

2. Объект и методы исследования

Приемо-сдаточный пункт (далее ПСП), в плане административного расположения находится в Парабельском районе Томской области.

Структура и штат ПСП утверждаются генеральным директором компании, исходя из условий и объемов работ.

Территория района на котором расположен ПСП, представляет собой сглаженную слаборасчлененную заболоченную равнину. На территории относительно много болот, однако, большая ее часть покрыта лесом.

Климат района – континентальный, с продолжительной холодной зимой и коротким теплым летом. Зимний период продолжается с ноября по апрель, в зимнее время температура опускается до -50°C . Снежный покров достаточно велик и местами достигает 1,5 м, а почва промерзает до 1,5 м. Самым жарким месяцем лета является июль, когда воздух прогревается до $+30-35^{\circ}\text{C}$.

Железная и шоссейная дороги на месторождении отсутствуют, а доставка грузов производится круглогодично авиатранспортом, по рекам, а в зимнее время – по зимнику.

2.1 Общие сведения о СИКН

СИКН предназначена для измерения количества (массы брутто нефти прямым методом динамических измерений с погрешностью не более 0,25%) и показателей качества нефти при ТКО между сдающей и принимающей сторонами. Принцип действия системы основан на использовании прямого метода динамических измерений массы брутто нефти с помощью счетчиков-расходомеров массовых (СРМ).

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

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Эксплуатация системы измерения количества и показателей качества нефти на приемо-сдаточном пункте			
Разраб.		Белевич Д.А.			Объект и методы исследования	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.					23	132
Консульт.						ТПУ гр.3-2Б4А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

2.1.1. Состав СИКН

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

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

Таблица 1

Средства измерений в составе СИКН

Наименование СИ и оборудования в составе СИКН	Номер в госреестре
СРМ Micro Motion модели CMF 300 в комплекте с измерительными преобразователями 2700	13425-06
Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835	15644-06
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65	22257-05
Измерительными преобразователями 644	14683-04
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-04
Ротаметр H250	19712-02
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	14557 -05
Контроллеры измерительно-вычислительные OMNI-6000	15066-04
Установку стационарную трубопоршневую поверочную двунаправленную	12888-99

Конструктивно СИКН выполнен из следующих блоков:

- Блок измерительных линий (БИЛ);
- Блок измерений показателей качества нефти (БИК);
- Блок фильтров (БФ);
- Узел регулирования давления (УРД);
- Трубопоршневая поверочная установка;

					Объект и методы исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24

- Эталонная поверочная установка на базе мерника (ЭПУ ТПУ);
- Система промывки ТПУ;
- Межблочная арматура и трубопроводы.

Все блоки соединенных между собой технологической обвязкой из трубопроводов, имеющие закрытую дренажную систему для учтённой нефти с последующим сбросом в дренажную емкость.

В приложения А приведены СИ и основное технологическое оборудование СИКН

2.1.2 Основные средства измерений и оборудование

Блок фильтров

Блок фильтров установлен на входе СИКН. В составе БФ применены два фильтра Plenty TO-8Q грубой очистки с быстросъемными крышками, с тонкостью фильтрации 5 мм, установленные параллельно.



Рисунок 1.1 – Блок фильтров

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

Блок измерительных линий

В блоке измерительных линий предусмотрены четыре измерительные линии (ИЛ) Ду100 (рабочие ИЛ №№ 1, 2, 3 и контрольно-резервная ИЛ № 4).

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

установлена полнопроходная катушка, обеспечивающая штатную работу БИК.

В БИК предусмотрена закрытая дренажная система с комплектом дренажных и воздушных шаровых кранов. Дренажный трубопровод БИК на выходе подключается к коллектору общей системы дренажа нефти из технологического оборудования и трубопроводов СИКН.

На входном и выходном трубопроводах БИК предусмотрена установка ручных отсечных задвижек.

В БИК предусмотрено рабочее место лаборанта, оборудованное откидным столиком.

Трубопоршневая поверочная установка

Трубопоршневая поверочная установка предназначена для проведения поверки или КМХ массомера путем сравнения известной массы (вычисление известного объема ТПУ, умноженного на значение плотности, измеренное поточным преобразователем плотности) с показаниями массомера, проходящего поверку или КМХ. Полученное числовое значение отношения масс называется метр-фактором (MF) массомера.



Рисунок 1.4 – Трубопоршневая поверочная установка

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

Узел регулировки давления

Предназначен для автоматического поддержания давления на выходе СИКН, для предотвращения повышения давления на узле врезки в МН более максимально-допустимого значения.



Рисунок 1.5 – Узел регулировки давления

Значение заданного давления в УРД поддерживается электроприводным клапаном давления.

Система обработки информации

Система обработки информации - вычислительное устройство, принимающее, обрабатывающее информацию о количественно-качественных параметрах нефти, измеренных первичными измерительными преобразователями, и включающее в себя блоки индикации и регистрации результатов измерений (п. 2.1.1.3 МИ 3532) [3].

В качестве оборудования сбора и обработки сигналов от первичных средств измерения используются сертифицированные компьютеры расхода (далее КР) «OMNI 6000».

Второй КР OMNI 6000» по отношению к первому КР находится в “горячем” резерве. Обмен информацией между КР - интерфейс RS-485/RS-232.

КР «OMNI 6000» обеспечивает выполнение следующих функций: прием и обработка сигналов первичных преобразователей и ВА (массового

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

расхода, плотности, объемной доли воды, температуры (только с ИЛ БИЛ, с обвязки плотномеров БИК, существующей ТПУ и межблочного датчика на входе ТПУ), давления (только с ИЛ БИЛ, БИК, существующей ТПУ и межблочного датчика на входе ТПУ)) и др.

2.2 Рабочие эталоны и вспомогательное оборудование

В качестве рабочего эталона для поверки преобразователей массового расхода применяется стационарная ПУ - установка поверочная Smith 10"

Рабочие эталоны и вспомогательное оборудование, используемые для поверки СИ СИКН, представлены в таблице 2.

Средства измерений, непосредственно участвующие в определении количества и качества нефти, должны быть поверены в установленном порядке и иметь действующие свидетельства поверки и оттиски поверительных клейм.

Таблица 2

Рабочие эталоны и вспомогательное оборудование СИ СИКН

№ п/п	Наименование оборудования	Тип	Предел допускаемой погрешности	Кол-во
1	ТПУ	Smith 10"	± 0,05 %	1
2	Поверочная установка на базе весов:			
2.1	Весы электронные	KES-1500X	± 200 г	1
2.2	Емкость мерная	Мерник «М», V = 0,775 м ³	-	1
2.3	Емкость хранения	Бак, V = 1,78 м ³	-	1
3	Устройство поверки вторичной аппаратуры	УПВА	± 0,005 %	1
4	Калибратор давления портативный	Метран-517	± 0,02 %	1
5	Калибратор температуры	DVC-150TS	± 0,04 °C	1
6	Пресс универсальный малогабаритный	ПУМ-60М	-	1
7	HART – коммуникатор	375	-	1

Рабочие эталоны должны быть аттестованы и поверены в установленном порядке, иметь действующие свидетельства аттестации и поверки, нанесенные знаки поверки.

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

2.3 Порядок взаимодействия с испытательной лабораторией

Определение показателей качества нефти по ГОСТ Р 51858 [5] производится в аккредитованной испытательной лаборатории нефти и газа, лаборантом химического анализа совместно с представителем принимающей нефть стороны.

Отбор проб нефти по ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб» [2], а также их доставка производится оператором товарным Владельца СИКН совместно с представителем принимающей нефть стороны.

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

Качество нефти определяется в ИЛНиГ в соответствии с п. 4.2 настоящей Инструкции, результаты регистрируются в «Журнале регистрации результатов испытания нефти».

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

В случае аварийной остановки сдачи–приема нефти, показатели качества нефти определяются следующим образом: если неполный интервал времени равен или больше половины смены, то показатели качества нефти определяются по пробе за этот интервал времени; если интервал времени меньше половины смены, то показатели качества нефти приравниваются к показателям качества нефти предыдущей смены (кроме отклонений параметров нефти за пределы, определенные ГОСТ Р 51858[5]).

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

2.4 Порядок технического обслуживания оборудования СИКН

Техническое обслуживание СИКН осуществляется в соответствии с:

- «Положением о взаимоотношениях между цехом автоматизации производства и другими цехами и службами эксплуатирующей организации, при проведении работ по эксплуатации, ремонту, монтажу технологического, механического и энергетического оборудования, связанного с контролем и регулированием, безопасным ведением технологического процесса», утвержденным главным инженером – заместителем генерального директора по производству;
- МИ 2775–2002 Рекомендация. Порядок метрологического и технического обеспечения промышленной эксплуатации систем измерений количества и показателей качества нефти, трубопоршневых поверочных установок и средств измерений в их составе [6];
- МИ 3081-2007 Рекомендация. Системы измерений количества и показателей качества нефти, светлых нефтепродуктов и жидких углеводородов. Техническое обслуживание и ремонт. Основные положения [7];
- технологическими картами обслуживания СИ и оборудования СИКН, утвержденными главным инженером – заместителем генерального директора по производству.

Техническое обслуживание СИКН, ремонт, обеспечение единства измерений выполняются структурными подразделениями организации Владельца СИКН, ЦАП, аккредитованной на право производства калибровочных работ, СПРО, ЦЭС.

Техническое обслуживание СИ СИКН проводится в соответствии с графиком обслуживания, согласованным с соответствующими подразделениями и утвержденным главным инженером – заместителем генерального директора по производству.

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

Обслуживание СИКН предусматривает ежесменное техническое обслуживание (ТО-ЕС), ежемесячное техническое обслуживание (ТО-1), ежеквартальное техническое обслуживание (ТО-2), ежегодное техническое обслуживание (ТО-3), капитальный ремонт (КР), метрологическое обеспечение (МО). Техническое обслуживание технологического оборудования осуществляется оперативным персоналом ПСП, с регистрацией в журнале приема-сдачи смен.

Ремонт технологического оборудования осуществляется СПРО.

Техническое обслуживание электротехнического оборудования осуществляется персоналом ЦЭС.

Техническое обслуживание СИ осуществляется персоналом ЦАП.

Лица, ответственные за ТО, назначаются приказом по предприятию.

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

3. Аналитический обзор.

3.1 Общая характеристика и принцип работы турбинных и массовых преобразователей расхода

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

3.1.1 Турбинные преобразователи расхода

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

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

					Эксплуатация системы измерения количества и показателей качества нефти на приемо-сдаточном пункте			
Изм.		№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Белевич Д.А.			Аналитический обзор	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.					34	132
Консульт.						ТПУ гр.3-2Б4А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

- влияние изменения вязкости измеряемой среды на показания приборов;
- наличие изнашивающихся опор, что резко сокращает срок службы приборов и приводит к снижению их точности в процессе эксплуатации.

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

Принцип работы ТПР, предназначенных для измерения потоков, заключается в следующем. В измеряемый поток помещается сбалансированная легкая крыльчатка, вращающаяся в подшипниках, обладающих малым трением. Крыльчатка под давлением движущегося потока совершает вращательное движение. При стационарном режиме скорость ее вращения пропорциональна скорости потока. Конструктивно крыльчатка может быть выполнена аксиальной или тангенциальной (рисунок 2.1).

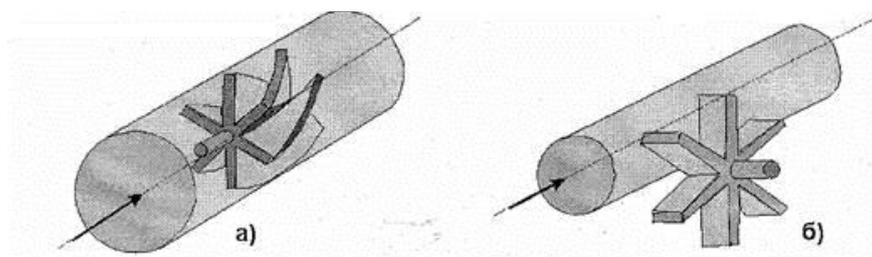


Рисунок 2.1 – Типы турбинок: а – аксиальная; б – тангенциальная

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

Для осуществления процесса измерений турбинный расходомер (рисунок 9) должен состоять, по крайней мере, из трех элементов: турбинного датчика 3; первичного преобразователя 4, отсчетной системы (регистратора) 1.

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

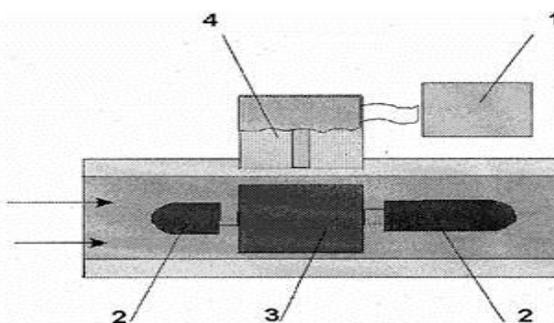


Рисунок 2.2 – Схемы турбинного расходомера

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

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

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

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

Импульсы пульсирующего тока регистрируются отсчетной системой (регистратором) 1.

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

Основными эксплуатационными факторами, существенно влияющими

на точность измерения расхода турбинными расходомерами, являются:

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

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

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

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

Это позволяет определить расход нефти в трубопроводе:

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

где Q – расход нефти через трубопровод;

K – коэффициент пропорциональности;

n – частота вращения турбинки.

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

Частота вращения ротора (турбинки) прямо пропорциональна скоро-

					Аналитический обзор	Лист
						37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

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

1) Чувствительность ТПР к изменениям вязкости измеряемой среды. Вязкость нефти может значительно меняться в зависимости от рабочей температуры и от состава нефти. При возрастании вязкости изменяется режим течения жидкости: он переходит от турбулентного к переходному, и

далее – к ламинарному режиму течения. При всех режимах течения есть пристенный ламинарный слой жидкости, скорость которого тем ближе к нулю, чем ближе к стенке. С возрастанием вязкости и с переходом к ламинарному режиму, толщина этого пристенного слоя возрастает, что создает эффект сужения проходного сечения, по которому течет жидкость, а значит, происходит рост линейной скорости потока, что приводит к **возрастанию скорости вращения ротора**, то есть, к возрастанию коэффициента преобразования ТПР и завышенным показаниям по расходу нефти. Таким образом, ТПР обладают высокими метрологическими характеристиками только для маловязких нефтей. При вязкости нефти более 50 мм²/с (сСт) погрешность ТПР значительно возрастает.

2) Чувствительность ТПР к отклонению значений расхода нефти от номинальных. При использовании ТПР регламентируется нижнее значе-

					Аналитический обзор	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		38

ние расхода, при котором обеспечивается измерение с гарантированной погрешностей $\pm 0,15\%$. При уменьшении расхода (линейной скорости) потока в трубе, толщина пристенного ламинарного слоя возрастает, что приводит к тем же последствиям, что и уменьшение вязкости, то есть, к возрастанию коэффициента преобразования ТПР. При расходах $(0,2-0,3) Q_{max}$ наблюдается значительный рост погрешности ТПР (рисунок 10). Этот эффект тем выше, чем ближе режим течения к ламинарному, и особенно при высоких значениях плотности и вязкости нефти. Таким образом, влияние расхода, плотности и вязкости нефти на погрешность ТПР взаимосвязано. Чем больше плотность и вязкость нефти, тем меньше значение номинального расхода, при котором счетчик работает с установленной погрешностью.

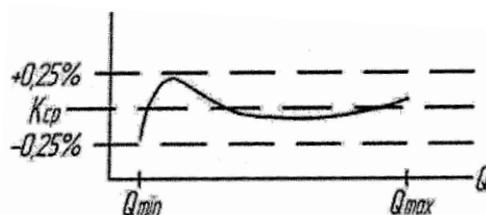


Рисунок 2.3 – График роста погрешности ТПР

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

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

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

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

измерения $\pm 0,15\%$ как в рабочих условиях, так и с приведением к стандартной температуре ($15\text{ }^{\circ}\text{C}$ или $20\text{ }^{\circ}\text{C}$).

Таблица 3

Технические характеристики мультивязкостных ТПР

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

3.1.3 Ультразвуковые преобразователи расхода

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

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

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

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

Ультразвуковой расходомер – это устройство, прямым назначением которого является измерение акустических эффектов, возникающих при движении вещества, расход которого необходимо измерить. Решение купить ультразвуковой расходомер будет идеальным, если требуется измерить

объем или расход любых жидкостей, передающихся с помощью напорного трубопровода. Если необходим строгий контроль и учет таких показателей, как расход холодной или горячей воды, объем подачи различных нефтепродуктов, газа или отходов, лучшим вариантом будет заказать ультразвуковые расходомеры, которые помогут оперативно и просто контролировать данные параметры.

Руководящий состав большинства современных предприятий сходятся во мнении, что цена расходомера – маловажный показатель, когда речь идет об экономии в масштабах корпорации. Современный ультразвуковой расходомер – это прибор, который отличается простотой и надежностью в эксплуатации, а также высокой точностью, что делает его отличным решением по низкой цене.

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

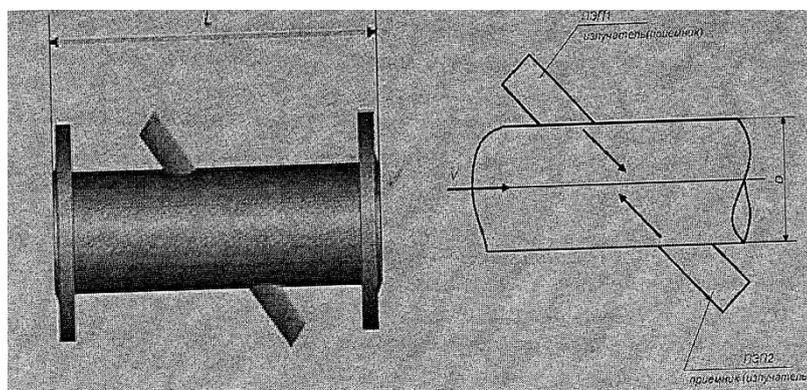


Рисунок 2.5 – Принципиальная схема время – импульсного УЗР

					Аналитический обзор	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

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

Эффект заключается в образовании на поверхностях пьезокерамических кристаллов электрического заряда под действием деформации сжатия-расширения, вызываемой механическими колебаниями – прямой пьезоэффект. И наоборот, если к поверхностям кристаллов приложить переменное электрическое напряжение, то пьезоэлемент сам начнет генерировать механические колебания аналогичной частоты – обратный пьезоэффект. На явлении обратного пьезоэффекта строится работа излучателей, которые преобразуют переменное электрическое напряжение в акустические (механические) колебания аналогичной частоты. На явлении прямого пьезоэффекта работают приемники, которые преобразуют акустические колебания в переменное электрическое напряжение аналогичной частоты.

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

Конструктивно пьезоэлектрические преобразователи классифицируют:

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

					Аналитический обзор	Лист
						43
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

– по расположению пьезоэлементов (снаружи и внутри трубопровода).

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

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

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

– по частоте акустических колебаний. Высокие частоты колебаний (0,1-10 МГц) используются для измерения расхода чистых жидкостей. Для измерения загрязненных сред частоты колебаний значительно уменьшают, чтобы предотвратить поглощение и рассеяние акустических колебаний. Дл

					Аналитический обзор	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

ина волны должна быть в разы больше диаметра воздушных пузырей или твердых частиц.

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

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

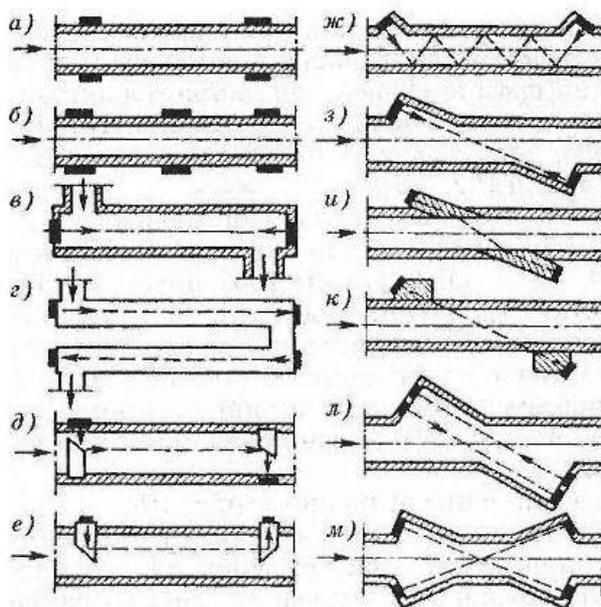


Рисунок 2.6 – Основные схемы установки преобразователей

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

е). Специальные волноводы актуальны для защиты пьезопреобразователя от агрессивной среды.

Схема г – двухканальная, остальные – одноканальные. На практике больше применяются схемы с угловым вводом направленных акустических колебаний. На схеме ж-к показаны одноканальные, а на схеме л, м – двухканальные схемы. Чаще всего (схема ж – и, л, м) в трубопроводах делают впадины – карманы, где размещаются пьезоэлементы. Иногда (схема к) пьезоэлементы располагают снаружи трубопровода.

Акустические преобразователи передают колебания через металлический или жидкостный звукопровод стенки трубы и потом измеряемому веществу. Акустические преобразователи (схема и, к) работают с преломлением звукового луча. В преобразователе с многократным отражением (схема ж). для увеличения пути звуковой луч движется зигзагообразно, многократно отражаясь от противоположных стенок канала. Акустические преобразователи с карманами применяют для чистых и неагрессивных сред во избежание засорения, иногда используют подвод воды для очистки и применяют их для измерения загрязненных сред. Недостатком этих акустических преобразователей является проблема возможного возникновения вихреобразования и воздействие на профиль скоростей. В акустических преобразователях с преломлением (схема и, к) такие недостатки отсутствуют, и они снижают реверберационную погрешность, так как исключают возможность попадания на приемный элемент отраженных колебаний. Но в случае изменения давления, температуры и состава измеряемого вещества меняется угол преломления и скорость звука в материале звукопровода.

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

					Аналитический обзор	Лист
						46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

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

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

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

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

Значительно реже встречаются ультразвуковые расходомеры, в которых акустические колебания направляются перпендикулярно к потоку и измеряется степень отклонения этих колебаний от первоначального направле

					Аналитический обзор	Лист
						47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ния (рисунок 2.7).

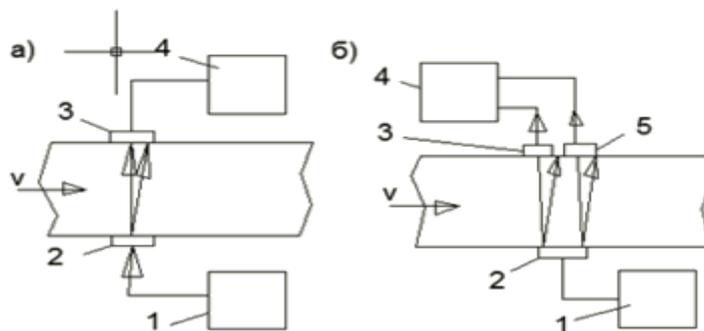


Рисунок 2.7 – Схема расходомера с излучением, перпендикулярным к оси трубы: а) – с одним приемным пьезоэлементом, б) – с двумя приемными пьезоэлементами; (1- генератор; 2 – излучающий пьезоэлемент; 3, 5 – приемные пьезоэлементы; 4 – усилитель)

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

Ультразвуковые расходомеры, основанные на явлении Доплера (рисунок 2.8), предназначены в основном для измерения местной скорости, но

они находят также применение и для измерения расхода. Измерительные схемы у них более простые.

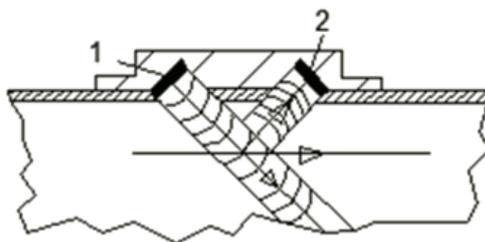


Рисунок 2.8 – Схема доплеровского преобразователя расхода (1,2 – излучающий и приемный пьезоэлемент)

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

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

3.2 Общая характеристика массометров

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

									Лист
									49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Аналитический обзор				

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

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

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



Рисунок 2.9 – Общий вид Кориолисовых расходомеров фирмы Micro Motion

Отличительными чертами счетчиков - расходомеров являются:

- независимость результатов измерений расхода жидкости и газа от температуры, давления, вязкости, плотности, наличия твердых частиц и режима течения измеряемой среды;

- отсутствие вращающихся частей и минимальные потери давления в датчике.

Счетчики - расходомеры состоят из датчика массового расхода и измерительного преобразователя, который может быть встроенным и вынос-

					Аналитический обзор	Лист
						50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ным на расстояние до 300 М. Счетчики-расходомеры могут быть использованы в комплекте с периферийными устройствами фирмы Micro Motion.

Счетчики расходомеры CMF используются для измерения параметров потока жидкости или газа с различными измерительными преобразователями.

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

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

3.2.1 Определение массового расхода

Расходомеры Кориолиса были названы в честь фамилии Густава Кориолиса – французского математика. В 1835 г. Кориолис показал, что при описании движения тел во вращающейся системе координат следует учитывать силу инерции. В качестве примера силы части приводят Землю, так как Земля постоянно вращающийся предмет, то брошенный с Северного или Южного полюса в сторону экватору, скорее всего, отклонится от намеченной траектории.

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

									Лист
									51
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Аналитический обзор				

жидкость, протекающая по трубке, приобретает вертикальную составляющую движения.

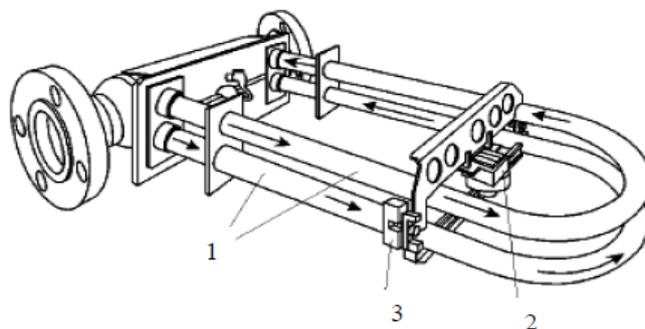


Рисунок 2.10 – Сенсор кориолисова массомера: 1-сенсорные трубки; 2-задающая катушка; 3-детекторы скорости; F - сила воздействия; a - угол закручивания.

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

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

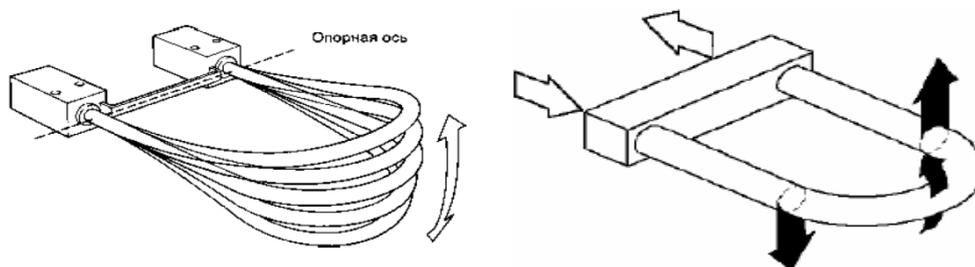


Рисунок 2.11 – Силы действующие на трубку при движении вверх

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

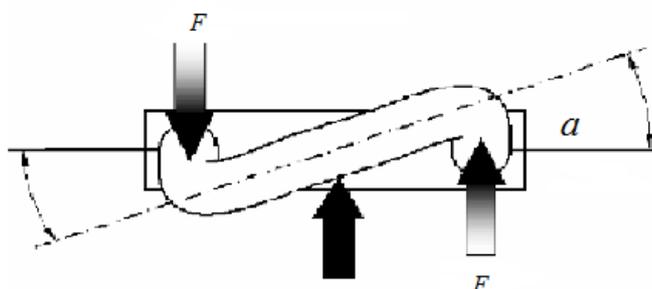


Рисунок 2.12 – Трубка сенсора и пара сил, приведшая ее к закручиванию: F- действующая сила; а- угол закручивания трубки.

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

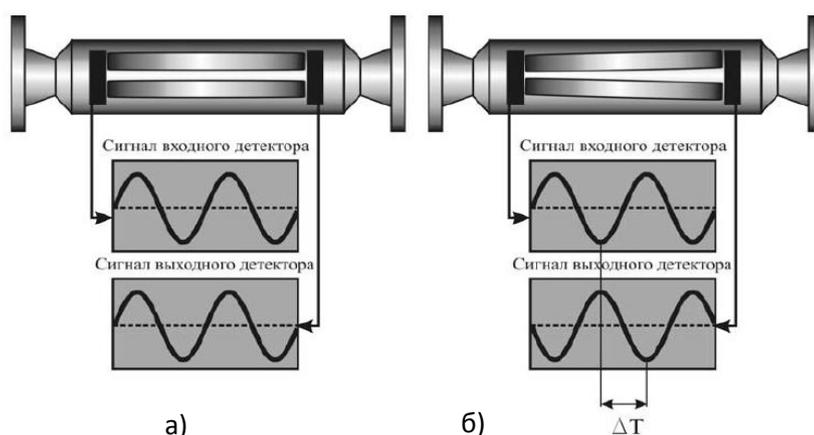


Рисунок 2.13 – Сигналы поступающие с детекторов: а – при отсутствии расхода; б – при наличии расхода

Инерция жидкости создает силу Кориолиса, которая незначительно искривляет измерительную трубку. Степень искривления пропорциональна массовому расходу. Для определения степени искривления используются сенсоры. Температура трубки постоянно измеряется, поскольку ее колебательные свойства изменяются в зависимости от температурных изменений. Благодаря этому в измерения удастся внести любые требуемые поправки. Расходомеры Кориолиса могут применяться для измерения расхода как

жидкостей, так и газов с диаметром труб от 3 до 150 мм. Класс точности от 0,5 до 1,5.

3.2.2 Принцип определения плотности и объемного расхода

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

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

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

- при увеличении массы текучей среды (рисунок 2.14);
- при уменьшении массы текучей среды (рисунок 2.15).



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



Рисунок 2.15 – Зависимость собственной частоты колебаний трубки от массы протекающей по ней жидкости (масса уменьшается период колебания уменьшается частота колебания растет)

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

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

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

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

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

4. Транспортируемая среда

4.1 Физико-химические свойства продукции

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

4.2 Классификация и условное обозначение нефтей

При оценке качества нефть подразделяют на классы, типы, группы, виды согласно ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия» [5].

В зависимости от массовой доли серы нефть подразделяют на классы (Таблица 4).

Таблица 4

Классификация нефтей

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

По плотности, а при поставке на экспорт - дополнительно по выходу фракций и массовой доле парафина нефть подразделяют на пять типов (таблица 5): 0 - особо легкая;

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

					Эксплуатация системы измерения количества и показателей качества нефти на приемо-сдаточном пункте			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Белевич Д.А.				Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.					56	132
Консульт.					Транспортируема среда	ТПУ гр.3-2Б4А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

Таблица 5

Типы нефти

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

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

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

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

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

					Транспортируема среда					Лист
Изм.	Лист	№ докум. №	Подпись	Дата						57

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

МВИ, аттестованных в установленном порядке.

Значения показателей качества и подразделения по степени подготовки нефти на группы 1—3 представлены в таблице 6.

Таблица 6

Группы нефтей

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

Нефть, качество которой не соответствует требованиям таблице 6, является некондиционной нефтью. Если по одному из показателей нефть относится к группе с меньшим номером, а по другому – к группе с большим номером, то нефть признают соответствующей группе с большим номером.

По массовой доле сероводорода и легких меркаптанов нефть подразделяют на 2 вида (таблица 7).

Таблица 7

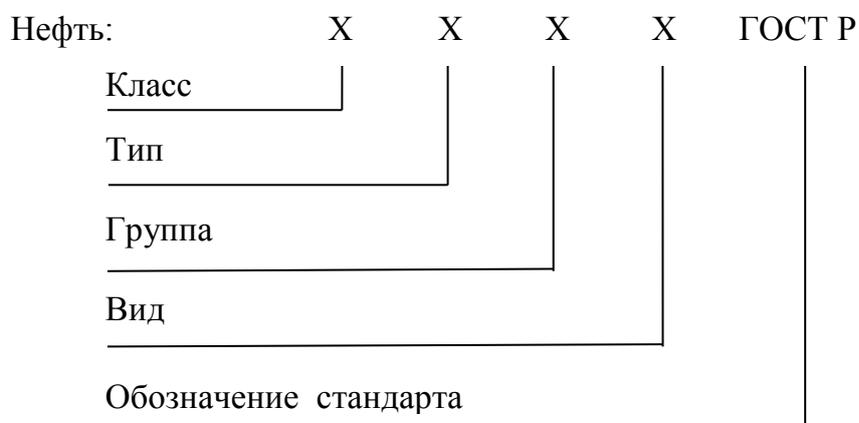
Виды нефтей

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

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

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

Структура условного обозначения нефти:



4.3 Указание мер безопасности

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

В технологическом помещении СИКН (модуль УУ) должна быть обеспечена освещенность на СИ согласно нормам СНиП 23-05 «Естественное и искусственное освещение» [8].

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

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

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

4.4 Контроль технологического процесса

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

					<i>Транспортируема среда</i>	<i>Лист</i>
						60
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

ГОСТ 1510-84. Нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение [9].

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

Показатели качества нефти определяются по результатам лабораторного анализа точечных и объединенных проб нефти, отобранных по ГОСТ 2517-2012 [2].

Перечень необходимых показателей качества и методов испытаний нефти, необходимых для осуществления контроля технологического процесса, определяемых в химико-аналитической лаборатории, представлен в Приложении Б.

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

Объемная доля свободного газа определяется при помощи прибора УОСГ-100 СКП по МИ 2575 [10] – один раз в месяц по утвержденному графику и по требованию одной из сторон.

Ответственность персонала приемо-сдаточного пункта

Персонал приемо – сдаточного пункта несет ответственность:

- за ненадлежащее исполнение или неисполнение своих производственных обязанностей, предусмотренных производственной инструкцией в пределах, определенных действующим трудовым законодательством Российской Федерации;
- за нарушение трудового законодательства и иных нормативных правовых актов, содержащих нормы трудового права, в случаях и порядке, которые установлены федеральными законами;
- за причинение материального ущерба в пределах, определенных действующим трудовым и гражданским законодательством Российской Федерации;

					Транспортируема среда	Лист
						61
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

					<i>Транспортируема среда</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		62

5. Методы измерения массы товарной нефти

Измерения массы брутто нефти на ПСП при приеме (сдаче) проводят следующими методами по ГОСТ Р 8.595–2004 [1]:

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

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

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

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

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

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

Определение содержания балласта в нефти проводят в испытательной лаборатории с использованием проб, отбираемых автоматическими пробоотборниками или вручную в соответствии с ГОСТ 2517-2012 [2].

Вычисление массы нетто нефти

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

					Эксплуатация системы измерения количества и показателей качества нефти на приеме-сдаточном пункте			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Белевич Д.А.				Методы измерения массы товарной нефти	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Саруев А.Л.						63	132
Консульт.								
Рук-ль ООП	Брусник О.В.							
						ТПУ гр.3-2Б4А		

$$M_n = M - m = M \cdot \left(1 - \frac{W_B + W_{МП} + W_{ХС}}{100}\right) \quad (2)$$

где W_B – массовая доля воды в нефти, %;

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

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

$$W_{ХС} = 0,1 \cdot \frac{\varphi_{ХС}}{\rho_v} \quad (3)$$

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

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

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

$$W_B = \frac{\varphi_B \cdot \rho_B}{\rho_v} \quad (4)$$

где φ_B – объёмная доля воды в нефти, %;

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

5.2 Определение показателей качества нефти

Пробы для определения показателей качества нефти отбирают в соответствии с ГОСТ 2517-2012 [2].

Показатели качества нефти определяют стандартизованными лабораторными методами в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51858 [5]:

- плотность по ГОСТ 3900 [12];
- массовую долю воды по ГОСТ 2477 [13];
- массовую долю механических примесей по ГОСТ 6370 [14];
- концентрацию хлористых солей по ГОСТ 21534 [15];
- массовую долю серы по ГОСТ Р 51947 [16];
- давление насыщенных паров (ДНП) по ГОСТ 1756 [17];
- объёмную долю свободного газа по МИ 2575 [10];
- массовую долю парафина по ГОСТ 11851 [18];

					<i>Методы измерения массы товарной нефти</i>	<i>Лист</i>
						64
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- выход фракций по ГОСТ 2177 (метод Б) [19];
- массовую долю сероводорода по ГОСТ Р 50802 [20];
- массовую долю метил- и этилмеркаптанов по ГОСТ Р 50802 [20];
- массовую долю органических хлоридов по ГОСТ Р 52247 [21].

Приведение плотности нефти при стандартной температуре (20 °С или 15 °С) выполняют по Р 50.2.075 – 2010 [22], Р 50.2.076 – 2010 [23]. Плотность нефти допускается определять анализаторами плотности, погрешность которых не уступает погрешности стандартизованных лабораторных методов (поточными или лабораторными).

В актах приема-сдачи и в паспортах качества измеренные параметры отражают с числом значащих цифр после запятой, указанным в таблице 8.

Таблица 8

Разрядность цифр вносимых в акт приема–сдачи нефти

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

Алгоритм измерений и программу обработки результатов измерений излагают в НД на методику выполнения измерений, разработанной и аттестованной в соответствии с ГОСТ Р 8.563 [24], ГОСТ Р 8.595 [1].

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

5.3 Расчет погрешностей оборудования

5.3.1 Расчет относительной погрешности измерений при прямом методе динамических измерений

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

Определение содержания балласта в нефти проводят в испытательной лаборатории с использованием проб, отбираемых автоматическими пробоотборниками или вручную в соответствии с ГОСТ 2517-2012 [2].

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

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

где $\delta_{ивк}$ – погрешность информационно вычислительно комплекса 0,001%;

$\delta_{арм}$ погрешность автоматизированного рабочего места 0,00000001 %.

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

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

где P – максимальное давление, МПа;

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

$$\delta_{масс.дон.P} = (1,25 - 0,1) \cdot (- 0,009) = - 0,01035 \%$$

Относительную дополнительную погрешность измерений массомера от изменения температуры окружающей среды, $\delta_t(дон.t)$, %, определяют по формуле:

					<i>Методы измерения массы товарной нефти</i>	<i>Лист</i>
						66
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

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

где t - температура товарной нефти, °С;

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

G_{max} - максимальное значение массового расхода, т/ч;

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

$$\delta_{m(\text{дон.}t)} = (18,5 - 20) \cdot \frac{0,001 \cdot 151,3}{140} = -0,00162\%.$$

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

$$\delta_m = \sqrt{\delta_{m(\text{очн})}^2 + \delta_{m(\text{дон.}P)}^2 + \delta_{m(\text{дон.}t)}^2}, \quad (9)$$

$$\delta_m = \sqrt{0,1^2 + (-0,01035)^2 + (-0,00162^2)} = 0,10\%.$$

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

$$\delta_m = \pm 1,1 \times \sqrt{0,10^2 + 0,001^2 + 0,00000001^2} = 0,11\%.$$

При расчете массы брутто прямым методом динамических измерений наибольшее значение при определении погрешности вносит первая составляющая погрешности массомера равная 0,10 %, напрямую зависящая от значения определенного производителем во время изготовления массомера, которая не меняется ни от каких факторов.

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

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

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

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

5.3.2 Расчет относительной погрешности измерений массы нетто товарной нефти

$$\delta M_{нет} = \pm 1,1 \sqrt{(\delta m^*) + \frac{\delta W_{м.в.}^2 + \delta W_{м.н.}^2 + \delta W_{х.с.}^2}{\left(1 - \frac{\delta W_{м.в.} + \delta W_{м.н.} + \delta W_{х.с.}}{100}\right)^2}}, \quad (10)$$

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

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

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

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

Абсолютные погрешности измерений массовых долей воды, механических примесей и хлористых солей в товарной нефти определяют по результатам оценки промежуточных показателей прецизионности и правильности стандартных методов измерений в каждой лаборатории, проводящей анализы при учетных операциях, в соответствии с ГОСТ Р ИСО 5725-1 - ГОСТ Р ИСО 5725-6 [1]. Масса балласта является составляющей погрешности при расчете массы нетто прямым методом динамических измерений. Масса балласта – общая масса воды, хлористых солей и механических примесей в нефти в их процентном содержании.

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

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

					<i>Методы измерения массы товарной нефти</i>	<i>Лист</i>
						68
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Массовая доля воды $\delta W_{\text{вв}}$, определенная по ГОСТ 2477-2014 равная 0,03%;

Массовая концентрация хлористых солей $\delta W_{\text{хс}}$, по ГОСТ 24534-76 равная – 0,0005%;

Массовая доля механических примесей $\delta W_{\text{мп}}$, по ГОСТ 6370-83 равная – 0,0019%.

$$\delta M_{\text{нет}} = \pm 1,1 \sqrt{(0,1)^2 + \frac{0,03^2 + 0,0019^2 + 0,0005^2}{\left(1 - \frac{0,03 + 0,0019 + 0,0005}{100}\right)^2}} = 0,32\%.$$

5.4 Косвенный метод динамических измерений товарной нефти

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

- объема нефти (м^3), измеренного каждым рабочим ПР в рабочих условиях и приведенного к стандартным условиям;
- объема нефти (м^3), приведенного к стандартным условиям, измеренного СИКН;
- плотности нефти ($\text{кг}/\text{м}^3$), измеренной поточным плотномером, приведенной к условиям измерений объема и к стандартным условиям;
- массы брутто нефти (т), измеренной по каждой рабочей линии и всей СИКН.

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

- объема и плотности нефти, приведённых к условиям измерений объема;
- объема и плотности нефти, приведённых к стандартным условиям согласно ГОСТ Р 8.595-2004 [1].

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

					<i>Методы измерения массы товарной нефти</i>	<i>Лист</i>
						69
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

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

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

В том случае, если вязкость нефти влияет на характеристики ПР, вязкость нефти определяют с периодичностью, указанной для метода измерений по ГОСТ 33-2000 [25].

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

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

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

$$\delta_{\text{Мбр}}^{\text{КОСВ(С)}} = \pm 1,1 \sqrt{\delta_y^2 + G^2 \times (\delta_v^2 + \beta^2 \times 10^4 \times \Delta t_p^2) + \beta^2 \times 10^4 \times \Delta t_v^2 + \delta_{\text{ивк}}^2 + \delta_{\text{арм}}^2} \quad (11)$$

где: δ_v – относительная погрешность измерений объема нефти, %;

δ_v – относительная погрешность средства измерений объема нефти, если сумма остальных составляющих погрешности измерений объема нефти является не существенной;

δ_p – относительная погрешность измерений плотности нефти, %;

δ_{T_p} , δ_{T_v} – абсолютные погрешности измерений температуры нефти при измерениях его плотности и объема соответственно, °С;

					Методы измерения массы товарной нефти	Лист
						70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

β – коэффициент объемного расширения нефти, $1/^\circ\text{C}$ (приложение А ГОСТ Р 8.595 [1]);

δ_N – предел допускаемой относительной погрешности устройства обработки информации, %;

Коэффициент вычисляют по формуле:

$$G = \frac{1 + 2 \times \beta \times T_v}{1 + 2 \times \beta \times T_p}, \quad (12)$$

T_v, T_p – температуры нефти при измерениях объема и плотности, $^\circ\text{C}$;

Для расчета возьмём следующие значения:

$T_v = 10,5 \text{ }^\circ\text{C}, T_p = 10,3 \text{ }^\circ\text{C}$;

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

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

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

$$\delta_{t(\text{осн})} = \gamma_{\text{осн}} \cdot \frac{t_e - t_n}{t}, \quad (13)$$

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

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

$$\delta_{t(\text{доп})} = \gamma_{\text{доп}} \cdot \frac{t_e - t_n}{t} \cdot \frac{t - 20}{10^\circ\text{C}}, \quad (14)$$

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

Относительная погрешность измерений температуры δ_t равна

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

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

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

$$\Delta_t = \frac{\delta_t}{100} \cdot t, \quad (15)$$

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

Определяем погрешность измерений плотности

Общую погрешность измерений плотности вычисляют по формуле

$$\Delta_p = \Delta_{p(\text{осн})} + \Delta_{p(\text{дон})P} + \Delta_{p(\text{дон})t}, \quad (16)$$

Дополнительную погрешность измерений плотности при изменении давления вычисляют по формуле:

$$\Delta_{p(\text{дон})P} = 3 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{(P-0,1)\text{МПа}}{10^8\text{МПа}}, \quad (17)$$

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

Дополнительную погрешность измерений плотности при изменении температуры вычисляют по формуле:

$$\Delta_{p(\text{дон})t} = 5 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{(t - 20)^\circ\text{C}}{t^\circ\text{C}}, \quad (18)$$

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

Вычисляем общую погрешность

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

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

$$\delta_p = \frac{\Delta_p}{\rho} \cdot 100, \quad (19)$$

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

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

					Методы измерения массы товарной нефти	Лист
						72
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

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

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

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

0,35 % - при прямом и косвенном методах динамических измерений согласно ГОСТ Р 8.595 [1];

					<i>Методы измерения массы товарной нефти</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		73

6. Пути повышения эффективности производства

6.1 Техническое перевооружение насосной внешней перекачки

До 2008 года, сдача нефти в магистральный нефтепровод с ПСП производилась по следующей схеме учета нефти: нефть насосами ГДМ 100/820 (герметичный динамический насос с магнитной муфтой), на прямую подается на СИКН и далее в магистральный нефтепровод МН. После того как компания являющаяся владельцем МН, выдвинула технические условия организации транспортирующей нефть с систему МН и рассмотрение возможности перехода с нефтепровода высокого давления на нефтепровод низкого давления с последующей откачкой нефти в резервуарный парк НПС для ее дальнейшей транспортировки в систему МН, было принято решение о замене ранее применяемых насосных агрегатов на ПСП и переход на новые.

Проведем сравнительный анализ характеристик насосов типа ГДМ 100/820 и планируемых к эксплуатации типа 5ЦГ 100-125К-75-5 (насос центробежный герметичный) характеристики, которых представлены в таблице 9.

Таблица 9

Сравнительный анализ характеристик насосных агрегатов

Характеристики	ГДМ 100/820	5ЦГ 100-125К-75-5
Мощность кВт	500	75
Производительность в м ³ /h	100	100
Плотность прокачиваемой жидкости	Не более 750 кг/м ³	Не более 1350 кг/м ³
Массовое содержание твердых частиц %, мм	–	0,2(0,2)
Температура перекачиваемой жидкости	Не более плюс 90 °С	от минус 40 до плюс 100 °С
Тариф за потребление 1 кВт·ч на первое полугодие в 2018г.(руб. без НДС)	1,76*	1,76*

					Эксплуатация системы измерения количества и показателей качества нефти на приемо-сдаточном пункте			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Белевич Д.А.			Пути повышения эффективности производства	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.					74	132
Консульт.						ТПУ гр.3-2Б4А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

Основные технические и метрологические характеристики

Температура окружающей среды, °С - датчика расхода - измерительный преобразователя	от минус 40 до плюс 70 °С	от минус 50 до плюс 204 °С; от минус 30 до плюс 55 °С
Температура измеряемой среды, °С	от -40 до +70	от -240 до +204
Диапазон динамической вязкости измеряемой среды, мПа·с	от 0,3 до 17	отсутствует
Диапазон рабочего давления МПа	6,4	от 0 до 41,3
Масса, кг	71,3	от 5,6 до 250

До реконструкции максимальная пропускная способность СИКН составляла 296м³, после реконструкции пропускная способность увеличилась до 360м³. Технологическая схема приёма-сдачи нефти на ПСП представлена в Приложении Е.

Требования к проектированию составляющих СИКН.

Рассмотрим основные требования к проектированию СИКН:

Типовой состав БИЛ:

- входной и выходной коллекторы;
- коллектор к ПУ;
- ИЛ (рабочие, резервные и контрольно-резервная);
- дренажная система.

Диаметры входного и выходного коллекторов необходимо рассчитывать на максимальный расход нефти через СИКН с учетом допускаемой скорости потока (не более 7 м/с для магистральных нефтепроводов, не более 4 м/с для промысловых нефтепроводов).

На выходном коллекторе устанавливают манометр и преобразователь давления. На выходном коллекторе СИКН с преобразователями массового расхода, а также по требованию заказчика устанавливают термокарман для термометра и преобразователь температуры.

Диаметр коллектора к ПУ рассчитывают на максимальный поперечный расход с учетом допустимой скорости потока (не более 7 м/с для магистральных нефтепроводов, не более 4 м/с для промысловых нефтепрово

дов). При наличии стационарной ПУ допускается контрольную ИЛ не предусматривать. При включении контрольной ИЛ в состав БИЛ рекомендуется использовать ее в качестве резервной.

Типовой состав ИЛ с преобразователем объемного расхода:

- задвижка или шаровой кран на входе ИЛ;
- фильтр тонкой очистки с быстросъемной крышкой, дренажным и воздушным кранами (если не предусмотрен отдельный БФ);
- преобразователь объемного расхода в комплекте со струевыпрямителем или прямыми участками до и после ПР;
- задвижка или шаровой кран с гарантированным перекрытием потока и контролем протечек на выходе ИЛ;
- задвижка или шаровой кран с гарантированным перекрытием потока и контролем протечек на выходе к ПУ;
- при необходимости регулятор расхода на выходе ИЛ;
- преобразователь температуры и термометр за нормированным участком после ПР;
- манометр и преобразователь давления за нормированным участком после ПР;
- шаровой кран для дренажа за нормированным участком после ПР (в случае конструктивной необходимости);
- шаровой кран-воздушник на входе ИЛ (при отсутствии фильтра на ИЛ).

В случае подключения ПУ до БИЛ запорную арматуру с гарантированным перекрытием потока и контролем протечек предусматривают на входе ИЛ, на входе в коллектор к ПУ, а также на входе контрольной ИЛ.

Проектом должна быть предусмотрена поставка ПР с прямыми участками трубопроводов до и после ПР в комплекте завода-изготовителя. Допускается изготавливать прямые участки на заводе-изготовителе БИЛ в соответствии с требованиями изготовителя ПР.

Типовой состав ИЛ с преобразователем массового расхода:

					<i>Пути повышения эффективности производства</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		77

- запорная арматура на входе ИЛ;
- фильтр тонкой очистки с быстросъемной крышкой, дренажным и воздушным кранами (если не предусмотрен отдельный БФ);
- преобразователь массового расхода;
- запорная арматура с гарантированным перекрытием потока и контролем протечек на выходах ИЛ в коллектор и к ПУ;
- регулятор расхода на выходе ИЛ;
- шаровой кран для дренажа;
- шаровой кран-воздушник в самой высокой точке ИЛ;
- преобразователь давления.

Тип применяемых ПР выбирают учетом значения рабочего расхода и параметров и показателей качества нефти (вязкость, содержание массовой доли воды, механические примеси).

Число ИЛ с преобразователями объемного расхода (турбинные, ультразвуковые и др.) рекомендуется выбирать не менее трех (две рабочие и одна резервная).

Число ИЛ с преобразователями массового расхода допускается выбирать не менее двух (рабочая и резервно-контрольная).

Число резервных ИЛ должно быть не менее 30 % от числа рабочих ИЛ.

Типоразмер ПР следует выбирать исходя из минимального и максимального значений расхода через БИЛ. При работе БИЛ по одной ИЛ с минимальным расходом загрузка ПР должна быть в пределах его пропускной способности согласно паспортным данным.

Число ИЛ рассчитывают исходя из максимально возможного расхода нефти через трубопровод.

При выборе типоразмера ПР необходимо учитывать следующие обстоятельства: чем меньше диаметр ПР, тем больше срок его службы, меньше затраты на обслуживание и ремонт, меньше габариты, масса и стоимость ПУ. Рекомендуется выбирать ПР диаметром не более 400 мм, а общее число

					Пути повышения эффективности производства	Лист
						78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ИЛ - не более десяти.

Дренажную систему БИЛ следует проектировать закрытой.

Необходимо предусматривать систему контроля герметичности дренажной арматуры.

Проведем расчет числа измерительных линий.

Расчет числа измерительных производится в соответствии с МИ 2825–2003. Рекомендация Государственная Система обеспечения единства измерений. Системы измерений количества и показателей качества нефти. Метрологические и технические требования к проектированию[26].

Необходимое количество ИЛ в БИЛ рассчитано по формуле (20), исходя из следующих условий:

- максимальный (проектный) расход нефти через БИЛ $Q_{max}=360 \text{ м}^3/\text{ч}$;
- выбранный ПМР рассчитан на максимальную пропускную способность $Q_{ПМР}=120 \text{ м}^3/\text{ч}$;
- максимальный расход нефти через одну ИЛ определяется производительностью ПМР и составляет не более $120 \text{ м}^3/\text{ч}$.

Количество рабочих линий:

$$N_{раб} = \frac{Q_{max}}{Q_{пмр}} \quad (20)$$

где $N_{раб}$ – число рабочих измерительных линий;

Q_{max} – максимальный расход через СИКН;

$Q_{ПМР}$ – пропускная способность ПМР.

Из формулы следует, что

$$N_{раб} = \frac{360}{120} = 3$$

Согласно формуле (20) в составе БИЛ предусмотрено три рабочие измерительных линии.

Количество резервных линий принято в объеме 30% от количества рабочих линий:

$$N_{рез} = \frac{3 \cdot 30}{100} \approx 1.$$

					Пути повышения эффективности производства	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		79

По результатам расчета, в составе данного БИЛ предусмотрена одна резервная измерительная линия (она является также контрольной).

Общее число измерительных линий = 4.

6.3 Расчет толщины стенок трубопроводов СИКН

В данном расчете выбираются материалы и определяются минимальные толщины стенок труб и соединительных деталей, необходимые для заданных условий работы. Расчет проведен в соответствии с СП 36.13330.2012 [43].

Условия работы

Рабочее тело –товарная нефть по ГОСТ 51858 - 2002[5], Температура рабочего тела от плюс 1 °С до плюс 25 °С.

Температура окружающей среды от плюс 5 °С до плюс 25 °С.

Температура при строительстве и транспортировании, принятая для расчёта, не ниже минус 40 °С.

Максимальное расчетное давление $P = 6,3$ МПа.

Исходя из условий работы, транспортирования и строительства выбирается материал для труб и соединительных деталей углеродистая сталь 20. Срок эксплуатации не менее 8 лет.

Расчет толщины стенок трубопроводов

В СИКН применены трубы с условными диаметрами (DN): 200, 150, 100, 50, 25, 15мм. Трубы с DN 200,150, 100, 50 взяты по ГОСТ 8732-78 [62], с пределом прочности 412 МПа и пределом текучести 245 МПа, коэффициент надежности по материалу $K_1=1,55$;

Трубы с DN 25, 15 взяты по ГОСТ 8734-75 [61], с пределом прочности 412 МПа и с пределом текучести 245 МПа, коэффициент надежности по материалу $K_1=1,55$

Минимальные толщины труб определялись по формуле:

$$\delta = \frac{n \cdot p \cdot D_n}{2 \cdot (R_1 + n \cdot p)} \quad (21)$$

					Пути повышения эффективности производства	Лист
						80
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где $n = 1,15$ – коэффициент надежности по нагрузке (СП 36.13330.2012) [43];

$p = 6,3$ МПа - рабочее давление;

D_n – наружный диаметр трубы равный 219 мм;

R_1 -расчетное сопротивление растяжению (сжатию) определяется по формуле:

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m}{K_1 \cdot K_H} \quad (22)$$

где R_1^H – нормативное сопротивление растяжению (сжатию) равное временному сопротивлению материала;

$m = 0.75$ – коэффициент условий работы трубопровода (СП 36.13330.2012) [43];

K_1 – коэффициент надежности по материалу;

$K_H = 1$ – коэффициент надежности по назначению трубопровода (СП 36.13330.2012) [43];

Произведем расчет сопротивления растяжению согласно формулы (22):

$$R_1 = \frac{412 \cdot 0,75}{1,55 \cdot 1} = 199,34.$$

Из полученного результата рассчитываем минимальные толщины труб с Ду 200 по формуле (21):

$$\delta = \frac{1,15 \cdot 6,3 \cdot 219}{2 \cdot (199,35 + 1,15 \cdot 6,3)} = 3,84.$$

Потребная толщина стенок определялась по формуле:

$$\delta_{\text{нотр.}} = \delta + C_1 + C_2, \quad (23)$$

где C_1 – минусовой допуск на толщину. Минусовой допуск на толщину составляет 15% и 10% от номинальной толщины для труб по ГОСТ 8732-78 [62] и ГОСТ 8734-75 [61], соответственно $C_2 = 0$ мм - добавка к толщине стенки на общую коррозию.

$$\delta_{\text{нотр.}} = 3,84 + 0,9 + 0 = 4,74.$$

По условиям прочности номинальная толщина трубы должна быть не меньше потребной, т.е. должно быть:

					Пути повышения эффективности производства	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		81

$$\delta_{ном.} \leq \delta_{потр.} \quad (24)$$

Аналогично производится расчет для труб с DN 150, 100, 50 и 25мм.

Расчет сведён в таблицу 11.

Таблица 11

Расчет толщины стенок трубопроводов

Труба	δ [мм]	C_1 [мм]	$\delta_{потр.}$ [мм]	Требованиям проч-ности
219х6	3,84	0,9	4,74	удовлетворяет
159х4,5	2,79	0,675	3,47	удовлетворяет
108х4	1,89	0,6	2,49	удовлетворяет
57х3,5	1,00	0,525	1,53	удовлетворяет
32х3	0,56	0,3	0,86	удовлетворяет

Остальные трубы с DN меньше 32 мм должны иметь толщину не менее 3мм.

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4А	Белевичу Дмитрию Алексеевичу

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

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	- Расчет затрат на добавление дополнительной измерительной линии на СИКН
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	- Сводная сметная стоимость затрат на строительство дополнительной линии
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений</i>	- Ставка налога на прибыль 20 %, отчисления в пенсионный фонд РФ 22 %, отчисления в фонд социального страхования 2,9 % отчисления в федеральный фонд обязательного медицинского страхования 5,1 %.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)</i>	- Сравнительный анализ использования экономического потенциала принятых технических решений
2. <i>Обоснование необходимых инвестиций для разработки и внедрения ИР</i>	- Обоснование экономической выгоды за счет внедрения проекта
3. <i>Оценка ресурсной, финансовой, социальной, бюджетной эффективности ИР и потенциальных рисков</i>	- Расчет экономической эффективности
4. <i>Оценка ресурсосбережения</i>	- Расчет ресурсосбережения

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Романюк В.Б.	к.э.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б3А	Белевич Дмитрий Алексеевич		

7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Расчет сметных затрат на мероприятие по работе, связанные с добавлением дополнительной рабочей измерительной линии на СИКН.

Расчет затрат на приобретение нового оборудования $Z_{нов}$, руб., производим по формуле:

$$Z_{нов} = n \cdot Z_1, \quad (25)$$

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

Z_1 – стоимость одной новой измерительной линии, $Z_1 = 550\,000$ руб.

$$Z_{нов} = 1 \cdot 550\,000 = 550\,000 \text{ руб.}$$

Затраты на заготовку трубопроводов и арматуры $Z_ф$, руб. вычисляем по формуле:

$$Z_ф = Z_{нов} \cdot 0,03, \quad (26)$$

$$Z_ф = 550\,000 \cdot 0,03 = 16\,500 \text{ руб.}$$

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

$$Z_{тс} = Z_{нов} \cdot 0,02, \quad (27)$$

$$Z_{тс} = 550\,000 \cdot 0,02 = 11\,000 \text{ руб.}$$

Затраты на установку рабочей измерительной линии $Z_з$, руб. вычисляем по формуле:

$$Z_з = Z_{нов} + Z_{дм} + Z_ф + Z_{тс} - Q_{ост}, \quad (28)$$

$$Z_з = 550\,000 + 34\,500 + 16\,500 + 11\,000 - 0 = 612\,000 \text{ руб.}$$

Сметная стоимость установки рабочей измерительной линии представлена в таблице 12.

Таблица 12

Сметная стоимость установки рабочей измерительной линии

Приобретение новых агрегатов:	550 000 руб.
Монтаж оборудования:	34 500 руб.

					Эксплуатация системы измерения количества и показателей качества нефти на приемо-сдаточном пункте		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Белевич Д.А.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.				84	132
Консульт.					ТПУ гр.3-2Б4А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.					
					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение		

Сметная стоимость установки рабочей измерительной линии

Заготовка трубопроводов и арматуры.:	16 500 руб.
Транспортные и складские расходы:	11 000 руб.
Ликвидационная стоимость:	0 руб.
Итого:	612 000 руб.

Таким образом, капитальные затраты на 2018 год составляют:

$$C_{\text{кап}} = 612\,000 \text{ руб.}$$

Численность персонала

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

В данной работе произведен расчет численности основных и вспомогательных рабочих. Явочная численность основных рабочих рассчитывается исходя из расстановки по рабочим местам в соответствии с формулой 29.

$$Ч_{\text{яв}} = \frac{K_{\text{р.м.}} \cdot C}{H_{\text{обсл.}}} \quad (29)$$

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

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

C — число смен ;

$H_{\text{обсл.}}$ — норма обслуживания.

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

Списочное число рабочих определяется с учетом коэффициента невыходов в соответствии с формулой (19):

$$Ч_{\text{спис.}} = Ч_{\text{яв}} \cdot Ч_{\text{нев.}} \quad (30)$$

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

$Ч_{\text{яв}}$ — явочная численность, чел.;

$Ч_{\text{нев.}}$ — коэффициент невыходов.

Коэффициент невыходов определяется отношением максимально возможного фонда рабочего времени к эффективному фонду рабочего времени одного рабочего за год. В работе максимально возможный и эффективный фонды рабочего времени определены по балансу рабочего времени на 2018 год.

Расчет планируемых невыходов на работу рабочих представлен в таблице 13.

Таблица 13

Расчет планируемых невыходов на работу рабочих

№ п/п	Показатели	Единицы измерения	2018 год (план)	Примечание
1	количество рабочих дней в год	дни	247	Производственный календарь на 2018 год
2	количество рабочих часов в год	часы	1970	Производственный календарь на 2018 год
3	невыход работников (план):	дни	607	Расчет: строка 3.1*строка 3.2
3.1.	отпуск 1 работника, в том числе:	дни	44	Ежегодный отпуск 28 календарных дней
3.1.1.	ежегодный отпуск	дни	28	Глава 19 статья 115 Трудового Кодекса РФ
3.1.2.	ежегодный дополнительный отпуск в районах Крайнего Севера	дни	16	раздел III статья 14. Дополнительный отпуск Закона РФ №4520-1 от 19.02.1993 "О государственных гарантиях и компенсациях для лиц, работающих и проживающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях"
3.2.	нормативная численность рабочих (явочная)	чел.	13,8	Расчет нормативной явочной численности рабочих

Расчет планируемых невыходов на работу рабочих

№ п/п	Показатели	Единицы измерения	2018 год (план)	Примечание
4	невыход работников (план), в том числе:	раб.часы	6258	
4.1.	отпуск	раб.часы	6258	Из расчета среднечасового рабочего дня, составляющего 7,82 часа
5	Коэффициент невыходов (план)		1,23	Расчет: 1 + (строка 4/строка 3.2/строка 2)

Находим коэффициент невыходов:

$$K_{нев} = 1,23$$

С учетом коэффициента невыходов находим списочное число рабочих в соответствии с формулой 31.

$$Ч_{чис} = 4 \cdot 1,23 \approx 5 \text{ чел.} \quad (31)$$

Результаты расчетов приведены в соответствии с таблицей 14.

Таблица 14

Численность основных рабочих

Должность	Количество	Разряд	Часовая тарифная ставка, руб.	Норма времени на проведение мероприятия, ч.	Заработная плата с учетом надбавок, руб.
Слесарь	2	5	105	48	10 080
Сварщик	1	5	120	48	11 520
Слесарь КИПиА	1	5	95	48	9 120
Электрик	1	5	95	48	9 120
ИТОГО					39 840

$$C_{з.л.} = C_3 \cdot 12 = 39840 \cdot 12 = 478\,080 \text{ руб.}$$

где $C_3=39840$ руб/месяц – повременная заработная плата с учетом надбавок.

1. Отчисления в пенсионный и страховые фонды $C_{с.ф.}$. Отчисления в фонды идут уже за счет работодателя.

Предположим, что организации не имеет права на использование пониженных тарифов, тогда в этом случае величина отчислений составит: 22% — отчисления в ПФР, страховая и накопительная части; 2,9% — отчисления в ФСС по временной нетрудоспособности и в связи с материнством;

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

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

$$C_{с.ф.} = n \cdot C_{з.п.} = 0,302 \cdot 478\,082 = 144\,380 \text{ руб.}$$

где n – норма отчислений, соответственно, в ПФР, ФССР, ФФОМС и ТФОМС, установленная на 2018 г. от зарплаты работников.

2. Амортизационные отчисления:

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

Основное средство стоимостью 550 000 рублей допустим приобретается в апреле. Срок полезного использования амортизируемого имущества в соответствии с классификацией 8 лет (96 месяцев).

1. Определяем годовую норму амортизации:

$$K = \frac{1}{8} \cdot 100 = 12,5\%;$$

2. Ежемесячная норма амортизации:

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		88

$$\frac{12,5}{12} = 1,042\%;$$

3. Годовая сумма амортизации:

$$\frac{550\,000}{8} = 68\,750 \text{ руб.};$$

4. Ежемесячная сумма амортизации:

$$550\,000 \text{ руб.} \cdot 1,042\% = 5\,731 \text{ руб.}$$

Итак, амортизацию начисляем с мая в размере 5 731 руб./мес.

Затраты на проведение организационно- технического мероприятия представлены в таблице 15.

Таблица 15

Затраты на проведение организационно- технического мероприятия

Состав затрат	Сумма затрат, руб.
1. Материальные затраты	612 000
2. Затраты на оплату труда	478 080
3. Отчисления на социальные нужды	144 380
4. Амортизационные отчисления	68 750
Итого основные расходы	1 303 210
Накладные расходы (40% от основных)	521 284
Всего затраты на мероприятие (C_т)	1 824 494

Расчет годовой экономии в результате монтажа дополнительной рабочей измерительной линии.

Мощность, потребляемую насосными агрегатами

Мощность, потребляемую насосными агрегатами N , руб. вычисляем по формуле:

$$N = \frac{N}{\eta_{дв} \cdot \eta_c} \quad (32)$$

где N – номинальная мощность электродвигателя, $N=75$ кВт;

$\eta_{дв}$ – КПД двигателя, $\eta_{дв}=0,94$;

η_c – КПД двигателя, $\eta_{сети}=0,99$.

$$N = \frac{75}{0,94 \cdot 0,99} = 80,6 \text{ кВт.}$$

В результате снижения потребления электроэнергии $\mathcal{E}_{эл.}$, годовую экономию руб. вычисляем по формуле :

$$\mathcal{E}_{эл} = 24 \cdot T_{эф.} \cdot N \cdot \mathcal{C}_{кВт\cdotч}, \quad (33)$$

где $T_{эф.}$ – эффективный фонд рабочего времени, $T_{эф.} = 315$ дн.;

$\mathcal{C}_{1 кВт\cdotч}$ – цена 1 кВт·ч электроэнергии, $\mathcal{C}_{1 кВт\cdotч} = 1,76$ руб.

$$\mathcal{E}_{эл} = 24 \cdot 315 \cdot 80,6 \cdot 1,76 = 1\,075\,431 \text{ руб.}$$

В результате установки дополнительной измерительной линии происходит увеличение пропускной способности узла учета нефти в $\approx 1,3$ раза при существенном снижении потребления электроэнергии при прежней работе насоса и электрооборудования.

7.1 Расчет технико-экономических показателей

Рассчитаем выручку B от реализации произведенной продукции по формуле:

$$B = \mathcal{C} \cdot N_{год}, \quad (34)$$

где \mathcal{C} – стоимость 1 м³ нефти*

$N_{год}$ – выпуск продукции за год, млн. м³

До модернизации:

$$B_1 = 27\,481 \cdot 1\,900\,000 = 52\,213\,900\,000 \text{ (руб.)}$$

После модернизации:

$$B_1 = 27\,481 \cdot (1\,900\,000 \cdot 1,3) = 67\,878\,070\,000 \text{ (руб.)}$$

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

$$\Pi = B - И, \quad (35)$$

где $И$ – затраты (издержки = полной себестоимости).

Произведем расчет прибыли (Π_1) до модернизации:

$$\Pi_1 = 52\,213\,900\,000 - 1\,824\,494 = 52\,212\,075\,506 \text{ (руб.)}$$

Для компаний, добывающих нефть, ставка налога на прибыль состав-

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		90

ляет 20%, тогда $H = 0,20 \cdot П$.

H_1 (до модернизации) = $0,20 \cdot 52\,212\,075\,506 = 10\,442\,415\,101$ (руб.).
20 (коп.).

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

$П_{ч1} = \text{выручка} - \text{расходы} - \text{налоги}$

$П_{ч1}$ (до модернизации) = $52\,213\,900\,000 - 1\,824\,494 - 10\,442\,415\,101,20 = 41\,769\,660\,404$ (руб.). 80(коп.).

Аналогично рассчитываем прибыль для расчета налога на прибыль и чистую прибыль при годовом выпуске $2\,470\,000\text{м}^3$ нефти:

$B_2 = \text{После модернизации}$

Произведем расчет прибыли ($П_2$) после модернизации:

$П_2 = 67\,878\,070\,000 - 1\,824\,494 = 67\,876\,245\,506$ (руб.).

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

H_2 (после модернизации) = $0,20 \cdot 67\,876\,245\,506 = 13\,575\,249\,101$ (руб.). 20 (коп.).

Чистая прибыль с учетом вычета налогов и всех затрат (после модернизации) составит:

$П_{ч2} = \text{выручка} - \text{расходы} - \text{налоги}$

$П_{ч2}$ (после модернизации) = $67\,878\,070\,000 - 1\,824\,494 - 13\,575\,249\,101,20 = 54\,300\,996\,404$ (руб.) 80(коп.).

7.2 Расчет срока окупаемости затрат на монтаж дополнительной рабочей измерительной линии

Важный показатель, позволяющий оценить эффективность проекта, в который вкладываются денежные средства – период окупаемости. Он опре-

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		91

деляет, в течение какого срока амортизация и суммы чистой прибыли будут направлены на возврат капитала, первоначально инвестированного в дело.

Период окупаемости рассчитывается по формуле:

$$A = \frac{B}{C} \quad (36)$$

где A – окупаемости проекта;

B – сумма вложенная в проект;

C – чистая прибыль от реализации проекта в год.

Рассчитаем период окупаемости возврата вложений при установке дополнительной измерительной линии:

$$A = 612\,000 / 54\,300\,996\,404,80 = 0,00001 \text{ год}$$

Как видно из проведенных выше несложных математических расчетов, можно получить конкретный срок, опираясь на который мы получим период окупаемости возврата вложений при установке дополнительного оборудования, необходимый для возврата вложенных средств в рассматриваемый проект проект.

Но стоит учитывать, что данная формула расчета имеет место только при выполнении таких требований как:

- В инвестиционные проекты вложения должны быть однократными;
- Период экономического существования дела, в которое были вложены денежные и финансовые средства, должен быть одинаковым;
- После того как было произведено инвестирование денежных средств в проект, в течении всего периода работы инвестиционного проекта инвестор будет получать денежные выплаты в одинаковом размере.

Данный расчет подтверждает обоснованность проекта по установке дополнительной рабочей измерительной линии и доказывает, что при незначительных вложениях на приобретение новых агрегатов, их монтаж, транс-

портировку, складские расходы, расходы на заработную плату, амортизационные и социальные нужды, может увеличиться пропускная способность узла учета в $\approx 1,3$ раза, тем самым, из-за увеличения прокачки суточного объема нефти будет увеличена чистая прибыль предприятия.

После монтажа оборудования увеличится объем производства с 1 900 000 м³ до 2 470 000 м³ получили увеличение чистой прибыли на 30%. При увеличении объема производства с 1 900 000 м³ по 2 470 000 м³ предприятие позже войдет в зону прибыли, но зона прибыли расширится. Таким образом, можно сделать вывод, что проект по добавлению дополнительной измерительной линии на СИКН является прибыльным.

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

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б3А	Белевичу Дмитрию Алексеевичу

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

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования и области его применения:	<p>Наименование объекта – Пункт сдачи нефти (ПСП). ПСП расположено в Парабельском районе Томской области. Назначение объекта - прием товарной нефти с объектов нефтедобычи, промежуточное хранение, учет и перекачка нефти в магистральный нефтепровод (МН). Нефть, поступающая на предприятие, относится к легковоспламеняющимся жидкостям (ЛВЖ) и являющаяся токсичной, ПДК в рабочей зоне 10 мг/м³ согласно ГН 2.2.5.686-98* Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы. Район участка относится к IV климатическому поясу по СНиП 23-01-99*, средняя температура зимних месяцев -41°С</p>
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Производственная безопасность: 1.1 Анализ выявленных вредных факторов при эксплуатации ПСП:</p>	<ul style="list-style-type: none"> - отклонение показателей климата на открытом воздухе; - недостаточная освещенность рабочей зоны; - повышенный уровень шума; - повышенный уровень вибрации; - загазованность воздуха рабочей зоны; - повреждения в результате контакта с насекомыми.
<p>1.2 Анализ выявленных опасных факторов при эксплуатации ПСП:</p>	<ul style="list-style-type: none"> - механическое воздействие; - электробезопасность (в т.ч. статическое электричество); - пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения). - средства и меры по обеспечению безопасности труда и производства
<p>2. Охрана окружающей среды:</p>	<ul style="list-style-type: none"> - анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); - анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); - анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p>	<ul style="list-style-type: none"> - пожарная безопасность в чрезвычайных ситуациях: в процессе эксплуатации ПСП возможны ЧС в результате разгерметизации или возгорания резервуара.

<p>4.Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</p>	<p>ГОСТ 12.0.003-74* «Опасные и вредные факторы». ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ «Оборудование производственное. Общие требования безопасности». ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ «Электробезопасность» ГОСТ 12.1.003-83 «Шум. Общие требования безопасности». ГОСТ 12.1.012-90 «Вибрационная безопасность». ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность». ПБ 09-540-03 «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств» ГОСТ 9965-76 «Нефть для нефтеперерабатывающих предприятий» - перечень обязательных правил, норм,</p>
--	---

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Черемискина М.С.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4А	Белевич Дмитрий Алексеевич		

8. Социальная ответственность

8.1 Производственная безопасность

Обслуживающий персонал ПСП должен знать схемы его коммуникаций, чтобы при эксплуатации, авариях, пожарах в нормативные сроки безошибочно выполнить необходимые переключения. Схемы должны находиться на рабочих местах.

Все технологическое оборудование, каждый резервуар, емкость, запорная арматура должны иметь номер, соответствующий технологической схеме. Номер должен быть написан на стенке резервуара, оборудования или на трафарете, установленном на оборудовании, запорной и регулирующей арматуре.

Должны проводиться ежесменные, периодические наблюдения и контроль за плотностью фланцевых соединений, герметичностью оборудования и арматуры, установленной на нефтепроводах.

Открывать или закрывать задвижки следует плавно, без применения рычагов. Запорные устройства, установленные на технологических трубопроводах должны иметь указатель состояния (Открыто и Закрыто);

При переключениях резервуаров, действующий резервуар необходимо отключать только после открытия задвижек включаемого резервуара.

В случае перелива нефти из резервуара необходимо немедленно подключить другой незаполненный резервуар, а разлитую нефть откачать через дренажные емкости в незаполненный резервуар. Резервуар, где произошел перелив, отключить из работы. Подключить его можно только после устранения загазованности, уборки загрязненного грунта, проведения расследования причин перелива и устранения его последствий. Загрязненный грунт следует собрать и увезти с территории ПСП на отведенное место.

На территории резервуарного парка при обслуживании необходимо

					Эксплуатация системы измерения количества и показателей качества нефти на приемо-сдаточном пункте				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					
Разраб.		Белевич Д.А.			Социальная ответственность				
Руковод.		Саруев А.Л.		Лит.				Лист	Листов
Консульт.									
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						96	132
					ТПУ гр.3-2Б4А				

осуществлять контроль воздушной среды в соответствии с графиком замеров содержания углеводородов в воздухе ПСП. Для непрерывного контроля воздушной среды имеются датчики СТМ-10.

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

При эксплуатации резервуаров и резервуарного оборудования, измерении уровня и отборе проб обслуживающий персонал должен иметь специальную одежду и обувь, изготовленные из материалов, не накапливающих статическое электричество, в соответствии с требованиями ГОСТ 12.4.124 [52]. Обувь не должна иметь металлических накладок и гвоздей, дающих искру.

При ручном отборе проб и замере уровня нефти, открытии замерных и других люков обслуживающий персонал должен находиться с наветренной стороны (стоять боком к ветру). При работе с открытыми люками последние должны быть закрыты предохранительными решетками. При необходимости находиться с подветренной стороны персонал должен пользоваться противогазом. Запрещается без противогаза заглядывать в открытый люк

или низко наклоняться к его горловине во избежание отравления выделяющимися вредными парами и газами. Пробу нефти из резервуара следует отбирать не ранее чем через 2 ч после окончания заполнения. Запрещается проводить измерения уровня нефти и отбор проб вручную, а также осмотр резервуарного оборудования во время грозы. При гололеде должны быть приняты дополнительные меры безопасности.

Необходимо осуществлять контроль за предохранительными клапанами.

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

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

Пускать в работу и эксплуатировать центробежные насосы при отсутствии ограждения на муфте сцепления их с двигателем запрещается.

В насосных установках на трубопроводах должно быть указано направление движения потоков, а на двигателях - направление вращения ротора. Перед пуском центробежного насоса необходимо убедиться в легкости проворачивания его вала от руки.

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

В зимнее время для обеспечения безопасной эксплуатации пункта сдачи нефти необходимо предотвращать замерзание, застывание продуктов.

Необходимо постоянно следить за состоянием дренажных трубопроводов. Размораживание замерзших участков необходимо осуществлять паром, горячей водой. Разогрев образовавшейся пробки без отключения трубопровода от общей системы не разрешается.

8.1.1 Анализ выявленных вредных факторов при эксплуатации ПСП

Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Метеорологические условия на рабочем месте в производственных помещениях и на открытых рабочих площадках определяются температурой воздуха, относительной влажностью, барометрическим давлением и интенсивностью теплового излучения от нагретых поверхностей. Параметры, определяющие метеорологические условия, оказывают влияние на функциональную деятельность человека, его самочувствие и здоровье. Увеличение скорости движения воздуха уменьшает неблагоприятное действие повышенной температуры и увеличивает действие пониженной температуры, повышение влажности воздуха усугубляет действие как повышенной, так и пони-

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

женной температуры. При высокой температуре воздуха (30 °С и выше) происходит перегревание организма и тепловой удар. При пониженных температурах возникают обморожения, радикулиты и так далее. Вследствие нарушения водно-солевого баланса может развиваться судорожная болезнь.

Спецодежда выдается для теплого и холодного периода года.

Выдача СИЗ производится в соответствии с типовыми отраслевыми нормами, утвержденными в установленном порядке. В комплект спецодежды входят:

- костюм брезентовый или хлопчатобумажный с водоотталкивающей пропиткой;
- сапоги кирзовые;
- комбинированные или брезентовые рукавицы;
- костюм зимний с пристегивающейся утепляющей прокладкой;
- валенки.

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Неправильно спроектированное и выбранное производственное освещение способствует понижению производительности труда, оказывает отрицательное психологическое воздействие на рабочих, понижает безопасность труда, повышает утомляемость и травматизм на производстве. Неправильно выбранное освещение – это плохое освещение опасных зон, слепящее действие ламп и блики от них, резкие тени. Неправильная эксплуатация осветительных установок, а также ошибки, допущенные при их проектировании и установке в пожаро- и взрывоопасных целях, могут привести к взрыву, пожару и несчастным случаям.

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

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

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

Повышенный уровень шума

Источниками шума являются звуки, вызванные в результате производственной деятельности ПСП и работающих машин, используемых при сооружение резервуара (плетевозы, панелевозы, бетономешалки, самосвалы, бульдозеры, экскаваторы, автопогрузчики, автокран, башенный кран, землеройные машины). Действие шума на человека определяется влиянием на слуховой аппарат и многие другие органы и системы организма, в том числе и нервную систему.

Громкость ниже 80 дБ обычно не влияет на органы слуха.

Нормативный эквивалентный уровень звука установлен равным 80дБА в соответствии с нормативными документами СанПиН 2.2.4.3359-16 [60], приводит к постоянному повышению порога слуха, к повышению кровяного давления.

Основные методы борьбы с шумом. Общая классификация средств и методов защиты от шума приведена в ГОСТ 12.1.029-80 [48]:

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

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

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

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						100
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Повышенный уровень вибрации

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

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

Предельно допустимые значения, характеризующие вибрацию, регламентируются согласно ГОСТ 12.1.012-90 [47]. Одним из эффективных средств защиты от вибрации рабочих мест, оборудования и строительных конструкций является виброизоляция, представляющая собой упругие элементы, размещённые между вибрирующей машиной и основанием.

Наибольший эффект дают конструктивные и технологические мероприятия. К ним относятся: совершенствование кинематических схем; изыскание наилучших конструктивных форм для безударного взаимодействия деталей и плавного обтекания их воздушными потоками; изменение жесткости или массы для уменьшения амплитуды колебаний и устранения резонансных явлений; применение материалов, обладающих способностью поглощать колебательную энергию; уменьшение зазоров; повышение точности центровки и балансировки для снижения динамических нагрузок; использование прокладочных материалов, затрудняющих передачу колебаний от одних деталей к другим, и т. п.

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

Повышенная загазованность рабочей зоны

В процессе производственных операций рабочие могут подвергаться воздействию вредных газов и паров нефти, источником которых являются

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		101

нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности фонтанной арматуры, вследствие коррозии или износа, превышение максимального допустимого давления. Особенно опасен сероводород, он нарушает доставку тканям кислорода в организме человека, оказывает раздражающее действие на слизистую оболочку глаз и дыхательных путей, ПДК H_2S – 0,1 $\text{м}^2/\text{м}^3$ по Государственному стандарту (ГОСТ) 12.1.005 – 88 [59]. Для контроля запыленности и загазованности используют специальные приборы (газоанализаторы). Количество вредных примесей в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций.

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

Повреждения в результате контакта с насекомыми

В летний и осенний период особенно тягостны для человека летающие кровососущие насекомые. Они забираются под одежду, в нос, уши, наносят укусы, также многие насекомые переносят различные вирусы и бактерии.

Для борьбы с кровососущими насекомыми необходимо носить специальную одежду (энцефалитный костюм), а также использовать различные аэрозоли, спреи и мази от насекомых.

8.1.2 Анализ выявленных опасных факторов и мероприятия по их устранению

ПСП относится к категории взрывопожароопасных производств.

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

					Социальная ответственность	Лист
						102
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Опасность механических повреждений

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

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

Электробезопасность

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

Опасность воздействия электрического тока на организм человека зависит от электрического сопротивления тела и приложенного к нему напряжения, силы тока, длительности его воздействия, путей прохождения тока через человека, рода и частоты тока, индивидуальных особенностей человека, окружающей среды и ряда других факторов. Степень воздействия токов на человека указана в таблице 16 . Существенное влияние на исход действия электрического тока оказывает путь прохождения тока в теле человека: чем больше жизненно важных органов подвержено действию тока, тем тяжелее исход поражения. Наиболее вероятные и одновременно наиболее опасные пути протекания тока: рука-рука, рука-нога, нога-нога.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						103
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Воздействие на человека постоянного и переменного токов

Сила тока проходящая через человека, мА	Воздействие на человека	
	переменный ток 50-60 Гц	постоянный ток
0,5-1,5	начало ощущения, лёгкое дрожание пальцев рук	не ощущается
2,0-3,0	сильное дрожание пальцев рук	не ощущается
5,0-7,0	судороги в руках	зуд, ощущение нагрева
8,0-10,0	трудно, но ещё можно оторвать руки от электродов, сильные боли в пальцах, кистях рук и предплечьях	усиление нагрева
20,0-25,0	паралич рук, оторвать их от электрода невозможно, очень сильные боли, дыхание затруднено	ещё большее усиление нагрева
50,0-80,0	остановка дыхания, начало фибрилляции сердца	сильное ощущение нагрева, сокращение мышц рук, судороги, затруднение дыхания
90,-100,0	остановка дыхания, при длительном воздействии - 3 сек. и более следует остановка сердца	остановка дыхания

Возникновение электротравмы в результате воздействия электрического тока или электрической дуги может быть связано:

- с одновременным прикосновением человека к двум токоведущим неизолированным частям (фазам, полюсам) электроустановок, находящихся под напряжением;
- с однофазным (однополюсным) прикосновением неизолированного от земли (основания) человека к неизолированным токоведущим частям электроустановок, находящихся под напряжением, или к металлическому корпусу электрооборудования, оказавшегося под напряжением;
- с приближением на опасное расстояние человека к неизолированным от земли токоведущим частям электроустановок, находящихся под напряжением.

Согласно ГОСТ 61140-2012 [58] для максимальной защиты персонала необходимо предпринимать следующие меры:

- изолировать токоведущие части оборудования;

					Социальная ответственность	Лист
						104
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

При работе с электрооборудованием обслуживающий персонал должен иметь при себе изолирующую подставку, резиновый коврик (дорожку), щитки, диэлектрические перчатки, калоши или боты.

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

Нефть является хорошим диэлектриком, сохраняет электрические заряды в течение длительного времени, электропроводность безводной нефти составляет 10^{10} - 10^{16} Ом-м.

Согласно РД 39-22-113-78 «Временные правила защиты от статического электричества на производственных установках и сооружениях нефтяной и газовой промышленности»[57] опасность действия статического электричества устраняется тем, что специальными мерами создается утечка электрических зарядов, предотвращая накопление энергии заряда выше уровня 0,4 Амин.

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

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

Для предотвращения образования падающей струи, разбрызгивания и накопления заряда статического электричества - заполнение емкостного оборудования, резервуаров ведется под уровень, либо через трубопроводы налива, опущенные до дна емкости.

					Социальная ответственность	Лист
						105
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Скорости движения жидкостей и газов по трубопроводам не превышают рекомендуемых значений.

8.1.3 Пожарная безопасность

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

Основными причинами пожара являются:

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

Комплект пожарной автоматики на ПСП в совокупности с системой автоматического пожаротушения предназначен для:

-раннего обнаружения очагов возгорания и передачи сигналов на комплекс технических средств КТС-2000;

-автоматического отключения вентиляции, остановки рабочих насосов, закрытия запорной арматуры на технологических трубопроводах(модуль УУ, НВП, резервуарный парк) включения звукового и светового опове-

					Социальная ответственность	Лист
						106
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

щения у входов в помещение, в котором произошло обнаружение очага возгорания;

-отключения технологического оборудования оператором на пульте управления системой пожаротушения;

-автоматического и дистанционного запуска оператором системы пожаротушения;

- выдачи извещений и служебной информации.

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

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

На площадках устанавливаются пожарные щиты, оснащенные первичными средствами пожаротушения. Согласно Правилам пожарной безопасности в Российской Федерации, тип пожарного щита для тушения пожара на технологических площадках - ЩП-В, на электроустановках - ЩП-Е.

8.1.4 Средства и меры по обеспечению безопасности труда и производства

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

- 1) применяемое оборудование и трубопроводы системы обеспечивают герметичность технологических процессов;
- 2) оборудование, арматура и трубопроводы по техническим характеристикам обеспечивают безопасную эксплуатацию объекта;
- 3) приборы и средства автоматизации, устанавливаемые на техноло-

					Социальная ответственность	Лист
						107
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

гическом оборудовании, соответствуют по степени взрывозащиты требованиям ГОСТ 12.2.020-76[46], предъявляемым к объектам, размещаемым в взрывоопасной зоне;

4) вторичные приборы и устройства обработки информации в нормальном исполнении вынесены за пределы взрывоопасной зоны и размещены в операторной;

5) крепежные детали (шпильки, гайки) для фланцевых соединений выбраны в соответствии с требованиями ГОСТ 20700-75[45];

6) защита от статического электричества по ГОСТ 12.1.030-81[44] и молниезащита обеспечивают безопасное обслуживание и ремонт оборудования, электроустановок, приборов и щитов;

7) Предусмотрена герметизация процесса учета нефти и поверки средств измерения, закрытая дренажная система, исключая разливы агрессивной рабочей среды и выделение газа в атмосферу.

8) Экологическая чистота СИКН обеспечивается отсутствием неконтролируемых утечек.

Монтаж и эксплуатация оборудования должны осуществляться с соблюдением требований следующей нормативно-технической документации:

1) ПБ 08-624-03 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [41];

2) СНиП 3.05.06-85 "Электротехнические устройства" [42].

8.2 Экологическая безопасность

Анализ влияния работы ПСП на окружающую среду

При эксплуатации объекта ПСП образуются следующие виды опасных отходов:

- Шлам очистки трубопроводов и емкостей от нефти и нефтепродуктов образуется при зачистке резервуаров и других емкостей, используемых при хранении нефти и ГСМ;

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		108

- Грунт, загрязненный нефтепродуктами, образуется в результате аварийных ситуаций (разливов вдоль трасс трубопроводов и утечек нефти), при ремонте оборудования, при зачистке трубопроводов;

- Обтирочный материал, загрязненный маслами (содержание масел менее 15%) образуется при ремонтных работах, обслуживании нефтепромыслового и технологического оборудования;

- Лом черных металлов на месторождении - это результат списания оборудования, капитального и текущего ремонта трубопроводов. По мере накопления вывозятся на специальный полигон;

- Мусор от бытовых помещений организаций несортированный (исключая крупногабаритный) образуется в результате производственной деятельности персонала в офисных помещениях месторождений. По мере накопления вывозятся на специализированный полигон;

- Ртутные термометры отработанные и брак образуются в результате эксплуатации ртутных термометров в ИЛН. По мере накопления вывозятся на полигон токсичных отходов г. Томска;

- Ртутные лампы, люминесцентные ртутьсодержащие трубки отработанные и брак образуются в результате замены пришедших в негодность ламп системы освещения помещений и промплощадки. По мере накопления вывозятся на полигон токсичных отходов г. Томска.

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

					Социальная ответственность	Лист
						109
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Воздействие на атмосферу

Для приемо-сдаточного пункта ПСП, который находится в Томской области, Парабельского района, установлены перечень и количество вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух согласно Разрешению Управления Росприроднадзора по Томской области № 0146-13 от 01.10.2013 г. На ПСП организуется контроль соблюдением этих норм.

Основными источниками выбросов вредных веществ в атмосферу на ПСП являются организованные выбросы:

- дыхательные клапана на резервуарах Р-1, Р-2, Р-3, Р-4 в количестве (2шт. $V = 2000 \text{ м}^3$, 2шт. $V = 3000 \text{ м}^3$);
- дыхательные клапана на дренажных и приемной ёмкостях;
- узел учёта нефти (вентиляционная система).

Неорганизованные выбросы:

- запорно-регулирующая арматура и фланцевые соединения.

Для обеспечения минимально возможного выделения загрязняющих веществ в атмосферу предусмотрен следующий комплекс технических решений:

1. Технологическая схема герметизирована.
2. Конструкция уплотнений, материалы прокладок фланцевых соединений оборудования и трубопроводов обеспечивают необходимую степень герметичности разъемных соединений.
3. Герметичность запорной аппаратуры принята класса А.
4. Надежность и герметичность конструкции оборудования и трубопроводов обеспечивается за счет необходимого запаса его прочности и коррозионной стойкости, обеспечиваемого применением соответствующего материального оформления с учетом возможных неблагоприятных режимов работы.

Освобождение оборудования и трубопроводов от остатков нефти предусмотрено в закрытые дренажные емкости.

					Социальная ответственность	Лист
						110
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Технологические и вентиляционные выбросы в атмосферу на территории ПСП представлены в таблице 17.

Таблица 17

Технологические и вентиляционные выбросы в атмосферу

№ п/п	Наименование выброса	Количество образования выбросов по видам, т/год	Условие (метод) ликвидации, обезвреживания, утилизации	Периодичность выбросов, ч/год	Установленная норма содержания загрязнений в выбросах (ПДК _{мр}), мг/м ³
1	Углеводороды C ₁ – C ₅	691,0773726	Рассеивание в атмосфере	8760	50
2	Углеводороды C ₆ – C ₁₀	255,6013470			30
3	Бензол	3,33807654			0,3
4	Ксилол	1,10351988			0,2
5	Толуол	2,09828511			0,6

Воздействие на гидросферу

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

Воздействие на литосферу

С точки зрения охраны окружающей среды аварией на объектах подготовки и перекачки нефти является нарушение герметичности трубопрово

дов, оборудования и попадание нефти в окружающую среду.

В случае развития аварии по наиболее неблагоприятному сценарию (разгерметизация резервуара нефти РВС-3000) в окружающую среду (в обвалование резервуарного парка) может поступить ~2300 тонны нефти.

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

В случае разлива нефти на почву необходимо провести ряд мероприятий. Исходя из опыта ликвидации последствий аварий на объектах нефтяной промышленности, рекомендуется следующая схема очистки загрязненных земель:

- сооружение земляного амбара в пониженном месте по отношению к месту разлива для сбора нефти;
- прокладка к земляному амбару нефтесборных канав;
- смыв переносными гидромониторами нефти с почвы и растительности в нефтесборные канавы;
- после отстоя сбор обводненной нефти, топлива с поверхности воды земляного амбара и нефтесборных канав нефтесборщиками (вакуумная установка типа АКН-10 на базе УРАЛ) в передвижную емкость с последующей перекачкой в технологию ПСП;
- засыпка амбара и канав.

Планирование сбора отходов, обращение с образующимися отходами (переработка, захоронение) представлены в таблице 18.

					Социальная ответственность	Лист
						112
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Планирование сбора отходов, обращение с образующимися отходами (переработка, захоронение)

№ п\п	Наименование отхода	Куда складывается, транспорт	Периодичность образования	Метод и место захоронения, утилизации	Примечание
1	2	3	4	5	6
1	Нефтяной шлам	Не складывается	Периодически при проведении работ по приему СОД и подготовке оборуд. к ремонту	Сдача на переработку в шламовый накопитель	Направляется в переработку в период проведения работ по обслуживанию оборудования, на площадке ПСП не хранится.
2	Мусор от бытовых помещений	Специальные контейнеры	По мере накопления	Направляется на специализированный полигон ТБО	
4	Обтирочный материал, загрязненный маслами (содержание масел менее 15%)	Специальные контейнеры	По мере накопления	Направляется на Специализированный полигон	
5	Ртутные термометры отработанные и брак Ртутные лампы, люминесцентные ртутьсодержащие трубки отработанные и брак	Специальные контейнеры	По мере накопления	Направляется на полигон токсичных отходов г. Томска	

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

Внесение платы за загрязнение окружающей природной среды не ос-

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		113

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

8.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация (ЧС) - это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей. Под источником чрезвычайной ситуации понимают опасное природное явление, аварию или опасное техногенное происшествие, широко распространённую инфекционную болезнь людей, сельскохозяйственных животных и растений, а также применение современных средств поражения, в результате чего произошла или может возникнуть чрезвычайная ситуация ГОСТ Р 22.0.02 – 94[56].

Так как на рассматриваемом объекте непосредственно при операциях по приему-сдачи нефти используются резервуары, то чрезвычайные ситуации могут возникнуть в процессе эксплуатации резервуаров по различным причинам:

- по причине техногенного характера;
- попадание в резервуар молнии;
- лесные пожары.

Аварии в резервуарном парке могут привести к возникновению чрезвычайных ситуаций. Основными причинами возникновения аварий являются: коррозионные разрушения, малые и большие дыхания, перепады температур, вакуум, неверное техническое обслуживание, отказ приборов контроля и сигнализации, факторы внешнего воздействия (молнии, ураганы и прочее).

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		114

Одними из примеров чрезвычайных ситуаций может служить прямое попадание молнии в резервуар с нефтью. Такое происшествие имеет разрушительный характер и весьма опасно. Для предупреждения попадания молний в резервуар с нефтью необходимо устанавливать молниеотводы, корпус резервуара должен быть заземлён. По периметру резервуара необходимо устанавливать заземлители через каждые 50 м по периметру. Также, заземляют все коммуникации, находящиеся на объекте.

Для защиты резервуарных парков от лесных пожаров необходимо выкорчёвывать деревья и кусты на 25 м от территории резервуарного парка.

При переливе нефтепродукта из резервуара ответственному смены следует остановить заполнение резервуара, вызвать пожарную охрану, известить своего или вышестоящего руководителя, соблюдая меры безопасности, приступить к ликвидации аварии.

При вакуумном смятии (деформации резервуара) ответственному смены необходимо остановить откачку нефтепродукта из этого резервуара, сообщить о случившемся своему непосредственному или вышестоящему руководителю и действовать согласно плану ликвидации аварий.

При появлении трещин в сварных швах или корпусе резервуар необходимо освободить от нефтепродукта полностью или частично в зависимости от способа его предстоящего ремонта.

В случае возгорания и взрывов на территории резервуарного парка старшему по смене необходимо остановить все виды перекачки, вызвать пожарную охрану, при необходимости, скорую медицинскую помощь, известить своего или вышестоящего руководителя, действовать согласно плану ликвидации аварий.

8.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Требования промышленной безопасности должны соблюдаться согласно Федеральному закону «О промышленной безопасности опасных про-

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		115

изводственных объектов» и Постановлению Правительства РФ «Об организации и осуществлении производственного контроля над соблюдением требований промышленной безопасности на опасных производственных объектах» с использованием «Методических рекомендаций по организации производственного контроля над соблюдением требований промышленной безопасности на опасных производственных объектах».

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

Руководство ПСП в процессе его эксплуатации обязано:

- соблюдать положения Федеральных законов и иных нормативных правовых актов РФ, а также нормативных технических документов в области промышленной безопасности;
- обеспечивать укомплектованность штата работников ПСП в соответствии с установленными требованиями;
- допускать к работе лиц, удовлетворяющих соответствующим квалификационным требованиям и не имеющих медицинских противопоказаний к работе;
- обеспечивать проведение подготовки и аттестации работников в области промышленной безопасности;
- иметь нормативные технические документы и инструкции,
- устанавливающие правила ведения работ;
- обеспечивать наличие и функционирование необходимых приборов и систем контроля над производственными процессами в соответствии с установленными требованиями;
- предотвращать проникновение на территорию СИКН посторонних лиц;
- приостанавливать эксплуатацию СИКН в случае аварии или инцидента, а также в случае обнаружения вновь открывшихся обстоятельств,

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		116

влияющих на промышленную безопасность;

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

– принимать участие в техническом расследовании причин аварии на СИКН, принимать меры по устранению указанных причин и профилактике подобных аварий;

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

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

– вести учет аварий и инцидентов на СИКН.

Для работников, выезжающих для работы вахтовым методом в районы крайнего Севера и приравненные к ним местности согласно ТК РФ:

– устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях;

– предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах крайнего Севера – 24 календарных дня; в местностях, приравненных к районам крайнего Севера – 16 календарных дней.

Перечень обязательных инструкций и нормативно-технической документации представлен в Приложении Б.

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

Заключение

Проведенный анализ данной выпускной квалификационной работы показал, что Эксплуатация системы измерения количества и показателей качества нефти играет очень важную роль, которое является неотъемлемой частью при транспортировке нефти и газа в систему магистральных нефтепроводов.

В процессе работы была проанализирована эксплуатация системы измерений количества и показателей качества нефти на приемо-сдаточном пункте и предложены пути повышения эффективности производства на объекте транспорта нефти.

В результате проделанной работы:

- проведен анализ литературных источников по эксплуатации систем измерений количества и показателей качества нефти;
- проведен расчет погрешностей измерений массы нетто товарной нефти, рассчитанная согласно ГОСТ 8.595, которая составила 0,32%;
- предложены пути повышения эффективности эксплуатации СИКН и ПСП, за счет технического перевооружения насосной внешней перекачки нефти и монтаже дополнительной измерительной линии в СИКН.

Из проведенных в данной работе расчетов видно, что погрешность при косвенном методе измерений массы нефти выше, чем при прямом методе динамических измерений, а значит можно сделать вывод, что прямой метод динамических измерений более точен и экономически выгоден, а экономический эффект от замены насосных агрегатов, заметно отразилось на экономии затрат электроэнергии.

					<i>Эксплуатация системы измерения количества и показателей качества нефти на приемо-сдаточном пункте</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Белевич Д.А.			Заключение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Саруев А.Л.					118	132
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр.3-2Б4А		
<i>Рук-ль ООП</i>		Брусник О.В.						

Список использованных источников

1. ГОСТ Р 8.595–2004. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений. – М.: Изд-во стандартов, 2002. – 11 с.
2. ГОСТ 2517–2012 Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб. – М.: Стандартиформ, 2014. – 35 с.
3. МИ 3532–2015 Рекомендация. ГСИ. Рекомендации по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти – Казань, 2015 – 65 с.
4. МИ 2837–2003. Приемо-сдаточные пункты нефти. Метрологическое и техническое обеспечение. – М.: Госстандарт России, 2003. – 41 с.
5. ГОСТ Р 51858–2002 Нефть. Общие технические условия. – М.: Стандартиформ, 2002. – 10 с.
6. МИ 2775–2002. Порядок метрологического и технического обеспечения промышленной эксплуатации систем измерений количества и показателей качества нефти, трубопоршневых поверочных установок и средств измерений в их составе. – М.: Стандартиформ, 2002. – 18 с.
7. МИ 3081–2007 ГСО. Система измерений количества и показателей качества нефти, светлых нефтепродуктов и жидких углеводородов. Техническое обслуживание и ремонт. – М.: Стандартиформ, 2007. – 60 с.
8. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23–05–95* М.: – Минрегион, 2010 – 75 с.
9. ГОСТ 1510–84 Нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение – М.: Государственный стандарт СОЮЗА ССР, 1984. – 17 с.
10. МИ 2575–00* Нефть. Остаточное газосодержание. Методика выполнения измерений.

					<i>Эксплуатация системы измерения количества и показателей качества нефти на приемо-сдаточном пункте</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Белевич Д.А.</i>			Список использованных источников	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Саруев А.Л.</i>				119	132	
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр.3-2Б4А		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

22. Р 50.2.075–2010 Нефть и нефтепродукты. Лабораторные методы измерение плотности, относительной плотности и плотности в градусах API. – М.: Стандартиформ, 2011. – 41 с.

					Список использованных источников	Лист
						120
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

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

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

26. МИ 2825–2003. Рекомендация Государственная Система обеспечения единства измерений. Системы измерений количества и показателей качества нефти. Метрологические и технические требования к проектированию. – М.: Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии» ФГУП ВНИИР, 2003. – 31 с.

27. Чухарева Н.В. Определение количественных характеристик нефти и газа в системе магистральных трубопроводов: учебное пособие /Н.В. Чухарева, А.В. Рудаченко, В.А. Поляков. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2010. – 311 с.

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

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

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

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

					Список использованных источников	Лист
						121
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

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

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

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

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

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

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

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

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

					Список использованных источников	Лист
						122
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

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

42. СНиП 3.05.06-85 "Электротехнические устройства";

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

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

45. ГОСТ 20700-75 Болты, шпильки, гайки и шайбы для фланцевых и анкерных соединений, пробки и хомуты с температурой среды от 0 до 650 °С. Технические условия (с Изменениями N 1, 2, 3);

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

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

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

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

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

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

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

					Список использованных источников	Лист
						123
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

53. Управление проектами [Электронный ресурс] : конспект лекций : учебное пособие / Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ), Институт социально-гуманитарных технологий (ИСГТ), Кафедра социологии, психологии и права (СОЦ) ; сост. С. В. Маслова. — 1 компьютерный файл (pdf; 1.0 МВ). — Томск: Изд-во ТПУ, 2013. — Заглавие с титульного экрана. — Электронная версия печатной публикации. — Доступ из корпоративной сети ТПУ. — Системные требования: Adobe Reader. <http://www.lib.tpu.ru/fulltext2/m/2014/m145.pdf>

54. Управление проектами : учебник для бакалавров / А. И. Балашов [и др.]; Высшая школа экономики (ВШЭ), Национальный исследовательский университет (НИУ) ; под ред. Е. М. Роговой. — Москва: Юрайт, 2014. — 383 с.

55. Управление проектами : учебник и практикум для академического бакалавриата / А. Т. Зуб; Московский государственный университет им. М. В. Ломоносова (МГУ). — Москва: Юрайт, 2014. — 423 с.

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

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

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

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

60. СанПиН 2.2.4.3359-16 "Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах".

61. ГОСТ 8734-75 Трубы стальные бесшовные холоднодеформированные. Сортамент

62. ГОСТ 8732-78 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Сортамент

					Список использованных источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		124

Приложение А

(справочное)

Средства измерения и основное технологическое

СИКН

Таблица 1

СИ и основное технологическое оборудование СИКН

№ п/п	Наименование оборудования	Тип	Предел допускаемой погрешности	Кол-во, шт.
1	2	3	4	5
1	Основные СИ и оборудование, установленные на технологической части СИКН			
1.1	Блок фильтров			
1.1.1	Фильтр Plenty с быстросъемной крышкой	ТО-8Q PN ANSI600		2
1.1.2	Средства измерения давления и перепада давления: - преобразователи перепада давления - манометры	Rosemount 3051 CD2 МТИ	±0,5 % ±0,6 %	2 4
1.2	Блок измерительных линий			
1.2.1	Измерительные линии: - рабочие - контрольно-резервная	Ду100		3 1
1.2.2	Преобразователь массового расхода	CMF300 (Emerson Process Management)	- рабочие ±0,25 % - контрольно-резервная ±0,20 %	3 1
1.2.3	Средства измерения давления и перепада давления: - преобразователи давления - манометры	Rosemount 3051 TG3 МТИ	±0,5 % ±0,6 %	6 6
1.2.4	Средства измерения температуры: - преобразователь температуры - термометр ртутный стеклянный лабораторный	Rosemount 644 ТЛ - 4	±0,2 °С ±0,2 °С	5 5
1.2.5	Кран шаровой фланцевый с местным контролем протечек с электроприводом Auma	BÖHMER BBF/FSL Dy100 Py63		14
1.2.6	Клапан поворотный с сегментным затвором с электроприводом Auma	DN150 PN ANSI600		4
1.2.7	Устройство контроля протечек	ДПУ5-0,26-4,0-ОМ1,5		1

					<i>Эксплуатация системы измерения количества и показателей качества нефти на приемо-сдаточном пункте</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Белевич Д.А.			Приложение А	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Саруев А.Л.					125	132
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр.3-2Б4А		
<i>Рук-ль ООП</i>		Брусник О.В.						

Таблица 1

СИ и основное технологическое оборудование СИКН

№ п/п	Наименование оборудования	Тип	Предел допускаемой погрешности	Кол-во, шт.
1.3	Блок измерений показателей качества нефти			
1.3.1	Фильтр Plenty с быстросъемной крышкой	TS-2Q PN ANSI600		2
1.3.2	Насос циркуляционный Verdermag с магнитной муфтой, с частотно регулируемым приводом	НС 40-25-125		2
1	2	3	4	5
1.3.3	Средства измерения давления и перепада давления: - преобразователи перепада давления	Rosemount 3051 CD2	±0,5 %	2
	- преобразователи давления - манометры	Rosemount 3051 TG3 МТИ	±0,5 % ±0,6 %	1 4
1.3.4	Средства измерения температуры: - преобразователь температуры - термометр ртутный стеклянный лабораторный	Rosemount 644 ТЛ - 4	±0,2 °С ±0,2 °С	1 1
1.3.5	Преобразователь плотности жидкости поточный	Solartron 7835 B	±0,3 кг/м ³	1
1.3.6	Устройство определения свободного газа	УОСГ-100СКП	±0,05 % (предел измерений 0,1-1%)	1
1.3.7	Автоматический поточный пробоотборник: - изокINETический пробоотборник - переносной пробоприемник	Clif Mock: True Cut C22 True Cut R4-4 (1 Gallon)		2 2
1.3.8	Ручной пробоотборник	Стандарт-Р		1
1.3.9	Влагомер нефти поточный	УДВН-1пм-Т1	± 0,05% объемной доли воды	2
1.3.10	Расходомер	Krohne H 250	±5 %	1
1.3.11	Щелевое пробозаборное устройство	ПУ-1-200 (S=429 мм ²)		1
1.4	Узел регулирования давления			
1.4.1	Кран шаровой регулирующий с электроприводом Аума	РАРД150.063.24.-ООЭ Dy 150 Py 63		1
1.4.2	Индикатор фазового состояния	ИФС-1В-700М	±15%	1
2	Основные СИ и оборудование, установленные вне технологической части СИКН			
2.1	ИВК	OMNI 6000	±0,05 %	2
2.2	Периферийный контроллер	Simatic		2
2.3	АРМ оператора	ПО «Rate»		2
2.4	Принтеры отчетов			2
2.5	Скоростной подогреватель нефти	СПН-100/0,38		1

Приложение Б

(справочное)

Таблица 1

Перечень обязательных инструкций и нормативно-технической документации

№№ п/п	Обозначение НД	Наименование НД
1	2	3
1	ФЗ №261 РФ от 23.11.2009	Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации
2	ФЗ №116-ФЗ РФ от 20.06.1997	О промышленной безопасности опасных производственных объектов
4	Приказ Ростехнадзора от 12.03.2013 № 101	Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности"
5	Постановление Правительства РФ от 25.04.2012 N390	О противопожарном режиме
6	ПОТ Р М-016-2001 РД 153-34.0-03.150-00	Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок
7	ПУЭ	Правила устройства электроустановок: Глава 1.7. Заземление и защитные меры электробезопасности Глава 5.4. Электрооборудование кранов Глава 6.2. Внутреннее освещение Глава 6.3. Наружное освещение Глава 6.5. Управление освещением Глава 7.3. Электроустановки во взрывоопасных зонах Глава 7.4. Электроустановки в пожароопасных зонах
8	СНиП 23-05-95	Естественное и искусственное освещение (с Изм. № 1)

					Эксплуатация системы измерения количества и показателей качества нефти на приемо-сдаточном пункте			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Белевич Д.А.			Приложение Б	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.					127	132
Консульт.						ТПУ гр.3-2Б4А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

Перечень обязательных инструкций и нормативно-технической документации

№ № п/п	Обозначение НД	Наименование НД
9	РД-13.110.00-КТН-319-09	Правила безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов
10	ИП - 00	Инструкция по охране труда для работников предприятия по общим требованиям безопасности
11	ИП - 33	Инструкция по охране труда для оператора товарного ПСП
12	СП 12.131.30 – 2009	Свод Правил. Определение категорий помещений и зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.
13	Постановления Правительства РФ от 17.02.2014 N 113.	Правила противопожарного режима в Российской Федерации
14	СНиП 2.09.02-85*	«Производственные здания».
15	ГОСТ 12.1.005-88	ССБТ «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны».
16	ГОСТ 12.0.003-74*	ССБТ «Опасные и вредные производственные факторы».

Приложение В
(справочное)

Таблица 1

Показатели физико-химических свойств нефти

Наименование показателя	Единица величины	Значение показателя min - max
Массовая доля серы	%	0,10 ÷ 0,19
Плотность нефти при стандартной температуре 20 °С, (15 °С)	кг/м ³	692 ÷ 800 (696 ÷ 806)
Плотность нефти при условиях измерения объема	кг/м ³	685 ÷ 825
Температура нефти	°С	0 ÷ 30
Массовая доля воды	%	должно быть не более 0,5
Массовая концентрация хлористых солей	мг/дм ³	1,0 ÷ 70,0
Давление насыщенных паров	кПа(мм рт.ст.)	52,0 ÷ 66,0 (390 ÷ 495)
Массовая доля механических примесей	%	0,001 ÷ 0,05
Кинематическая вязкость при температуре сдаваемой нефти (согласно требований ТУ)	сСт	0,9 ÷ 1,7
Массовая доля парафина	%	1,3 ÷ 3,0
Выход фракций до значения температуры: 200 °С, 300 °С	%	57 ÷ 78 78 ÷ 89
Массовая доля сероводорода	млн ⁻¹	менее 2,0
Массовая доля метил- и этил-меркаптанов, в сумме	млн ⁻¹	менее 2,0
Массовая доля органических хлоридов во фракции, выкипающей до температуры 204 °С	млн ⁻¹	менее 2,0

					Эксплуатация системы измерения количества и показателей качества нефти на приемо-сдаточном пункте			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Белевич Д.А.			Приложение В	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.					129	132
Консульт.						ТПУ гр.3-2Б4А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

Приложение Г

(справочное)

ПАСПОРТ КАЧЕСТВА НЕФТИ

№ _____ от _____ 20__ г.

Пункт приема-сдачи нефти _____

Лаборатория предприятия _____

Номер аттестата аккредитации _____

СИКН № _____

Резервуар (мера вместимости) _____

Дата и время отбора пробы _____

№	Наименование показателя	Метод испытаний	Результат испытаний
1.	Температура нефти при условиях измерений объема, °С		
2.	Давление нефти при условиях измерений объема, МПа		
3.	Плотность нефти при температуре и давлении в условиях измерений объема, кг/м ³		
4.	Плотность нефти при 20 °С, кг/м ³		
5.	Плотность нефти при 15 °С, кг/м ³		
6.	Массовая доля воды, %		
7.	Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ (%)		
8.	Массовая доля механических примесей, %		
9.	Массовая доля серы, %		
10.	Давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст.)		
11.	Выход фракций, %: при температуре до 200 °С при температуре до 300 °С		
12.	Массовая доля парафина, %		
13.	Массовая доля сероводорода, млн ⁻¹ (ppm)		
14.	Массовая доля метил-и этилмеркаптанов в сумме, млн ⁻¹ (ppm)		
15.	Массовая доля органических хлоридов во фракции, выкипающей до температуры 204°С, млн ⁻¹ (ppm)		

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

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

При отказе поточного плотномера плотность нефти определяют в испытательной лаборатории.

Обозначение нефти по **ГОСТ Р 51858 - 2002**.

Представитель испытательной лаборатории _____

подпись

И.О. Фамилия

Представитель сдающей стороны _____

должность

предприятие

подпись

И.О. Фамилия

Представитель принимающей стороны _____

должность

предприятие

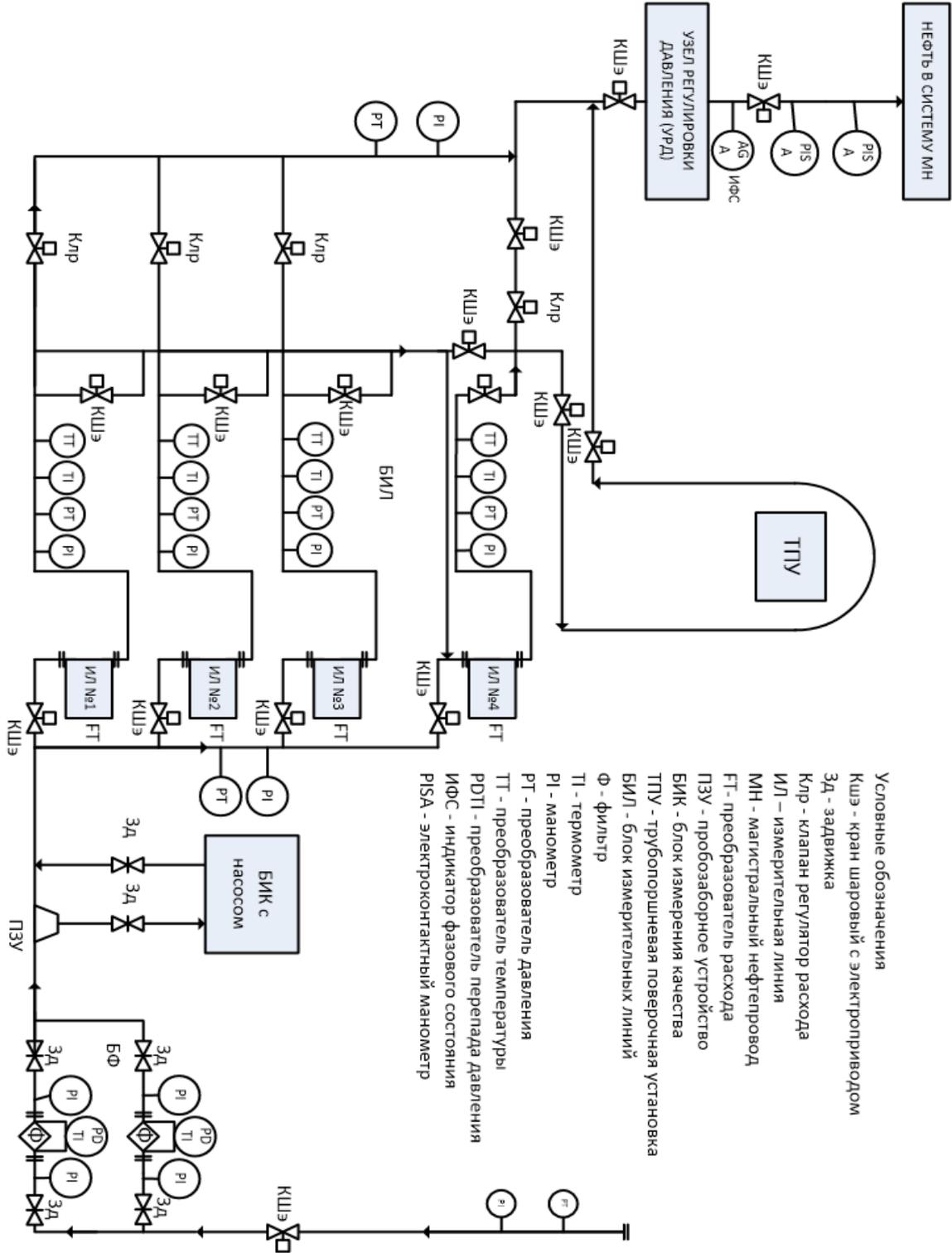
подпись

И.О. Фамилия

					Эксплуатация системы измерения количества и показателей качества нефти на приеме-сдаточном пункте			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Белевич Д.А.			Приложение Г	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Саруев А.Л.					130	132
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр.3-2Б4А		
<i>Рук-ль ООП</i>		Брусник О.В.						

Приложение Е
(справочное)

Технологическая схема СИКН



- Условные обозначения
- КШэ - кран шаровый с электроприводом
 - ЗД - задвижка
 - Клр - клапан регулятор расхода
 - ИЛ - измерительная линия
 - МН - магистральный нефтепровод
 - ФТ - преобразователь расхода
 - ПЗУ - приборное устройство
 - БИК - блок измерения качества
 - ТПУ - трубопроводная поверочная установка
 - БИЛ - блок измерительных линий
 - Ф - фильтр
 - TI - термометр
 - PI - манометр
 - PT - преобразователь Давления
 - TT - преобразователь температуры
 - RDТI - преобразователь перепада Давления
 - ИФС - индикатор фазового состояния
 - PISA - электроконтактный манометр

Эксплуатация системы измерения количества и показателей качества нефти на приемо-сдаточном пункте

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
Разраб.		Белевич Д.А.		
Руковод.		Саруев А.Л.		
Консульт.				
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		

Приложение Е

Лит.	Лист	Листов
	132	132
ТПУ гр.3-2Б4А		