

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

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

Отделение нефтегазового дела

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА

Тема работы
«Организационно-техническое обеспечение транспорта углеводородов от установки подготовки газа до терминала Куйбышев»

УДК 622.691.4-048.42

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8А1	Абыканов Руслан Еркынович		

Руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Шадрин А.В.	д.т.н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Креницина З.В.	к.т.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД ШБИП	Гуляев М.В.	-		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Чухарева Н.В.	к.х.н., доцент		

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

По основной образовательной программе подготовки бакалавров по направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль подготовки «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач
УК(У)-2	Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений
УК(У)-3	Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде
УК(У)-4	Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(-ых) языке(-ах)
УК(У)-5	Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально- историческом, этическом и философском контекстах
УК(У)-6	Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни
УК(У)-7	Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности
УК(У)-8	Способен создавать и поддерживать в повседневной жизни и в профессиональной деятельности безопасные условия жизнедеятельности для сохранения природной среды, обеспечения устойчивого развития общества, в том числе при угрозе и возникновении чрезвычайных ситуаций и военных конфликтов
УК(У)-9	Способен принимать обоснованные экономические решения в различных областях жизнедеятельности
УК(У)-10	Способен формировать нетерпимое отношение к коррупционному поведению
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общеинженерные знания
ОПК(У)-2	Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений
ОПК(У)-3	Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента
ОПК(У)-4	Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные
ОПК(У)-5	Способен понимать принципы работы современных информационных технологий и использовать их для решения задач профессиональной деятельности
ОПК(У)-6	Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и технологии
ОПК(У)-7	Способен анализировать, составлять и применять техническую документацию, связанную с профессиональной

	деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-2	Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-3	Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-4	Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-5	Способен обеспечивать заданные режимы эксплуатации нефтегазотранспортного оборудования и контролировать выполнение производственных показателей процессов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки
ПК(У)-6	Способен проводить планово-предупредительные, локализационно-ликвидационные и аварийно-восстановительные работы линейной части магистральных газонефтепроводов и перекачивающих станций
ПК(У)-7	Способен выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-8	Способен использовать нормативно-технические основы и принципы производственного проектирования для подготовки предложений по повышению эффективности работы объектов трубопроводного транспорта углеводородов

	3.Изучить принципы работы оборудования по перекачке ПБТ и мероприятия, направленные на поддержание его работоспособности; 4.Произвести расчёт насосного оборудования на УКПГ для перекачки ПБТ; 5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение; 6.Социальная ответственность; 7.Формирование выводов о проделанной работе.
Перечень графического материала	- Схемы; - Рисунки; - Таблицы; - Диаграммы.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Креницына Зоя Васильевна Доцент (ОСГН, ШБИП), к.т.н.
«Социальная ответственность»	Гуляев Милий Всеволодович Старший преподаватель
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	14.02.2023 г.
---	---------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор ОНД	Шадрин А.В.	д.т.н., доцент		14.02.2023 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8А1	Абыканов Р.Е.		14.02.2023 г.

**ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООФФЕКТИВНОСТЬ и РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Обучающемуся:

Группа	ФИО
3-2Б8А1	Абыканов Руслан Еркинович

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Отделения 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>	<i>Виды и стоимость ресурсов: Материально-технические ресурсы, оборудование: 17066,00 тыс. руб. Человеческие ресурсы: 120,3 тыс. руб.</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>10% накладные расходы; 1,3 районный коэффициент; 30% премии; 12% надбавки.</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Отчисления по страховым выплатам в соответствии с Налоговым кодексом РФ (НК РФ-15) от 16.06.98, а также Трудовым кодексом РФ от 21.12.2001г. Ставка налога на прибыль 20 %; Налог на добавленную стоимость 20% Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды 27,1%;</i>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИс позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	1. <i>Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования.</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	2. <i>Определение этапов работ; определение трудоемкости работ; разработка графика Ганта. Формирование бюджета на реализацию проекта</i>
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	3. <i>Расчет общей суммы затрат на проведение организационно-технического мероприятия.</i>

Дата выдачи задания для раздела в соответствии с календарным учебным графиком	
--	--

Задание выдал консультант по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Креницына З.В.	к.т.н., доцент		__.__.2023

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8А1	Абыканов Руслан Еркынович		__.__.2023

**ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Обучающемуся:

Группа	ФИО
3-2Б8А1	Абыканов Руслан Еркинович

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Отделения 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»:	
<p>Введение:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения. 	<p><i>Объект исследования:</i> совокупность оборудования, используемого на УКПГ для подготовки и транспортировки пропан-бутана технического.</p> <p><i>Область применения:</i> установка комплексной подготовки газа и газового конденсата</p> <p><i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</i> насосные агрегаты, системы фильтрации, предохранительные клапаны, трубопроводы транспортируемой среды.</p> <p><i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</i> подготовка, накопление, учет и перекачка пропан-бутана технического.</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>Рег.№А62-00672-0086/2022 - Технологический регламент ОПО Казанская УКПГ. ГОСТ Р 52087-2018. Газы углеводородные сжиженные топливные. Технические условия. ГОСТ 34438.1-2011. Взрывозащита и предотвращение взрыва. ГОСТ Р МЭК 60079-20-1-2011. Взрывоопасные среды. Характеристики веществ для классификации газа и пара. ГОСТ Р 12.3.050-2017 - Система стандартов безопасности труда. Работы на высоте. ГОСТ 12.1.012-2004 «Вибрационная безопасность». ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность». ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ «Электробезопасность». ГОСТ 12.1.003-2014 «Шум. Общие требования безопасности» ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ «Оборудование</p>

	производственное. Общие требования безопасности»
<p>2. Производственная безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Анализ потенциальных вредных и опасных факторов; – Обоснование мероприятий по снижению их воздействия. 	<p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны; – Повышенный уровень шума на рабочем месте; – Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу; – Недостаточная освещенность рабочей зоны; – Физические перегрузки. <p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования – Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола); – Производственные факторы, связанные с электрическим током; – Электрическая дуга и металлические искры при сварке; – Пожаровзрывоопасность объекта. <p>- Высокое давление рабочей среды в технологическом оборудовании.</p> <p>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов: использование защитных костюмов, виброизолирующие рукавицы, перчатки, виброизолирующая обувь, беруши, наушники, защитные ограждения, защитные каски, защитные очки, средства защиты органов дыхания (противогазы),</p>
<p>3. Экологическая безопасность при эксплуатации:</p>	<p>Воздействие на селитебную зону: пожарный риск</p> <p>Воздействие на литосферу: засорение почвы производственными отходами</p> <p>Воздействие на гидросферу: загрязнение поверхностных водных источников и подземных вод</p> <p>Воздействие на атмосферу: загрязнение атмосферного воздуха</p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p>	<p>Возможные ЧС:</p> <p>Техногенные аварии (отказ приборов контроля и сигнализации, производство ремонтных работ без соблюдения необходимых организационно-технических мероприятий; коррозия трубопроводов; ошибочные действия персонала при пусках и остановках технологического оборудования, несоблюдение очередности оперативных переключений технологических трубопроводов и запорной арматуры и др.)</p>

Дата выдачи задания для раздела в соответствии с календарным учебным графиком	__.__.2023 г.
--	---------------

Задание выдал консультант по разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД ШБИП	Гуляев М.В.	-		__.__.2023 г.

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8А1	Абыканов Руслан Еркынович		__.__.2023 г.

Министерство науки и высшего образования 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»
Уровень образования бакалавриат
Отделение нефтегазового дела
Период выполнения осенний / весенний семестр 2022/2023 учебного года

Форма представления работы:

бакалаврская работа

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
 выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
14.02.2023	<i>Введение</i>	5
28.02.2023	<i>Природно-климатические условия и характеристика объекта</i>	10
15.03.2023	<i>Характеристика процесса и оборудования транспорта углеводородов с установки комплексной подготовки газа и газового конденсата на терминал Куйбышев</i>	25
18.04.2023	<i>Подбор насосного оборудования и электропривода</i>	25
04.05.2023	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
15.05.2023	<i>Социальная ответственность</i>	10
25.05.2023	<i>Заключение</i>	5
01.06.2023	<i>Презентация</i>	10
	<i>Итого</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Шадрина А.В.	д.т.н., доцент		07.02.2023

Согласовано:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Чухарева Н.В.	к.т.н., доцент		07.02.2023

Реферат

Выпускная квалификационная работа 100 с., 3 рис., 19 табл., 30 источник.

Ключевые слова: газ, температура, пропан-бутан технический, насосное оборудование, расходомер, трубопровод транспортировки пропана, технологическое оборудование установки комплексной подготовки газа.

Объектом исследования совокупность оборудования, используемого на УКПГ для подготовки и транспортировки пропан-бутана технического

Цель работы – выявление организационно-технических факторов, направленных на повышение эффективности перекачки пропана от «УКПГ Казанская НГКМ — терминал Куйбышев».

Методология проведения работы: в процесс исследования был проведён литературный обзор компоновки установки комплексной подготовки газа, осуществлён анализ оборудования, рассмотрены принципы работы различных систем оборудования, таких как насосы, расходомеры, трубопровод транспортировки пропана и т. д. Произведены расчёты характеристик перекачиваемого пропана, а также произведён подбор насосного оборудования и электропривода.

Основные конструктивные решения: в результате проделанной работы были изучены организационно-технические аспекты эксплуатации оборудования установки комплексной подготовки газа, обеспечивающие наиболее надёжный режим её работы.

Область применения: установки комплексной подготовки газа и газового конденсата.

Значимость работы: работа является актуальной, поскольку установка комплексной подготовки газа и газового конденсата является основным объектом подготовки и транспортировки пропан-бутана технического, следовательно, обеспечение её эффективной и безаварийной работы — одна из приоритетных задач.

					Организационно-техническое обеспечение транспорта углеводородов от установки подготовки газа до терминала Куйбышев			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
Разработал		Абыканов Р.Е.		19.06.23	Реферат	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
Рук-ль		Шадрина А.В.		19.06.23			12	104
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.		19.06.23		Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8А1		

Abstract

Graduate qualification work 100 p., 3 fig., 19 tabl., 30 sources.

Key words: gas, temperature, technical propane-butane, pumping equipment, flow meter, propane transportation pipeline, technological equipment of complex gas treatment unit.

The object: of the study is a set of equipment used at GTP for preparation and transportation of technical propane-butane

Purpose of work: is to determine the organizational and technical factors, aimed at efficiency increase of propane pumping from "GTPP Kazanskaya OGCF - Kuibyshev terminal".

Work methodology: during the study a literature review of the layout of the complex gas treatment unit has been carried out, an analysis of equipment has been carried out, principles of operation of various equipment systems such as pumps, flow meters, propane transportation pipeline, etc. have been considered. The characteristics of the pumped propane were calculated and the selection of pumping equipment and electric drive was performed.

Main design solutions: as a result of the work performed organizational and technical aspects of equipment operation of a complex gas treatment unit have been studied to ensure the most reliable mode of its operation.

Scope of application: integrated gas and gas condensate treatment plants.

Significance of the work: the work is relevant as a complex gas and gas condensate treatment unit is the main object of preparation and transportation of technical propane-butane, therefore, ensuring its effective and trouble-free operation is one of the priority tasks.

					Организационно-техническое обеспечение транспорта углеводородов от установки подготовки газа до терминала Куйбышев			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
Разработал		Абыканов Р.Е.		19.06.23	Abstract	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
Рук-ль		Шадрина А.В.		19.06.23			13	104
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.		19.06.23		Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8А1		

Сокращения, термины и определения

Определения:

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

Низкотемпературная сепарация: процесс извлечения жидких углеводородов из газов путем однократной конденсации при пониженных температурах с газогидромеханическим разделением равновесных газовой и жидкой фаз.

Дезтанизированный конденсат: нестабильный газовый конденсат, прошедший технологию промышленной подготовки, из которого удалён основной объём метана и этана.

Дросселирование: понижение давления газа или пара при протекании через сужение проходного канала трубопровода — дроссель, либо через пористую перегородку.

Рекуперативный теплообмен: теплообмен, при котором горячий и холодный теплоносители движутся в разных каналах, а процесс теплообмена происходит через стенку.

Сокращения:

УКПГиК – установка комплексной подготовки газа и газового конденсата;

ПНГ – попутный нефтяной газ;

НГК – нестабильный газовый конденсат;

ГКС – газокompрессорная станция;

ПГ – попутный газ;

УПРГ – узел приёма и редуцирования газа;

КлР – клапан регулятор;

ТО – теплообменник;

ЗУ – узел замера;

АВО – аппарат воздушного охлаждения;

					Организационно-техническое обеспечение транспорта углеводородов от установки подготовки газа до терминала Куйбышев			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разработал		Абыканов Р.Е.		19.06.23	Сокращения, термины и определения	Лит.	Лист	Листов
Рук-ль		Шадрина А.В.		19.06.23			14	104
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.		19.06.23		Отделение нефтегазового дела		
						Группа 3-2Б8А1		

УДСК – установка деэтанализации и стабилизации конденсата;
 ПБТ – пропан-бутан технический;
 ТДА – турбодетандерный агрегат;
 ПИРГ – пункт измерения расхода газа;
 ВМР – водометанольный раствор;
 БЕ – буферная ёмкость;
 БН – Блочный насос;
 ВХ – воздушный холодильник;
 ФС – фильтр сепаратор;
 НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение;
 НТС – низкотемпературная сепарация;
 ШРМ – шкаф распределения метанола;
 АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения;
 КИПиА – контрольно измерительные приборы и автоматика;
 УПГ – установка подготовки газа;
 ФГ – фильтр газовый;
 СИКГ – система измерения количества газа;
 Ар – арматурный блок;
 МН - метанол насыщенный;
 УПН - установка подготовки нефти;
 ГДМ- Агрегат насосный герметичный динамический с приводом через маг-
 нитную муфту;
 УУПБТ - узел учёта пропан-бутана технического;
 ИЛ - измерительная линия;
 БИЛ - блок измерительных линий
 СРМ - счётчики-расходомеры массовые;
 КМХ - контрольно метрологические характеристики;
 °API - градус Американского нефтяного института;
 СИЗОД - средства индивидуально защиты органов дыхания;
 ОПО - опасный производственный объект;

					Сокращения, термины и определения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

ОВПФ - опасные и вредные производственные факторы;

СИЗ - средства индивидуальной защиты;

ГПА - газоперекачивающий агрегат;

ГСМ - горюче-смазочные материалы;

ГФУ - горизонтальные факельные установки;

ФНиП - федеральные нормы и правила

ЧС - чрезвычайная ситуация;

					Сокращения, термины и определения	Лист
						16
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Содержание

Введение.....	19
1. Природные климатические условия и общая характеристика объекта	21
2. Характеристика процесса и оборудования транспорта углеводородов с установки комплексной подготовки газа и газового конденсата на терминал Куйбышев.....	24
2.1 Состав установки и характеристика процесса подготовки пропан-бутана технического.....	24
2.2 Характеристика перекачиваемой среды.....	54
2.3 Учет пропан-бутана технического	54
2.4 Насосное силовое оборудование.....	58
2.5 Характеристика трубопровода перекачки пропан-бутана технического..	58
3. Расчётная часть	59
3.1 Определение диаметра и расчёт толщины стенки трубопровода.....	59
3.2 Определение диаметра и расчёт толщины стенки трубопровода.....	60
3.3 Подбор насосного оборудования и расчёт рабочего давления на выходе.....	61
3.4 Расчёт характеристик насоса ГДМ-83 140/1650.....	63
3.5 Пересчёт характеристик насоса ГДМ83-140/1650 с воды на пропан.....	65
3.6 Подбор электродвигателя для насоса ГДМ83-140/1650.....	68
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	69
4.1 Планирование выполнения работ	69
4.2 Определение трудоемкости выполнения работ	70
4.3 График выполнения работ при монтаже насоса ГДМ83 140/1650.....	71

					Организационно-техническое обеспечение транспорта углеводородов от установки подготовки газа до терминала Куйбышев			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	Содержание	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
Разработал		Абыканов Р.Е.		19.06.23				
Рук-ль		Шадрина А.В.		19.06.23			17	104
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.		19.06.23		Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8А1		

4.4 Сметная стоимость выполнения работ при монтаже насоса ГДМ83 140/1650.....	73
5. Социальная ответственность.....	83
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	83
5.2 Производственная безопасность	84
5.3 Экологическая безопасность	93

					Содержание	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		18

Введение

Транспортировка газа по трубопроводам – сложный технологический процесс, обеспечение бесперебойной работы которого осуществляется с помощью различных технологических объектов. Одним из ключевых элементов газопровода является УКПГ, решающая основные задачи по транспорту газа, к которым относится прием, накопление, учет и перекачка пропана.

При этом именно в насосах газоперекачивающих станций происходят основные энергетические затраты. Именно по причине энергоемкости производственных процессов, реализуемых на УКПГ, активно применяются меры, направленные на совершенствование и повышение эффективности оборудования, используемого на УКПГ.

Оптимизация работы УКПГ и сокращение затрат на электроэнергию достигается, в том числе, за счет надлежащего организационно-технического обеспечения эксплуатации оборудования, предусматривающего качественный подход к регулярной диагностике и мероприятиям технического обслуживания и ремонта.

Благодаря своевременному проведению мероприятий технического обслуживания и ремонта также обеспечивается работоспособная, безаварийная и эффективная работа насосов по перекачке пропана, что является крайне актуальным вопросом.

Процесс эксплуатации оборудования УКПГ рассмотрен на примере УКПГ и К Казанской, расположенной в Томской области Парабельского района.

Целью работы является разработка организационно-технических мероприятий, направленных на обеспечение эффективности перекачки пропана от «УКПГ Казанская-терминал Куйбышев».

Для достижения данной цели были поставлены следующие задачи:

					Организационно-техническое обеспечение транспорта углеводородов от установки подготовки газа до терминала Куйбышев			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
Разработал		Абыканов Р.Е.		19.06.23	Введение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
Рук-ль		Шадрина А.В.		19.06.23			19	104
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.		19.06.23		Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8А1		

- Проанализировать природно-климатические и географические условия рассматриваемого объекта;
- Проанализировать особенности данного производственного объекта;
- Изучить нормативно-техническую документацию и тематические литературные источники;
- Провести подбор насосного оборудования на УКПГ для перекачки ПБТ
- Рассмотреть вопросы финансового менеджмента и социальной ответственности.

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

160 суток. Уровень грунтовых вод, приуроченных к пескам–плывунам, залегает на глубине 2-20 м.

Климат района континентальный с суровой зимой и коротким прохладным летом. Температура колеблется от -45 - -50°С зимой до +35°С летом. Средняя температура воздуха в зимний период составляет -20°С, весной -8 °С, летом +15°С, осенью +8°С. Наибольшее количество осадков выпадает в осенне-зимний период. По количеству осадков район месторождения относится к зоне избыточного увлажнения. Среднегодовое количество осадков колеблется в пределах 400-500 мм. Снежный покров появляется в октябре и сохраняется до начала мая, его мощность достигает 1,5 м. [2]

Продолжительность существования устойчивого снежного покрова определяет сроки использования «зимников». Промерзаемость грунта составляет 1,8-2 м, на заболоченных участках - не превышает 40 см. На характер погоды немалое значение оказывают местные условия (гидросеть, ландшафт, движение воздушных масс). Преобладающее направление ветров летом юго-западное, а в зимний период северо-восточнее. Максимальная скорость ветра достигает 20 м/сек.

Характеристика объекта

Рассмотрим опасный производственный объект «Участок комплексной подготовки газа Казанского НГКМ» введен в эксплуатацию в 2019г.

Установка комплексной подготовки газа и газового конденсата (УКПГиК)-это комплекс технологического оборудования и вспомогательных систем, обеспечивающих сбор и обработку природного газа и газового конденсата.

Основная задача УКПГ это подготовка попутного нефтяного газа (ПНГ) до требований СТО Газпром 089-2010, а также разделения нестабильного газового конденсата (НГК) на стабильный конденсат (СК) до требований ГОСТ 54389-2011 и на пропан бутан технический (ПБТ) до требований ГОСТ Р52087-2003.[3]

					Природные климатические условия и общая характеристика объекта	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

Производительность УКПГиК по ПНГ составляет 1000 млн. м³/год, по сухому газу -925 млн. м³/год, по стабильному конденсату — 84 тыс т/год, по ПБТ — 316,55 тыс т/год.

Состав ПНГ, НГК, поступающих на УКПГиК от ГКС, а также ПГ, поступающий от куста скважин №39 приведены в таблице 1.1

Таблица 1.1 Расчётный компонентный состав ПНГ, нестабильного конденсата ГКС и ПГ.

Компоненты, % мол.	ПНГ от ГКС	НГК от ГКС	ПГ
Азот	0,0144	0,0004	0,0229
Диоксид углерода	0,0163	0,0055	0,0118
Метан	0,7628	0,0894	0,8762
Этан	0,0827	0,0681	0,0372
Пропан	0,0748	0,2082	0,0210
изо-Бутан	0,0192	0,1228	0,0075
н-Бутан	0,0198	0,1836	0,0053
изо-Пентан	0,0040	0,0879	0,0034
н-Пентан	0,0026	0,0751	0,0020
метанол	0,0005	0,0014	0,0008
Вода	0,0003	0,0116	0,0004
Сумма C3+	0,1226	0,8233	0,0506
Сумма C5+	0,0087	0,3023	0,0169
Мол. масса	22,10	55,73	19,41
Доли фаз (мольные):			
- газ	0,99994	0,00000	0,9940
- конденсат	0,00000	0,98805	0,0060
- вода	0,00006	0,01195	0,0000

2. Характеристика процесса и оборудования транспорта углеводородов с установки комплексной подготовки газа и газового конденсата на терминал Куйбышев

2.1 Состав установки и характеристика процесса подготовки пропан-бутана технического

Технологический процесс на УПРГ и УПГ

Продукция скважин куста №39 с давлением 9,8...1,69 МПа и температурой 0...13,4 °С через газопровод Ø219х10 поступает на УПРГ, где на клапане КлР40/1 дросселируется до давления 3,0 МПа. Далее газ отделяется от жидкости в сепараторе С-40.1 и проходит через узел учета ЗУ 40.1. Далее газ редуцируется на клапане КлР 40.3 (Вр 40.3) до давления 0,6 МПа, нагревается в рекуперативном теплообменнике ТО-1 (охлаждая газ с ГКС) и подается в линию на вход ГКС. Жидкость после С-40.1 через узел учета ЗУ-40.3 поступает в линию выветриватель В-1 УДСК, при необходимости проходя через теплообменник ТО-2, где подогревается за счет теплофицированной воды. В случае поступления большого количества воды или нефти со скважин куста №39 жидкость после С-40.1 может быть подана на доподготовку на УПН.

Газ от ГКС с давлением до 9,8 МПа и температурой 25...50 °С направляется на площадку УПРГ, охлаждается на АВО-40.1 до 15...35 °С. Далее газ отделяется от жидкости в сепараторе С-40.2. Далее газ поступает в межтрубное пространство ТО-1, охлаждаясь за счет холода газа со скважин куста №39 до 12...32 °С. Далее газ отделяется от жидкости в сепараторе С-40.3 и поступает на площадку УКПГ. При необходимости газ можно подать по байпасам, минуя как в целом площадку УПРГ, так и по отдельности каждый из аппаратов АВО-40.1 С-40.2, ТО-1, С-40.2. Жидкость после сепараторов С-40.2, С-40.3 через узлы

					Организационно-техническое обеспечение транспорта углеводородов от установки подготовки газа до терминала Куйбышев			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	Характеристика процесса и оборудования транспорта углеводородов с установки комплексной подготовки газа и газового конденсата на терминал Куйбышев	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
Разработал		Абыканов Р.Е.		19.06.23			24	104
Рук-ль		Шадрина А.В.		19.06.23				
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.		19.06.23				
						Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8А1		

учета ЗУ-40.4 и ЗУ-40.5 соответственно поступает в линию трубопровода в выветриватель В-1 УДСК, при необходимости проходя через теплообменник ГО-2, где подогревается за счет теплофицированной воды.

Предварительно охлажденный и осушенный газ после УПРГ через трубное пространство рекуперативного теплообменника Т-1, охлаждаясь за счет холода углеводородного конденсата от сепараторов С-1, С-2, проходящего по межтрубному пространству теплообменника Т-1 с давлением до 3,0 МПа, температурой минус 10. . . минус 34 °С. Далее сырой газ с температурой +7. . . +20 °С направляется в трубные секции рекуперативного теплообменника Т-2, где доохлаждается за счет холода осушенного газа из низкотемпературного сепаратора С-2, проходящего по межтрубному пространству теплообменника Т-2. Проектом предусмотрена параллельная работа теплообменников Т-1, Т-2. Далее газ поступает в трубное пространство теплообменника ГО-3, где доохлаждается за счет холода дросселируемых потоков газа выветривания и ПБТ, а также испарения ПБТ в среде газа выветривания, происходящего в межтрубном пространстве теплообменника.

Затем газ с давлением до 9,7 МПа и температурой минус 3...+10 °С подаётся через пробкоуловитель в сепаратор первой ступени С-1, в котором, проходя через центробежные и фильтрующие элементы, очищается от капельной жидкости и поступает в ТДА.

Для окончательного охлаждения газ подаётся в детандерную секцию ТДА с давлением до 9,7 МПа и температурой минус 3 +1°С, в которой охлаждается на импеллере (рабочем колесе) ступени детандера. Охлаждённый ПНГ поступает в низкотемпературный сепаратор С-2 с давлением до 6,5 МПа и температурой минус 21 . . . минус 5 °С, где отделяется от жидкости (углеводородного конденсата и ВМР).

Осушенный газ из низкотемпературного сепаратора С-2 через межтрубное пространство теплообменника Т-2 поступает на импеллер компрессора с температурой до 1 °С. Компримируется и направляется в ПИРГ с давлением до 8,0 МПа и температурой до 18 °С.

					Характеристика процесса и оборудования транспорта углеводородов с установки комплексной подготовки газа и газового конденсата на терминал Куйбышев	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

В случае работы на низкотемпературном клапане сепарированный газ из сепаратора С-1 с давлением до 9,7 МПа и температурой до минус 3,1 °С подается в низкотемпературный сепаратор С-2 через байпасную линию ТДА (ТДА отключены), оснащенную запорной арматурой и регулятором с дистанционным управлением. После дросселирования газ с давлением до 7,0 МПа и температурой до 12°С направляется в сепаратор С-2 для освобождения от жидкости. Осушенный газ из сепаратора С-2 через межтрубное пространство теплообменника Т-2 поступает в ПИРГ с давлением до 6,6 МПа температурой до +37 °С. После замера расхода в ПИРГ газ направляется в межпромысловый газопровод.

Технологический процесс на УДСК

Жидкость (НГК и ВМР) из сепараторов С-1 и С-2 с давлением до 3,0 МПа и температурой минус 10...минус 34 °С после прохождения межтрубного пространства теплообменника Т-1 поступает в выветриватель В-1 на УДСК с давлением 2,92 МПа и температурой минус 3,4. . . +20 °С совместно с газовым конденсатом от ГКС и УПРГ с давлением 2,92 МПа и температурой до 10 °С по общему коллектору.

Дегазированный нестабильный конденсат из выветривателя В-1 подается через блок фильтров в буферную емкость БЕ-1 (трехфазный разделитель) с давлением 2,75 МПа и температурой +3 . . . +20 °С.

В БЕ-1 происходит отделение водной фазы и дегазация нестабильного газового конденсата. После разделения ВМР с концентрацией метанола до 10,1... 15,2 % массовых отводится в сепаратор С-2.2 (трехфазный разделитель) УПН с давлением 0,45 МПа.

Из БЕ-1 НГК направляется в буферную емкость БЕ-7, где происходит накопление конденсата и дополнительный отстой ВМР. Из БЕ-7 часть НГК направляется в трубное пространство рекуперативного теплообменника Т-3 с давлением 2,51 МПа.

					Характеристика процесса и оборудования транспорта углеводородов с установки комплексной подготовки газа и газового конденсата на терминал	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		Куйбышев

Нагретый встречным потоком деэтанализированного газового конденсата из куба колонны К-1, НГК с давлением 2,46 МПа и температурой до 50 °С подаётся в качестве сырья на одиннадцатую (тринадцатую, пятнадцатую) тарелку колонны К-1.

Часть потока нестабильного газового конденсата из БЕ-7 подаётся с давлением 2,37 МПа и температурой +3 . . . +20 °С в качестве орошения колонны деэтанализации К-1 на первую тарелку.

При необходимости БЕ-7 может быть выведена из работы. В этом случае из БЕ-1 часть НГК направляется в трубное пространство рекуперативного теплообменника Т-3 с давлением 2,51 МПа, а часть подается в качестве орошения колонны К-1.

НГК из кубовой части колонны К-1 поступает на вход циркуляционных насосов БН-1 с давлением 2,41 МПа и температурой до 96 °С и далее двумя потоками с давлением до 2,5 МПа и температурой до 96 °С направляется для нагрева на вход печи П-1. Пройдя вертикальный и горизонтальный двухпоточные продуктовые змеевики печи, находящиеся соответственно в радиационной и конвективной камерах, продукт возвращается в приемный карман колонны К-1 через блок арматурный Ар4П1 с давлением 2,37 МПа, температурой 108 °С.

Газ деэтанализации от колонны К-1 совместно с газом выветривания из БЕ-1, газом выветривания из В-1 и газом выветривания из ёмкости системы смазки ТДА- 1.1, ТДА-1.2 с давлением до 2,3 МПа и температурой до 4 °С направляется по общему коллектору в межтрубное пространство ТО-3, смешивается с испарившимся ПБТ, нагревается за счет потока сырого газа в трубном пространстве и далее поступает на вход фильтр-сепаратора ГКС2. Технологической схемой предусмотрен байпас теплообменника ТО-3.

Деэтанализированный газовый конденсат из переливного кармана куба колонны К-1 с давлением 2,35 МПа и температурой до 110 °С охлаждается в межтрубном пространстве теплообменника Т-3, нагревая поток нестабильного газового конденсата на питание колонны К-1, и поступает в трубное пространство рекуперативного теплообменника Т-4 для нагрева стабильным газовым

					Характеристика процесса и оборудования транспорта углеводородов с установки комплексной подготовки газа и газового конденсата на терминал	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		Куйбышев

конденсатом. Далее поток деэтанализированного газового конденсата поступает в зону ввода сырья колонны стабилизации К-2 на тринадцатую (пятнадцатую, семнадцатую) тарелку с давлением до 1,3 МПа и температурой до 64 °С.

Деэтанализированный газовый конденсат из кубовой части колонны К-2 подаётся циркуляционным насосом БН-2 с давлением до 1,4 МПа и температурой до 139 °С через блок арматурный Ар2П2 для нагрева в печь П-2 двумя потоками. Пройдя вертикальный и горизонтальный двухпоточные продуктовые змеевики печи, находящиеся соответственно в радиационной и конвективной камерах, продукт возвращается в приемный карман колонны К-2 с давлением 1,2 МПа и температурой до 155 °С.

Выводимый из переливного кармана колонны К-2 стабильный газовый конденсат поступает в межтрубное пространство рекуперативного теплообменника Т-4, нагревая сырьевой поток деэтанализированного газового конденсата (питание колонны К-2). Охлаждённый стабильный газовый конденсат из Т-4 с давлением до 1,3 МПа и температуры 80 °С охлаждается в аппаратах воздушного охлаждения ВХ-2 до температуры 12...40 °С и направляется в парк товарной нефти УПН через арматурный блок колонны К-2 Ар1К2 с давлением 0,86 МПа для последующего транспорта в продуктопровод внешнего транспорта.

Температурный режим верха колонны К-2 создается подачей орошения из рефлюксной емкости Е-1, в которую поступают сконденсированные в аппаратах воздушного охлаждения ВХ-1 пары пропан-бутановой фракции, выводимые из верха колонны К-2.

Рефлюкс, отводимый с верха колонны стабилизации К-2, с давлением 1,2 МПа и температурой 58. . .60 °С охлаждается в ВХ-1 до температуры 40 °С и направляется в рефлюксную ёмкость Е- 1.

Газ выветривания из Е-1 с давлением 0,82 МПа и температурой до 40 °С подаётся на вход фильтр-сепаратора ФС-3,4 ГКС2.

ПБТ из Е-1 подаётся насосом БН-3 в буферные ёмкости БЕ-2...6 с давлением 1,4 МПа и на орошение колонны К-2 с давлением 1,3 МПа.

					Характеристика процесса и оборудования транспорта углеводородов с установки комплексной подготовки газа и газового конденсата на терминал Куйбышев	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

ПБТ из БЕ-2. . .6 с давлением до 1,35 МПа и температурой до 40 °С вместе с ПБТ Мыльджинского НГКМ поступает в блоки насосов БН-7 и далее перекачивается через узел учёта ПБТ в магистральный продуктопровод с давлением до 7,39 МПа.

При отключении магистрального продуктопровода перекачка ПБТ от Мыльджинского НГКМ прекращается. По возможности ПБТ Казанского НГКМ перекачивается для реализации на ГНП Мыльджинского НГКМ. При отсутствии возможности перекачки ПБТ УКПГ Казанского НГКМ останавливается.

Дренаж с установки УДСК осуществляется в дренажные ёмкости Е-2, Е-3, из насосной ПБТ и УПГ - в Е-6. Возврат газового конденсата в технологический процесс из Е-2, Е-3, Е-6 производится через одну из буферных ёмкостей БЕ-2...6, из которой газовый конденсат подаётся насосом БН-6 по трубопроводу с давлением до 3,0 МПа через арматурный блок Ар1 В1 в буферную ёмкость БЕ-1.

Система охлаждения «горячих» насосов циркулирующей жидкости БН-1, БН-2 предназначена для охлаждения подшипников и включает в себя: ёмкость Е-5 - для обеспечения подпора на всасе насоса и бесперебойной его работы, блок насосов БН-5 - для обеспечения циркуляции охлаждающей жидкости в системе, аппараты воздушного охлаждения ВХ-3 - для охлаждения жидкости, подземную дренажную ёмкость Е-4 - для опорожнения системы в аварийной ситуации и при плановом останове.

Газ из оборудования и трубопроводов УКПГиК при плановых и аварийных остановках подаётся на площадку факельного сепаратора ГКС2 и далее на факельную установку Ф1 DN700 на УПН.

При работе в нормальном режиме буферные ёмкости БЕ-2...6 обеспечивают подпор и безкавитационную работу блоков насосов БН-6 и БН-7.

Характеристика и состав оборудования Казанского УКПГиК

Площадка узла приема и редуцирования газа (УПРГ)

Площадка УПРГ включает в себя следующее оборудование:

- Сепаратор С-40.1;

					Характеристика процесса и оборудования транспорта углеводородов с установки комплексной подготовки газа и газового конденсата на терминал	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		Куйбышев

- Сепаратор С-40.2;
- Сепаратор С-40.3;
- Аппарат воздушного охлаждения АВО-40.1;
- Теплообменник ТО-1;
- Теплообменник ТО-2;
- Шкаф распределения метанола ШРМ-1;
- Шкаф распределения метанола ШРМ-2;
- Дренажная емкость Е-8;

С-40.1, С-40.2, С-40.3 представляют собой вертикальные аппараты диаметром 1600 мм, объемом 8 м³. Сырье поступает в аппарат через входной распределитель, который за счет особенностей своей геометрии и конструкции обеспечивает отделение крупных капель, равномерное распределение потока по сечению аппарата, а также гашение потока жидкости при попадании жидкостной пробки. Далее поток газа направляется на тарелку с циклонами, где происходит основное отделение жидкости (за счет влияния центробежных сил более плотные капли жидкости отбиваются к стенкам циклонов и стекают в нижнюю часть), и поднимается вверх. Окончательная очистка происходит в каплеуловителе микроволоконном, где происходит улавливание, укрупнение и дренаж капель жидкости из газового потока. В процессе работы каплеуловитель может загрязниться мехпримесями, АСПО, содержащемся в газе. Уровень загрязненности каплеуловителя контролируется дифманометром. Аппараты снабжены технологическими штуцерами и штуцерами для подключения приборов КИ-ПиА, люками для осмотра и ремонта аппаратов. Сепаратор С-40.1 предназначен для очистки продукции скважин куста №39 от жидкости, приема жидкостных пробок. Сепараторы С-40.2, С-40.3 предназначены для отделения жидкости от газа ГКС, охлаждающегося на АВО-40.1 и в теплообменнике ТО-1 соответственно.

Аппарат воздушного охлаждения АВО-40.1 предназначен для охлаждения потока газа ГКС атмосферным воздухом за счет разности температур газа и воздуха. Представляет собой двухсекционный стыкуемый аппарат с внутренней

					Характеристика процесса и оборудования транспорта углеводородов с установки комплексной подготовки газа и газового конденсата на терминал Куйбышев	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30

рециркуляцией, узлами входных и выходных жалюзи, коллекторами входа и выхода продукта. Общая площадь теплообмена по оребренным трубкам составляет 10 472 м².

Теплообменник ТО-1 предназначен для охлаждения газа ГКС и нагрева газа скважин куста №39 и представляет собой кожухотрубчатый аппарат с диаметром кожуха 1000 мм и U - образными теплообменными трубами, двухходовой по трубному и межтрубному пространствам. Диаметр теплообменных труб 20 мм, толщина 2 мм, длина прямого участка 9000 мм. Площадь теплообмена 645 м². Теплообменник имеет штуцера для входа и выхода продуктов, контроля за давлением и резервные на торцах. Аппарат имеет тепловой байпас.

Теплообменник ТО-2 предназначен для нагрева жидкости после сепараторов С-40.1,2,3 теплофикационной водой. Представляет собой кожухотрубчатый аппарат с диаметром кожуха 325 мм, одноходовой по трубному и межтрубному пространствам. Длина аппарата 3000 мм, площадь теплообмена 14 м². Аппарат имеет тепловой байпас.

Шкафы распределения метанола ШРМ-1, 2 предназначены для регулирования расхода метанола по точкам подачи. Каждая из линий подачи оснащена регулирующим вентилем, ротаметром, обратным клапаном и узлом впрыска для более эффективного распыления метанола в газовом потоке. Каждый из ШРМ оснащен 3 рабочими и 1 резервной линиями подачи.

Дренажная подземная емкость Е-8 объемом 5 м³ предназначена для сбора дренированной жидкости с аппаратов площадки УПРГ (АВО-40.1, сепараторы С-40.1,2, 3, теплообменники ТО- 1,2, клапанные сборки). Откачка из емкости и последующий возврат жидкости в технологический процесс осуществляется передвижными транспортными средствами.

Площадка теплообменников

Теплообменник Т-1 предназначен для охлаждения сырого попутного газа в трубном пространстве за счет холода углеводородного конденсата, проходящего по межтрубному пространству от сепараторов С-1, С-2.

					Характеристика процесса и оборудования транспорта углеводородов с установки комплексной подготовки газа и газового конденсата на терминал Куйбышев	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

Теплообменник представляет собой кожухотрубчатый аппарат с внутренним диаметром корпуса 1200 мм и U - образными теплообменными трубами, двухходовой по трубному и одноходовой по межтрубному пространствам. Диаметр теплообменных труб 20 мм, толщина 2,0 мм, длина прямого участка труб 9000 мм. Расположение труб по треугольнику. Трубы закреплены в трубной решетке посредством развальцовки с предварительной обваркой. Теплообменник имеет штуцера для входа и выхода продуктов, контроля за отсутствием давления и дренажа.

В случае работы по последовательной схеме после прохождения трубного пространства теплообменника Т-1, ПНГ поступает в трубное пространство рекуперативного теплообменника «газ-газ» Т2.

Теплообменник Т-2 предназначен для охлаждения ПНГ в трубном пространстве за счет холода осушенного газа из сепаратора С-2, проходящего по межтрубному пространству.

Теплообменник Т-2 представляет собой сдвоенный кожухотрубчатый аппарат с внутренним диаметром корпуса 1000 мм и U - образными теплообменными трубами, двухходовой по трубному и межтрубному пространствам. Диаметр теплообменных труб 20 мм, толщина 2,0 мм, длина прямого участка труб 6000 мм. Расположение труб по треугольнику. Трубы закреплены в трубной решетке посредством развальцовки с предварительной обваркой. Теплообменник имеет штуцера для входа и выхода продуктов, контроля за отсутствием давления, замера перепада давления над и под перегородкой, дренажа.

Для регулировки температуры сырого газа в трубном пространстве теплообменников Т-1, Т-2 с целью недопущения образования гидратов имеются тепловые байпасы на линиях.

Теплообменник ТО-3 предназначен для охлаждения газа, поступающего после Т-2 за счет процесса испарения ПБТ в среду газа выветривания, происходящего в межтрубном пространстве. Теплообменник представляет собой кожухотрубчатый аппарат с диаметром кожуха 1000 мм и U - образными теплообмен-

					Характеристика процесса и оборудования транспорта углеводородов с установки комплексной подготовки газа и газового конденсата на терминал	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		Куйбышев

ными трубами, двухходовой по трубному и межтрубному пространствам. Диаметр теплообменных труб 20 мм, толщина 2 мм, длина прямого участка 9000 мм. Площадь теплообмена 645 м². Теплообменник имеет штуцера для входа и выхода продуктов и контроля за давлением. Для недопущения образования гидратов предусмотрена подача метанола как в газопровод на входе в трубное пространство, так и непосредственно в торцевую крышку камеры аппарата.

Цех подготовки газа и газового конденсата. УПГ

В технологическом помещении №1 цеха подготовки газа и газового конденсата установлено следующее оборудование УПГ:

- блок сепаратора первой ступени С-1 с пробкоуловителем;
- блок низкотемпературного сепаратора С-2;
- блоки подачи метанола перед;
- турбодетандерный агрегат модель L 2000 (ТДА 1.1, ТДА 1.2);
- теплообменник нагрева уплотнительного газа (Т 5.1, Т 5.2)
- фильтр газовый уплотнительного газа ФГ-1;

Из трубного пространства теплообменника Т-2 охлажденный ПНГ через кран Кр2 направляется в блок сепаратора первой ступени С-1, который предназначен для отделения из ПНГ жидкости (углеводородный конденсат и ВМР). Блок состоит из сепаратора С-1 и пробкоуловителя, площадок обслуживания, трубопроводов, трубопроводной арматуры, узла арматурного и средств КИ-ПиА. Блок оснащен приборами, обеспечивающими выполнение функций контроля и автоматического управления.

Сепаратор С-1 представляет собой вертикальный аппарат диаметром 2200 мм, с узлом входа, тарелкой с центробежными элементами и тарелкой с фильтропатронами в верхней части аппарата. Пробкоуловитель представляет собой горизонтальный аппарат диаметром 2000 мм, с узлом входа, успокоительной перегородкой и Л-образной насадкой. Аппараты снабжены технологическими штуцерами и штуцерами для подключения приборов КШПиА, люками для осмотра и ремонта аппаратов.

					Характеристика процесса и оборудования транспорта углеводородов с установки комплексной подготовки газа и газового конденсата на терминал	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		Куйбышев

Отсепарированный ПНГ из сепаратора первой ступени С-1 подаётся в детандерную секцию турбодетандерной установки ТДА 1.1 (ТДА 1.2). Один ТДА является резервным.

Турбодетандерная установка состоит из турбодетандер-компрессорного агрегата ТДА 1.1 (ТДА 1 2) и оборудования масляной системы с ёмкостью масла, гидроаккумулятором, арматурным узлом, ВХ-1 (ВХ-2), расположенных на единой стальной раме. ТДА предназначен для охлаждения газа на импеллере (рабочее колесо) ступени детандера и компримирования газа с помощью импеллера ступени компрессора. Импеллеры детандера и компрессора расположены по разным сторонам одного вала и находятся в едином корпусе. Производимая детандерной ступенью механическая мощность приводит в действие компрессорную ступень.

На ТДА 1.1 (ТДА 1.2) установлен пневмопривод ПП 1.1 (ПП 1.2) лопаток входного направляющего аппарата (ВНА), который служит для регулирования количества технологического газа, подаваемого на лопатки, тем самым направляя скоростные потоки на рабочее колесо под неизменным заданным углом, достигая высокую эффективность в широком диапазоне расхода.

Охлажденный газ из ТДА направляется в блок низкотемпературного сепаратора С-2.

В состав блока низкотемпературного сепаратора С-2 входят: вертикальный сепаратор С-2, площадки обслуживания, трубопроводы, арматура, приборы и средства КИПиА, рамы.

Сепаратор С-2 представляет собой вертикальный цилиндрический аппарат переменного сечения диаметрами 1800 мм и 2000 мм. Сепаратор включает в себя три ступени сепарации. узел входа с сетчатым коагулятором, тарелку с центробежными элементами ГПЭР 182, тарелку с фильтрующими элементами ГПЭР 183. Сепаратор снабжен люками для удобства обслуживания, технологическими штуцерами и штуцерами для подключения приборов КИПиА, приборами КИПиА для измерения давления, уровня и температуры по месту и дистанционно.

					Характеристика процесса и оборудования транспорта углеводородов с установки комплексной подготовки газа и газового конденсата на терминал	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		Куйбышев

Охлаждённый газ из ТДА поступает в низкотемпературный сепаратор С-2 через узел входа, в котором отделяется жидкость. Далее газ проходит через центробежные элементы и фильтрующие патроны, которые обеспечивают дальнейшую очистку газа от жидкости. Жидкость собирается в нижней части С-2 и отводится через трубу слива с обеспечением гидрозатвора. Газ осушенный из сепаратора С-2 направляется в теплообменник Т-2.

Осушенный газ, нагретый встречным потоком сырого газа ГС 3.1 в теплообменнике Т2, через кран с пневмоприводом поступает в компрессор турбодетандера (ТК).

Для предотвращения утечек перекачиваемого ПНГ в лабиринтные уплотнения ТДА подаётся поток осушенного тёплого газа под давлением (уплотнительный газ), препятствующий смешению смазочного масла с технологическим газом и контакту холодного технологического газа с подшипниками. Уплотнительный газ, поступающий в корпус детандера через лабиринтные уплотнения, смешивается с основным газом, часть уплотнительного газа попадает в сборку «вал-подшипник», растворяется в смазочном масле и направляется с ним для отделения в ёмкость системы смазки ТДА.

Теплообменник Т 5.1 (Т 5.2) «газ-жидкость» представляет собой вертикальный сварной аппарат на лапах, состоящий из теплообменного пакета пластин, размещенного в корпусе.

Процесс теплообмена в теплообменнике происходит между двумя средами, перемещающимися противотоком по каналам щелевидной формы, образованными гофрированной поверхностью двух смежных пластин. Корпус теплообменника представляет собой сварную призматическую форму, снабженную кольцевыми ребрами жесткости. Теплообменник для подвода и отвода рабочих сред снабжен штуцерами.

Поток жидкости в пристенном слое усиленно турбулизируется на гофрированной поверхности пластин, что дает возможность значительно интенсифицировать теплоотдачу при малых гидравлических сопротивлениях и снизить отложения загрязнений на поверхности пластин.

					Характеристика процесса и оборудования транспорта углеводородов с установки комплексной подготовки газа и газового конденсата на терминал	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		Куйбышев

В качестве теплоносителя для нагрева газа в теплообменниках Т 5.1 (Т 5.2) применяется вода с температурой до 90 °С.

На перемычке между подающим и обратным потоками теплоносителя установлены краны с ручным приводом, предназначенные для циркуляции теплоносителя по замкнутому контуру при выводе узла управления в ремонт.

Система смазки ТДА 1.1 (ТДА 1.2) включает: ёмкость системы смазки (маслобак), гидроаккумулятор, два насоса перекачки масла Н 1, Н2 (Н3, Н4) рабочий и резервный, аппарат воздушного охлаждения (маслоохладитель) ВХ-1 (ВХ-2), трубопроводы обвязки с запорно-регулирующей арматурой, приборами КИПиА.

На ёмкости системы смазки установлена арматура с ручным приводом на камерах уровнемеров, трубопроводе слива масла, отбора проб, в штуцере выхода уплотнительного газа; установлена сетка - коалессор и тарированная шайба для поддержания перепада давления, установлен блок предохранительных клапанов БПК 1.1 (БГЖ 1.2) для сброса избыточного давления газожидкостного продукта из аппарата в ёмкость Е-7 при аварийных ситуациях.

Масло из ёмкости системы смазки поступает в насосы Н-1 (Н-3) или Н-2 (Н-4).

Масло, насыщенное уплотнительным газом от сборки «вал-подшипник», возвращается в ёмкость системы смазки ТДА.

Распределение метанола в трубопроводы для безгидратного режима подготовки газа в НТС осуществляется через БПМ 1 ... 6.

Пункт измерения расхода газа. ПИРГ.

ПИРГ размещён в блок-боксе заводского изготовления, предназначен для учёта осушенного газа и обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение объема газа;
- автоматическое измерение давления и температуры газа;
- автоматическое определение влажности газа;
- автоматическое определение точки росы газа;
- ручной отбор проб газа.

					Характеристика процесса и оборудования транспорта углеводородов с установки комплексной подготовки газа и газового конденсата на терминал	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		Куйбышев

В состав ПИРГ входит:

1) Система измерений количества и параметров товарного осушенного газа (СИКГ) категории I класса В по ГОСТ Р 8.733-201 1, которая включает в себя:

- блок измерительных линий (БИЛ) с одной замерной линией (ИЛ);
- систему ручного отбора проб газа;
- системы анализа влажности газа;

2) Система сбора и обработки информации (СОИ), расположенная в операторной.

Отбор газа в систему ручного отбора проб производится на выходном коллекторе СИКГ. Система ручного отбора проб оснащена запорной арматурой для сброса газа на свечу и слива конденсата. Выполнен кабельный обогрев и тепловая изоляция трубок отбора газа для исключения образования капельной жидкости на внутренней поверхности трубки.

Отбор газа в систему анализа влажности расположен на выходном коллекторе СИКГ. Система анализа влажности газа по воде МТ 1.2, по углеводородам МТ 1.1 оснащена запорной арматурой для сброса конденсата в дренажную систему и подачи газа на свечу.

Осушенный газ после замера в ПИРГ направляется по коллектору в межпромысловый газопровод.

Ёмкости дренажные

Ёмкости дренажные УКПГиК Е-2, Е-3, Е-4, Е-6, Е-7 предназначены для планового и аварийного опорожнения технологических аппаратов, насосов, трубопроводов и емкостей. Дренажные ёмкости установлены подземно с заглублением в грунт на 0,8 метра до верхней образующей.

Для приема жидкости из оборудования и трубопроводов цеха подготовки газа и газового конденсата (технологические помещения №2, №3), площадок: печей, колонн, АВО конденсата, рефлюксной ёмкости, буферных емкостей установлены емкости Е-2, Е-3 - $V=100\text{м}^3$ каждая.

					Характеристика процесса и оборудования транспорта углеводородов с установки комплексной подготовки газа и газового конденсата на терминал Куйбышев	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

Для приема нестабильного газового конденсата из оборудования цеха подготовки газа и газового конденсата (технологическое помещение №1 УКПГ), площадки теплообменников, ПИРГ, насосной и узла учёта ПБТ установлена емкость Е-6 $V=40 \text{ м}^3$.

Передача продукта топливным газом из дренажных емкостей Е-2, Е-3, Е-6, содержащих газовый конденсат, производится в буферную ёмкость БЕ-2, для возвращения насосом БН-6 в буферную ёмкость БЕ-1 через арматурный блок.

Сброс масла из масляной системы и трубопроводов ТДА при плановых или аварийных остановках осуществляется в дренажную ёмкость Е-7 $V=3 \text{ м}^3$. Опо-рожнение емкости производится в автоцистерну штатным насосом автоци-стерны с последующим вывозом на УПН.

Для приема тосола из оборудования и трубопроводов системы охлажде-ния горячих насосов БН-1, БН-2 установлена емкость Е-4 объёмом $12,5 \text{ м}^3$. От-качка тосола из дренажной емкости Е-4 штатным полупогружным насосом про-изводится в ёмкость Е-5 (технологическое помещение №3) с последующей по-дачей на всас насоса БН-5 и далее в систему охлаждения.

Постоянный рабочий уровень емкостей в период эксплуатации не должен превышать 500 мм для приема жидкостей в случае аварии. Контроль за уровнем жидкости в емкостях дренажных производится автоматически. Для всех емко-стей предусмотрен обогрев теплоносителем (кроме Е7).

Цех подготовки газа и газового конденсата. УСК.

В технологических помещениях №2 №3 цеха подготовки газа и газового конденсата размещена часть оборудования УСК.

В технологическом помещении №2 установлено следующее оборудова-ние.

- блок выветривателя В-1 с арматурным узлом;
- арматурный узел Ар1 В1;
- блок фильтров БФ-1 с трубопроводами обвязки (блок БФ-1);
- блок ёмкости буферной БЕ-1 с арматурным узлом;
- арматурные узлы Ар 1 БЕ1 и Ар2 БЕ 1;

					Характеристика процесса и оборудования транспорта углеводородов с установки комплексной подготовки газа и газового конденсата на терминал	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		Куйбышев

- теплообменник «конденсат-конденсат» Т3;
- теплообменник «конденсат-конденсат» Т4;
- блок арматурный Ар2К1 колонны К-1 из двух линий регулирования: КГН из теплообменника Т-3 на питание К-1 и КГД в теплообменник Т4;

В технологическом помещении №3 установлено следующее оборудование:

- блок арматурный Арт К1 колонны К-1 из двух линий замера и регулирования: КГН из БЕ-1 на орошение К-1 и газа выветривания от колонны К-1;
- блок арматурный Ар1 К2 колонны К-2 из двух линий замера и регулирования: ПБТ от насосов БН-3 на орошение К-2 и стабильного газового конденсата из ВХ-2 на УПН;
- блок насосов БН-1 подачи сырья в печь П-1;
- блок насосов БН-2 подачи сырья в печь П-2;
- блок насосов подачи ПБТ БН-3;
- блок насосов подачи тосола БН-5;
- ёмкость тосола Е-5 объёмом 10 м³;
- блок арматурный Ар2 П1 печи П-1 (входная линия КГН в печь);
- блок арматурный Ар3 П1 печи П-1 (линия подачи топливного газа);
- блок арматурный Ар4 П1 печи П-1 (выходная линия КГН из печи);
- блок арматурный Ар2 П2 печи П-2 (входная линия КГД в печь);
- блок арматурный Ар3 П2 печи П-2 (линия подачи топливного газа);
- блок арматурный Ар4 П2 печи П-2 (выходная линия КГД из печи).

НГК от сепараторов С-1, С-2, нагретый в межтрубном пространстве теплообменника Т-1, и от ГКС поступает в блок выветривателя В-1.

Блок предназначен для отделения газа из НГК.

					Характеристика процесса и оборудования транспорта углеводородов с установки комплексной подготовки газа и газового конденсата на терминал	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		Куйбышев

Блок выветривателя В-1 состоит из горизонтального аппарата и двух узлов арматурных Ар1 В1 и Ар2 В1, устанавливаемых вне блока, площадок обслуживания, трубопроводов, трубопроводной арматуры и средств КИПиА.

Выветриватель представляет собой горизонтальный аппарат диаметром 2800 мм, установленный на двух опорах, с узлом входа и вертикальным отбойником сетчатым.

Аппарат снабжен технологическими штуцерами и штуцерами для подключения приборов КИПиА, люками для осмотра и ремонта аппарата.

На выветривателе В-1 установлен БПК с двумя предохранительными клапанами, предназначенными для сброса газа на факел при превышении давления сверх нормативного.

На трубопроводе выхода газового конденсата из выветривателя В-1 в блок фильтров БФ-1 установлен кран с ручным приводом, предназначенный для перекрытия потока в плановом режиме.

На трубопроводе газа на факел установлен кран с пневмоприводом для дистанционного и автоматического сброса газа на факел при плановых остановках или в аварийных ситуациях.

НГК из В-1 подаётся в блок фильтров БФ-1.

Блок предназначен для очистки нестабильного газового конденсата от твердых частиц. Блок состоит из двух фильтров БФ 1.1, БФ 1.2 (один резервный), расположенных на раме с трубопроводной обвязкой, арматурой, приборами, обеспечивающими выполнение функций контроля и автоматического управления.

После блока фильтров БФ 1.1 (БФ 1.2) газовый конденсат подаётся в арматурный узел Ар1 В1 выветривателя В-1 и поступает на вход в буферную ёмкость БЕ-1.

Блок ёмкости буферной БЕ-1 предназначен для разделения газожидкостной смеси на газ, легкую жидкую фазу (углеводородный конденсат) и тяжелую жидкую фазу (насыщенный метанол).

					Характеристика процесса и оборудования транспорта углеводородов с установки комплексной подготовки газа и газового конденсата на терминал	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		Куйбышев

Блок состоит из ёмкости буферной (горизонтальный цилиндрический аппарат диаметром 3200 мм на двух опорах с узлом входа, тарелкой с коалесцирующими патронами, сборниками тяжелой и легкой фазы), установленной на бетонном фундаменте, двух арматурных узлов на отдельных рамах, площадок обслуживания, трубопроводов с трубопроводной арматурой и средств КИПиА.

Из буферной ёмкости потоки НГК и метанола насыщенного (МН) поступают в арматурный узел Ар2 БЕ1, газ выветривания поступает на ГКС2. Поток НГК проходит через влагомер для индикации наличия воды.

В нормальном режиме НГК из Ар2 БЕ-1 НГК поступает в буферную ёмкость БЕ-7, предназначенную для создания запаса НГК перед его подачей в колонну К-1, а также для дополнительного отстоя воды из НГК. БЕ-7 представляет собой горизонтальный цилиндрический аппарат диаметром 2400 мм на двух опорах, установленный на бетонном фундаменте в собственном каре, оснащен необходимой арматурой и приборами КИПиА для выполнения основных технологических функций. С целью подсекания свободной фазы воды отбор НГК из БЕ-7 производится 700 мм от нижней образующей. Уровень свободной воды определяется двухфазным уровнемером.

После БЕ-7 часть НГК через КлР подается в трубное пространство рекуперативного теплообменника Т-3 и далее на питание колонны К-1, часть через Кр подается на орошение колонны К-1. Отделившийся в БЕ-7 газ выветривания через КлР поступает на ГКС2. Отделившаяся в БЕ-7 свободная вода через КлР подается на УПН для дальнейшей подготовки и утилизации с подтоварной водой в пласт.

Теплообменник «конденсат-конденсат» Т-3 предназначен для нагрева НГК (трубное пространство) перед подачей в колонну К-1 деэтанализованным конденсатом (межтрубное пространство) из отсека сбора деэтанализованного конденсата колонны.

Теплообменник представляет собой кожухотрубчатый аппарат с внутренним диаметром корпуса 600 мм и U - образными теплообменными трубами,

					Характеристика процесса и оборудования транспорта углеводородов с установки комплексной подготовки газа и газового конденсата на терминал	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		Куйбышев

двухходовой по трубному и одноходовой по межтрубному пространствам. Диаметр теплообменных труб 25 мм, толщина 2,0 мм, длина прямого участка труб 6000 мм. Расположение труб по треугольнику. Трубы закреплены в трубной решетке посредством развальцовки с предварительной обваркой.

Теплообменник имеет штуцера для входа и выхода продуктов, для контроля за отсутствием давления, для дренажа.

Из межтрубного пространства теплообменника Т-3 деэтанализированный газовый конденсат поступает в арматурный блок Ар2 К1 колонны К-1.

Блок арматурный Ар2 К1 представляет собой закрепленные на общей раме две трубопроводные линии, оснащенные арматурой и средствами КИПиА: линию подачи конденсата газового нестабильного на питание колонны К-1 и линию замера и регулирования конденсата газового деэтанализированного от колонны К-1.

НГК из Ар2 К1 через кран с пневмоприводом поступает на одну из тарелок питания 1, 13, 15 колонны деэтанализации К 1.

Часть НГК из буферной ёмкости БЕ-1 по трубопроводу КГН 8.3 поступает на орошение колонны К-1 через блок арматурный Ар1 К1.

Блок арматурный Ар1 К1 представляет собой закрепленные на общей раме две трубопроводные линии, оснащенные арматурой и средствами КИПиА: линию подачи НГК на орошение колонны К 1 из буферной ёмкости БЕ-1 и линию газа выветривания с верха колонны К-1 с подачей его на ФС-3,4 ГКС2.

Необходимое тепло для ведения процесса в деэтанализаторе К-1 подводится циркулирующей кубовой жидкостью через трубчатую двухпоточную печь П-1 насосами БН-1/1,2. Поток НГК из кубовой части К-1 через блок насосов БН-1 и арматурный узел входа печи П-1 Ар2 П1 подаётся на нагрев в П-1.

Блок насосов БН-1 состоит из двух центробежных насосных агрегатов ГДМ-15 БН-1/1 и БН-1/2 (рабочий и резервный) в комплекте с ответными фланцами и электродвигателем, расположенных на раме с трубопроводной обвязкой, фильтрами, арматурой и средствами КИПиА, обеспечивающими выполнение функций контроля и автоматического управления.

					Характеристика процесса и оборудования транспорта углеводородов с установки комплексной подготовки газа и газового конденсата на терминал	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		Куйбышев

От блока насосов БН-1 НГК подаётся в блок арматурный Ар2 П1, состоящий из двух рабочих линий с трубопроводами, запорной, регулирующей арматурой и приборами КИПиА, размещённых на общей раме. Далее НГК поступает в печь П-1 двумя потоками, нагревается и через блок арматурный выходной продуктовой линии печи Ар4 П1 подаётся в колонну.

Для поддержания температурных параметров конденсата в колонне К-1, в обвязке блока печи предусмотрен блок линии топливного газа Ар3 П1.

Газ топливный на горелки печи П-1 подаётся по трубопроводу через блок арматурный Ар3 П1 линии топливного газа.

Теплообменник «конденсат-конденсат» Т-3 предназначен для нагрева НГК (трубное пространство) перед подачей в колонну К-1 деэтанализованным газовым конденсатом (межтрубное пространство) из отсека сбора деэтанализованного конденсата колонны.

Деэтанализованный конденсат из переливного кармана колонны К-1 проходит через межтрубное пространство теплообменника Т-3 и поступает в арматурный блок Ар2 К1.

Из арматурного блока Ар2 К1 колонны К-1 деэтанализованный конденсат по трубопроводу поступает в трубное пространство рекуперативного теплообменника «конденсат-конденсат» Т-4. Теплообменник Т4 предназначен для нагрева и частичного испарения конденсата деэтанализованного (трубное пространство) на питание колонны К-2.

Нагрев деэтанализованного газового конденсата в Т-4 выполняется обратным потоком стабильного газового конденсата из колонны К-2, проходящему по межтрубному пространству теплообменника.

Теплообменник представляет собой кожухотрубчатый аппарат с внутренним диаметром корпуса 600 мм и U - образными теплообменными трубами, двухходовой по трубному и одноходовой по межтрубным пространствам. Диаметр теплообменных труб 25 мм, толщина 2,0 мм, длина прямого участка труб

					Характеристика процесса и оборудования транспорта углеводородов с установки комплексной подготовки газа и газового конденсата на терминал	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		Куйбышев

6000 мм. Расположение труб по треугольнику. Трубы закреплены в трубной решетке посредством развальцовки с предварительной обваркой. Теплообменник имеет штуцера для входа и выхода продуктов, контроля давления, дренажа.

Конденсат газовый деэтанализированный из трубного пространства теплообменника Т-4 направляется на одну из тарелок питания 13, 15, 17 колонны стабилизации К-2.

Необходимое тепло для ведения процесса в стабилизаторе К-2 подводится циркулирующей кубовой жидкостью через трубчатую двухпоточную печь П-2 насосами БН-2/1,2.

Блок насосов БН-2 предназначен для осуществления циркуляции кубового продукта колонны К-2 через печь П-2.

Блок состоит из двух центробежных насосных агрегатов БН-2/1 и БН-2/2 (рабочий, резервный) в комплекте с ответными фланцами и электродвигателем, расположенных на раме с трубопроводной обвязкой, фильтрами, арматурой и средствами КИПиА, обеспечивающими выполнение функций контроля и автоматического управления.

От блока насосов БН-2 конденсат газовый деэтанализированный подаётся в блок арматурный Ар2 П2 печи П-2, включающего две линии с узлами замера и регулирования, приборами КИПиА.

На трубопроводе входа в блок, установлен кран с пневмоприводом, предназначенный для дистанционного и автоматического перекрытия потока конденсата.

Нагретый конденсат газовый деэтанализированный возвращается в кубовую часть колонны К-2 через блок арматурный выходной продуктовой линии печи П-2 Ар4 П2.

Стабильный газовый конденсат из колонны К-2 направляется в межтрубное пространство рекуперативного теплообменника Т-4 и далее на вход ВХ-2.1

Охлаждённый стабильный газовый конденсат от ВХ-2.1 через кран с пневмоприводом подаётся в блок арматурный Ар1 К2 колонны К-2.

					Характеристика процесса и оборудования транспорта углеводородов с установки комплексной подготовки газа и газового конденсата на терминал Куйбышев	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

Блок арматурный Ар1 К2 представляет собой закрепленные на общей раме две трубопроводные линии, оснащенные арматурой и средствами КИПиА линию подачи конденсата газового стабильного на УПН из ВХ-2.1 и линию подачи пропан-бутана технического на орошение колонны К-2 от блока насосов БН-3.

Газ выветривания со шлемовой трубы колонны К-2 по трубопроводу поступает через КлР на вход ВХ-1.1 . . . ВХ-1.5.

Газ топливный на горелки печи П-2 подаётся по трубопроводу через блок арматурный Ар3 П2 линии топливного газа печи П-2.

Охлажденный рефлюкс из ВХ-1.1 . . . ВХ-1.5 подаётся на вход в блок рефлюксной ёмкости Е-1, где разделяется на газовую фазу (газ выветривания) для последующей подачи на ГКС2 и жидкий ПБТ, поступающий на вход блока насоса БН-3.

Блок насосов БН-3 предназначен для подачи ПБТ по двум направлениям: на орошение колонны К-2 и в качестве товарного продукта в буферные ёмкости БЕ-3 БЕ-4.

Блок БН-3 состоит из двух центробежных насосных агрегатов БН-3/1 и БН-3/2 (рабочий и резервный), расположенных на раме с трубопроводной обвязкой, фильтрами, арматурой и средствами КИПиА.

Блок оснащен приборами, обеспечивающими выполнение функций контроля и автоматического управления.

На общем коллекторе насосов ПБТ установлен кран с ручным приводом, предназначенный для перекрытия потока ПБТ на орошение К-2 через Ар1 К2.

Для охлаждения подшипников скольжения насосов циркулирующей жидкости (конденсата) БН-1, БН-2 предусмотрена замкнутая система подготовки и подачи охлаждающей жидкости — тосола.

В состав установки подготовки тосола входят: ёмкость тосола Е-5, блок насосов охлаждающей жидкости БН-5 с насосными агрегатами и арматурной обвязкой БН-5/1 и БН-5/2, аппараты воздушного охлаждения ВХ-3.1, ВХ-3.2, дренажная ёмкость Е-4.

					Характеристика процесса и оборудования транспорта углеводородов с установки комплексной подготовки газа и газового конденсата на терминал	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		Куйбышев

Ёмкость Е5 и насосы БН-5 размещены в цехе подготовки газа и газового конденсата, аппараты ВХ-3 установлены на открытом воздухе, возле цеха. Дренажная ёмкость антифриза Е-4 размещена на площадке дренажных ёмкостей.

Нагретый до 70 °С тосол от подшипников насосов БН-1, БН-2 по трубопроводу поступает в ёмкость Е-5, откуда насосами БН-5 подаётся на охлаждение в аппараты ВХ-3.

Охлаждённый до 20...40 °С тосол по л. ТХ-1.1, ТХ-1.2 поступает к насосам БН-1, БН-2.

Ёмкость Е5 представляет собой горизонтальный цилиндрический аппарат на седловых опорах $V=10\text{м}^3$, $P_{\text{расч}} = 1,0$ МПа, внутренним диаметром 1600 мм.

Во время работы кран на линии сброса на свечу должен быть опломбирован в открытом состоянии.

Блок насосов БН-5 состоит из двух центробежных насосных агрегатов (рабочий и резервный) в комплекте с ответными фланцами и электродвигателем, обвязанных арматурой, установленных на единой раме. Блок оснащен приборами, обеспечивающими выполнение функций контроля и автоматического управления. Диапазон рабочих температур насоса 40...90°С.

Из блока насосов БН-5 тосол по линии DN 50 мм направляется для охлаждения в ВХ-3.1 (ВХ-3.2) с давлением 0,6 МПа и температурой 70 °С и далее по трубопроводу в блок насосов циркулирующей жидкости БН-1, БН-2.

Дренажные стоки из оборудования установки подготовки тосола поступают в дренажную ёмкость Е-4, откуда полупогружным насосом подаются по трубопроводу в цех деэтанализации газового конденсата в ёмкость Е-5 и возвращаются в процесс подготовки тосола. На линии установлены клапан обратный ОК и кран с пневмоприводом (на открытой площадке) для автоматического прекращения подачи среды в цех подготовки газа и газового конденсата в аварийных ситуациях.

Площадка колонн

Комплексы блоков колонн К-1 и К-2 соответственно состоят из блоков колонн К-1 и К-2, установленных на открытой площадке, и блоков арматурных,

					Характеристика процесса и оборудования транспорта углеводородов с установки комплексной подготовки газа и газового конденсата на терминал	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		Куйбышев

расположенных в ЦПГК: блоки арматурные Ар1 К1 (технологическое помещение №3 ЦПГК) и Ар2 К1 (технологическое помещение №2 ЦПГК); блок арматурный Ар1 К2 (технологическое помещение №3 ЦПГК). Блок арматурный Ар2К2 расположен на открытой площадке перед ВХ-1.

Колонна деэтанализации К-1 предназначена для выделения из углеводородного конденсата метан-этановой фракции. Колонна представляет собой вертикальный аппарат переменного сечения диаметрами 1400 и 2200 мм с внутренними массообменными устройствами, выполненными в виде двухпоточных ситчатых тарелок (отсчёт тарелок сверху вниз), в количестве двадцати двух штук, а также отбойником сетчатым и устройствами для ввода питания и орошения.

НГК из теплообменника Т-3 подаётся в качестве питания с температурой 50 °С на тарелку №11 (13, 15) по трубопроводу через арматурный блок Ар2 К1. НГК из буферной емкости БЕ-1 подаётся в качестве орошения на верх колонны на тарелку №1 через арматурный блок Ар1 К1 по трубопроводу с температурой от 1 до 15 °С. Сверху колонны отводятся пары метан-этановой фракции с температурой от +21 до +28 °С.

Кубовая часть колонны разделена на два отсека вертикальной перегородкой: сбора деэтанализованного газового конденсата и рециркуляции потока через печь.

Деэтанализованный газовый конденсат в рабочем диапазоне уровня, поддерживаемого клапаном, регулирующим в Ар2 К1, выводится из отсека по трубопроводу в межтрубное пространство теплообменника Т-3. Циркулирующий поток по трубопроводу блоком насосов БН-1 перекачивается через блок арматурный Ар2 П1 в печь П-1, откуда в виде парожидкостной смеси через блок арматурный Ар4 П1 возвращается под нижнюю тарелку в колонну К-1.

На трубопроводе у основания колонны К-1 установлен кран с пневмоприводом, предназначенный для направления подачи газа на факел в аварийных ситуациях или при плановых остановках.

					Характеристика процесса и оборудования транспорта углеводородов с установки комплексной подготовки газа и газового конденсата на терминал	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		Куйбышев

На трубопроводе дренажа из отсеков сбора деэтанализованного газового конденсата и рециркуляции потока через печь, установлены краны с пневмоприводами соответственно для слива продукта в дренажные ёмкости Е-2, Е-3 в аварийных ситуациях или при плановых остановах в автоматическом или дистанционном режиме.

Комплекс блоков колонны К-2 предназначен для получения стабильного газового конденсата и пропан-бутана технического.

Колонна стабилизации К-2 представляет собой вертикальный аппарат переменного сечения диаметрами 1600 и 2000 мм с внутренними контактными устройствами в виде однопоточных клапанных и двухпоточных ситчатых тарелок, а также узлами ввода питания и орошения. Кубовая часть колонны разделена на два отсека: отсек для сбора стабилизированного газового конденсата и отсек для циркулирующего потока через печь П-2.

Стабильный газовый конденсат через клапан регулирующий в Ар1 К2 поддерживающий рабочий диапазон уровня, выводится из отсека по трубопроводу в межтрубное пространство теплообменника Т-4.

Циркулирующий поток по трубопроводу прокачивается блоком насоса БН-2 через блок арматурный Ар2 П2 и нагретый в виде парожидкостной смеси через блок арматурный Ар4 П2 по трубопроводу возвращается в колонну К2 под нижнюю тарелку.

На колонне К-2 установлен БПК для сброса парожидкостной смеси в дренажные ёмкости Е-2, Е-3 при превышении давления в аппарате.

На трубопроводе колонны К-2 рядом с клапаном установлен кран с пневмоприводом, предназначенный для направления подачи газа на факел в аварийных ситуациях или при плановых остановах в автоматическом или дистанционном режиме.

Площадка печей

Комплексы блоков печей П-1 и П-2 соответственно состоят из блоков печей П-1 и П-2, блока арматурного входной продуктовой линии Ар2 П1 и Ар2 П2, блока арматурного выходной продуктовой линии Ар4 П1 и Ар4 П2, блока

					Характеристика процесса и оборудования транспорта углеводородов с установки комплексной подготовки газа и газового конденсата на терминал	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		Куйбышев

арматурного линии топливного газа Ар3 П1 и Ар3 П2 соответственно, а также блока управления печами.

Блоки печей установлены на открытой площадке с бетонным бордюром, арматурные блоки - в технологическом помещении №3 ЦПГК.

Комплекс блока печи П-1 предназначен для подогрева НГК до необходимой температуры перед подачей его в колонну деэтанализации К-1.

Комплекс блока печи П-2 предназначен для подогрева деэтанализованного газового конденсата перед подачей его в колонну стабилизации К-2.

Блоки печей П-1, П-2 представляют собой единую конструкцию в составе собственно печи с обвязкой горелок и необходимой запорной арматурой, приборами КИПиА.

Печь П-1, П-2 представляет собой вертикальную конструкцию, состоящую из двух камер: радиационной и конвективной, переходника и дымовой трубы. Внутри радиационной камеры по периферии размещается вертикальный двухпоточный продуктовый змеевик, крепление которого осуществляется в верхней части при помощи кронштейнов. Непосредственно над радиационной камерой установлена коробчатая камера конвекции, внутри которой в решетках установлен горизонтальный двухпоточный продуктовый змеевик. Дымовая труба установлена на переходник, расположенный на камере конвекции. В полу печи установлены горелки: четыре ед. в П-1 и три ед. в П-2.

Печь имеет штуцера для установки приборов КИПиА. Для обслуживания и осмотра печи установлены площадки обслуживания и стремянки.

АВО тосола и площадка АВО конденсата

На площадке АВО конденсата установлен аппарат воздушного охлаждения ВХ-2.1, предназначенный для охлаждения стабильного газового конденсата и ВХ-1.1...ВХ-1.5, предназначенные для охлаждения газа выветривания (рефлюкса) от колонны К-2.

Стабильный газовый конденсат, охлажденный встречным потоком деэтанализованного газового конденсата из межтрубного пространства теплообменника Т-4, по трубопроводу направляется в ВХ-2.1.

					Характеристика процесса и оборудования транспорта углеводородов с установки комплексной подготовки газа и газового конденсата на терминал	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		Куйбышев

АВО малопоточный ВХ-2.1 представляет собой конструкцию, состоящую из трёх секций, устанавливаемых на опоры, диффузоров и осевых вентиляторов. Опора состоит из стоек и стяжек.

Секция состоит из оребренных труб, закрепленных в теплообменных камерах или трубных досках. К секции крепится диффузор с осевым вентилятором, в полости которого вращается колесо вентилятора. Колесо вентилятора устанавливается непосредственно на вал электродвигателя. Охлаждение осуществляется воздухом, нагнетаемым вентилятором через теплообменную секцию аппарата.

Аппараты ВХ-1.1...ВХ-1.5 для охлаждения рефлюкса представляет собой аппарат горизонтального типа с нижним расположением вентиляторов.

Аппарат состоит из блока секции и блока металлоконструкции.

Блок секции состоит из трубного пучка, входной и выходной камер, закрепленных на металлической конструкции.

Блок металлоконструкции представляет собой пространственную металлоконструкцию, в которой смонтированы коллектор вентилятора, тихоходный электродвигатель и колесо вентилятора. Лопasti рабочего колеса выставлены на номинальный угол. Колесо вентилятора устанавливается непосредственно на вал электродвигателя. Охлаждение осуществляется воздухом, нагнетаемым вентиляторами через блок секции аппарата.

В обвязке ВХ-1.1... ВХ 1.5 на трубопроводах входа газа выветривания и выхода рефлюкса, установлены краны с ручным приводом, предназначенные для перекрытия потока при плановых остановках или ремонте.

Аппараты ВХ 3.1, ВХ 3.2 предназначены для охлаждения тосола и установлены на открытой площадке рядом с ЦПГК (производственное помещение №3).

В обвязке ВХ-3.1, ВХ-3.2 на трубопроводах входа тосола нагретого установлены кран с ручным приводом для сброса газа в атмосферу. Остальная арматура для отключения аппаратов, дренажа, подачи пара установлена в ЦПГК.

Площадка рефлюксной емкости

					Характеристика процесса и оборудования транспорта углеводородов с установки комплексной подготовки газа и газового конденсата на терминал	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		Куйбышев

Охлаждённый рефлюкс из ВХ-1.1... ВХ-1.5 по трубопроводу направляется в блок рефлюксной ёмкости Е-1, в которой происходит разделение продукта на газовую (газ выветривания) и жидкую (ПБТ) фазы. Блок предназначен для приема рефлюкса колонны К-2, отвода его в качестве товарного продукта (ПБТ) и на орошение колонны К-2.

Блок рефлюксной ёмкости Е-1 размещён на открытой бетонной площадке с бордюром высотой 1,0 м. Емкость представляет собой горизонтальный аппарат объемом 48 м³, диаметром 2400 мм, снабженный технологическими штуцерами и штуцерами для подключения приборов КИПиА, люком для осмотра и ремонта аппарата. Блок оснащен приборами замера температуры, давления, уровня, обеспечивающими выполнение функций контроля и автоматического управления.

Площадка буферных емкостей

Буферные ёмкости БЕ-2... БЕ-6 размещены на открытой бетонной площадке с бордюром высотой 1,0 м. Для создания кавитационного запаса емкости размещены на высоте 10,0 м.

Буферные ёмкости БЕ-3 и БЕ-4 предназначены для создания ПБТ, необходимого для обеспечения бескавитационных условий эксплуатации насосов внешней перекачки БН-7 при подаче ПБТ в магистральный продуктопровод.

Буферная емкость представляет собой теплоизолированный горизонтальный цилиндрический аппарат внутренним диаметром 3000 мм, объемом 100 м³, $P_{расч} = 1,44$ МПа, оборудованный штуцерами для присоединения технологических трубопроводов и приборов КИПиА.

Емкости БЕ-2... БЕ-6 имеют возможность приёма продукта от насосов подачи ПБТ БН-3, БПТ из продуктопровода «МНГКМ-КНГКМ» а также из дренажных емкостей Е-2, Е-3, Е-6 в любую из емкостей. Подачу продукта можно выполнить как на вход насосов БН-6, так и БН-7.

					Характеристика процесса и оборудования транспорта углеводородов с установки комплексной подготовки газа и газового конденсата на терминал	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		Куйбышев

В начало коллекторов факельной системы с целью предотвращения попадания воздуха в ствол факельной установки, подаётся газ продувочный из линии. При понижении давления ниже нормативного в трубопроводе, автоматически выполняется подача топливного газа в коллекторы.

Автоматическое поддержание давления в емкостях БЕ-2... БЕ-6 (0,7 МПа) обеспечивается подачей топливного газа, в трубопровод, который используется в качестве газоуравнительной линии. Поддержание давления во всех пяти емкостях одновременно поддерживается КлР.

На трубопроводах сброса газа на свечу установлены огнепреградители для предотвращения пожара в ёмкости.

Насосная и узел учета ПБТ

В помещении поз. №13 расположены блоки насосов БН-6, БН-7 и узел учёта ПБТ.

Блок насосов БН-7 предназначен для подачи ПБТ через узел учёта ПБТ в магистральный продуктопровод. Блок насосов БН-7 состоит из трех центробежных насосных агрегатов БН-7.1 (БН-7.2, БН-7.3) (рабочий, резервный, в ремонте) производства ЗАО «Гидродинамика». На четырёх отдельных рамах расположены трубопроводы линий всасывания и нагнетания.

Блок оснащен приборами, обеспечивающими выполнение функций контроля и автоматического управления.

Блок насосов БН-6 предназначен для перекачки конденсата газового нестабильного из буферной ёмкости БЕ-2 (БЕ-3, БЕ-4) и возврата его в буферную ёмкость БЕ-1 в технологическом помещении №2 ЦПГК).

Блок состоит из двух центробежных насосных агрегатов БН-6/1 (БН-6/2) (рабочий и резервный) производства ЗАО «Гидродинамика».

Узел учёта ПБТ (УУПБТ) предназначен для автоматизированного учета ПБТ, направляемого в межпромысловый продуктопровод от блоков насосов БН-7.1 (БН-7.2, БН-7.3). УУПБТ состоит из блока фильтров, блока измерительных линий, системы ручного отбора проб.

					Характеристика процесса и оборудования транспорта углеводородов с установки комплексной подготовки газа и газового конденсата на терминал	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		Куйбышев

Блок фильтров (БФ) установлен на входе УУПБТ и включает в себя: входной коллектор DN 150 и две линии DN 150 (рабочая и резервная) для обеспечения непрерывной работы.

На трубопроводах БФ в качестве закладных конструкций для монтажа средств измерений давления установлены пятивентильные клапанные блоки.

В состав блока измерительных линий (БИЛ) входят: две измерительные линии DN 150 (одна рабочая и одна контрольно-резервная), выходной коллектор DN 150.

Каждая измерительная линия (ИЛ) включает в себя массовый расходомер (СРМ) для измерения массового расхода ПБТ в ИЛ, датчик давления и манометр деформационный с трубчатой пружиной для измерения давления ПБТ в ИЛ, датчик температуры и термометр биметаллический для измерения температуры ПБТ в ИЛ. В контроле протечек арматуры установлены манометры деформационные с трубчатой пружиной.

ИЛ включены по параллельной схеме. Контрольно-резервная линия в режиме калибровки массовых характеристик СРМ подключается последовательно с рабочими ИЛ.

На байпасной линии установлен кран с пневмоприводом, предназначенный для проведения контроля метрологических характеристик (КМХ) расходомеров массовых ЗУ.

На выходном коллекторе ПБТ БИЛ установлена система ручного отбора проб, в состав которой входят пробозаборное устройство щелевого типа и пробоотборный цилиндр.

Ёмкости для азота

Для создания азотной завесы для печей УКПГиК (необходимый объем азота составляет 983 м³) на открытой площадке установлены две ёмкости для азота V=50 м³. Азот второго сорта по ГОСТ 9293-74 с давлением 1,0 МПа на УКПГиК поступает от АВКС, расположенной на ГКС-1 Казанского НГКМ, по трубопроводу DN 50.

					Характеристика процесса и оборудования транспорта углеводородов с установки комплексной подготовки газа и газового конденсата на терминал	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		Куйбышев

2.2 Характеристика перекачиваемой среды

Пропан — бутан технический является сжиженным углеводородным газом. Применяют в качестве топлива для коммунально-бытового потребления, моторного топлива для автомобильного транспорта, а также в промышленных целях.

Согласно ГОСТу, технически характеристики в норме должны соответствовать следующим показателям:

Таблица 2.1 — Характеристики исходного сырья, материалов изготавливаемой продукции

Наименование сырья, реагентов, изготавливаемой продукции	Номер государственного или отраслевого стандарта, технических условий	Показатели качества, обязательные для проверки	Норма по ГОСТ, ОСТ, ТУ	Область применения
Пропан-бутан технический	ГОСТ Р 52087-2003	1. Массовая доля компонентов, %: сумма метана, этана и этилена сумма пропана и пропилена, не менее сумма бутанов и бутиленов: не более не менее сумма непредельных углеводородов, не более	Не нормируется Не нормируется 60 -	Товарная продукция УСК
		2. Объемная доля жидкого остатка при 20 °С, %, не более	1,6	
		3. Давление насыщенных паров, избыточное, МПа, при температуре: плюс 45 °С, не более минус 20 °С, не менее минус 30 °С, не менее	1,6 - -	
		4. Мас. д. H ₂ S и меркаптановой серы, %, не более в том числе сероводорода, не более	0,13 0,003	
		5. Содержание свободной воды и щелочи	Отсутствие	
		6. Интенсивность запаха, баллы, не менее	3	

2.3 Учет пропан-бутана технического

Узел учета ПБТ (УУПБТ) предназначен для автоматизированного учета ПБТ, направляемого в межпромысловый продуктопровод. УУПБТ состоит из блока фильтров, блока измерительных линий на которых установлены расходомеры.

Расходомер представляет собой прибор для измерения количества израсходованного (пройденного через трубопровод) рабочего вещества, жидкости или газа. Поскольку сжимаемые и не сжимаемые вещества имеют свою специфику измерения, то и устройства в этом сегменте различаются по принципам

действия. Каждая категория рассчитана на работу в среде с определенными эксплуатационными характеристиками, отличается особыми параметрами, имеет свои преимущества.

Типы расходомеров:

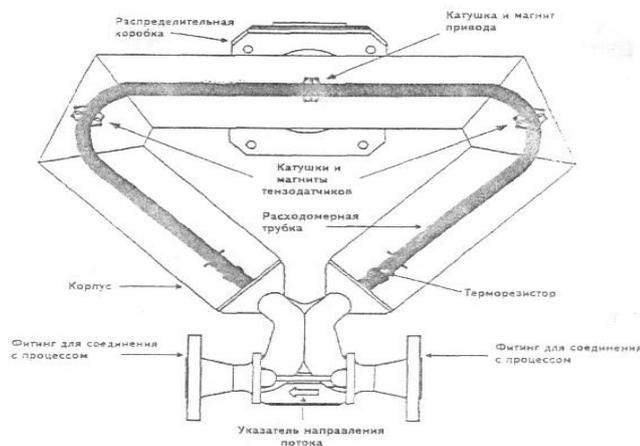
- Электромагнитные
- Ультразвуковые
- Тахометрические
- Кориолисовые
- Вихревые
- Расходомеры перепада давления

На Казанском НГКМ используются Кориолисовые расходомеры. Использование таких расходомеров для коммерческого узла учета нефти, газового конденсата представляет разумную альтернативу применению счётчиков другого типа.

Расходомеры Micro Motion® включают Кориолисов датчик и микропроцессорный датчик, которые обеспечивают наиболее простой и прямой метод измерения расхода жидкостей, газов и взвесей. [5]

Каждый датчик содержит одну или две расходомерные трубки. Вынужденные колебания расходомерных трубок датчика поддерживаются при помощи магнита и катушки привода, расположенных на изгибе трубки

Рисунок 2.1 — Кориолисовый расходомерный датчик



Усилитель, расположенный в датчике, управляет переменным напряжением генерации на катушке. Амплитуда этого напряжения поддерживается малой с целью минимизации нагрузки на трубки. Сила Кариолиса возникает за счет движения трубок в сочетании с движением массы жидкости по ним. Действие силы Кариолиса приводит к отклонению трубки на угол, пропорциональный массе жидкости, проходящий через трубку за период колебаний. Что приводит к закручиванию петлеобразной трубки, т.е. колебания трубки около тензодатчиков будут происходить с запаздыванием одно относительно другого. Тензодатчиками фиксируются временное запаздывание между отклонениями первого и второго колена трубки. Датчик измеряет временную задержку между сигналами левого и правого тензодатчиков. Измеренная величина запаздывания по времени фильтруется цифровым способом для снижения шумов и повышения разрешающей способности прибора.

Величина запаздывания умножается на калибровочный коэффициент расхода сенсора для получения массового расхода жидкости. Степень отклонения трубок, вызываемая силами Кариолиса, зависит от температуры. Калибровочный коэффициент расхода непрерывно регулируется программой датчика, которая отслеживает температуру по входному платиновому термосопротивлению.

Кроме того, Кариолисов расходомерный сенсор действует как вибрационный денситомер (измеритель плотности). Частота собственных колебаний трубок сенсора является функцией жесткости труб, их геометрии и массы жидкости, которая находится в трубе. Следовательно, плотность жидкости может быть измерена по частоте колебаний сенсора.

Датчик измеряет период каждого колебательного цикла, после чего плотность вычисляется с использованием калибровочного коэффициента и поправки на изменение жесткости трубок из-за температуры.

Объемный расход вычисляется датчиком путем деления измеренного массового расхода на измеренную плотность.

					Характеристика процесса и оборудования транспорта углеводородов с установки комплексной подготовки газа и газового конденсата на терминал	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		Куйбышев

Датчик может проводить измерение в различных единицах и производить приведение плотности к стандартным условиям. Если в качестве единицы плотности выбирается °API (градус Американского нефтяного института), то датчик рассчитывает стандартный объем нефтепродуктов согласно уравнению API-2540. [6]

Комплекс, включающий сенсор и датчик Micro Motion обеспечивает измерение массового и объемного расхода, плотности и температуры. Все измерения выполняются в реальном времени. Какого-либо дополнительного оборудования не требуется. [7][8]

Все сенсоры Micro Motion обладают следующими качествами:

- В сенсорах нет движущихся деталей;
- Нет специальных требований по монтажу;
- Нет специальных требований по формированию потока измеряемой среды;
- Нет обязательного требования прямолинейного участка трубопровода для установки сенсора;
- Измерение массового расхода производится прямым методом;
- В стандартную комплектацию входит внешний кожух, выдерживающий избыточное давление.

Рисунок 2.2 Кориолисовый расходомер



					Характеристика процесса и оборудования транспорта углеводородов с установки комплексной подготовки газа и газового конденсата на терминал	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Куйбышев	57

2.4 Насосное силовое оборудование

На Казанском НГКМ применяются насосы типа «ГДМ» герметичный динамический с приводом через магнитную муфту. Эти насосы обеспечивают перекачивание таких продуктов, как стабильный газовый конденсат, нефть и нефтепродукты, вода, водометанольная смесь.

Агрегаты электронасосные типов «ГДМ» относятся к оборудованию неэлектрическому, предназначенному для применения в потенциально взрывоопасных зонах класса 1 и 2 (классы по ГОСТ 60079-10-1-2011) категорий, и (подгруппы по ГОСТ Р МЭК 60079-20-1-2011) в соответствии с ГОСТ 34438.1-2011 и присвоенной маркировкой взрывозащиты по ГОСТ 31411.1-2011. [13]

На Казанской УКПГиК используется насосы для перекачки пропан-бутана технического указанные в рисунке 2.3

Рисунок 2.3 Условное обозначение насосного агрегата

ГДМ83-Е-140/1650-А-630-УХЛ2 ТУ РБ 14617514.001-96,
где ГДМ - тип насоса: герметичный, динамический, с магнитной муфтой;
83 - номер разработки;
Е - исполнение для взрывоопасных производств;
140 - подача, м³/ч;
1650 - напор, м;
А - исполнение проточной части насоса (А - из углеродистой стали, К - из коррозионностойкой стали);
630 - мощность двигателя, кВт;
УХЛ2 - климатические условия и категория размещения по ГОСТ 15150-69;
ТУ РБ 14617514.001-96 – обозначение технических условий.

2.5 Характеристика трубопровода перекачки пропан-бутана технического

Двухсот пятидесяти семи километровый газопровод Казанское НГКМ - терминал Куйбышев диаметром 219 миллиметров и толщиной стенки 6 миллиметров проложен в основном под землей. Часть отрезка трассы выполнена в наземном варианте: труба проходит по эстакаде через сильно заболоченную местность. [14]

Объект построен по заказу ОАО «Томскгазпром». Трубопровод позволяет обеспечить круглогодичную транспортировку сжиженного газа (пропана). Трубопровод функционирует с 20

					Характеристика процесса и оборудования транспорта углеводородов с установки комплексной подготовки газа и газового конденсата на терминал Куйбышев	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		58

3. Расчётная часть

Исходные данные для технологического расчёта

Годовая производительность нефтепровода $G_{\Gamma} = 316,55$ тыс.

т/год;

Плотность пропана $\rho_{ст}=\rho_{20}= 500\text{кг/м}^3$;

Динамическая вязкость $\mu_{ст}=\mu_{20} = 75\text{мПа}\cdot\text{с}$;

Средневзвешенная температура перекачиваемого пропана $t_{п.п} = 42^{\circ}\text{C}$;

Допустимое рабочее давление $p_{доп} = 7,45\text{МПа}$.

3.1 Определение диаметра и расчёт толщины стенки трубопровода.

Для расчета значений плотности и вязкости перекачиваемого пропана необходимо использовать значения его параметров при заданных условиях (температуре и давлении). Для этого можно воспользоваться уравнением Стейнера-Приза.

$$\rho = \frac{\rho_{20}}{1 + 0,00367 \cdot (t_{п} - 20)},$$

где ρ_{20} - плотность перекачиваемого пропана при 20°C (500 кг/м^3), $t_{п}$ - средневзвешенная температура перекачиваемого пропана (42°C).

Тогда плотность перекачиваемого пропана можно рассчитать:

$$\rho = \frac{500}{1 + 0,00367 \cdot (42 - 20)} = 458 \text{ кг/м}^3.$$

Для расчета значения динамической вязкости необходимо использовать эмпирическую формулу Андрейчука-Андреева-Лукаса:

$$\log_{10} \cdot \left(\frac{\mu}{\mu_0} \right) = \frac{A - B}{(t + C)}$$

где μ_0 - вязкость при 0°C (визуально визуализированная вязкость, необходимая для чистоты измерений, для пропана значение μ_0 примерно $0,56 \text{ мПа}\cdot\text{с}$), t

					Организационно-техническое обеспечение транспорта углеводородов от установки подготовки газа до терминала Куйбышев			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
Разработал		Абыканов Р.Е.		19.06.23	Расчётная часть	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
Рук-ль		Шадрина А.В.		19.06.23			59	104
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.		19.06.23		Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8А1		

- температура перекачиваемого пропана в °С, А, В, С - коэффициенты, зависящие от характеристик перекачиваемой жидкости.

Значения коэффициентов для пропана: А = 7,01079, В = 1210,485, С = 219,79.

Тогда вязкость перекачиваемого пропана можно рассчитать:

$$\log_{10} \cdot \left(\frac{\mu}{0.56} \right) = \frac{7.01079 - 1210,485}{42 + 219,79} = 3.6009$$

$$\mu = 10^{3.6009} \cdot 0.56 = 333 \text{ мПа}\cdot\text{с}.$$

3.2 Определение диаметра и расчёт толщины стенки трубопровода

Для расчета диаметра и толщины стенки трубопровода можно воспользоваться формулой Блумберга.

$$D = \frac{(8 \cdot G \cdot L)}{((\pi^2) \cdot \Delta P \cdot \rho)}$$

$$S = \frac{(PC \cdot D)}{(2 \cdot (S_p - 1) \cdot P_n - PC)}$$

где D - внутренний диаметр трубопровода, м;

G - годовая производительность трубопровода, т/год;

L - длина трубопровода, км;

ΔP - разность давлений между начальной и конечной точками трубопровода,

Па;

ρ - плотность перекачиваемой жидкости, кг/м³;

S - толщина стенки трубопровода, мм;

PC - допустимое напряжение на растяжение материала трубопровода, МПа;

S_p - коэффициент прочности материала трубопровода;

P_n - условное давление материала трубопровода (расчетное напряжение материала), МПа.

Перейдем к расчету. Примем коэффициент прочности $S_p = 0,72$, допустимое напряжение на растяжение материала трубопровода PC = 174,9 МПа, условное давление материала трубопровода $P_n = 12,2$ МПа.

Переведем годовую производительность трубопровода в кг/с:

									Лист
									60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

$$G = 316550000 / 365 / 24 = 36101,8 \text{ кг/ч}$$

Для расчета значения ΔP необходимо воспользоваться уравнением Дарси:

$$\Delta P = \frac{(128 \cdot \mu \cdot L \cdot G)}{(\pi^4 \cdot D^5 \cdot \rho)}$$

μ - динамическая вязкость перекачиваемой жидкости при средней температуре тп. п и допустимом рабочем давлении $p_{\text{доп}}$, Па·с.

Переведем динамическую вязкость перекачиваемого пропана из мПа·с в Па·с:

$$\mu = 75 \cdot 10^{-3} = 0,075 \text{ Па·с}$$

Примем, что длина трубопровода равна 261 км.

Тогда:

$$\Delta P = \frac{(128 \cdot 0,075 \cdot 100 \cdot 36101,8)}{(\pi^4 \cdot D^5 \cdot 500)} = \frac{193,85}{D^5}$$

Теперь можем найти значение диаметра трубопровода:

$$D = (8 \cdot G \cdot L) / ((\pi^2) \cdot \Delta P \cdot \rho)^{1/5} = (8 \cdot 36101,8 \cdot 261) / ((\pi^2) \cdot (193,85 / D^5) \cdot 500)^{1/5}$$

$$D = 0,219 \text{ м} = 219 \text{ мм}$$

Для расчета толщины стенки трубопровода примем, что коэффициент поправки на тонкость стенки трубы $K_p = 1,0$, а показатель готовности металла $n = 8/5$.

Тогда:

$$S = (PC \cdot D) / (2 \cdot (Sp - 1) \cdot P_n - PC) = (174,9 \cdot 0,723) / (2 \cdot (0,72 - 1) \cdot 12,2 - 174,9)$$

$$S = 6,45 \text{ мм (округляем до 6мм).}$$

3.3 Подбор насосного оборудования и расчёт рабочего давления на выходе.

Для расчета рабочего давления на выходе из трубы воспользуемся уравнением Бернулли:

$$P_1 + 1/2 \cdot \rho \cdot V_1^2 + \rho \cdot g \cdot h_1 + \rho \cdot f \cdot L / D \cdot V_1^2 = P_2 + 1/2 \cdot \rho \cdot V_2^2 + \rho \cdot g \cdot h_2$$

где

P_1 - давление на входе трубы

									Лист
									61
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Расчётная часть				

V_1 - скорость на входе трубы

h_1 - высота на входе трубы

P_2 - давление на выходе трубы

V_2 - скорость на выходе трубы

h_2 - высота на выходе трубы

f - коэффициент шероховатости трубы

L - длина трубы

D - диаметр трубы

При условии, что высота на входе трубы равна высоте на выходе трубы и скорость на выходе трубы равна нулю, уравнение Бернулли упрощается:

$$P_2 = P_1 + \rho \cdot g \cdot h_1 - \rho \cdot f \cdot L / D \cdot V_1^2$$

Найдем скорость V_1 :

$$Q = A \cdot V_1$$

где:

Q - объемный расход газа, равный массовому расходу, т.к. плотность газа известна

A - площадь поперечного сечения трубы

$$A = p_i \cdot D^2 / 4 = 0,4109 \text{ м}^2$$

$$Q = 500 \text{ кг/м}^3 \cdot 0,4109 \text{ м}^2 \cdot 1 \text{ м/с} = 205,45 \text{ м}^3/\text{с}$$

$$V_1 = Q / A = 205,45 \text{ м}^3/\text{с} / 0,4109 \text{ м}^2 = 500,55 \text{ м/с}$$

Найдем коэффициент трения f :

$$Re = \rho \cdot V \cdot D / \mu$$

где

Re - число Рейнольдса

μ - динамическая вязкость газа

$$\mu = 1,75 \cdot 10^{-5} \text{ Па} \cdot \text{с}$$

$$Re = 500 \text{ кг/м}^3 \cdot 500,55 \text{ м/с} \cdot 0,723 \text{ м} / 1,75 \cdot 10^{-5} \text{ Па} \cdot \text{с} = 1,036 \cdot 10^{10}$$

Для такого значения числа Рейнольдса коэффициент трения можно рассчитать с помощью уравнения Колбрукса:

									Лист
									62
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				Расчётная часть	

$$1 / f (f) = -2,0 \cdot \log_{10}((e / D) / 3,7 + 2,51 / (Re \cdot f (f)))$$

где:

e - коэффициент шероховатости трубы

Перенесем члены уравнения, возводя его в квадрат:

$$f^{1,5} = 1 / (-2,0 \cdot \log_{10}((e / D) / 3,7 + 2,51 / (Re \cdot f (f))))$$

Решаем численно, и получаем:

$$f = 0,000834$$

Найдем рабочее давление P_2 :

$$P_2 = 7,45 \text{ МПа} + 500 \text{ кг/м}^3 \cdot 9,81 \text{ м/с}^2 \cdot 100000 \text{ м} \cdot 0,723 \text{ м} - 500 \text{ кг/м}^3 \cdot 0,000834 \cdot 100000 \text{ м} \cdot 1000 \text{ м/м} / 0,723 \text{ м} \cdot 500,55 \text{ м/с}^2$$

$$P_2 = 6,18 \text{ МПа}$$

3.4 Расчёт характеристик насоса ГДМ-83 140/1650

На основе заданных характеристик насоса ГДМ-83 140/1650 рассчитаем ряд ключевых параметров:

Расход насоса:

$$Q = 140 \text{ м}^3/\text{сут}$$

Напор насоса:

$$H = 1650 \text{ м}$$

Мощность насоса:

$$P = Q \cdot H \cdot \rho \cdot g / (3.6 \cdot \eta)$$

где

ρ - плотность перекачиваемой жидкости

g - ускорение свободного падения

η - КПД насоса

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					Расчётная часть	63

Предположим, что насос работает с водой при ее температуре 20 градусов по Цельсию (999,02 кг/м³). Тогда:

$$P = 140 \text{ м}^3/\text{сут} \cdot 1650 \text{ м} \cdot 999,02 \text{ кг/м}^3 \cdot 9,81 \text{ м/с}^2 / (3,6 \cdot 0,8) = 6915 \text{ кВт}$$

КПД насоса:

$$\eta = Q \cdot H \cdot \rho \cdot g / (P \cdot 3,6)$$

$$\eta = 140 \text{ м}^3/\text{сут} \cdot 1650 \text{ м} \cdot 999,02 \text{ кг/м}^3 \cdot 9,81 \text{ м/с}^2 / (6915 \text{ кВт} \cdot 3,6) = 71,9\%$$

Диаметр входного патрубка насоса:

$$D_{in} = (4 \cdot Q / (\pi \cdot V_{in}))^{1/2}$$

где

V_{in} - скорость на входе

Предположим, что скорость на входе насоса 0,6 м/с. Тогда:

$$D_{in} = (4 \cdot 140 \text{ м}^3/\text{сут} / (\pi \cdot 0,6 \text{ м/с}))^{1/2} = 1,95 \text{ м}$$

Диаметр выходного патрубка насоса:

$$D_{out} = (4 \cdot Q / (\pi \cdot V_{out}))^{1/2}$$

Где:

V_{out} - скорость на выходе

Предположим, что скорость на выходе насоса 3 м/с. Тогда:

$$D_{out} = (4 \cdot 140 \text{ м}^3/\text{сут} / (\pi \cdot 3 \text{ м/с}))^{1/2} = 0,999 \text{ м}$$

Кавитационная устойчивость насоса:

$$\Delta P = H / 2 = 825 \text{ м}$$

ΔP - ослабления = $\Delta P / (1 - \beta^2)$

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				Расчётная часть	64

Где:

β - коэффициент заполнения насоса

Предположим, что коэффициент заполнения насоса составляет 0,8. Тогда:

$$\Delta P - \text{ослабления} = 825 \text{ м} / (1 - 0,8^2) = 4583 \text{ м}$$

3.5 Пересчёт характеристик насоса ГДМ83-140/1650 с воды на пропан

Расход насоса:

Так как геометрические размеры насоса не изменяются, то расход насоса также остается равным:

$$Q = 140 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

Напор насоса:

Так как перекачиваемая жидкость изменилась с воды на пропан, то также изменилась и плотность. Напор насоса можно пересчитать, используя уравнение Бернулли:

$$H_2 = H_1 + (P_1 - P_2) / \rho g$$

где

H_1 - напор, соответствующий перекачиваемой воде;

H_2 - напор, соответствующий перекачиваемому пропану;

P_1 - давление перекачиваемой воды;

P_2 - давление перекачиваемого пропана;

ρ - плотность перекачиваемой жидкости;

g - ускорение свободного падения.

					Расчётная часть	Лист
						65
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Предположим, что перекачиваемый пропан находится под нормальными условиями (температура 0°C, давление 1,01325 бар, абсолютная плотность 500 кг/м³). Тогда:

$$H_2 = 1650 \text{ м} + (0 - 1,01325 \text{ бар} \cdot 100000 \text{ Па} / (101325 + 1,01325) \cdot 500 \text{ кг/м}^3 \cdot 9,81 \text{ м/с}^2) / (2 \cdot 500 \text{ кг/м}^3 \cdot 9,81 \text{ м/с}^2) = 1644,5 \text{ м}$$

Мощность насоса:

Мощность насоса также меняется при изменении перекачиваемой среды. Рассчитаем мощность используя уравнение Эйлера:

$$P_2 = P_1 \cdot Q \cdot (\rho_2 / \rho_1) / \text{КПД}$$

где

P_1 - мощность, требуемая для работы насоса, перекачивая воду;

P_2 - мощность, требуемая для работы насоса, перекачивая пропан;

Q - расход насоса;

ρ_1 - плотность перекачиваемой воды;

ρ_2 - плотность перекачиваемого пропана;

КПД - коэффициент полезного действия насоса.

КПД насоса при перекачивании пропана останется прежним, предположим, что КПД насоса равен 0.8. Тогда:

$$P_2 = 6915 \text{ кВт} \cdot 140 \text{ м}^3/\text{сут} \cdot (500 \text{ кг/м}^3 / 999,02 \text{ кг/м}^3) / 0,8$$

$$P_2 = 3633 \text{ кВт}$$

Коэффициент заполнения насоса:

									Лист
									66
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Расчётная часть				

Чтобы рассчитать диаметр входного и выходного патрубков насоса необходимо знать коэффициент заполнения насоса. Предположим, что этот коэффициент остался прежним, равным 0.8.

Диаметр входного патрубка насоса:

$$D_{in} = (4 \cdot Q / (\pi \cdot V_{in}))^{1/2}$$

где

V_{in} - скорость на входе

Предположим, что скорость на входе насоса 0,6 м/с. Тогда:

$$D_{in} = (4 \cdot 140 \text{ м}^3/\text{сут} / (\pi \cdot 0,6 \text{ м/с}))^{1/2} = 1,95 \text{ м}$$

Диаметр выходного патрубка насоса:

$$D_{out} = (4 \cdot Q / (\pi \cdot V_{out}))^{1/2}$$

где

V_{out} - скорость на выходе

Предположим, что скорость на выходе насоса 3 м/с. Тогда:

$$D_{out} = (4 \cdot 140 \text{ м}^3/\text{сут} / (\pi \cdot 3 \text{ м/с}))^{1/2} = 0,999 \text{ м}$$

Кавитационная устойчивость насоса:

Для расчета кавитационной устойчивости насоса необходимо знать кривую напора насоса, полученную экспериментально и представленную в виде графика или таблицы.

Но, теоретически, основной фактор, определяющий кавитационную устойчивость насоса, - это давление на входе насоса. Установим соответствующую разницу давлений ΔP , при которой начинается кавитация, как:

$$\Delta P = H / 2$$

									Лист
									67
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				Расчётная часть	

Где:

ΔP - минимальная разница давлений между двумя точками в системе, при которой начинается кавитация.

$$\Delta P = 1644,5 \text{ м} / 2 = 822,25 \text{ м}.$$

3.6 Подбор электродвигателя для насоса ГДМ83-140/1650

Для подбора электродвигателя для насоса ГДМ-83 140/1650, необходимо знать номинальную мощность насоса, она составляет 6900 кВт, для этого используем следующую формулу:

$$P = QH\rho \cdot g / \eta$$

где:

P - мощность насоса, Вт;

Q - расход насоса, м³/с;

H - напор насоса, м;

ρ - плотность перекачиваемой жидкости, кг/м³;

g - ускорение свободного падения, 9,81 м/с²;

η - КПД насоса.

Подставляем известные данные:

$$P = 140 \text{ м}^3/\text{с} \cdot 1644,5 \text{ м} \cdot 500 \text{ кг}/\text{м}^3 \cdot 9,81 \text{ м}/\text{с}^2 / 0,8 = 7\,080,88 \text{ кВт} = 7080 \text{ кВт}.$$

Таким образом, для обеспечения перекачки пропана с годовой производительностью $G_T = 316,55$ тыс. т/год по трубопроводу диаметром $D = 219$ мм с толщиной стенки $\delta = 6$ мм был выбран насос ГДМ83-140/1650 с электродвигателем 1ВАЗ-560М-2УХЛ2-1 с мощностью 7080 кВт.

									Лист
									68
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Транспортировка нефти, газа и нефтепродуктов на значительные расстояния по трубопроводам предусматривает этапы определения трудовых и денежных затрат, направленных на его реализацию.

Стабильная и энергоэффективная работа насосного оборудования на УКПГиК является одной из приоритетных целей компаний, эксплуатирующих данное оборудование.

В данном разделе рассматриваются затраты на монтаж насоса ГДМ83 - 140/1650 в насосном цехе ПБТ Казанской УКПГиК.

4.1 Планирование выполнения работ

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

- определение структуры работ;
- определение участников каждой работы;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения работ.

В данном разделе необходимо составить перечень этапов и работ в рамках проведения работ по монтажу насоса ГДМ83 - 140/1650, провести распределение исполнителей по видам работ.

Примерный порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 4.1.

Таблица 4.1 - Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ работ	Содержание работ	Должность исполнителя
----------------	---------	------------------	-----------------------

					Организационно-техническое обеспечение транспорта углеводородов от установки подготовки газа до терминала Куйбышев			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разработал		Абыканов Р.Е.		19.06.23	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лит.	Лист	Листов
Рук-ль		Шадрина А.В.		19.06.23			69	104
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.		19.06.23		Отделение нефтегазового дела		
						Группа 3-2Б8А1		

Подготовительные работы	1	Подготовка насосного агрегата к монтажу (проверка комплектности, определение технического состояния) и подготовка площади к проведению работ (установление сигнальных ограждений и знаков безопасности на границах опасных для людей зон; проверка рабочей зоны монтажа насосного агрегата на предельно-допустимую концентрацию взрывоопасных газов и т.д.), приёмка фундамента и насоса.	Инженер-технолог
Монтаж насоса	2	Установка насоса на фундамент	Крановщик
	3	Центрирование насоса	Слесаря МРУ
Испытание насоса	4	Пробный пуск и испытание насосного агрегата	Оператор технологических установок

4.2 Определение трудоемкости выполнения работ

Трудовые затраты в большинстве случаев образуют основную часть стоимости пров, поэтому важным моментом является определение трудоёмкости работ каждого сотрудника. Для определения ожидаемого значения трудоёмкости ($t_{ожи}$) используется следующая формула:

$$t_{ожи} = \frac{2t_{\min i} + 2t_{\max i}}{5},$$

Где $t_{\min i}$ – минимально возможная трудоёмкость выполнения заданной i – ой

работы (оптическая оценка: в предложении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел. – дн.;

$t_{\max i}$ – максимально возможная трудоёмкость выполнения заданной i – ой работы (пессимистическая оценка: в предложении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел. – дн.

Исходя из ожидаемой трудоёмкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях, учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожi}}{Ч_i},$$

где $Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

4.3 График выполнения работ при монтаже насоса ГДМ83 140/1650

Нормативная продолжительность цикла работ определяется по отдельным составляющим его производственных объектов.

Для удобства построения графика, длительность каждого их этапов работы из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot K_{\text{кал}},$$

где $K_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$K_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}},$$

где $T_{\text{кал}} = 365$ – количество календарных дней в году;

$T_{\text{вых}} = 52$ – количество выходных дней в году;

$T_{\text{пр}} = 14$ – количество праздничных дней в году.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		71

Рассчитанные значения в календарных днях по каждой работе необходимо округлить до целого числа.

$$K_{\text{кал}} = \frac{365}{365 - 52 - 14} = 1,22,$$

В таблице 4.2 представлены нормы времени (в рабочих часах) и количество работников на выполнение монтажа насоса ГДМ83 140/1650.

Таблица 4.2 – Нормы времени на выполнение монтажа насоса ГДМ83 140/1650

№ п/п	Наименование операции	Продолжительность работ, час.	Состав бригады, чел.
1	Подготовительные работы	4	8
2	Установка насоса на фундамент	16	8
3	Центрирование насоса	10	6
4	Испытание насоса	10	6
5	Итог для одного насоса	40	-

На основании данных и приведенных формул была рассчитана длительность работ в календарных днях, рассчитанные значения сведены в таблицу 3.

Таблица 3 – Временные показатели проведения необходимых работ

Название работы	Трудоёмкость работы			Исполнители	Длительность работ в рабочих днях	Длительность работ в календарных днях
	min, чел - дни	max, чел - дни	ожи, чел - дни			
Подготовительные работы	1	9	4	Инженер-технолог	0,5	1
Установка насоса на фундамент	8	32	16	Крановщик	2	3
Центрирование насоса	1	19	8	Слесаря МРУ	1,3	2

Испытание работы насоса	1	19	8	Оператор ТУ	1,3	2
-------------------------	---	----	---	-------------	-----	---

Составим линейный календарный график проведения работ по монтажу насоса ГДМ83 140/1650 (таблица 4.3).

Таблица 4.3- График проведения монтажа насоса ГДМ83 140/1650

Наименование операции	Всего календарных дней															
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13		
Подготовительные работы	1															
Установка насоса на фундамент	3															
Центрирование насоса	2															
Испытание работы насоса	2															
Итого	8															

4.4 Сметная стоимость выполнения работ при монтаже насоса ГДМ83 140/1650

При составлении смет (расчётов) могут применяться методы определения стоимости:

- ресурсный;
- базисно – индексный;
- ресурсно – индексный;
- на основании укрупнённых сметных нормативов: данных о стоимости ранее построенных или запроектированных объектов аналогов.

При расчёте сметной стоимости выполнения работ при монтаже насоса ГДМ83 140/1650 используется ресурсный метод.

Ресурсный метод – способ определения цен, подразумевающий составление смет на основе определения реальной стоимости элементов, которые входят в состав сметы [1].

Основные статьи сметного расчёта затрат на проведение работ по монтажу насоса ГДМ83 140/1650 в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Статьи сметного расчёта на выполнение работ

Статьи затрат	
1	Спецоборудование
2	Материалы и комплектующие
3	Оплата труда
4	Страховые взносы в государственные внебюджетные фонды
5	Амортизация основных средств
6	Накладные расходы
7	Прочее

Планирование и финансирование работ, и расчёты заказчиков производятся на основе сметных расчётов, по всем статьям затрат.

Для определения затрат на операции используются следующие проекты и нормативные документы:

- данные технического проекта;
- строительные нормы и правила (СНиП);
- единые районные единичные расценки;
- единые и местные цены на метериалы, оборудование, инструменты и оснастку.

Расчёт затрат на спецоборудование и материалы и комплектующие для проведения работ

Все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно – измерительной аппаратуры, автотехники), необходимо для проведения работ по монтажу насоса. Определение стоимости спецобору-

дования производится по действующим прейскурантам, а в ряде случаев по договорной цене. Расчёт затрат по работе занесён в таблицу 4.5.

Таблица 4.5 – Специальное оборудование для монтажа насоса ГДМ83 140/1650

№ п/п	Наименование материалов и комплектующих	Единица измерения	Количество	Цена, тыс. руб.	Сумма тыс. руб.
1	Автокран Grove RT 650E	шт.	1	16500,00	16500,00
2	Лазерный центровщик КВАНТ-ЛМ-Ех	шт.	1	239,00	239,00
3	Нивелир Stabila LAR	шт.	1	77,00	77,00
4	Прочее	шт.	1	250,00	250,00
Итого					17066,00

Материальные затраты включают затраты на необходимые материалы для проведения работы. Все необходимые материалы и затраты на его приобретение представлены в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Материалы и комплектующие для монтажа насоса ГДМ83 140/1650

№ п/п	Наименование материалов и комплектующих	Единица измерения	Количество	Цена, тыс. руб.	Сумма, тыс. руб.
1	Дизельное топливо	л.	480	0,045	21,60
2	Комплектующие насоса	шт.	1	40,00	40,00
Итого					61,6

Затраты на оплату труда исполнителей работ

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	не	75

Основная заработанная плата формируется из основной заработной платы рабочих производств, непосредственно участвующих в выполнении работ по данной теме, инженерно – технических и руководящих сотрудников. Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоёмкости выполняемых работ и действующей системы оплаты труда. В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы (размер определяется Положением об оплате труда).

Основная заработная плата от предприятия рассчитывается в следующей форме:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} T_p,$$

где T_p – продолжительность работ, выполняемых работником, раб. дн.,

$Z_{\text{дн}}$ – среднедневная заработная плата работника, руб. Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_M \cdot M}{F_d},$$

где Z_M – месячный должностной оклад работника, с учётом районного коэффициента $K_p = 1,3$, руб.,

M – количество месяцев работы без отпуска в течении года:

при отпуске в 24 раб. Дня $M = 11,2$ месяца, 5 – дневная неделя,

при отпуске в 48 раб. Дней $M = 10,4$, месяца, 6 – дневная неделя,

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно - технического персонала, раб. дней; $F_d = 219$ раб. дней.

Расчёт основной заработной платы представлен в таблице 4.7.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						76
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 4.7 – Оплата труда для монтажа насоса ГДМ83 140/1650

Исполнители	Месячный должностной оклад работника Z_m , руб.	Средняя заработная плата одного чел. $Z_{дн}$, руб.	Количество дней проведения работ T_p , раб. дн.	Основная заработная плата $Z_{осн}$, руб.	Численность по штату, ед.	Фонд з/платы на весь объем работ, руб.
Начальник отдела	78000	3950,00	6	23700	1	23700
Главный инженер	63500	3250,00	6	19500	1	19500
Ведущий инженер	57000	2900,00	6	17400	1	17400
Оператор ТУ	47000	2200,00	4	8800	6	52800
Крановщик	48000	2300,00	3	6900	1	6900
Итого					10	120300

Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Отчисления во внебюджетные фонды рассчитываются по формуле:

$$Z_{внеб} = k_{внеб} \cdot Z_{осн},$$

где $k_{внеб} = 30,2\%$ - коэффициентом отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

Таблица 4.8 – отчисления на социальные нужды

Исполнители	Фонд з/платы на весь объем работ, руб	Коэффициент отчислений, %	Сумма, руб.
-------------	---------------------------------------	---------------------------	-------------

Начальник отдела	23700	30,2	7157,4
Главный инженер	19500	30,2	5889,0
Ведущий инженер	17400	30,2	5254,8
Оператор ТУ	8800	30,2	2657,7
Крановщик		30,2	2083,8
Итого			36330,6

Амортизационные расходы

Амортизация заключается в постепенном погашении стоимости основных средств (ОС) или нематериальных активов (НМА) в течении определенного периода. Описание особенностей этого процесса содержится с в ФСБУ 6/2020 «Основные средства» [2] и ПБУ 14/2007 «Учёт нематериальных активов» [3].

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

Код автокрана Grove RT 650E по ОКОФ: 310.29.10.51, амортизационная группа – 5(7-10 лет).

Код насоса ГДМ83 140/1650 по ОКОФ: 330.29.13.14, амортизационная группа – 2(2-3 года).

Код лазерного центровщика КВАН-ЛМ-Ех по ОКОФ: 330.26.70.23, амортизационная группа – 3(3-5 лет).

Код нивелира Stabila LAR 200 по ОКОФ: 330.26.51.12, амортизационная группа – 5(7-10 лет).

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		78

Таблица 4.9 – Амортизация основных средств монтажа насоса ГДМ83 140/1650

№ п/п	Наименование основных средств	Кол-во	Балансовая стоимость единицы, тыс. руб.	Норма амортизационных отчислений, %	Время полезного использования в разработке, %	Амортизация, тыс. руб.
1	Автокран Grove RT 650E	1	16500,00	10,00	35,00	577,50
2	Насоса-ГДМ83 140/1650	1	27855,00	5,00	60,00	835,65
3	Лазерный центровщика КВАН-ЛМ-Ех	1	239,00	10,00	25,00	5,98
4	Нивелир Stabilа LAR 200	1	77,00	10,00	25,00	1,93
5	Прочее	1	250,00	25,00	60,00	37,50
Итого						1458,55

Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: оплата услуг связи, электроэнергии, тепло-снабжение, размножение материалов и т.д.

Их величина определяется по следующей формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 5) \cdot k_{\text{нр}},$$

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величину коэффициента накладных расходов можно взять в размере 16%.

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

Расчёт накладных расходов для монтажа насоса ГДМ83 140/1650 по каждой из статей представлен в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Накладные расходы для монтажа нового насоса ГДМ83 140/1650

№ п/п	Наименование затрат по направлениям	Общий объем затрат, тыс. руб.	% накладных расходов	Сумма накладных расходов, тыс. руб.
1	Спецоборудование	17066,00	10	1706,60
2	Материалы и комплектующие	61,60	10	6,16
3	Оплата труда	120,30	10	12,03
4	Страховые взносы	36,33	10	3,63
5	Амортизация основных средств	1458,55	10	145,86
Итого накладные		18742,78	10	1874,278

Формирование бюджета затрат на проведение работ

Исходя из приведённых выше затрат формируется бюджет затрат на выполнение всех необходимых работ при монтаже насоса ГДМ83 140/1650 (таблица 4.11).

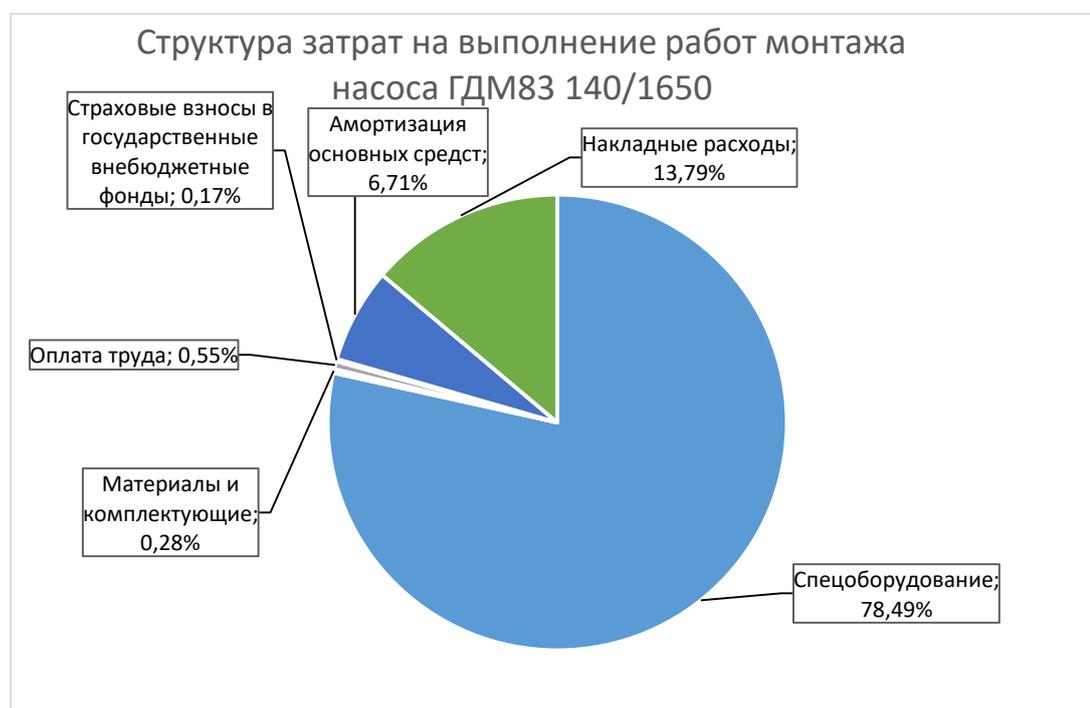
Таблица 4.11 – Смета затрат на монтаж насоса ГДМ83 140/1650

№ п/п	Статьи затрат	Сумма затрат, тыс. руб.
1	Спецоборудование	17066,00

2	Материалы и комплектующие	61,60
3	Оплата труда	120,30
4	Страховые взносы в государственные внебюджетные фонды	36,33
5	Амортизация основных средств	1458,55
6	Накладные расходы	2998,85
7	Итого собственных затрат	21741,63

На рисунке 4.1 представлена динамика основных затрат при монтаже насоса ГДМ83 140/1650.

Рисунок 4.1 – Структура затрат на выполнение работ монтажа насоса ГДМ83 140/1650



Наибольший процент затрат на монтаж насоса ГДМ83 140/1650 приходится на спецоборудование (78,49%), накладные расходы (13,79%) и амортизационные исчисления (6,71%), на материалы и комплектующие, оплату труда и страховые взносы приходится всего лишь 0,28%, 0,55% и 0.17% соответственно.

Заключение по разделу

В результате проведения расчётов и получения данных можно сделать вывод, наибольшие затраты при проведении монтажа насоса ГДМ83 140/1650 приходится на закупку спецоборудования для проведения данного вида работ.

Расчёт показал, что временные показатели проведения необходимых работ составляет восемь календарных дней, самым длительным является этап установки насоса. Общая стоимость монтажа составила 21741,63 тыс. руб., размер амортизационных исчислений составляет 1458,55 тыс. руб., на оплату труда с учётом страховых отчислений потребуется 156,63 тыс. руб

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

5. Социальная ответственность

Важнейшей задачей при эксплуатации оборудования на опасном производственном объекте является снижение риска возникновения аварийных ситуаций, что достигается во многом за счет соблюдения правил и требований производственной и экологической безопасности.

При анализе рассматриваются эксплуатационные характеристики подготовки и транспортировки продукта на УКПГиК, которая находится в Томской области. В геоморфологическом плане район местоположения УКПГиК представляет собой пологоволнистую равнину почти полностью залесённую, часть площади занимают непроходимые болота.

Климат района континентальный с суровой зимой и коротким прохладным летом. Температура колеблется от -45 - -50°C зимой до $+35^{\circ}\text{C}$ летом. Средняя температура воздуха в зимний период составляет -20°C , весной -8°C , летом $+15^{\circ}\text{C}$, осенью $+8^{\circ}\text{C}$. Наибольшее количество осадков выпадает в осенне-зимний период.

В данном разделе рассматривается возможное влияние используемого оборудования, сырья, энергии, продукции и условий работы на человека и окружающую среду; техника безопасности при работе с оборудованием и действия при чрезвычайных ситуациях.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Требования к рабочему персоналу согласно правилам безопасности, в нефтяной и газовой промышленности:

- к работам на объектах нефтегазового комплекса допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие медицинское освидетельствование и не имеющие противопоказаний по здоровью;
- рабочие основных профессий допускаются к самостоятельной работе после

					Организационно-техническое обеспечение транспорта углеводородов от установки подготовки газа до терминала Куйбышев			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
Разработал		Абыканов Р.Е.		19.06.23	Социальная ответственность	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
Рук-ль		Шадрина А.В.		19.06.23			100	104
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.		19.06.23		Отделение нефтегазового дела		
						Группа 3-2Б8А1		

обучения охране труда и промышленной безопасности, проверки знаний, проведения производственного инструктажа и при наличии удостоверения, дающего право допуска к определенному виду работ;

- работники, допущенные на территорию объекта, должны быть обеспечены СИЗ и СИЗОД изолирующего типа, и автоматическими газосигнализаторами, а также проинструктированы под подпись о правилах безопасного ведения работ и нахождения в рабочей зоне.

Требования к ОПО и рабочим местам:

- на рабочих местах, а также в местах, где возможно воздействие на человека вредных и (или) опасных производственных факторов, должны быть размещены предупредительные знаки и надписи;
- освещенность рабочих мест должна быть равномерной и исключать возникновение слепящего действия осветительных приспособлений на работающих. Производство работ в неосвещенных местах не разрешается;
- потенциально опасные места (зоны) объектов добычи, подготовки и транспорта нефти и газа (например, открытые емкости, трансмиссии) должны быть надежно ограждены, в том числе временными ограждающими устройствами;
- производство работ в местах, где имеется или может возникнуть повышенная производственная опасность, должно осуществляться понаряду-допуску;
- на участках и в цехах ОПО должны иметься санитарно-бытовые помещения для работающих, занятых непосредственно на производстве, спроектированные в зависимости от групп производственных процессов.

5.2 Производственная безопасность

На эксплуатируемом объекте возможны опасные и вредные производственные факторы. К опасным производственным факторам на объекте относятся факторы, которые могут привести к травме, а к вредным – факторы, которые могут привести к заболеванию. Опасные и вредные факторы (ОВПФ) делятся на физические, химические, биологические и психофизиологические. Объекты нефтепроводного транспорта, как носители опасных и вредных факто-

									Лист
									84
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Социальная ответственность				

7. Опасные и вредные производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания			+	ГОСТ 12.1.007-76
8. Сосуды и трубопроводы, работающие под избыточным давлением	+	+	+	ФНИП от 15.12.2020 №536 «Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением»

Опасные и вредные производственные факторы, связанные с действием силы тяжести, когда возможно падение работающего с высоты

Основным опасным фактором является само расположение рабочего места, вызывающее риски падения с высоты. Вторичными факторами являются погодные условия (так как большая часть подобных работ происходит на улицах), скользкие или неустойчивые конструкции, сильный ветер и высокое напряжение электричества, недостаточная освещенность и чрезмерные физические перегрузки.

Одним из самых важных пунктов при работе на высоте является использование средств индивидуальной защиты (СИЗ):

- специальной одежды – в зависимости от воздействующих вредных факторов;
- касками для защиты головы от падающих предметов или ударов о предметы и конструкции;
- защитными очками, щитками, защитными экранами от пыли, летящих частиц, яркого света или излучения;
- защитными перчатками или рукавицами, защитными кремами и другими средствами защиты рук;

- специальной обувью соответствующего типа, если есть опасность получения травм ног;
- средствами защиты органов дыхания от пыли, дыма, паров и газов;
- индивидуальными кислородными аппаратами и другими средствами – при работе в условиях вероятной кислородной недостаточности;
- средствами защиты слуха;
- средствами защиты, используемыми в электроустановках;
- спасательными жилетами и поясами – при опасности падения в воду;
- сигнальными жилетами – при выполнении работ в местах движения транспортных средств.

Повышенный уровень шума

Основными источниками шума на УКПГ являются работающие насосные агрегаты и вентиляционные установки.

Шум, превышающий нормативные значения, воздействует на центральную и вегетативную нервную систему человека, органы слуха. Основное физиологическое воздействие шума заключается в том, что повреждается внутреннее ухо, возможны изменения скорости дыхания, общей двигательной активности, кровяного давления, сужение кровеносных сосудов.

Работающий в условиях длительного воздействия шума испытывает раздражительность, головную боль, головокружение, снижение памяти, повышенную утомляемость, понижение аппетита, нарушение сна. Длительное воздействие шума, уровень которого превышает допустимые значения, может привести к заболеванию человека шумовой болезнью.

Таблица 5.2 – Предельно допустимые уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочих местах для трудовой деятельности разных категорий тяжести и напряженности в дБА.

Категория напряжённости трудового процесса	Категория тяжести трудового процесса				
	Лёгкая физическая нагрузка	Средняя физическая	Тяжёлый труд 1 степени	Тяжёлый труд 2 степени	Тяжёлый труд 3 степени

		нагрузка			
Напряжённость лёгкой степени	80	80	75	75	75
Напряжённость средней степени	70	70	65	65	65
Напряжённый труд 1 степени	60	60			
Напряжённый труд 2 степени	50	50			

Защита от шума достигается разработкой шумобезопасной техники, применением средств и методов коллективной защиты, к которым относятся звукоизоляция с помощью звукоизолирующих кабин и кожухов, звукопоглощение за счет применения звукопоглощающих облицовок, глушители шума (абсорбционные, реактивные, комбинированные), а также применение средств индивидуальной защиты.

К средствам индивидуальной защиты относятся противошумные вкладыши из ультратонкого волокна “Беруши” одноразового использования, а также противошумные вкладыши многократного использования (эбонитовые, резиновые, из пенопласта) в форме конуса, грибка, лепестка, наушники, шлемофоны, оголовья, каски.

Повышенный уровень общей вибрации

Основным источником вибрации на УКПГ является вибрация, возникающая в насосах вследствие неоднородности перекачиваемой жидкости. Не совершенства в соединениях валов электрических машин и насосов также являются источниками вибрации.

Воздействие производственной вибрации на человека вызывает изменения как физиологического, так и функционального состояния организма человека. Изменения в функциональном состоянии организма проявляются в по-

вышении утомляемости, увеличении времени двигательной и зрительной реакции, нарушении вестибулярных реакций и координации движений. Все это ведет к снижению производительности труда. Изменения в физиологическом состоянии организма — в развитии нервных заболеваний, нарушении функций сердечно-сосудистой системы, нарушении функций опорно-двигательного аппарата, поражении мышечных тканей и суставов, нарушении функций органов внутренней секреции.

Таблица 5.3 - Предельно допустимые значения производственной локальной вибрации

Среднегеометрические частоты октавных полос, Гц	Предельно допустимые значения по осям X_L, Y_L, Z_L			
	виброускорения		виброскорости	
	м/с ²	дБ	м/с · 10 ⁻²	дБ
8	1,4	123	2,8	115
16	1,4	123	1,4	109
31,5	2,8	129	1,4	109
63	5,6	135	1,4	109
125	11,0	141	1,4	109
250	22,0	147	1,4	109
500	45,0	153	1,4	109
1000	89,0	159	1,4	109
Корректированные эквивалентные корректированные значения и их уровни	2,0	126	2,0	112
*Работа в условиях воздействия вибрации с уровнями, превышающими настоящие санитарные нормы более чем на 12 дБ (в 4 раза) по интегральной оценке или в какой-либо активной полосе, не допускается				

К способам борьбы с вибрацией относятся:

снижение вибрации в источнике за счет улучшения конструкций машин, статической и динамической балансировке вращающихся частей машин,

- виброгашение с помощью увеличения эффективной массы путем присоединения машины к фундаменту,
- виброизоляция с применением виброизоляторов пружинных, гидравлических, пневматических, резиновых и др.,
- вибродемпфирование с применением материалов с большим внутренним трением,
- применение таких средств индивидуальной защиты, как виброзащитные обувь, перчатки со специальными упругодемпфирующими элементами, поглощающими вибрацию.

Производственные факторы, связанные с электрическим током

При эксплуатации оборудования на УКПГ в силу энергоемкости объектов, в том числе насосного оборудования, возникает опасность поражения электрическим током при случайном прикосновении к токоведущим элементам, ошибочных действиях персонала, нарушении изоляции проводов, аварии.

Поражающими факторами электрического тока являются: электроожог, электроудар и электросудорога. Электросудороги характерны для напряжения до 1000 В, электроудары – свыше 1000 В, электроожоги – до и свыше 1000 В. Порог осязаемости тока равен 0,5-1,5 мА. При воздействии на человека тока силой в 10-15 мА начинаются болезненные судороги. Ток силой в 20-25 мА оказывает затруднения дыхания. Ток силой в 100 мА является смертельным для человека при воздействии более 2 с.

Для защиты от поражения электрическим током применяют защитное зануление, защитное заземление, защитное отключение; обеспечивают изоляцию, ограждение и недоступность электрических цепей; используют предупредительных плакатов и знаков безопасности; применяют средства индивидуальной защиты: диэлектрические перчатки и боты, диэлектрические резиновые коврики, инструменты с изолированными ручками.

									Лист
									90
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

Пожаровзрывоопасность

Согласно ФЗ №123 «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» [1] помещения на УКПГ по пожаровзрывоопасности относятся к помещениям категории А и АН (наиболее опасной).

Образование взрывоопасных смесей на УКПГ возможно в случае аварийного разлива горючей жидкости при разгерметизации оборудования.

Продукты взрыва и образовавшаяся в результате их действия воздушная ударная волна способны наносить человеку различные травмы, в том числе смертельные.

Во время действия ударной волны основной причиной травм у людей является мгновенное повышение давления воздуха, при этом возможны повреждения внутренних органов, разрыв кровеносных сосудов, барабанных перепонок, сотрясение мозга, различные переломы. Характер и тяжесть поражения людей зависят от величины параметров ударной волны, положения человека в момент взрыва, степени его защищенности.

Пожарную защиту объекта УКПГ обеспечивает автоматическая система пожаротушения, которая включает в себя:

- автоматическая установка пенного дренчерного пожаротушения;
- автоматическая установка газового пожаротушения;
- противопожарное водоснабжение.

Автоматическая установка пенного дренчерного пожаротушения включает в себя: воздушно – механическую пену низкой кратности, получаемую на дренчерных оросителях ДПУ-15 из 3% раствора пенообразователя, а для ограничения распространения пожара в смежные зоны предусматриваются дренчерные завесы с оросителями ЗПВ-8 и разделительные бортики высотой 150 мм.

Автоматическая установка газового пожаротушения включает в себя: газовые модули МГП-16-100, распределительные устройства РУА, балоны побудители БП-40, магистральные трубопроводы для подачи газа.

Противопожарное водоснабжение включает в себя: резервуары противопожарного запаса, камеры переключений, насосную станцию и кольцевую сеть

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

трубопроводов подачи воды.

К первичным средствам огнетушения на УКПГ относятся ящик с сухим песком, лопаты, технический войлок, брезент или асбестовое полотно, пенный огнетушитель.

Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

Источником опасности на УКПГ являются преимущественно незащищенные вращающиеся валы насосных агрегатов.

Открытые подвижные части производственного оборудования могут привести к травмам различной степени тяжести и смерти.

В мероприятия по предупреждению фактора входят: ограждение рабочей зоны, установка знаков безопасности, в соответствии с ГОСТ 12.2.062-81 «Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Ограждения защитные» [2].

Опасные и вредные производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания

Источниками загрязнения воздушной среды являются газовыделения через неплотности в соединениях оборудования, арматуры и коммуникаций (залы нагнетательных компрессорных цехов, насосные залы и т.п.), а также тепловыделения от насосно-компрессорного оборудования, электродвигателей, обвязочных трубопроводов, коммуникаций и т.д.

Таблица 5.4 – Предельно допустимая концентрация вредных веществ на УКПГ

Вещество		Класс опасности
Газ природный (метан 99%) CH ₄ -C ₄ H ₁₀	300	4
Метанол (метиловый спирт)	5	3
Углеводороды алифатические C ₂ -C ₁₀	300	4
Бензин	100	4

Толуол	50	4
Пары нефти	300	3

Кратность воздухообмена в помещениях УКПГ в пределах 3,5 – 10, при наличии сернистых соединений увеличивают ее значение. Если в воздухе помещения могут содержаться пары этилированного бензина, кратность воздухообмена должна составлять 13,5 [3].

Для поддержания в помещениях на рабочих местах состава и состояния воздуха, удовлетворяющих санитарно-гигиеническим требованиям, применяются вентиляционные установки. Систему аварийной вентиляции предусматривают в производственных помещениях, в которых возможно внезапное поступление большого количества вредных и взрывоопасных веществ. Требуемый воздухообмен должен быть обеспечен совместной работой систем основной (общеобменной и местной) и аварийной вентиляции.

Сосуды и трубопроводы, работающие под избыточным давлением

Высокий уровень давления в технологическом оборудовании, и трубопроводах могут привести к разрушению оборудования и как следствие нанести травмы работникам. Для предотвращения возникновения инцидентов на производстве применяют средства измерения КИПиА и предохранительную арматуру, а также соблюдение техники безопасности при работе с объектами, находящимися под большим давлением.

5.3 Экологическая безопасность

Защита атмосферы

В период эксплуатации УКПГ источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу являются здания и сооружения, расположенные на площадках УКПГ, факельного хозяйства и на кустах скважин. По времени воздействия источники загрязнения атмосферы УКПГ подразделяются на постоянные и периодические.

К источникам постоянного действия относятся: дымовые трубы печей, подогревателя газа собственных нужд пункта редуцирования газа, печей УПТ, выхлопные трубы ГПА, вентиляционные трубы и дефлекторы технологических корпусов подготовки газа, насосных метанола и ГСМ, блока вспомогательных сооружений, здания ППА, узла отключающих кранов, блок-бокса замера газа, установки очистки газа, здания арматуры топливного и пускового газов, блока подготовки топливного, пускового и импульсного газов, насосной склада масел и маслохозяйства, емкости промстоков, утечки через неплотности ЗРА, фланцев, дыхательная арматура емкостей, склада ГСМ.

К источникам периодического действия относятся свечи продувок газопроводов топливного, пускового и импульсного газов, свечи продувок оборудования (абсорберов, сепараторов, турбодетандера, АВО, пробкоуловителя), свеча рассеивания УКПГ, свечи пуска и останова ГПА, амбары ГФУ кустов скважин.

При аварийной ситуации в системе электроснабжения источниками загрязнения атмосферы являются выхлопные трубы аварийных ДЭС. При аварийной (или предаварийной ситуации на УКПГ) источниками загрязнения атмосферы являются свеча рассеивания УКПГ.

Для снижения уровня загрязнения атмосферы выбросами углеводородов необходимо осуществлять мероприятия по сокращению выбросов токсичных испарений газа, конденсата и метанола. Для устранения возможных выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по причине не плотности технологического оборудования осуществляется комплекс мероприятий:

- проверка оборудования на прочность и герметичность;
- соблюдение правил эксплуатации;
- своевременная замена уплотнений насосов и запорной арматуры;

- оснащение насосного зала системой контроля загазованности;
- оснащение технологического оборудования приборами КИПиА, системами блокировок и предохранительными устройствами.

Защита гидросферы

Негативное воздействие на водную среду осуществляется при строительстве УКПГ и коридора инженерных сетей к ним, при использовании подземного, сбросе сточных вод, аварийных разливах минерализованных вод.

Отходами производства являются производственные сточные воды, в состав которых входят:

- конденсационная и пластовая вода, образующаяся в результате очистки и осушки газа;
- промывные воды от промывки технологического и емкостного оборудования, а также трубопроводов перед ревизией.

Защита литосферы

В процессе строительства УКПГ наиболее существенные отрицательные воздействия на почву выражаются в следующем:

- захламление земли несанкционированным отвалами бытовых и производственных отходов;

загрязнение почв при авариях на кустовых площадках, прорыв обваливай шламовых амбаров, авариях трубопровода.

Негативное воздействие оказывается:

- вырубкой леса на изымаемых под строительство землях;
- повреждением растительного покрова при корчевке и захоронении пней;
- сведением растительности при отсыпке минеральным грунтом
- кустовых площадок и насыпи автодорог;
- возможными аварийными разливами нефти и минерализованных вод.

					Социальная ответственность	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		95

С целью минимизации отрицательных воздействий объектов планируемого бурения скважин на месторождении предусматривается:

- концентрация эксплуатационных скважин и вспомогательного оборудования на ограниченных площадях – на кустовых площадках;
- устройство гидроизоляции глинистым грунтом обваливай и оснований кустовых площадок, ёмкостей с горюче-смазочными материалами;
- размещение химреагентов и сыпучих материалов в закрытой таре;
- проведение планово-предупредительного ремонта эксплуатируемого оборудования для предупреждения возможных аварийных разливов токсичных загрязнителей на рельеф.

Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Аварийные остановки и несчастные случаи могут произойти по следующим причинам:

- выделение газов на наружных площадках, в помещениях блок-боксов и блок-понтонных;
- нарушение параметров технологического режима, из-за которых происходит срабатывание блокировок приводящих к остановке технологических модулей подготовки газа, насосов и другого оборудования;
- понижение частоты тока во внешних сетях или полное отключение электроэнергии;
- прекращение подачи воздуха КИП, отказ в работе КИПиА;
- возникновение пожара;
- отравление вредными для здоровья веществами;
- несоблюдение обслуживающим персоналом правил техники безопасности, низкая трудовая дисциплина, недостаточная квалификация кадров.

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

Выделение газов на наружных площадках и в помещениях может произойти через не плотности фланцевых соединений, пропуск газа в сальниках, из-за разрушений трубопроводов, не плотностей в оборудовании. В каждом отдельном случае обнаружения утечек определяется характер пропуска, объем выделяемого углеводородного газа, направления ветра, серьезность пропуска. Об этом немедленно сообщается инженеру-технологу, начальнику УКПГиК, либо лицу его замещающего, начальнику ЦДПНГиК, либо лицу его замещающего, принимается решение об устранении пропуска.

В этот период все огневые работы на УКПГ отменяются. При аварийной ситуации персонал действует согласно плану ликвидации аварии. Обслуживающий персонал действует аналогично и при утечке газа в закрытых помещениях.

Нарушение параметров технологического режима работы оборудования, из-за которого происходит срабатывание блокировок, что, может привести к аварийной остановке этого оборудования. При аварийной остановке какого-либо оборудования для быстрее выяснения причины аварийной остановки категорически запрещается съем сигнала до установления параметра, вследствие нарушения которого произошла аварийная остановка.

Срабатывание блокировки приводит к аварийной остановке одной из технологических установок или всей УКПГ. В целях предотвращения аварийных остановок из-за срабатывания блокировок ведется контроль за соблюдением параметров технологического процесса обслуживающим персоналом УКПГ. Через каждые два часа в режимных листах ведется запись параметров технологического процесса и работы оборудования.

При падении напряжения во внешних сетях останавливается все оборудование, имеющее электрический привод. Обслуживающий персонал действует согласно плану ликвидации аварии.

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

Прекращение подачи импульсного воздуха и воздуха КИП приводит к отключению блоков управления пневматическими и пневмогидравлическими приводами запорно-регулирующей арматуры.

Для надежного обеспечения сжатым воздухом предусмотрены два ресивера, которые служат для поддержания давления в системе при неработающих компрессорах воздуха.

При возникновении пожара обслуживающий персонал вызывает пожарную команду и действует согласно плану ликвидации аварии. В случае пожара аварийно останавливается УКПГ.

Аварийный останов УКПГ может быть произведен автоматически от срабатывания любого датчика системы пожаротушения или нажатием кнопки АО на главном щите пульта управления. Принимаются меры по сбросу давления газа из всей системы УКПГ.

При отказе любого из приборов КИПиА и в случае невозможности контроля параметра по косвенным показаниям других приборов производится аварийная или нормальная остановка отдельного модуля, блока, или всей УКПГ. В каждом конкретном случае обслуживающий персонал руководствуется действующими на УКПГ инструкциями.

На УКПГ используются углеводородные газы, применяются другие вещества, опасные для здоровья человека.

Заключение по разделу

В разделе «Социальная ответственность» были рассмотрены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности на ОПО, опасные и вредные производственные факторы, методы их предотвращения, а также источники загрязнения на территории объекта и методы по сокращению негативного влияния этих источников на окружающую среду.

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

Также особое внимание уделено основным причинам возникновения аварий на УКПГ и плану действий в случае ЧС.

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

Заключение

В ходе выполнения данной выпускной квалификационной работы бакалавра были проанализированы сведения о установке комплексной подготовки газа, оборудовании, используемом на УКПГ, и нормах его эксплуатации.

По завершению выполнения работы получены следующие результаты:

- Проанализированы природно-климатические и географические особенности Томской области. В ходе анализа не были обнаружены факторы, способные оказать негативное влияние на процесс транспортировки газа по трубопроводу и работу УКПГ.
- Изучена нормативно-техническая документация по эксплуатации оборудования УКПГ, а также проведен анализ литературных источников по исследуемой тематике.
- Рассмотрены основные блоки оборудования УКПГ согласно технологической схеме УКПГ Казанская. Изучены особенности эксплуатации и проектирования таких систем, как установка деэтанализации и стабилизации конденсата, насосная перекачки пропан-бутана технического, узел учета, трубопровод перекачки пропана.
- В ходе выполнения технологического расчета определены параметры перекачиваемого пропана (плотность пропана – 458 кг/м³, вязкость – 333 мПа/с) и трубопровода газа (внешний диаметр трубопровода 219 мм, толщина стенки 6 мм). На основе полученных значений произведен выбор насосного агрегата ГДМ83 140-1650 с электродвигателем 1ВА3-560М-2УХЛ2-1 с мощностью 7080 кВт.
- Рассмотрены вопросы финансового менеджмента при монтаже насоса

					Организационно-техническое обеспечение транспорта углеводородов от установки подготовки газа до терминала Куйбышев			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
Разработал		Абыканов Р.Е.		19.06.23	Заключение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
Рук-ль		Шадрина А.В.		19.06.23			100	104
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.		19.06.23		Отделение нефтегазового дела		
						Группа 3-2Б8А1		

ГДМ83 140-1650 и социальной ответственности при эксплуатации оборудования УКПГ.

Таким образом, по итогам проделанной работы можно утверждать, что поставленная цель достигнута, а задачи выполнены.

					Заключение	Лист
						101
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Список литературы

1. Востокгазпром. О компании. – URL: <https://vostokgazprom.gazprom.ru/about/> (дата обращения: 20.04.2023). – Текст: электронный.
2. Группа компаний МК ЛОГИСТИК Казанское месторождение. URL: https://mklogistic.ru/kazanskoe_mestorojdenie (дата обращения: 20.04.2023). – Текст: электронный.
3. Рег.№А62-00672-0086/2022. Технологический регламент опасного производственного объекта «Установки комплексной подготовки газа Казанского НГКМ»
4. ГОСТ Р 52087-2018. Газы углеводородные сжиженные топливные. Технические условия
5. Руководство P/N 20001194, Rev.A Август 2003. По эксплуатации расходомеров Micro Motion Сенсор серии F.
6. Расходомеры Micro Motion. Основные технические характеристики.
7. Рекламный проспект Emerson Process Menegement. — М.: 2001 г. – 11с
8. ГМЦ ВНИИР. Методика поверки расходомеров Micro Motion. МИ 2463-98. — Казань.: 1998 г.
9. ГОСТ Р МЭК 60079-20-1-2011. Взрывоопасные среды. Характеристики веществ для классификации газа и пара.
- 10.ГОСТ 34438.1-2011. Взрывозащита и предотвращение взрыва.
- 11.ГОСТ 31441.1-2011 (EN 13463-1:2001). Оборудование неэлектрическое, предназначенное для применения в потенциально взрывоопасных средах.
- 12.Технологическая карта местности участка проудктопровода КНГКМ-терминал Куйбышев.

					Организационно-техническое обеспечение транспорта углеводородов от установки подготовки газа до терминала Куйбышев			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
Разработал		Абыканов Р.Е.		19.06.23	Список литературы	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
Рук-ль		Шадрина А.В.		19.06.23			102	
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.		19.06.23		Отделение нефтегазового дела		
						Группа 3-2Б8А1		

- 13.ГОСТ 32601-2013 (ISO 13709:2009) Насосы центробежные для нефтяной, нефтехимической и газовой промышленности
14. ГОСТ 33937-2016 Система газоснабжения. Магистральная трубопроводная транспортировка газа
15. ГОСТ 33228-2015 Трубы стальные сварные общего назначения
16. Федеральный стандарт бухгалтерского учета 6/2020 "Учет основных средств" /Приказ Минфина РФ от 17.09.2020 № 204н. – Текст: электронный. – Режим доступа:
http://bmcenter.ru/files/proekt_fsbu_osnovniye_sredctva.
- 17.Положение по бухгалтерскому учету —Учет нематериальных активов ПБУ 14/2007. Утверждено приказом Минфина РФ от 27 декабря 2007 г. N153н (в ред. от 27.04.2008). // 22 положения по бухгалтерскому учету. – М.: Эксмо, 2008
- 18.Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 N 534 "Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" (Зарегистрировано Минюсте России 29.12.2020 N 61888)
- 19.ГОСТ 12.0.003–2015. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация
- 20.ГОСТ 12.1.030-81 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление
- 21.ГОСТ 12.1.005-88. Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны
- 22.ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности
- 23.ГОСТ Р 22.0.07-95. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций
- 24.Федеральный закон № 89-ФЗ «Об отходах производства и потребления» от 24.06.1998 N 89-ФЗ (последняя редакция)
- 25.Федеральный закон «Технический регламент о требованиях пожарной

										Лист
										103
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

- безопасности» от 22.07.2008 N 123-ФЗ (последняя редакция)
- 26.ГОСТ 2222-95 Метанол технический. Технические условия. [Электронный ресурс] URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200020559>
- 27.СТО Газпром 18000.1-001-2014: Единая система управления охраной труда и промышленной безопасностью в ОАО «Газпром». [Электронный ресурс] URL: <https://ufa-tr.gazprom.ru/d/textpage/49/73/18000.1-001-2014.pdf>
- 28.ПБ 08-624-03. Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности. - М.: ПИО ОБТ, 2003. - 167 с
- 29.Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ (ред. от 07.03.2017) «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»
- 30.СП 2.2.2.1327-03 Гигиенические требования к организации технологических процессов, производственному оборудованию и рабочему инструменту. [Электронный ресурс] URL: <http://docs.cntd.ru/document/901865870>

					Список литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		104