



Открытое акционерное общество «Сибирский институт по проектированию
предприятий транспорта и хранения газа, нефти и нефтепродуктов

ОАО "СИБНЕФТТРАНСПРОЕКТ"

СРО-П-125-26012010

Заказчик - АО «АРКТИКГАЗ»

**ОБУСТРОЙСТВО АЧИМОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ
УРЕНГОЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ САМБУРГСКОГО
ЛИЦЕНЗИОННОГО УЧАСТКА. УКПГ. УСТАНОВКА ЗАКАЧКИ
СТОКОВ В ПЛАСТ (2 ЭТАП РЕКОНСТРУКЦИИ). УСТАНОВКА
ЗАКАЧКИ СТОКОВ В ПЛАСТ №2**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 6. Технологические решения

Подраздел 1. Технологические решения

Часть 1. Текстовая часть

60416-ТХР1.1

Том 6.1.1

Изм.	№ док.	Подп.	Дата
1	624-23		12.23

2023



Открытое акционерное общество «Сибирский институт по проектированию
предприятий транспорта и хранения газа, нефти и нефтепродуктов

ОАО "СИБНЕФТТРАНСПРОЕКТ"

СРО-П-125-26012010

Заказчик - АО «АРКТИКГАЗ»

**ОБУСТРОЙСТВО АЧИМОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ
УРЕНГОЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ САМБУРГСКОГО
ЛИЦЕНЗИОННОГО УЧАСТКА. УКПГ. УСТАНОВКА ЗАКАЧКИ
СТОКОВ В ПЛАСТ (2 ЭТАП РЕКОНСТРУКЦИИ). УСТАНОВКА
ЗАКАЧКИ СТОКОВ В ПЛАСТ №2**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 6. Технологические решения

Подраздел 1. Технологические решения

Часть 1. Текстовая часть

60416-ТХР1.1

Том 6.1.1

Генеральный директор
ОАО "Сибнефтьтранспроект"



Главный инженер проекта

/ И.В. Крупников /

/ В.Н. Гуськов /

Взаим. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

2023

Разрешение		Обозначение	60416-ТХР1.1		
624-23		Наименование объекта строительства	Обустройство ачимовских отложений Уренгойского месторождения Самбургского лицензионного участка. УКПГ. Установка закачки стоков в пласт (2 этап реконструкции). Установка закачки стоков в пласт №2		
Изм.	Лист	Содержание изменения		Код	Примечание
		Текстовая часть			
1	Все	Заменен. Откорректирована номенклатура продукции и краткая характеристика принятой технологической схемы производства. Изменена характеристика трубопроводов.		3	

Согласовано	

Н.Контр.

Изм. внес	Хвостиков		12.23
Составил	Хвостиков		12.23
ГИП	Гуськов		12.23
Утв.	Гуськов		12.23

«ОАО Сибнефтетранспроект»
Конструкторско-технологический отдел

Лист	Листов
	1

Обозначение	Наименование	Примечание
60416-ТХР1.1-С	Содержание	2
	Состав проектной документации	5
60416-ТХР1.1 ТОМ 6.1.1	Текстовая часть	6
	1 Общая часть	6
	1.1 Перечень основных нормативных документов	7
	1.2 Принятые обозначения и сокращения	8
	2 Сведения о производственной программе и номенклатуре продукции, характеристика принятой технологической схемы производства	9
	2.1 Исходные данные	9
	2.2 Основные технологические решения и перечень проектируемых сооружений	10
	2.3 Номенклатура продукции и краткая характеристика принятой технологической схемы производства	10
	3 Обоснование потребности в основных видах ресурсов для технологических нужд	14
	3.1 Описание мест расположения приборов учета используемых в производственном процессе энергетических ресурсов и устройств сбора и передачи данных от таких приборов	14
	4 Описание источников поступления сырья и материалов	15
	5 Описание требований к параметрам и качественным характеристикам продукции	16
	6 Обоснование показателей и характеристик принятых технологических процессов и оборудования	18

Взаим. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

1	-	Зам.	624-23		12.23	60416-ТХР1.1-С			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				
ГИП		Гуськов			10.23	СОДЕРЖАНИЕ	Стадия	Лист	Листов
Разработал		Хвостиков			10.23		П	1	3

Обозначение	Наименование	Примечание
	6.1 Обоснование показателей технологического процесса	18
	6.1.1 Дегазаторы 1.10Д-1, 1.10Д-2, размещаемые на площадке КОС	18
	6.1.2 Устройство факельное горизонтальное	19
	7 Обоснование количества и типов вспомогательного оборудования, в том числе грузоподъемного оборудования, транспортных средств и механизмов	21
	8 Перечень мероприятий по обеспечению выполнения требований, предъявляемых к техническим устройствам, оборудованию	22
	8.1 Технологические трубопроводы	22
	8.1.1 Выбор труб	24
	8.1.2 Требования к трубопроводной арматуре	25
	8.1.3 Строительно-монтажные работы и испытания трубопроводов	26
	8.1.4 Антикоррозионная защита трубопроводов	28
	9 Сведения о расчетной численности, профессионально-квалификационном составе работников с распределением по группам производственных процессов, числе рабочих мест и их оснащенности, перечень всех организуемых постоянных рабочих мест отдельно по каждому зданию, строению и сооружению, а также решения по организации бытового обслуживания персонала - для объектов производственного назначения	29
	10 Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда при эксплуатации производственных и непромышленных объектов капитального строительства (кроме жилых зданий), и решений, направленных на обеспечение соблюдения нормативов допустимых уровней воздействия шума и других нормативов допустимых физических воздействий на постоянных рабочих местах и в общественных зданиях	30

Взаим. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

1	-	Зам.	624-23		12.23
Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

60416-ТХР1.1-С

Лист

2

Обозначение	Наименование	Примечание
	11 Перечень мероприятий, направленных на предупреждение вредного воздействия факторов производственной среды и трудового процесса на состояние здоровья работника	31
	12 Описание автоматизированных систем, используемых в производственном процессе	32
	13 Результаты расчетов о количестве и составе вредных выбросов в атмосферу и сбросов в водные источники	33
	14 Перечень мероприятий по предотвращению (сокращению) выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду	34
	15 Сведения о виде, составе и планируемом объеме отходов производства, подлежащих утилизации и захоронению, с указанием класса опасности отходов	35
	16 Обоснование выбора функционально-технологических, конструктивных и инженерно-технических решений, используемых в объектах производственного назначения, в части обеспечения соответствия зданий, строений и сооружений требованиям энергетической эффективности и требованиям оснащенности их приборами учета используемых энергетических ресурсов	36
	17 Описание и обоснование проектных решений, направленных на соблюдение требований технологических регламентов	37
	17.1 Мероприятия по обеспечению промышленной безопасности	37
	17.2 Описание и обоснование проектных решений при реализации требований, предусмотренных статьей 8 Федерального закона «О транспортной безопасности»	39
	Приложение А Расчет толщины стенки технологических трубопроводов	40
	Приложение Б Расчет предохранительного клапана	42
	Таблица регистрации изменений	47

Взаим. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

1	-	Зам.	624-23		12.23
Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

60416-TXP1.1-C

Лист

3

Состав проектной документации см. Том 0 60416-СП «Состав проектной документации».

Инв.№ подп.	Подпись и дата	Взаим. инв. №					60416-ТХР1.1-СП				
			1	-	Зам.	624-23					11.23
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			
			ГИП		Гуськов			10.23			
									СОСТАВ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ		
									Стадия	Лист	Листов
									П		1
									 СибНефтеТрансПроект		

1 ОБЩАЯ ЧАСТЬ

В административном отношении объект расположен в Пуровском районе Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области, на территории Самбургского лицензионного участка.

Климат района резко континентальный, характеризующийся суровой и продолжительной зимой, коротким, но теплым летом. Температура воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92 минус 46°С, абсолютная минимальная температура воздуха минус 56°С. Абсолютная максимальная температура воздуха 34°С. Годовое количество осадков составляет в среднем 483 мм, из них с ноября по март 130 мм, за апрель-октябрь 353 мм. Преобладающее направление ветра за декабрь-февраль южное, а за июнь-август северное. Максимальная высота снежного покрова 128 см. Район строительства несейсмичен.

Взаим. инв. №											
	Подпись и дата										
Инв. № подл.							60416-ТХР1.1				
	1	-	Зам.	624-23		11.23					
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ. ТЕКСТОВАЯ ЧАСТЬ				
	ГИП		Гуськов			10.23				Стадия	Лист
Разработал		Хвостиков			10.23	П				1	42
											

1.1 Перечень основных нормативных документов

Данный раздел выполнен в соответствии со следующей действующей нормативно-технической документацией:

Раздел разработан в соответствии с действующими нормативными документами:

1. Федеральный закон о промышленной безопасности опасных производственных объектов от 21.07.1997 г. №116-ФЗ (ред. от 01.07.2021);
2. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" №534 от 15.12.2020.
3. СП 131.13330.2020 «Строительная климатология»;
4. СП 231.1311500.2015 «Обустройство нефтяных и газовых месторождений»;
5. СП 61.13330.2012 «Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов»;
6. ГОСТ 14202-69 «Трубопроводы промышленных предприятий. Опознавательная окраска, предупреждающие знаки и маркировочные щитки»;
7. ГОСТ 35269-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах»;
8. ГОСТ Р 58367-2019 Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование.
9. «Руководство по безопасности факельных систем» №450 от 22.12.2021.

Инв.№ подп.	Подпись и дата	Взаим. инв. №					60416-ТХР1.1	Лист		
			1	-	Зам.	624-23			11.23	2
			Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док		Подп.	Дата	

1.2 Принятые обозначения и сокращения

АВР	Автоматическое включение резервного питания
ВМР	Водно-метанольный раствор;
ВМС	Водо-метанольная смесь
ГФУ	Горизонтальная факельная установка;
ИБП	Источник бесперебойного питания
НГКМ	Нефтегазоконденсатное месторождение;
КИПиА	Контрольно-измерительные приборы и аппаратура
КТП	Комплектная трансформаторная подстанция
НКУ	Низковольтное комплектное устройство
ОТР	Основные технические решения
ПУЭ	Правила устройства электроустановок
ТТ	Технические требования
ТУ	Технические условия
УГГ	Устройство горелочное горизонтальное;
УДК	Установка деэтанзации конденсата;
УКПГ	Установка комплексной подготовки газа;

Инв.№ подп.	Подпись и дата					Взаим. инв.№						
	1	-	Зам.	624-23		11.23	60416-ТХР1.1					Лист
	Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата						3

2.2 Основные технологические решения и перечень проектируемых сооружений

Проектной документацией по объекту «Обустройство ачимовских отложений Уренгойского месторождения Самбургского лицензионного участка. УКПГ. Установка закачки стоков в пласт (2 этап реконструкции). Установка закачки стоков в пласт №2» выполнена на основании задания на проектирование по объекту «Обустройство ачимовских отложений Уренгойского месторождения Самбургского лицензионного участка. УКПГ. Установка закачки стоков в пласт (2 этап реконструкции). Установка закачки стоков в пласт №2» предусматривается:

1. Замена трубопроводной обвязки линии отвода ВМР существующих технологических блоков в обвязке корпуса УДК:
 - блок разделителя Р-301-1;
 - блок разделителя Р-301-2;
 - блок разделителя Р-301-3;
 - блок разделителя Р-301-4;
 - блок разделителя Р-301-5;
 - блок разделителя Р-301-6.
2. Установка новых дегазаторов 1.10Д-1, 1.10Д-2. В качестве дегазаторов предусматривается использование емкостей V=100 м³ (2 шт.);
3. Перераспределение потока ВМР от существующих разделителей Р-301-1..Р-301-6 к проектируемым дегазаторам и установке утилизации промстоков.
4. Замена существующих горизонтальных факельных установок Г-921, Г-922 в составе установки утилизации промстоков на более производительные. Предусмотрено устройство двух горизонтальных факельных установок производительностью до 20 м³/ч каждая.
5. Подвод дополнительных коммуникаций к установке утилизации промстоков по сетям внутриплощадочным: коллектор промстоков, линии топливного газа.

2.3 Номенклатура продукции и краткая характеристика принятой технологической схемы производства

Проектной документацией не предусматривается выпуск новых видов продукции. Все проектные решения, описанные в настоящем томе направлены на повышение производительности существующей системы подготовки и утилизации пластовой воды.

Взаим. инв. №
Подпись и дата
Инв. № подл.

						60416-ТХР1.1	Лист
1	-	Зам.	624-23		11.23		5
Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата		

Подача пластовой воды в проектируемые дегазаторы 1.10Д-1, 1.10Д-2 предусматривается от существующих разделителей Р-301-1, Р-301-2, Р-301-3, Р-301-4, Р-301-5, Р-301-6 корпуса УДК.

Для увеличения пропускной способности линий от существующих разделителей Р-301-1, Р-301-2, Р-301-3, Р-301-4, Р-301-5, Р-301-6 был увеличен диаметр трубопроводов арматурных блоков до DN100, диаметр общего коллектора увеличен до DN200, согласно задания на проектирование по объекту «Обустройство ачимовских отложений Уренгойского месторождения Самбургского лицензионного участка. УКПГ. Установка закачки стоков в пласт (2 этап реконструкции). Установка закачки стоков в пласт №2». Запорно-регулирующая арматура на клапанных заменена без изменения существующей схемы обвязки. Перед врезками линий от существующих разделителей в общий коллектор DN200 предусмотрены ручные шаровые краны для последовательного запуска в работу разделителей после замены клапанной сборки и запуска всей системы.

Водометанольная смесь от разделителей корпуса УДК суммарной производительностью до 4200 м³/сут поступает в дегазаторы 1.10Д-1, 1.10Д-2 с давлением 0,5 МПа. Снижение давления ВМС, поступающей от разделителей Р-301-1÷Р-301-6 осуществляется электроприводным регулирующим клапаном КлРД5.1 с 3,9 МПа до 0,5 МПа. Для дублирования данного клапана предусматривается байпасная линия ручным регулирующим клапаном ВР-3.1, используемая на случай выхода клапана КлРД 5.1 из строя.

Поддержание уровня жидкости в проектируемых дегазаторах осуществляется регулирующими клапанами КлРУ-1.1 (КлРУ-1.2) и КлРУ-2.1 (КлРУ-2.2) для 1.10Д-1 и 1.10Д-2, соответственно.

Поддержание рабочего давления в проектируемых дегазаторах предусмотрено с помощью клапанов КлРД-2.1(КлРД-2.2) и КлРД-3.1(КлРД-3.2) для 1.10Д-1 и 1.10Д-2, соответственно за счет сброса излишков газа выветривания. Сброс газовой фазы через указанные клапана предусмотрен в коллектор факела высокого давления УКПГ.

Для защиты проектируемых дегазаторов от превышения давления предусмотрена установка предохранительных клапанов БПК-1, БПК-2 (в комплекте с 1.10Д-1 и 1.10Д-2, соответственно) с давлением настройки Рн=0,5 МПа.

Учет газа, поступающего в факельный коллектор, осуществляется расходомерами, установленными на линии сброса газовой фазы из дегазатора.

После дегазации пластовая вода поступает на резервуары для приёма и усреднения пластовой воды V=700 м³ поз. 1.3.1, 1.3.2.

Взаим. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

						60416-ТХР1.1	Лист
1	-	Зам.	624-23		11.23		6
Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата		

Для поддержания режима работы газосборной сети УКПГ на время аварийной остановки поглощающих скважин предусматривается компенсационная утилизация пластовой воды на горизонтальном факельном устройстве.

Предусматривается замена 2 ед. существующих ГФУ с подачей промстоков от новой линии пластовой воды на сетях внутривозрадных УКПГ и топливного газа от новых линий, подключаемых к линии низконапорного газа к УКНГ от третьей технологической линии УДК и к коллектору осушенного газа от УКУГ к узлу пуска средств очистки и диагностики на газопроводе внешнего транспорта.

Поступление пластовой воды на сжигание предусматривается по линии 105н через задвижку Зд8.3 от трубопровода 129.1н от разделителей Р-301-1÷Р-301-6, согласно задания на проектирование по объекту «Обустройство ачимовских отложений Уренгойского месторождения Самбургского лицензионного участка. УКПГ. Установка закачки стоков в пласт (2 этап реконструкции). Установка закачки стоков в пласт №2». Далее, для подачи пластовой воды на ГФУ происходит снижение давления с 4,3 МПа до 0,8 МПа на клапанной сборке, состоящей из клапана регулирующего с электроприводом КлРД-4.1 и задвижек с ручным приводом Зд8.4 и Зд8.5, установленных до и после клапана. Также предусмотрена байпасная линия с клапанной сборкой, состоящей из клапана регулирующего с электроприводом КлРД-4.2 и задвижек с ручным приводом Зд8.6 и Зд8.7, установленных до и после клапана.

Также поступление пластовой воды предусматривается посредством подключения существующего трубопровода №105 «Подача промстоков на сжигание» Ø89x4 мм к линии 105н через задвижки Зд10.1, Зд10.2 с установкой перед задвижкой Зд10.1 обратного клапана.

В качестве горючего вещества для термической нейтрализации предусматривается подача топливного газа в размере 500 нм³/ч из расчета на 1 м³/ч утилизируемой пластовой воды.

Поступление топливного газа предусматривается посредством подключения проектируемого трубопровода 63н «Газ собственных нужд на ГФУ» Ø159x6 мм к существующим линиям 53 «Коллектор осушенного газа от УКУГ к узлу пуска средств очистки и диагностики на газопроводе внешнего транспорта» Ø159x7 и 69 «Коллектор газа выветривания от оборудования УДК-3 к коллектору низконапорных газов на УКНГ» Ø273x7, согласно задания на проектирование по объекту «Обустройство ачимовских отложений Уренгойского месторождения Самбургского лицензионного участка. УКПГ. Установка закачки стоков в пласт (2 этап реконструкции). Установка закачки стоков в пласт №2».

Взаим. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

						60416-ТХР1.1	Лист
1	-	Зам.	624-23		11.23		7
Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата		

Также поступление топливного газа предусматривается посредством подключения существующего трубопровода 63 «Коллектор газа собственных нужд к УУП и УПШ» Ø159x5.

Для обеспечения контроля за параметрами работы факельной установки предусматривается установка комплектного блока автоматизации, который предусматривает контроль за следующими параметрами:

- расход топливного газа;
- расход пластовой воды;
- давление топливного газа;
- давление пластовой воды;
- температура топливного газа;
- температура пластовой воды.

Согласно выполненным гидравлическим расчетам для увеличения пропускной способности был увеличен диаметр существующей линии 129 «Трубопровод пластовой воды от разделителей Р-301-1+6 к резервуарам производственных сточных вод 52.2.1, 52.2.2 (сущ.)» до DN100 с установкой расходомера.

Инв.№ подп.	
Подпись и дата	
Взаим. инв.№	

						60416-ТХР1.1	Лист
1	-	Зам.	624-23		11.23		8
Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата		

3 ОБОСНОВАНИЕ ПОТРЕБНОСТИ В ОСНОВНЫХ ВИДАХ РЕСУРСОВ ДЛЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ НУЖД

Основными видами ресурсов для технологических нужд является топливный газ, используемый на сжигание пластовой воды.

Потребность в топливном газе представлена в таблице 3.1.

Таблица 3.1 - Расходы газа по потребителям

Наименование потребителя	Расход газа, ст.м ³ /ч	Давление, МПа
Устройство факельное горизонтальное**		
- газ для сжигания пластовой воды	до 20000	2,4-6,3
* Расход газа на ГФУ определен исходя из максимального количества сжигаемой пластовой воды. ** Расход газа периодический.		

3.1 Описание мест расположения приборов учета используемых в производственном процессе энергетических ресурсов и устройств сбора и передачи данных от таких приборов

Учет объема газа, выделившегося в дегазаторах 1.10Д-1 и 1.10Д-2 производится расходомерами, установленными в линии сброса газовой фазы.

Учет объема ВМС поступающего с дегазаторов 1.10Д-1 и 1.10Д-2 к резервуарам для приема и усреднения пластовой воды. Указанное оборудование устанавливается после задвижек Зд.12.10, Зд.12.12.

Проектными решениями горизонтально-факельная установка оснащается приборами учета сжигаемой пластовой воды и топливного газа. Указанное оборудование устанавливается перед арматурным блоком ГФУ.

Инв.№ подп.	Подпись и дата	Взаим. инв. №					60416-ТХР1.1	Лист		
			1	-	Зам.	624-23			11.23	9
			Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док		Подп.	Дата	

4 ОПИСАНИЕ ИСТОЧНИКОВ ПОСТУПЛЕНИЯ СЫРЬЯ И МАТЕРИАЛОВ

Согласно технологической схемы на проектируемых сооружениях обращаются следующие вещества и материалы:

- водо-метанольная смесь;
- газ топливный.

Поступление ВМС осуществляется от существующей установки деэтанализации конденсата (УДК), а именно от блоков разделителей Р-301-1...Р-301-6.

Поступление топливного газа к проектируемой ГФУ предусматривается посредством подключения проектируемого трубопровода 63н «Газ собственных нужд на ГФУ» Ø273x9 мм к существующим линиям 53 «Коллектор осушенного газа от УКУГ к узлу пуска средств очистки и диагностики на газопроводе внешнего транспорта» Ø159x7 и 69 «Коллектор газа выветривания от оборудования УДК-3 к коллектору низконапорных газов на УКНГ» Ø273x7, согласно задания на проектирование по объекту «Обустройство ачимовских отложений Уренгойского месторождения Самбургского лицензионного участка. УКПГ. Установка закачки стоков в пласт (2 этап реконструкции). Установка закачки стоков в пласт №2».

Состав топливного газа приведен в таблице 5.1.

Состав ВМС приведен в таблице 5.2.

Инв.№ подп.						60416-ТХР1.1	Лист
							10
	1	-	Зам.	624-23			11.23
Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата		

Взаим. инв. №

Подпись и дата

5 ОПИСАНИЕ ТРЕБОВАНИЙ К ПАРАМЕТРАМ И КАЧЕСТВЕННЫМ ХАРАКТЕРИСТИКАМ ПРОДУКЦИИ

Проектной документацией не предусматривается выпуск новых видов продукции.

Физико-химические показатели топливного газа приведен в таблице 5.1.

Состав ВМС приведен в таблице 5.2.

Таблица 5.1 – Физико-химические показатели топливного газа

№ п/п	Наименование показателя, единица измерения	Нормативный документ на метод испытаний	Результат испытаний
1	Молярная доля компонентов, %	ГОСТ 31371.7-2008 (метод Б)	
	метан		87,0562
	этан		8,5338
	пропан		2,3313
	бутан		0,4484
	пентан		0,0211
	гексан		0,0156
	гептан		0,0056
	октан		0,0008
	нонан		0,0001
	декан		0,0000
	азот		0,1098
	углекислый газ		0,9895
	вода		0,0011
	метанол		0,0179
водород	0,4687		
2	Теплота сгорания низшая при температуре 25 °С и давлении 101, 325 кПа, МДж/м ³	ГОСТ 31369-2008	48,169
3	Плотность топливного газа при стандартных условиях, кг/м ³		0,7545

Взаим. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

1	-	Зам.	624-23		11.23
Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

60416-ТХР1.1

Лист

11

Таблица 5.2 – Состав ВМС

Наименование загрязнений	Ед. изм.	Концентрация загрязняющих веществ	
			Допускаемых к закачке в пласт (СТО Газпром 2-1.19-049-2006)
Водородный показатель, рН		5,7...6,1	не менее 7...8
Нефтепродукты*	мг/л	0,25	150
Взвешенные вещества	мг/л	88,5	300
Солесодержание	мг/л	–	Не нормируется
Метанол	мг/л	10000	40000
Железо общее	мг/л	–	3,0

*Поступление нефтепродуктов до 250 мг/м³ водометанольной смеси от разделителей периодическое, в случае кратковременного отклонения параметров техпроцесса от номинального.

Инв.№ подп.	Подпись и дата	Взаим. инв. №					60416-ТХР1.1	Лист		
			1	-	Зам.	624-23			11.23	12
			Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док		Подп.	Дата	

6 ОБОСНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ И ХАРАКТЕРИСТИК ПРИНЯТЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ И ОБОРУДОВАНИЯ

6.1 Обоснование показателей технологического процесса

Показатели и характеристики технологических процессов разгазирования, транспортировки и утилизации ВМС приняты на исходных данных, приведенных в п. 2.1 настоящего тома, а также на основе гидравлических расчетов, приведенных в томе 6.1.2.

Основными показателями, характеризующими технологический процесс, являются следующие исходные данные принятые для проведения гидравлических расчетов:

- расход ВМС на проектируемую площадку КОС (к резервуарам для приема и усреднения пластовой воды $V=700 \text{ м}^3$ поз. 1.3.1, 1.3.2 – не более $4200 \text{ м}^3/\text{сут}$;
- расход ВМС на существующие резервуары производственных сточных вод 52.2.1, 52.2.2 (сущ.) – не более $1000 \text{ м}^3/\text{сут}$;
- расход ВМС из разделителей Р-301-1...Р-301-6 – до $179 \text{ м}^3/\text{час}$.

6.1.1 Дегазаторы 1.10Д-1, 1.10Д-2, размещаемые на площадке КОС

Для разгазирования ВМС, поступающего от существующих разделителей Р-301-1...Р-301-6, проектом предусматривается установка на площадке КОС дегазаторов 1.10Д-1, 1.10Д-2. В качестве дегазаторов предусматривается использование горизонтальных емкостей (2 шт.).

Для защиты дегазаторов от повышения рабочего давления в комплекте поставки предусмотрены блоки предохранительных клапанов БПК-1 и БПК-2. Давление настройки предохранительных клапанов принято 0,5 МПа. Расчет предохранительных клапанов приведен в приложении Б.

Технические характеристики дегазаторов 1.10Д-1 и 1.10Д-2 приведены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 - Технические характеристики дегазаторов 1.10Д-1, 1.10Д-2

Наименование показателей	Единицы измерения	Значение параметров
Рабочая среда	-	ВМС
Производительность по жидкости (одного аппарата)	$\text{м}^3/\text{ч}$	87,5
Рабочее давление в дегазаторе	МПа	0,4 МПа

Взаим. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

1	-	Зам.	624-23		11.23
Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

60416-ТХР1.1

Лист

13

6.1.2 Устройство факельное горизонтальное

Для поддержания режима работы газосборной сети УКПГ на время аварийной остановки поглощающих скважин предусматривается компенсационная утилизация пластовой воды на горизонтальных факельных устройствах.

По назначению проектируемая ГФУ является общей и рассчитана на утилизацию пластовой воды, поступающей от разделителей Р-301-1÷Р-301-6.

Проектируемые ГФУ относятся к факельным системам высокого давления.

Проектом предусматривается устройство нейтрализатора промстоков огневого взамен существующего УГГ500-30 (Г-921, Г-922) на более производительное – до 20 м³/ч (максимальный расход пластовой воды, подаваемой для сжигания на одно горелочное устройство) для периодической термической утилизации пластовой воды (путем испарения воды с одновременным сжиганием органических и вредных веществ). Состав пластовой воды, подаваемой для сжигания на горизонтальное факельное устройство приведен в таблице 5.2 настоящего тома.

Горелочные устройства ГФУ располагаются в факельном обваловании. Минимальный объем факельного амбара определяется согласно требований «Руководства по безопасности факельных систем» из расчета 1,5 объема возможного выброса жидкой фазы с учетом времени перекрытия арматуры:

$$V_{\text{ф.а.}} = 1,5 \cdot Q \cdot t_{\text{арм}} = 1,5 \cdot (2 \cdot 0,33) \cdot 10 = 9,9 \text{ м}^3$$

где:

$Q = 20,0 \text{ м}^3/\text{час}$ ($0,33 \text{ м}^3/\text{мин}$) - максимальный расход пластовой воды, подаваемой для сжигания на одно горелочное устройство;

$t_{\text{арм}} = 10 \text{ мин}$ – время принятое для перекрытия арматуры.

Согласно рекомендаций завода-изготовителя факельной установки в проекте приняты следующие параметры факельного амбара: высота обвалования не менее 3,0 метров, объем факельного амбара составляет 1625 м³.

Согласно требований «Руководства по безопасности факельных систем» проектируемая ГФУ по категории надежности электроснабжения относится к потребителям особой группы первой категории.

Технические характеристики установки факельной горизонтальной представлены в таблице 6.2.

Взаим. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						60416-ТХР1.1	Лист
1	-	Зам.	624-23		11.23		14
Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата		

Таблица 6.2 - Технические характеристики установки факельной горизонтальной

Наименование показателей	Единицы измерения	Значение параметров
Рабочая среда	-	Пластовая вода, ВМС
Расход пластовой воды, подаваемой на одно горелочное устройство	м ³ /ч	1,0...20,0
Давление среды на входе в горелочное устройство	МПа	0,2...0,8
Расход топливного газа при стандартных условиях	м ³ /ч	по рекомендациям завода-изготовителя, но не более 500 м ³ /ч из расчета на 1 м ³ сжигаемой среды
Давление газа на входе в устройство горелочное	МПа	0,6 – 0,69
Комплектация установки	-	Дистанционный розжиг, датчик контроля пламени, блок редуцирования топливного газа, блок управления
Количество горелочных устройств	шт.	2

Взаим. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						60416-ТХР1.1	Лист
1	-	Зам.	624-23		11.23		15
Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата		

7 ОБОСНОВАНИЕ КОЛИЧЕСТВА И ТИПОВ ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ, В ТОМ ЧИСЛЕ ГРУЗОПОДЪЕМНОГО ОБОРУДОВАНИЯ, ТРАНСПОРТНЫХ СРЕДСТВ И МЕХАНИЗМОВ

При эксплуатации технологического оборудования предусматривается осуществлять монтажные, демонтажные и ремонтные работы с применением передвижных подъемно-транспортных средств (применение автомобильных кранов, автопогрузчиков, кранов подвесных одnobалочных и др.).

Работы, связанные с обслуживанием и ремонтом оборудования и сооружений, будут производиться силами сторонних сервисных организаций.

Дальнейшая транспортировка демонтированного оборудования на ремонтные предприятия осуществляется обслуживающей организацией передвижными транспортными средствами.

В проектной документации приняты компоновочные решения, обеспечивающие максимальный доступ к технологическому оборудованию и применение для его обслуживания передвижных транспортных средств.

Для выполнения ремонтных работ по замене какого-либо вида оборудования, арматуры, труб, либо других устройств, установленных на открытых площадках, применяются автомобильные краны, краны-манипуляторы и транспортные средства соответствующей грузоподъемности по доставке снятого оборудования на существующие ремонтные предприятия.

Эксплуатационные службы оснащены необходимыми транспортными средствами, строительными механизмами, оборудованием, материалом, инструментами и инвентарем в соответствии с действующим нормативным табелем технической оснащённости.

Взаим. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						60416-ТХР1.1	Лист
1	-	Зам.	624-23		11.23		16
Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата		

8 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ВЫПОЛНЕНИЯ ТРЕБОВАНИЙ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫХ К ТЕХНИЧЕСКИМ УСТРОЙСТВАМ, ОБОРУДОВАНИЮ

Данный проект выполнен в соответствии с действующими нормами и правилами, перечисленными в разделе 1.1.

Выполнение указанных норм и правил гарантирует безопасную для людей и окружающей среды работу технологических сооружений.

Технологическое оборудование, описанное в настоящем томе, устанавливается на открытом воздухе.

Оборудование, устанавливаемое на открытых площадках, относится к климатическому исполнению ХЛ с категорией размещения 1 (на открытом воздухе) по ГОСТ 15150-69 и подлежит эксплуатации при температуре наружного воздуха до минус 56 °С (при средней температуре пятидневки - минус 46 °С).

8.1 Технологические трубопроводы

Проектируемые в данном проекте трубопроводы и относятся к технологическим трубопроводам. При проектировании технологических трубопроводов учитывались требования «ГОСТ 35269-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах».

Прокладка технологических трубопроводов предусматривается надземной на металлических опорах на существующих эстакадах.

Внутриплощадочные трубопроводы проложены с учётом:

- возможности проведения всех видов работ (в т. ч. ремонтных) с использованием подъёмно-транспортных средств и контроля за техническим состоянием трубопроводов, беспрепятственного перемещения оборудования и средств пожаротушения;

- возможности самокомпенсации температурных деформаций трубопроводов за счёт поворотов и изгибов.

В местах большой протяжённости прямых участков трубопроводов для компенсации напряжений приняты П-образные компенсаторы.

Уклон трубопроводов принят в соответствии с ГОСТ 32569-2013 – 0,002 для возможности их полного опорожнения от остатков продукта. Все технологические трубопроводы на площадке выполнены с уклоном в сторону дренажей, на всех трубопроводах, где это необходимо, установлены дренажные узлы. В верхних точках трубопроводов предусмотрена установка воздушников.

Инв.№ подп.

Взаим.инв.№

Подпись и дата

						60416-ТХР1.1	Лист
1	-	Зам.	624-23		11.23		17
Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата		

Уклон факельного трубопровода принят 0,002 в сторону обвалования.

Толщина стенки технологических трубопроводов определена с учетом нагрузок от внутреннего давления и с учетом коррозионного износа. Расчет толщин стенок трубопроводов приведен в приложении А.

Характеристика проектируемых технологических трубопроводов приведена в таблице 8.1.

Таблица 8.1 - Характеристика трубопроводов

Обознач.	Продукт	Категор. тр-да	Рабочие условия		Испытания тр-да	Давление испытаний, МПа	Примечания
			Темп-ра, °С	Давл., МПа (изб.)			
63н	Топливный газ	Б(а)-I	минус 40 ÷ плюс 34	6,3	прочн. плотн.	10,52	Прочность, плотность - гидравлическое испытание, герметичность - пневматическое. Испытания произвести в соответствии с п.13 ГОСТ 32569-2013
					герметичн.	6,3	
105н	Водометано льная смесь	А(б)-I	плюс 40 ÷ плюс 50	3,9	прочн. плотн.	6,44	
					герметичн.	0,8	
Ф11.1	Углеводоро дный газ	Б(а)-II	минус 56 ÷ плюс 180	0,6	прочн. плотн.	2,86	
					герметичн.	0,6	
Ф11.2	Углеводоро дный газ	Б(а)-II	минус 56 ÷ плюс 180	0,6	прочн. плотн.	2,86	
					герметичн.	0,6	
129	Водометано льная смесь	А(б)-I	плюс 40 ÷ плюс 50	3,9	прочн. плотн.	6,44	
					герметичн.	3,9	
129н	Водометано льная смесь	А(б)-I	плюс 40 ÷ плюс 50	3,9	прочн. плотн.	6,44	
					герметичн.	3,9	
129.1н	Водометано льная смесь	А(б)-I	плюс 40 ÷ плюс 50	0,5	прочн. плотн.	6,44	
					герметичн.	0,5	
129.2н	Водометано льная смесь	А(б)-II	плюс 40 ÷ плюс 50	0,4	прочн. плотн.	0,86	
					герметичн.	0,4	
192н	Водометано льная смесь	А(б)-I	плюс 40 ÷ плюс 50	4,3	прочн. плотн.	6,44	
					герметичн.	3,9	
192к	Водометано льная смесь	А(б)-I	плюс 40 ÷ плюс 50	4,3	прочн. плотн.	6,44	
					герметичн.	3,9	
Д	Водометано льная смесь	А(б)-II	плюс 40 ÷ плюс 50	0,4	прочн. плотн.	0,86	
					герметичн.	0,4	
К	Газовый конденсат	А(б)-II	плюс 40 ÷ плюс 50	0,4	прочн. плотн.	6,44	
					герметичн.	0,5	
А, П, В	Азот, пар, вода	В-IV	минус 56 ÷ плюс 180	1,0	прочн. плотн.	1,43	

Категории трубопроводов назначены по ГОСТ 32569-2013.

Взаим. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

1	-	Зам.	624-23		11.23
Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

60416-ТХР1.1

Лист

18

8.1.1 Выбор труб

Выбор материала труб, толщина стенок труб и соединительных деталей для проектируемых участков принят соответственно существующим. Трубы и соединительные детали трубопроводов приняты из стали аналогичных материалу существующих трубопроводов. Толщины стенок труб приняты равными толщине стенок существующих трубопроводов, толщина стенок соединительных деталей принята исходя из условия равнопрочности деталей и трубопровода.

Для трубопроводов, транспортирующих углеводородный газ, топливный газ проектом приняты стальные бесшовные хладостойкие трубы из стали 09Г2С по ТУ 14-ЗР-1128-2007. Для трубопроводов, транспортирующих водометанольную смесь, газовый конденсат приняты стальные бесшовные горячедеформированные повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости из стали 13ХФА по ТУ 1317-006.1-593377520-2003.

Элементы трубопроводов выполнены согласно ГОСТ

- отводы - ГОСТ 17375-2001;
- тройники - ГОСТ 17376-2001;
- переходы - ГОСТ 17378-2001;
- заглушки - ГОСТ 17379-2001.

Трубы и фасонные детали трубопроводов изготовлены из сталей, обладающих технологической свариваемостью, относительным удлинением металла при разрыве на пятикратных образцах не менее 16% и ударной вязкостью не ниже $KCU=30$ Дж/см², $KCV=27$ Дж/см² при минимальной температуре стенки элемента трубопровода равной «минус» 60 С°.

Допускается поставка трубной продукции по другим техническим условиям, при условии выполнения всех необходимых характеристик.

Назначенный срок службы трубопроводов составляет 20 лет. Расчётный срок службы с учетом принятой скорости коррозии приведен в приложении А.

Для защиты от промерзания предусмотрена прокладка трубопроводов в тепловой изоляции, выполненной из матов прошивных минераловатных толщиной 60 мм с покровным слоем из стали тонколистовой оцинкованной и электрообогревом саморегулирующимся греющим кабелем с автоматическим поддержанием температуры.

Инв.№ подп.

Подпись и дата

Взаим.инв.№

						60416-ТХР1.1	Лист
1	-	Зам.	624-23		11.23		19
Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата		

8.1.2 Требования к трубопроводной арматуре

Вся запорная и запорно-регулирующая арматура соответствует требованиям:

- ТР ТС 004/2011 «О безопасности низковольтного оборудования»;
- ТР ТС 010/2011 «О безопасности машин и оборудования»;
- ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах»;
- ТР ТС 020/2011 «Электромагнитная совместимость технических средств»;
- ТР ТС 032/2013 «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением»;
- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" №534 от 15.12.2020;
- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением» №536 от 15.12.2020;
- ГОСТ Р 56001-2014 «Арматура трубопроводная для объектов газовой промышленности»;
- ГОСТ 12.2.063-2015 «Арматура трубопроводная. Общие требования безопасности».

Выбор арматуры выполняется с учетом максимального рабочего давления, максимальных и минимальных температур, которые принимает арматура в процессе эксплуатации.

Запорная арматура, предназначенная для эксплуатации на объекте, по герметичности затвора соответствует классу «А» по ГОСТ 9544-2015.

Седла запорной арматуры, уплотняющие прокладки, сальники и другие материалы, чувствительные к температуре, рассчитаны на работу в диапазоне температур от минус 60 °С до плюс 50 °С.

Вся арматура, поставляемая для монтажа, должна соответствовать описанию, приведенному в заказе на поставку, в котором указано следующее: количество, тип арматуры, класс давления, условный проход, форма, виды присоединений, требования к работе от ручного или автоматического привода, специфические требования.

Конструкция и размеры фланцев, присоединительные размеры и размеры уплотнительных поверхностей фланцев предусмотреть в соответствии с ГОСТ 33259-2015.

Взаим. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						60416-ТХР1.1	Лист
1	-	Зам.	624-23		11.23		20
Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата		

8.1.3 Строительно-монтажные работы и испытания трубопроводов

Монтажные работы, сварка, контроль качества сварных соединений, и приёмка в работу производятся в соответствии с требованиями СНИП 3-05.05-84* (СП 75.13330.2011) и ГОСТ 35269-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах».

Трубы должны быть испытаны на заводе-изготовителе пробным гидравлическим давлением, указанным в нормативно-технической документации на трубы, или иметь указание в сертификате о гарантируемой величине пробного давления.

В производство допускаются материалы и изделия только при наличии сертификатов или паспортов.

Сварку трубопроводов и их элементов необходимо производить в соответствии с требованиями нормативно-технической документации.

К производству сварочных работ, включая прихватку и приварку временных креплений, следует допускать сварщиков, аттестованных в установленном порядке.

Сварку трубопроводов и их элементов необходимо производить в соответствии с требованиями технических условий на изготовление производственных конструкций или технической документации, содержащей указания по применению конкретных присадочных материалов, флюсов и защитных газов, по технологии сварки, видам и объёму контроля.

Контроль качества сварных соединений стальных трубопроводов включает:

- а) пооперационный контроль;
- б) визуальный осмотр и измерения;
- в) неразрушающий контроль (радиографический метод);
- г) гидравлическое испытание.

Пооперационный контроль предусматривает:

а) проверку качества и соответствия труб и сварочных материалов требованиям стандартов и технических условий на изготовление и поставку;

б) проверку качества подготовки концов труб и деталей трубопроводов под сварку и сборки стыков (угол скоса кромок, совпадение кромок, зазор в стыке перед сваркой, правильность центровки труб, расположение и число прихваток, отсутствие трещин в прихватках);

в) проверку температуры предварительного подогрева;

г) проверку качества и технологии сварки (режима сварки, порядка наложения швов, качества послойной зачистки шлака);

Взаим. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

1	-	Зам.	624-23		11.23
Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

60416-ТХР1.1

Лист

21

д) проверку режимов термообработки сварных соединений.

Визуальному осмотру и измерениям рекомендуется подвергнуть все сварные соединения после их очистки от шлака, окалины, брызг металла и загрязнений на ширине не менее 20 мм по обе стороны от шва. Результаты визуального осмотра и измерений сварных швов рекомендуется считать положительными при следующих условиях:

а) форма и размеры шва должны быть стандартными;

б) поверхность шва должна быть мелкочешуйчатая; ноздреватость, свищи, скопления пор, прожоги, не заплавленные кратеры, наплывы в местах перехода сварного шва к основному металлу трубы и трещины всех видов и направлений должны отсутствовать.

Все сварные соединения подлежат контролю качества радиографическим методом. Объем контроля производится согласно ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах» п. 12.3.15 в зависимости от категории трубопровода:

I - 20%;

II - 10%;

III - 2%.

Сварные соединения факельных трубопроводов подлежат 100% контролю неразрушающими методами (радиография).

Врезки в существующие трубопроводы (гарантийные стыки) подлежат 100% контролю неразрушающими методами (радиография).

После окончания монтажных и сварочных работ, контроля качества сварных соединений неразрушающими методами, все трубопроводы необходимо подвергнуть визуальному осмотру, испытанию на прочность и плотность гидравлическим способом. Гидравлические испытания выполнить согласно ГОСТ 32569-2013.

Величина пробного давления на прочность должна составлять $P_{пр} = 1,43 P_{раб}$. Результаты испытания на прочность и плотность рекомендуется признавать удовлетворительными, если во время испытания не произошло разрывов, видимых деформаций, падения давления по манометру, а в основном металле, сварных швах, корпусах арматуры, разъемных соединениях и во всех врезках не обнаружено течи и запотевания.

Взаим. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						60416-ТХР1.1	Лист
1	-	Зам.	624-23		11.23		22
Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата		

8.1.4 Антикоррозионная защита трубопроводов

Для обеспечения безопасной эксплуатации трубопроводы подлежат антикоррозионной обработке.

Проектными решениями предусматривается покрытие поверхности всех трубопроводов лакокрасочным покрытием, состоящим из грунт-эмали "АКРУС-Эпокс С" в 1 слой толщиной 120 мкм по ТУ 2312-001-93475776-2006 и эмаль двухкомпонентная "АКРУС-полиур" в 1 слой толщиной 60 мкм по ТУ 2312-001-93475776-2006.

Инв.№ подп.	
Подпись и дата	
Взаим. инв. №	

						60416-ТХР1.1	Лист
1	-	Зам.	624-23		11.23		23
Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата		

9 СВЕДЕНИЯ О РАСЧЕТНОЙ ЧИСЛЕННОСТИ, ПРОФЕССИОНАЛЬНО-КВАЛИФИКАЦИОННОМ СОСТАВЕ РАБОТНИКОВ С РАСПРЕДЕЛЕНИЕМ ПО ГРУППАМ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ, ЧИСЛЕ РАБОЧИХ МЕСТ И ИХ ОСНАЩЕННОСТИ, ПЕРЕЧЕНЬ ВСЕХ ОРГАНИЗУЕМЫХ ПОСТОЯННЫХ РАБОЧИХ МЕСТ ОТДЕЛЬНО ПО КАЖДОМУ ЗДАНИЮ, СТРОЕНИЮ И СООРУЖЕНИЮ, А ТАКЖЕ РЕШЕНИЯ ПО ОРГАНИЗАЦИИ БЫТОВОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ ПЕРСОНАЛА - ДЛЯ ОБЪЕКТОВ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО НАЗНАЧЕНИЯ

Проектной документацией не предусматривается изменение численности и профессионально-квалификационного состава работников.

Инв.№ подп.	1	-	Зам.	624-23		11.23	60416-ТХР1.1	Лист
								24
Взаим. инв. №	Подпись и дата							
Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата			

**10 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ СОБЛЮДЕНИЕ
ТРЕБОВАНИЙ ПО ОХРАНЕ ТРУДА ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ
ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ И НЕПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ
КАПИТАЛЬНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА (КРОМЕ ЖИЛЫХ ЗДАНИЙ), И
РЕШЕНИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА ОБЕСПЕЧЕНИЕ СОБЛЮДЕНИЯ
НОРМАТИВОВ ДОПУСТИМЫХ УРОВНЕЙ ВОЗДЕЙСТВИЯ ШУМА И
ДРУГИХ НОРМАТИВОВ ДОПУСТИМЫХ ФИЗИЧЕСКИХ
ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ПОСТОЯННЫХ РАБОЧИХ МЕСТАХ И В
ОБЩЕСТВЕННЫХ ЗДАНИЯХ**

Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда при эксплуатации объекта рассмотрен в разделе 10 «Требования к обеспечению безопасной эксплуатации объектов капитального строительства».

Инв.№ подп.	Подпись и дата	Взаим. инв. №					60416-ТХР1.1	Лист		
			1	-	Зам.	624-23			11.23	25
			Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док		Подп.	Дата	

11 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ ВРЕДНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ФАКТОРОВ ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ СРЕДЫ И ТРУДОВОГО ПРОЦЕССА НА СОСТОЯНИЕ ЗДОРОВЬЯ РАБОТНИКА

Перечень мероприятий, направленных на предупреждение вредного воздействия факторов производственной среды и трудового процесса на состояние здоровья работника рассмотрен в разделе 10 «Требования к обеспечению безопасной эксплуатации объектов капитального строительства».

Инв.№ подп.	Подпись и дата	Взаим. инв.№

						60416-ТХР1.1	Лист
1	-	Зам.	624-23		11.23		26
Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата		

12 ОПИСАНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В ПРОИЗВОДСТВЕННОМ ПРОЦЕССЕ

Автоматизированная система управления технологическими процессами рассмотрена в томах 6.2.1-6.3.2 «Автоматизированные системы».

Инв.№ подп.	Подпись и дата					Взаим. инв. №	Лист	
	1	-	Зам.	624-23				11.23
	Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док	Подп.			Дата

60416-ТХР1.1

Лист

27

13 РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ О КОЛИЧЕСТВЕ И СОСТАВЕ ВРЕДНЫХ ВЫБРОСОВ В АТМОСФЕРУ И СБРОСОВ В ВОДНЫЕ ИСТОЧНИКИ

Результаты расчетов о количестве и составе вредных выбросов в атмосферу и сбросов в водные источники приведены в разделе 8 “Перечень мероприятий по охране окружающей среды”.

Инв.№ подп.	Подпись и дата	Взаим. инв.№					60416-ТХР1.1	Лист		
			1	-	Зам.	624-23			11.23	28
			Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док		Подп.	Дата	

14 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ (СОКРАЩЕНИЮ) ВЫБРОСОВ И СБРОСОВ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ В ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

Мероприятий по предотвращению (сокращению) выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду рассмотрены в разделе 8 «Перечень мероприятий по охране окружающей среды».

Инв.№ подп.	Подпись и дата	Взаим. инв. №					60416-ТХР1.1	Лист
1	-	Зам.	624-23		11.23		29	
Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата			

15 СВЕДЕНИЯ О ВИДЕ, СОСТАВЕ И ПЛАНИРУЕМОМ ОБЪЕМЕ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА, ПОДЛЕЖАЩИХ УТИЛИЗАЦИИ И ЗАХОРОНЕНИЮ, С УКАЗАНИЕМ КЛАССА ОПАСНОСТИ ОТХОДОВ

Сведения о виде, составе и планируемом объеме отходов производства, подлежащих утилизации и захоронению, с указанием класса опасности отходов рассмотрены в разделе 8 «Перечень мероприятий по охране окружающей среды».

Инв.№ подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №					60416-ТХР1.1	Лист
1	-	Зам.	624-23		11.23		30	
Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата			

16 ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА ФУНКЦИОНАЛЬНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ, КОНСТРУКТИВНЫХ И ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В ОБЪЕКТАХ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО НАЗНАЧЕНИЯ, В ЧАСТИ ОБЕСПЕЧЕНИЯ СООТВЕТСТВИЯ ЗДАНИЙ, СТРОЕНИЙ И СООРУЖЕНИЙ ТРЕБОВАНИЯМ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ И ТРЕБОВАНИЯМ ОСНАЩЕННОСТИ ИХ ПРИБОРАМИ УЧЕТА ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ

Обоснование выбора функционально-технологических, конструктивных и инженерно-технических решений, используемых в объектах производственного назначения, в части обеспечения соответствия зданий, строений и сооружений требованиям энергетической эффективности и требованиям оснащенности их приборами учета используемых энергетических ресурсов приведено в разделе 10 «Требования к обеспечению безопасной эксплуатации объектов капитального строительства».

Инв.№ подп.	Подпись и дата	Взаим. инв.№					60416-ТХР1.1	Лист		
			1	-	Зам.	624-23			11.23	31
			Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док		Подп.	Дата	

17 ОПИСАНИЕ И ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА СОБЛЮДЕНИЕ ТРЕБОВАНИЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕГЛАМЕНТОВ

17.1 Мероприятия по обеспечению промышленной безопасности

Перечень особо опасных производств с указанием опасных веществ и их количества для каждого производства

В соответствии с Федеральным законом № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» проектируемые ГФУ и бездымный факел - относится к опасному производственному объекту.

Опасность данных сооружений обусловлена транспортируемым и перерабатываемым горючим газом.

Взрывопожароопасные, токсические свойства опасных веществ приведены в таблице 17.1.

Классификация наружных установок по классам, группам и категориям взрывопожарной и пожарной опасности приведена в таблице 17.2.

Инв.№ подп.	Подпись и дата	Взаим. инв.№					60416-ТХР1.1	Лист
1	-	Зам.	624-23		11.23			
Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата			
							32	

Взаим.инв.№	Подпись и дата	Инв.№ подп.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

Таблица 17.1 – Взрывопожароопасные, токсические свойства опасных веществ

Наименование сырья, полу-продуктов, готовой продукции, отходов производства	Агрегатное состояние	Класс опасности (ГОСТ 12.1.007-76)	Температура, °С			Концентрационный предел		Характеристика токсичности (воздействия на организм человека)	Предельно допустимая концентрация веществ в воздухе рабочей зоны производственных помещений, мг/м ³ (ГОСТ 12.1.005-88)
			вспышки	воспла-менения	само-воспла-менения	нижний предел	верх-ний предел		
Газ природный	Газ	4	-	-	537	4,4	17	Удушающее действие от недостатка кислорода, потеря сознания, судороги	300
ВМС	Жидкость	3	-	-	-	6,98	35,5	Потеря зрения, воздействие на ЦНС	5

Таблица 17.2 – Категории взрывопожароопасности зданий и сооружений

№ поз. на плане	Наименование	Категория взрывоопасной смеси и температурный класс ГОСТ 31610.20-1-2020	Класс зоны по ПУЭ (ГОСТ 30852.9) № 123-ФЗ)	Категория сооружения по пожарной опасности по СП12.13130. 2009	Классы функц. пожарной опасности по №123-ФЗ	Категория взрывоопасности технологического блока (приказ №533 от 15.12.20)
12	Горизонтальная факельная установка	IIAT1	B-Ir (2)	ГН	-	III
1.10	Площадка дегазаторов	IIAT1	B-Ir (2)	АН	-	III

Примечание: Знак « - » означает не нормируется. Категория в скобках для помещения.

60416-ТХР1.1

17.2 Описание и обоснование проектных решений при реализации требований, предусмотренных статьей 8 Федерального закона «О транспортной безопасности»

Согласно технического задания на проектирование все работы по монтажу оборудования и трубопроводов выполняются в условиях существующего производства с имеющейся системой реализации требований ФЗ «О транспортной безопасности». Проектной документацией не предусматриваются новых мероприятий по выполнению требований данного ФЗ.

Инв.№ подп.	Подпись и дата	Взаим. инв. №						Лист
1	-	Зам.	624-23		11.23	60416-ТХР1.1		34
Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата			

Приложение А

Расчет толщины стенки технологических трубопроводов

Расчет толщины стенки технологических трубопроводов выполнен согласно ГОСТ 32388-2013 «Трубопроводы технологические. Нормы и методы расчета на прочность, вибрацию и сейсмические воздействия» формула 7.1:

$$\delta = \frac{P \cdot D_n}{2 \cdot \varphi_y \cdot \sigma + P} + c_1 + c_2$$

где: P – расчетное давление среды, МПа;

D_n – наружный диаметр трубопровода, мм;

Σ – допускаемое напряжение при рабочей температуре, МПа;

φ_y – коэффициент прочности элемента со сварным швом;

c_1 – минусовой допуск на толщину стенки трубы, мм;

c_2 – прибавка на коррозию, $c_2 = 2$ мм.

Допускаемое напряжение $[\sigma]$ при расчете труб и соединительных деталей трубопровода на статическую прочность:

$$[\sigma] = \min\left(\frac{\sigma_m}{2,4}, \frac{\sigma_p}{1,5}\right) = \min\left(\frac{490}{2,4}, \frac{345}{1,5}\right) = 204,2 \text{ МПа}$$

где σ_m – временное сопротивление разрыву соответственно при расчетной температуре 20 °С, $\sigma_m = 490$ (МПа), σ_p – предел текучести, соответственно при расчетной температуре 20 °С $\sigma_p = 345$ (МПа).

Расчет выполнен на максимальное давление, в трубопроводе соответствующего диаметра. Результаты расчета остальных толщин стенок трубопроводов приведены в таблице 1.1.

Толщина стенок технологических трубопроводов принята с учетом рабочего давления, технологического утонения, прибавки на компенсацию коррозионного износа в процессе эксплуатации, с учётом округления до ближайшего значения по сортаменту и приведена в таблице 1.1. Скорость коррозии при расчетах принята 0,1 мм/год.

$$\delta = \frac{4,0 \cdot 108}{2 \cdot 1 \cdot 204,2 + 4,0} + 0,75 + 2 = 3,08 \text{ мм}$$

Классификация трубопроводов произведена в соответствии ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах»

Расчетный срок службы трубопроводов определяется по формуле:

$$T = (t_{пр} - t_{отбр} - c_1) / V_{корр}$$

Взаим. инв. №
Подпись и дата
Инв. № подл.

1	-	Зам.	624-23		11.23
Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

60416-ТХР1.1

Лист

35

где $t_{пр}$ – принятая толщина стенки;

$t_{отбр.}$ – отбраковочная толщина стенки;

$V_{корр}$ – скорость коррозии.

Назначенный срок эксплуатации трубопроводов по результатам эксплуатации и ревизии может быть пересмотрен в сторону его уменьшения или увеличения, если скорость коррозии окажется большей или меньшей, чем принятая в проекте.

№ п/п	Наименование трубопровода	Категория и группа тр-да	Ø, мм	Р _{расч.} , МПа	Марка стали	Толщина стенки, мм			Расчётный/ Назначенный срок службы, лет
						Расчетная	Отбраковочная	Принятая	
1	63н	Б(а)-I	273	7,35	09Г2С	8,03	3,0	9	38/20
			159	7,35	09Г2С	5,71	2,5	6	46/20
2	105н	А(б)-I	159	4,5	13ХФА	4,39	2,5	6	26/20
			89	4,5	13ХФА	3,59	2,0	5	33/20
3	Ф11.1	Б(а)-II	219	2,0	09Г2С	4,12	2,5	7	35/20
			159	2,0	09Г2С	3,67	2,5	6	26/20
4	Ф11.2	Б(а)-II	219	2,0	09Г2С	4,12	2,5	7	35/20
			108	2,0	09Г2С	3,43	2,0	5	21/20
5	129	А(б)-I	108	4,5	09Г2С	3,91	2,0	5	21/20
6	129.1н	А(б)-I	219	4,5	09Г2С	5,11	2,5	7	35/20
			159	4,5	09Г2С	4,39	2,5	6	26/20
7	129.2н	А(б)-II	219	0,5	09Г2С	3,28	2,5	7	35/20
			159	0,5	09Г2С	3,07	2,5	6	26/20
8	192н	А(б)-I	108	4,5	09Г2С	3,74	2,0	5	21/20
9	192к	А(б)-I	219	4,5	09Г2С	5,11	2,5	7	35/20
10	Д	А(б)-II	57	0,5	09Г2С	2,81	1,5	5	28/20
11	К	Б(б)-II	57	0,5	13ХФА	2,81	1,5	5	28/20
12	А, П, В	В-IV	57	1,0	13ХФА	2,89	1,5	5	28/20

Взаим. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Лист

60416-ТХР1.1

36

1	-	Зам.	624-23		11.23
Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

- материал корпуса 20ГЛ для минимальной температуры окружающей воздуха минус 60 °С.

Определение пропускной способности предохранительного клапана

Согласно ГОСТ 12.2.085-2017 приложение Г сценарии аварийных ситуаций классифицируют по физическому механизму, вызывающему аварийное повышение давления, следующим образом:

- нарушение материального баланса системы, приводящее к накоплению продукта в ограниченном объеме и, как следствие, аварийному повышению давления;
- нарушение теплового баланса системы. Причинами роста давления в этом случае являются вскипание продукта в защищаемой системе и/или его тепловое расширение в ограниченном объеме.

Вариант №1: в качестве нарушения теплового баланса в расчете рассмотрена ситуация возникновения аварийного внешнего теплового потока вследствие пожара, как один из самых частых сценариев расчета для аппаратов.

Вариант №2: в качестве нарушения материального баланса в расчете рассмотрена ситуация вследствие аварийного закрытия выхода, например, из-за неисправности арматуры, систему управления или ошибки оператора.

Вариант №1

Расчёт количества аварийных выбросов через предохранительный клапан из условий пожара вблизи аппарата для сосудов, содержащих жидкую и паровую фазу, определяется по формуле:

$$G_{ав} = \frac{3,6 \cdot F_{с.п.} \cdot K_{жс} \cdot (t_г - t_{жс})}{r} [2, п.5.4.7],$$

где: $F_{с.п.}$ – смоченная поверхность аппарата, м²;

$K_{жс} = 2,9$ Вт/м²*К) – принятый коэффициент теплопередачи для изолированных аппаратов;

$t_{жс}$ – температура кипения жидкости при давлении полного открытия клапана, принимается по справочным материалам равной 162,65 °С;

$t_г$ – температура газовой смеси, омывающей при пожаре поверхность аппарата, °С, $t_г = 600$ °С, [2, п.5.4.7];

r – скрытая теплота парообразования жидкости при температуре $t_{жс}$, кДж/кг.

Смоченная поверхность дегазатора определяется при максимальном уровне

Взаим. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						60416-ТХР1.1	Лист
1	-	Зам.	624-23		11.23		38
Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата		

заполнения $h=1,7$ м, для упрощения расчетов примем геометрическую форму емкости как цилиндр с плоскими боковыми поверхностями.

$$F_{с.п.} = 2 \cdot S_{осн.сегмента} + S_{бок.сегмента}$$

Площадь основания кругового сегмента при уровне заполнения $h=1,7$ м.

$$S_{осн.сегмента} = 4,132 \text{ м}^2$$

Площадь боковой поверхности сепаратора при уровне заполнения $h=1,7$ м.

$$S_{бок.сегмента} = L \cdot l_{круг.сегмента}$$

$l_{круг.сегмента} = 5,1135 \text{ м}$ - длина кругового сегмента

$$S_{бок.сегмента} = 5,1135 \cdot 12,3 = 62,897 \text{ м}^2$$

$$F_{с.п.} = 2 \cdot 4,132 + 62,897 = 71,162 \text{ м}^2$$

Скрытая теплота испарения воды при температуре кипения $t_{жс} = 162,65^\circ\text{C}$ и давлении $P_{но} = 0,575$ МПа (изб.) принята по справочным данным и равна $2070,85$ кДж/кг

Количество выбросов через предохранительный клапан при аварийной ситуации (пожаре) вблизи аппарата:

$$G_{ав} = \frac{3,6 \cdot 71,162 \cdot 2,9 \cdot (600 - 162,65)}{2070,85} = 156,9 \text{ (кг/ч)}$$

Вариант №2

Данный вариант рассматривает ситуацию при которой происходит отказ регулирующей арматуры на линии сброса газа на выходе из дегазаторов 1.10Д-1, 1.10Д-2 (КлРД-2.1, 2.2, 3.1, 3.2).

В данной ситуации предохранительная арматура должна обеспечивать пропускную способность не менее пропускной способности клапана на линии сброса газа равной $800 \text{ м}^3/\text{ч}$ ($591,2 \text{ кг/ч}$) согласно технологическому режиму.

Развитие аварии по варианту №2 является наиболее критичной для определения параметров клапана, т.к. при этом варианте клапан должен обеспечить большую производительность выбросов, поэтому в дальнейшем аварийный выброс клапана будет приниматься по варианту №2.

Проверка принятой площади сечения седла предохранительного клапана

Минимальная площадь седла клапана для газа:

$$F = \frac{G_{зв}}{3,60 \cdot \alpha \cdot K_c \cdot K_v \cdot K_w \cdot K_D \cdot \sqrt{P_1 \cdot \rho_1}}, \text{ [1, формула Д.8];}$$

Инв.№ подп.	Подпись и дата	Взаим. инв. №					60416-ТХР1.1	Лист		
			1	-	Зам.	624-23			11.23	39
			Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док		Подп.	Дата	

где: $G_{ав}$ – аварийный расход, который должен сбросить ПК, кг/ч;

α – коэффициент расхода, указанный изготовителем в каталогах на оборудование, равный 0,8 для газообразных сред;

K_c – коэффициент, учитывающий возможное уменьшение пропускной способности вследствие установки до и/или после клапана мембранно-предохранительных устройств, при отсутствии устройств равен 1,0;

K_v – коэффициент, учитывающий уменьшение пропускной способности при сбросе через клапан высоковязких сред вследствие дополнительных гидравлических потерь;

K_w – поправочный коэффициент, учитывающий эффект неполного открытия разгруженных ПК из-за противодействия, принимаем по таблице Д.1 [1] для газа при $P_{по}/P_{н}=1,15$ и $P_{п}/P_{но} \leq 0,377$ равен 1,0;

$K_{п}$ – безразмерная массовая скорость;

P_1 – абсолютное давление до клапана, равное сумме давления полного открытия и атмосферного давления, равное 0,676 МПа;

ρ_1 – плотность среды при параметрах P_1 и T_1 до ПК, при его полном открытии равная 5,672 кг/м³;

Для расчета K_v согласно Д.7 необходимо определить число Рейнольдса.

Определим число Рейнольдса по формуле Д.16 [1]:

$$Re = \frac{G}{3,6 * \mu} * \sqrt{\frac{4}{\pi * F}}$$

Где G – массовая производительность клапана, кг/ч

μ - динамическая вязкость рабочей (сбрасываемой) среды, для углеводородного газа принята по справочным материалам $1022 * 10^6$ Па*с;

F – площадь седла принятого клапана, мм²

$$Re = \frac{591,2}{3,6 * 1022 * 10^{-6}} * \sqrt{\frac{4}{\pi * 1809}} = 396072,8$$

При числах Рейнольдса ≥ 100000 допускается принимать $K_v=1,0$, согласно Д.7.

Для расчета $K_{п}$ воспользуемся формулой Е.2.3 [1]

Взаим. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						60416-ТХР1.1	Лист
1	-	Зам.	624-23		11.23		40
Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата		

$$K_{\pi} = \beta * \sqrt{-2 * \ln \beta},$$

где β отношение абсолютных давлений на выходе и входе клапана равное $(P_{п}+P_{атм})/(P_{по}+P_{атм})=0,2972$.

$$\text{Отсюда получим } K_{\pi} = 0,2972 * \sqrt{-2 * \ln 0,2972} = 0,46298.$$

Подставив все значения в формулу минимальной площади седла клапана получим:

$$F = \frac{591,2}{3,60 * 0,8 * 1 * 1 * 1 * 0,46298 * \sqrt{0,676 * 5,672}} = 226,37 \text{ мм}^2$$

Принятые для установки на дегазаторы 1.10Д-1, 1.10Д-2 блоки предохранительных клапанов с переключающими устройствами БПКР-100-16 пружина №54 (давление настройки 4,5-8,5 кгс/см²) с наименьшей площадью проходного сечения клапана 1809 мм² производства ООО «Завод «Сателлит» выбраны исходя из минимальной расчетной площади сечения седла клапана и диаметра трубопровода, на который они устанавливаются, с учетом запаса по производительности.

Библиография:

- 1 ГОСТ 12.2.085-2017 Арматура трубопроводная. Клапаны предохранительные. Выбор и расчет пропускной способности;
- 2 РД 51-0220570-2.93 – Руководящий документ. Клапаны предохранительные. Выбор, установка, расчёт.

Инв.№ подп.	Подпись и дата	Взаим. инв. №					60416-ТХР1.1	Лист		
			1	-	Зам.	624-23			11.23	41
			Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док		Подп.	Дата	

Таблица регистрации изменений

Изм.	Номера листов (страниц)				Всего листов (страниц) в док.	Номер док.	Подп.	Дата
	Измененных	Замененных	Новых	Аннулированных				
1	-	42	-	-	42	624-23		12.23

Инд. № подл.	
Подпись и дата	
Взаим. инв. №	

						60416-ТХР1.1	Лист
1	-	Зам.	624-23		11.23		42
Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата		