

Свидетельство № СРО- П-021-28082009

**ГТЭС ИРКИНСКАЯ 867 МВт
ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ**

**Раздел 12. Иная документация в случаях, предусмотренных
федеральными законами**

**Подраздел 1. Декларация промышленной безопасности опасных
производственных объектов**

**Книга 2. Расчетно-пояснительная записка к декларации
промышленной безопасности**

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

D822921/0052D-95-0-000-000-DPB2-PD

Редакция С01

Свидетельство № СРО- П-021-28082009

Заказчик: ООО «НГХ-Недра»

**ГТЭС ИРКИНСКАЯ 867 МВт
ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ**

**Раздел 12. Иная документация в случаях, предусмотренных
федеральными законами**

**Подраздел 1. Декларация промышленной безопасности опасных
производственных объектов**

**Книга 2. Расчетно-пояснительная записка к декларации
промышленной безопасности**

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

D822921/0052D-95-0-000-000-DPB2-PD

Редакция С01

Руководитель проекта

Главный инженер проекта

Свидетельство № П-8-16-0285

ГТЭС ИРКИНСКАЯ 867 МВт
ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

**Раздел 12. Иная документация в случаях, предусмотренных
федеральными законами**

**Подраздел 1. Декларация промышленной безопасности опасных
производственных объектов**

**Книга 2. Расчетно-пояснительная записка к декларации
промышленной безопасности**

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

D822921/0052D-95-0-000-000-DPB2-PD

Том 12.1.2

Редакция С01

Представитель Управляющего
ООО «ИТЭ-Проект»



Е. Ю. Шныров

Главный инженер проекта



Д.С. Филатов

2022

Взам. Инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Свидетельство № П-8-16-0285

**ГТЭС ИРКИНСКАЯ 867 МВт
ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ**

**Раздел 12. Иная документация в случаях, предусмотренных
федеральными законами**

**Подраздел 1. Декларация промышленной безопасности опасных
производственных объектов**

**Книга 2. Расчетно-пояснительная записка к декларации
промышленной безопасности**

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

D822921/0052D-95-0-000-000-DPB2-PD

Том 12.1.2

Редакция С01

Директор филиала ООО «ИТЭ-Проект»
в г. Екатеринбурге

Главный инженер проекта



И.М. Лавецкий

М.О. Курис



Общество с ограниченной ответственностью
«Атомное проектирование «Защита»

ГТЭС ИРКИНСКАЯ 867 МВт

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

**Раздел 12. Иная документация в случаях, предусмотренных
федеральными законами**

**Подраздел 1. Декларация промышленной безопасности опасных
производственных объектов**

**Книга 2. Расчетно-пояснительная записка к декларации
промышленной безопасности**

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Том 12.1.2

Редакция С01

Технический директор

Главный инженер



В.В. Курманов

С.В. Букин

2022

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	64-1А-35

№ регистрации в Ростехнадзоре _____
(присваивается органом Ростехнадзора)

**РАСЧЕТНО-ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ДЕКЛАРАЦИИ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ
ОПАСНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ
ООО «РН-ВАНКОР»**

**В СОСТАВЕ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ
«ГТЭС ИРКИНСКАЯ 867 МВт»**

регистрационный номер опасного производственного объекта
в государственном реестре опасных производственных объектов

ООО «АтомПроектЗащита»
г. Брянск, ул. Авиационная 13а

Инд. № подл.	Взам. инв. №
64-1А-35	
Подп. и дата	

Обозначение	Наименование	Примечание
D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2-С	Содержание тома 12.1.2	Лист 3
D822921/0052Д-95-ПД-270000-СП	Состав проектной документации	Выпускается отдельным томом
D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2	Расчетно-пояснительная записка	Листы 3...196
	Общее количество листов в томе 12.1.2	196

Проектная документация разработана в соответствии с градостроительным планом земельного участка, заданием на проектирование, градостроительным регламентом, документами об использовании земельного участка для строительства, техническими регламентами, в том числе устанавливающими требования по обеспечению безопасной эксплуатации зданий, строений, сооружений и безопасного использования прилегающих к ним территорий, и с соблюдением технических условий.

Главный инженер



С.В. Букин





Согласовано	

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

64-1А-35

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2-С			
Разраб.		Кончиц			30.05.22	Содержание тома 12.1.2	Стадия	Лист	Листов
Пров.		Усанович			30.05.22		П		1
Н. контр.		Гачевская			30.05.22		ООО «АтомПроектЗащита»		
Утв.		Букин			30.05.22				

Содержание

Раздел 1 «Сведения о технологии»	3
1.1 Сведения об опасных веществах.....	3
1.2 Данные о технологии и оборудовании.....	16
1.2.1 Принципиальная технологическая схема с обозначением основного технологического оборудования, указанием направлений потоков опасных веществ и отсекающей арматуры и кратким описанием технологического процесса.....	16
1.2.2 План размещения основного технологического оборудования, в котором обращаются опасные вещества	32
1.2.3 Перечень основного технологического оборудования, в котором обращаются опасные вещества	38
1.2.4 Данные о распределении опасных веществ по оборудованию	47
1.3 Описание технических решений по обеспечению безопасности	53
1.3.1 Описание решений, направленных на исключение разгерметизации оборудования и предупреждение аварийных выбросов опасных веществ	53
1.3.2 Описание решений, направленных на предупреждение развития аварий и локализацию выбросов опасных веществ.....	54
1.3.3 Описание решений, направленных на обеспечение взрывопожаробезопасности и химической безопасности	55
1.3.4 Описание систем автоматического регулирования, блокировок, сигнализаций и других средств обеспечения безопасности	75
Раздел 2 «Анализ риска»	81
2.1 Анализ известных аварий.....	81
2.1.1 Перечень аварий и обобщенные данные об инцидентах, имевших место на декларируемых объектах	81
2.1.2 Перечень наиболее опасных по последствиям аварий, имевших место на других аналогичных объектах, или аварий, связанных с обращающимися опасными веществами	81
2.1.3 Анализ основных причин произошедших аварий	92
2.2 Анализ условий возникновения и развития аварий	101
2.2.1 Определение возможных причин и факторов, способствующих возникновению и развитию аварий.....	101
2.2.2 Определение сценариев аварий с участием опасных веществ	111
2.2.3 Обоснование применяемых физико-математических моделей и методов расчета с оценкой влияния исходных данных на результаты.....	113
2.2.4 Оценка количества опасных веществ, участвующих в аварии.....	124
2.2.5 Расчет вероятных зон действия поражающих факторов	129
2.2.6 Оценка возможного числа пострадавших, в том числе погибших, среди работников декларируемых объектов и иных физических лиц.....	136
2.2.7 Оценка возможного ущерба.....	146
2.3 Оценка риска аварий, включающая данные о вероятности аварий, показателях риска причинения вреда работникам декларируемых объектов и физическим лицам, ущерба имуществу и вреда окружающей природной среде.....	168
Раздел 3 «Выводы и предложения».....	185
3.1 Перечень составляющих (производственных участков) декларируемых объектов с указанием расчетных показателей риска аварий	185
3.2 Сравнительный анализ рассчитанных показателей риска аварии на декларируемых объектах со среднестатистическими показателями риска техногенных происшествий и/или критериями приемлемого риска.....	186

Согласовано		

Взам. инв. №	

Инв. № подл.	64-1А-35	

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Кончиц				30.05.22
Пров.	Усанович				30.05.22
Н. контр.	Гачевская				30.05.22
Утв.	Букин				30.05.22
Расчетно-пояснительная записка					
Стадия		Лист		Листов	
П		1		193	
ООО «АтомПроектЗащита»					

3.3 Предложения по внедрению мер, направленных на уменьшение риска аварий	190
Список использованных источников.....	191
1 Перечень нормативно-правовых документов, регулирующих требования промышленной безопасности на декларируемых объектах	191
2 Перечень документации организации, используемый при разработке расчетно- пояснительной записки	191
3 Перечень литературных источников.....	191
Перечень используемых сокращений и обозначений	192
Таблица регистрации изменений	193

Инва. № подл.	64-1А-35	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
				D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2						
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата					

Раздел 1 «Сведения о технологии»

1.1 Сведения об опасных веществах

На декларируемых объектах предусматривается использование опасных веществ:

- подготовленного попутного нефтяного газа (далее – ПНГ);
- дизельного (жидкого) топлива (далее – дизельное топливо);
- смазочного масла;
- трансформаторного масла.

Свойства ПНГ приведены в таблице 1.

Свойства дизельного топлива приведены в таблице 2.

Свойства смазочного масла приведены в таблице 3.

Свойства трансформаторного масла приведены в таблице 4.

Таблица 1 – Сведения о дизельном топливе

Наименование параметра	Параметр	Источник информации
Название вещества	подготовленный ПНГ	ГОСТ 5542–2014
Вид	Бесцветный газ без цвета и запаха	Вредные вещества в промышленности: справ. для химиков, инженеров и врачей / под ред. Н.В. Лазарева, Э.Н. Левиной. 7-е изд., перераб. и доп. Л.: Химия, Ленингр. отд-ние, 1976–1977. Т. 1: Органические вещества. 1976. – 591 с
Химическая формула (метан): - эмпирическая - структурная	CH_4 $\begin{array}{c} H \\ \\ H-C-H \\ \\ H \end{array}$	Вредные вещества в промышленности: справ. для химиков, инженеров и врачей / под ред. Н.В. Лазарева, Э.Н. Левиной. 7-е изд., перераб. и доп. Л.: Химия, Ленингр. отд-ние, 1976–1977. Т. 1: Органические вещества. 1976. – 591 с
Компонентный состав, %: - гелий; - диоксид углерода; - азот; - метан; - этан; - пропан; - изо-бутан; - н-бутан; - изо-пентан; - нео-пентан; - циклогексан	0,0758 0,4484 1,2191 88,1191 3,7391 2,8266 0,9701 1,1397 0,4695 0,4258 0,5669	Основные проектные решения

Инов. № подл.	Взам. инв. №
64-1А-35	
Подп. и дата	

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2	Лист
							3

Наименование параметра	Параметр	Источник информации
Молекулярный вес, г/моль	16	Международные карты химической безопасности. Метан ²⁾
Температура самовоспламенения, °С	537	ГОСТ 5542-2014
Концентрационные пределы воспламенения (по метану) в смеси с воздухом, % объемн.	Нижний – 4,4, верхний – 17,0	ГОСТ 5542-2014
Плотность при 20 °С и давлении 101,3 кПа, кг/м ³	0,798	Основные проектные решения
Низшая теплота сгорания при нормальных условиях, МДж/кг	47,635	Основные проектные решения
Взрывоопасность	Горючий газ. Образует с воздухом взрывоопасные смеси	ГОСТ 5542-2014
Токсическая опасность	Вещество 4-го класса опасности (вещество малоопасное). Предельно допустимая концентрация (ПДК) в воздухе рабочей зоны 300 мг/м ³	ГОСТ 5542-2014. ГОСТ 12.1.007-76
Реакционная способность	Растворим в органических растворителях (этанол, эфире, четырехлористом углероде, в углеводородах). При обычных температурах химически инертен. При высоких – полностью сгорает, образуя диоксид углерода и воду	СТО Газпром 2-2.3-351-2009
Запах	Не имеет	Вредные вещества в промышленности: справ. для химиков, инженеров и врачей / под ред. Н.В. Лазарева, Э.Н. Левиной. 7-е изд., перераб. и доп. Л.: Химия, Ленингр. отд-ние, 1976-1977. Т. 1: Органические вещества. 1976. – 591 с
Коррозионная активность	Коррозию не вызывает	ГОСТ 5542-2014
Меры предосторожности	Герметизация аппаратуры и коммуникаций, вентиляция помещений. Одновременное присутствие в воздухе сероводорода и повышенные температуры усиливают токсический эффект. Не допускать открытого огня, искр и курения, вентиляция, взрывобезопасное	СТО Газпром 2-2.3-351-2009. Международные карты химической безопасности. Метан

Инов. № подл.	Взам. инв. №				
64-1А-35					
Подп. и дата					
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

4

Наименование параметра	Параметр	Источник информации
	электрооборудование и освещение. Использовать инструменты, не дающие искр. Защита органов дыхания при высокой концентрации	
Воздействие на людей и окружающую среду, в том числе от поражающих факторов аварии	<p>Компоненты ПНГ не оказывают сильного токсикологического действия на организм человека, но при концентрациях, снижающих объемную долю кислорода во вдыхаемом воздухе до 16 %, вызывают удушье.</p> <p>Является сильнейшим наркотиком, однако в связи с ничтожной растворимостью его в воде и крови для наркотического эффекта необходимы высокие концентрации в воздухе, чтобы создались опасные концентрации в крови, поэтому относится к малоопасным веществам.</p> <p>Вызывает раздражение слизистых оболочек глаз, конъюнктивиты. При сильных отравлениях – пневмония, потеря сознания.</p> <p>Первые признаки асфиксии (учащение пульса, увеличение объема дыхания, ослабление внимания, координации тонких мышечных движений и т. д.) начинают обнаруживаться, когда содержание кислорода в воздухе падает на 25–30 %; серьезные расстройства могут появляться при содержании в воздухе примерно 25–30 % метана и выше. Смесь из 80 % метана и 20 % кислорода вызывает головную боль, а вдыхание смеси 60 % метана и 21 % кислорода переносилось в течение трех часов без жалоб; несколько снижались частота пульса, кровяное давление и световая чувствительность глаз</p>	<p>ГОСТ 5542–2014. СТО Газпром 2-2.3-351-2009. Вредные вещества в промышленности: справ. для химиков, инженеров и врачей / под ред. Н.В. Лазарева, Э.Н. Левиной. 7-е изд., перераб. и доп. Л.: Химия, Ленингр. отд-ние, 1976–1977. Т. 1: Органические вещества. 1976. – 591 с</p>
Средства защиты	При невысоких концентрациях пригоден фильтрующий промышленный противогаз. При высоких концентрациях и нормальном содержании кислорода – изолирующие	СТО Газпром 2-2.3-351-2009

Инов. № подл.	Взам. инв. №				
64-1А-35					
Подп. и дата					
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

5

Наименование параметра	Параметр	Источник информации
	шланговые противогазы. При недостатке кислорода – кислородные респираторы	
Методы перевода вещества в безвредное состояние	Сжигание	СТО Газпром 2-2.3-351-2009
Меры первой помощи пострадавшим от воздействия поражающих факторов при аварии	Удалить пострадавшего из вредной атмосферы, освободить от стесняющих частей одежды; положить с приподнятыми ногами; согреть тело (обложить грелками). Оберегать от простуды. При нарушении дыхания – кислород (лучше чередовать с карбогеном через каждые 15 мин.). При отсутствии дыхания – немедленно (до прибытия врача) начать искусственное дыхание по методу «изо рта в рот» с последующим использованием аппаратов для искусственной вентиляции легких после освобождения полости рта и дыхательных путей от слизи и рвотных масс; не прекращать его до появления спонтанного дыхания. При тяжелом отравлении, даже в случае хорошего самочувствия – госпитализация. В стационаре прием сердечных и спазмолитических препаратов, кислорода, бромидов; по показаниям – кровопускание с введением кровозамещающих жидкостей, глюкозы или физиологического раствора. Морфин и адреналин противопоказаны	Вредные вещества в промышленности: справ. для химиков, инженеров и врачей / под ред. Н.В. Лазарева, Э.Н. Левиной. 7-е изд., перераб. и доп. Л.: Химия, Ленингр. отд-ние, 1976–1977. Т. 1: Органические вещества. 1976. – 591 с

Таблица 2 – Свойства дизельного топлива

Наименование параметра	Параметр	Источник информации
Название вещества	Дизельное топливо арктическое депарафинированное по ГОСТ Р 55475–2013	ГОСТ Р 55475-2013 «Топливо дизельное зимнее и арктическое депарафинированное. Технические условия»
Формула - эмпирическая - структурная	В состав дизельного топлива входят предельные C_nH_{2n+2} , ароматические C_nH_{2n-6} и непредельные углеводороды различного строения	ГОСТ 305–2013 «Топливо дизельное. Технические условия»
Молекулярная масса,	203,6	ГОСТ 305–2013 «Топливо

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инов. № подл.	64-1А-35

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

6

а. е. м.		дизельное. Технические условия»
Фракционный состав: перегоняется до температуры 180 °С, % об., не более 95 % об. перегоняется при температуре, °С, не выше	10 360	ГОСТ Р 55475-2013 «Топливо дизельное зимнее и арктическое депарафинированное. Технические условия»
Плотность жидкости при 15 °С, кг/м ³	800–855	ГОСТ Р 55475-2013 «Топливо дизельное зимнее и арктическое депарафинированное. Технические условия»
Данные о взрывопожароопасности	Легковоспламеняющаяся жидкость	ГОСТ Р 55475-2013 «Топливо дизельное зимнее и арктическое депарафинированное. Технические условия»
Температура вспышки, °С	30	ГОСТ Р 55475-2013 «Топливо дизельное зимнее и арктическое депарафинированное. Технические условия»
Температура самовоспламенения, °С	330	ГОСТ Р 55475-2013 «Топливо дизельное зимнее и арктическое депарафинированное. Технические условия»
Нижний концентрационный предел распространения пламени, %	0,5	ГОСТ 305–2013, Пожаровзрывоопасность веществ и материалов и средства их тушения. Справочник. Часть I А. Я. Корольченко, Д. А. Корольченко 2004 г. – 713 с
Пределы взрываемости - температурные, °С	нижний 57, верхний 100	ГОСТ Р 55475-2013 «Топливо дизельное зимнее и арктическое депарафинированное. Технические условия»
Данные о токсической опасности	Малоопасное вещество 4-го класса опасности	ГОСТ 305–2013
ПДК в воздухе рабочей зоны, мг/м ³	900/300	ГОСТ Р 55475-2013 «Топливо дизельное зимнее и арктическое депарафинированное. Технические условия»
ПДК в атмосферном воздухе, мг/ м ³	100	ГОСТ 305–2013
Показатели экотоксичности	Рыбы: CL ₅₀ = 1, 21–2,65 мг/л (Oncorhynchus mykiss, 96 ч); CL ₅₀ = 1,99 мг/л (Pimephales promelas, 96 ч);	Паспорт № 284 Дизельное топливо ЕВРО летнее, зимнее, межсезонное, арктическое

Инд. № подл.	Взам. инв. №				
64-1А-35					
Подп. и дата					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

7

	Дафнии Магна: $EC_{50} = 4,6$ мг/л (72 ч) (<i>Pseudokirchnerella subcapitata</i>)	класса К3, К4, К5 по ГОСТ 32511-2013
Реакционная способность	Дизельное топливо устойчиво при нормальных условиях эксплуатации, не подвергается гидролизу и полимеризации, хорошо растворяется в органических растворителях, нефти, плохо растворяется в воде, пары тяжелее воздуха, окисляется органическими и неорганическими кислотами, щелочными металлами и другими окислителями	ГОСТ 305–2013, «Новый справочник химика и технолога – Основные свойства неорганических, органических и элементоорганических соединений» – СПб, АНО НПО «Мир и семья», 2002. под общ. ред. Н.К. Скворцова. – 1280 с
Запах	Резкий, специфический, нефтепродуктов	
Коррозионное воздействие	Коррозионную активность могут оказывать примеси сернистых соединений, транспортировку и хранение следует осуществлять в стальной таре	«Новый справочник химика и технолога – Основные свойства неорганических, органических и элементоорганических соединений» – СПб, АНО НПО «Мир и семья», 2002. под общ. ред. Н.К. Скворцова. – 1280 с
Меры предосторожности	Все рабочие места должны быть снабжены приточно-вытяжной вентиляцией. При работе с дизельным топливом следует строго соблюдать нормы и правила техники безопасности. Производство, хранение и транспортировка должны осуществляться в герметичном технологическом оборудовании. Содержание паров в атмосфере должно обеспечиваться ниже предельно допустимой концентрации	Вредные вещества в промышленности: справ. для химиков, инженеров и врачей / под ред. Н.В. Лазарева, Э.Н. Левиной. 7-е изд., перераб. и доп. Л.: Химия, Ленингр. отд-ние, 1976–1977. Т. 1: Органические вещества. 1976. – 591 с
Воздействие на людей и окружающую среду, в том числе от поражающих факторов аварии	Раздражает слизистую оболочку и кожу человека, вызывая ее поражение и возникновение кожных заболеваний. Длительный контакт с топливом вызывает изменения функций центральной нервной системы, повышенную заболеваемость органов дыхания. При горении возможно загрязнение окружающей среды продуктами горения, отравление человека. При непосредственном попадании человека в зону горения возможно получение ожогов, вплоть до смертельного исхода.	Вредные вещества в промышленности: справ. для химиков, инженеров и врачей / под ред. Н.В. Лазарева, Э.Н. Левиной. 7-е изд., перераб. и доп. Л.: Химия, Ленингр. отд-ние, 1976–1977. Т. 1: Органические вещества. 1976. – 591 с

Инд. № подл.	Взам. инв. №				
64-1А-35					
Подп. и дата					
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

8

	При непосредственном воздействии ударной волны возможны повреждения внутренних органов, разрыв кровеносных сосудов, барабанных перепонок, сотрясение мозга, различные переломы и т. п. Косвенные поражения люди могут получать в результате ударов обломками разрушенных зданий, сооружений, летящими осколками стекла, шлака и т. п.	
Средства защиты	Противогазы марки ДОТ-600, шланговые ПШ-1, ПШ-2 и изолирующие противогазы, для защиты глаз используются защитные очки, для защиты рук – рукавицы резиноканевые нефтеморозостойкие с резиновым наладонником спецодежда – костюм лавсановискозный с масловодозащитной отделкой, специальная обувь	ГОСТ 305–2013, Вредные вещества в промышленности: справ. для химиков, инженеров и врачей / под ред. Н.В. Лазарева, Э.Н. Левиной. 7-е изд., перераб. и доп. Л.: Химия, Ленингр. отд-ние, 1976–1977. Т. 1: Органические вещества. 1976. – 591 с
Методы перевода вещества в безвредное состояние	Локализовать аварийные разливы, предотвращать попадание продукта в дренаж и канализацию, изолировать район в радиусе 200 м. При разливе дизельного топлива необходимо собрать его в отдельную тару. Место разлива засыпать песком, землей. После полного впитывания продукта песок удалить для дальнейшего обезвреживания. Обильно промыть территорию водой	Вредные вещества в промышленности: справ. для химиков, инженеров и врачей / под ред. Н.В. Лазарева, Э.Н. Левиной. 7-е изд., перераб. и доп. Л.: Химия, Ленингр. отд-ние, 1976–1977. Т. 1: Органические вещества. 1976. – 591 с
Меры первой помощи пострадавшим от воздействия вещества	Свежий воздух, покой, тепло. Освободить от стесняющей дыхания одежды. Успокаивающие и седативные средства. При потере сознания пострадавшему необходимо придать горизонтальное положение с несколько опущенной головой. При тяжелых отравлениях – ингаляции кислорода чередовать с вдыханием карбогена. При ослаблении дыхания немедленно начать искусственное дыхание. Срочная госпитализация	Вредные вещества в промышленности: справ. для химиков, инженеров и врачей / под ред. Н.В. Лазарева, Э.Н. Левиной. 7-е изд., перераб. и доп. Л.: Химия, Ленингр. отд-ние, 1976–1977. Т. 1: Органические вещества. 1976. – 591 с

Таблица 3 – Свойства смазочного масла

Наименование параметра	Параметр	Источник информации
Название вещества	Масло турбинное Тп-22С марка 1	Паспорт безопасности вещества (материала) РПБ

Инов. № подл.	64-1А-35
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2	Лист
							9

Наименование параметра	Параметр	Источник информации
		№ 18386784.02.1327
Состав	Масло смазочное (CAS 74869-22-0; ЕС 278-012-2) (90–100 %), 2,6-ди-трет-бутил-п-крезол (CAS 128-37-0; ЕС 204-881-4) (0,5–1 %)	Паспорт безопасности вещества (материала) РПБ № 18386784.02.1327
Плотность жидкости при 20 °С, кг/м ³	895	ГОСТ 9972-2020
Данные о взрывопожароопасности	Горючая жидкость	ГОСТ 9972-2020
Температура вспышки, °С	186	ГОСТ 9972-2020
Температура самовоспламенения, °С	400	Паспорт безопасности вещества (материала) РПБ № 18386784.02.1327
Пределы взрываемости - температурные, °С	Нижний 148, верхний 182	Паспорт безопасности вещества (материала) РПБ № 18386784.02.1327
Данные о токсической опасности	DL50 = 5000 мг/кг (в/ж, крысы). DL50 = 5000 мг/кг (н/к, кролики). CL50 = 4000 мг/м ³ (крысы, 4 часа)	Паспорт безопасности вещества (материала) РПБ № 18386784.02.1327
ПДК в воздухе рабочей зоны, мг/м ³	Масло смазочное – 5, 2,6-ди-трет-бутил-п-крезол – не установлена	Паспорт безопасности вещества (материала) РПБ № 18386784.02.1327
Показатели экотоксичности	CL50 > 5000 мг/л (Oncorhynchus mykiss, 96 ч); EC50 > 1000 мг/л (дафнии Магна, 48); EC50 > 1000 мг/л (Scenedesmus subspicatus, 96 ч (синезеленые))	Паспорт безопасности вещества (материала) РПБ № 18386784.02.1327
Реакционная способность	Вещество стабильно при соблюдении условий хранения и транспортирования	Паспорт безопасности вещества (материала) РПБ № 18386784.02.1327
Запах	Нефтепродуктов	Паспорт безопасности вещества (материала) РПБ № 18386784.02.1327
Коррозионное воздействие	Отсутствует	ГОСТ 9972-2020
Меры предосторожности	Избегать прямого контакта с веществом. Не курить и не принимать пищу на рабочем месте. Соблюдать правила личной гигиены. Использовать средства индивидуальной защиты. Предварительные при приеме на работу и периодические медицинские осмотры с участием терапевта, ото ларинголога и дерматолога	Паспорт безопасности вещества (материала) РПБ № 18386784.02.1327
Воздействие на людей и окружающую среду, в том числе от поражающих	Умеренно опасная продукция по воздействию на организм; при попадании внутрь малотоксична.	Паспорт безопасности вещества (материала) РПБ № 18386784.02.1327

Инов. № подл.	64-1А-35
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

10

Наименование параметра	Параметр	Источник информации
факторов аварии	Обладает раздражающим действием. При использовании масла возможен контакт с кожей, ингаляция масляного аэрозоля, а также продуктов термоокислительной деструкции. Ингаляция масляных аэрозолей вызывает изменения в органах дыхания, вызывая хронические заболевания. Аэрозоли могут быть причиной липоидной пневмонии	
Средства защиты	Респираторы, фильтрующие и изолирующие противогазы. Спецодежда для защиты от воздействия нефтепродуктов, непромокаемые фартуки. Рекомендуются защитные ткани с покрытием из поливинилхлорида, полиэтилена, тефлона, которые не пропускают масла; спецобувь. Защитные очки, рукавицы, маслобензостойкие перчатки; для защиты кожи рабочих от воздействия масел и профилактики кожных заболеваний весьма эффективны гидрофильные пленкообразующие защитные мази, пасты, ожиряющие кожу кремы	Паспорт безопасности вещества (материала) РПБ № 18386784.02.1327
Методы перевода вещества в безвредное состояние	Устранить течь с соблюдением мер предосторожности. Перекачать содержимое в исправную емкость. При интенсивной утечке оградить земляным валом. Не допускать попадания масла в водоемы, подвалы, канализацию. Место разлива засыпать песком, землей, инертным материалом. Пропитанный маслом песок (землю, инертный материал) собрать с верхним слоем грунта в емкости и вывезти для ликвидации на полигоны токсичных промышленных отходов или в места, согласованные с местными санитарными или природоохранными органами. Места срезов засыпать свежим слоем грунта.	Паспорт безопасности вещества (материала) РПБ № 18386784.02.1327

Инов. № подл.	Взам. инв. №
64-1А-35	
Подп. и дата	

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

11

Наименование параметра	Параметр	Источник информации
	В закрытом помещении: разлитое масло собрать в отдельную тару. Во избежание растекания при значительных разливах следует произвести обваловку из песка, земли и других подручных материалов. Место разлива промыть горячей водой и протереть сухой тряпкой. Проверить ПДК рабочей зоны и ПДК атм. в. перед тем, как допустить персонал для работы	
Меры первой помощи пострадавшим от воздействия вещества	При попадании на кожу: удалить ватным тампоном или ветошью. Смыть проточной водой с мылом. При возникновении симптомов раздражения обратиться за медицинской помощью. При попадании в глаза: осторожно промыть глаза водой в течение 15 минут. Снять контактные линзы, если Вы ими пользуетесь, и если это легко сделать. Продолжить промывание глаз. Если раздражение не проходит, обратиться за медицинской помощью. После работы вымыть руки	Паспорт безопасности вещества (материала) РПБ № 18386784.02.1327

Таблица 4 – Свойства трансформаторного масла

Наименование параметра	Параметр	Источник информации
Название вещества	Масла трансформаторные марок ТК, Т-750, Т-1500, ПТ	ГОСТ 982-80
Состав	Масло базовое, в том числе парафиновое минеральное масло (до 100 % по рецептуре) с присадкой антиокислительной 4-метил-2,6-дитретичный бутилфенол технический «Агидол-2» (0,25–0,3 %)	Паспорт безопасности вещества «Масло электроизоляционное трансформаторное марки «ТК» РПБ № 65611335.19.48803
Плотность при 20 °С, кг/м ³	ТК – 900; Т-750 – 895; Т-1500 – 885; ПТ – 895	ГОСТ 982-80
Данные о взрывопожароопасности	Горючая жидкость	ГОСТ 982-80

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инов. № подл.

64-1А-35

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

12

Наименование параметра	Параметр	Источник информации
Температура вспышки, °С	135	ГОСТ 982-80
Температура самовоспламенения, не ниже, °С	165	Паспорт безопасности вещества «Масло электроизоляционное трансформаторное марки «ТК» РПБ № 65611335.19.48803
Реакционная способность	Данные отсутствуют	Паспорт безопасности вещества «Масло электроизоляционное трансформаторное марки «ТК» РПБ № 65611335.19.48803
Данные о токсической опасности	Умеренно опасная продукция по воздействию на организм. При попадании внутрь малотоксична. DL50 = 5000 мг/кг (в/ж, крысы). DL50 = 5000 мг/кг (н/к, кролики). CL50 = 4000 мг/м ³ (крысы, 4 часа)	Паспорт безопасности вещества «Масло электроизоляционное трансформаторное марки «ТК» РПБ № 65611335.19.48803
ПДК в воздухе рабочей зоны, мг/м ³	Масло смазочное – 5, «Агидол-1» – не установлена	Паспорт безопасности вещества «Масло электроизоляционное трансформаторное марки «ТК» РПБ № 65611335.19.48803
Показатели экотоксичности	Масло: CL50 > 5000 мг/л (<i>Oncorhynchus mykiss</i> , 96 ч); EC50 > 1000 мг/л (дафнии Магна, 48); EC50 > 1000 мг/л (водоросли, 96 ч). «Агидол-1»: CL50 > 0,199 мг/л (<i>Oncorhynchus mykiss</i> , 96 ч); EC50 > 0,48 мг/л (дафнии Магна, 48); EC50 > 0758 мг/л (водоросли, 96 ч)	Паспорт безопасности вещества «Масло электроизоляционное трансформаторное марки «ТК» РПБ № 65611335.19.48803
Запах	Нефтепродуктов	Паспорт безопасности вещества «Масло электроизоляционное трансформаторное марки «ТК» РПБ № 65611335.19.48803
Коррозионное воздействие	Отсутствует	Паспорт безопасности вещества «Масло электроизоляционное трансформаторное марки «ТК»

Инва. № подл.	Взам. инв. №				
64-1А-35					
Подп. и дата					
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

13

Наименование параметра	Параметр	Источник информации
		РПБ № 65611335.19.48803
Меры предосторожности	Избегать прямого контакта с веществом. Не курить и не принимать пищу на рабочем месте. Соблюдать правила личной гигиены. Использовать средства индивидуальной защиты. Предварительные при приеме на работу и периодические медицинские осмотры с участием терапевта, ото ларинголога и дерматолога	Паспорт безопасности вещества «Масло электроизоляционное трансформаторное марки «ТК» РПБ № 65611335.19.48803
Воздействие на людей и окружающую среду, в том числе от поражающих факторов аварии	Обладает раздражающим действием. При использовании масла возможен контакт с кожей, ингаляция масляного аэрозоля, а также продуктов термоокислительной деструкции. Ингаляция масляных аэрозолей вызывает изменения в органах дыхания, вызывая хронические заболевания. Аэрозоли могут быть причиной липоидной пневмонии. Пары углеводородов в условиях острого воздействия поражают главным образом ЦНС, в условиях хронической интоксикации оказывают на организм политропное действие, поражая ряд органов и систем. Некоторые ПАУ обладают репродуктивной токсичностью и канцерогенным действием. Действие паров углеводородов и их производных усиливается с повышением температуры. Попадание нефтепродуктов в окружающую среду обуславливает изменение физических, химических и биологических свойств как отдельных компонентов (вода, почва), так и в целом природной среды обитания. При этом в ходе дальнейшей трансформации углеводородов могут образовываться более токсичные соединения, обладающие канцерогенными и мутагенными свойствами и стойкие к микробиологическому	Паспорт безопасности вещества «Масло электроизоляционное трансформаторное марки «ТК» РПБ № 65611335.19.48803

Инов. № подл.	Взам. инв. №
64-1А-35	
Подп. и дата	

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

14

Наименование параметра	Параметр	Источник информации
	расщеплению. Попадая в природные воды, нефтепродукты имеют тенденцию к рассеиванию и миграции. Масло изменяет органолептические свойства воды. Масло токсично для обитателей водоемов	
Средства защиты	Фильтрующие противогазы марки БКФ и шланговый противогаз ПШ-1. Спецодежда для защиты от воздействия нефтепродуктов, непромокаемые фартуки. Рекомендуются защитные ткани с покрытием из поливинилхлорида, полиэтилена, тефлона, которые не пропускают масла; спецобувь. Защитные очки, рукавицы, маслобензостойкие перчатки; для защиты кожи рабочих от воздействия масел и профилактики кожных заболеваний весьма эффективны гидрофильные пленкообразующие защитные мази, пасты, ожиряющие кожу кремы	Паспорт безопасности вещества «Масло электроизоляционное трансформаторное марки «ТК» РПБ № 65611335.19.48803
Методы перевода вещества в безвредное состояние	Устранить течь с соблюдением мер предосторожности. Перекачать содержимое в исправную емкость. При интенсивной утечке оградить земляным валом. Не допускать попадания масла в водоемы, подвалы, канализацию. Место разлива засыпать песком, землей, инертным материалом. Пропитанный маслом песок (землю, инертный материал) собрать с верхним слоем грунта в емкости и вывезти для ликвидации на полигоны токсичных промышленных отходов или в места, согласованные с местными санитарными или природоохранными органами. Места срезов засыпать свежим слоем грунта. В закрытом помещении: разлитое масло собрать в	Паспорт безопасности вещества «Масло электроизоляционное трансформаторное марки «ТК» РПБ № 65611335.19.48803

Инов. № подл.	Взам. инв. №
64-1А-35	
Подп. и дата	

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

15

Наименование параметра	Параметр	Источник информации
	отдельную тару. Во избежание растекания при значительных разливах следует произвести обваловку из песка, земли и других подручных материалов. Место разлива промыть горячей водой и протереть сухой тряпкой. Проверить ПДК р.з. и ПДК атм. в. перед тем, как допустить персонал для работы	
Меры первой помощи пострадавшим от воздействия вещества	При ингаляционном отравлении – обеспечить свежий воздух, тепло, покой. Освободить от стесняющей дыхания одежды. Использовать успокаивающие средства (настойка валерианы, пустырник). При воздействии на кожу – удалить избыток продукта ватным тампоном или ветошью. Смыть проточной водой с мылом. При попадании в глаза – промыть проточной водой с мылом. При отравлении пероральным путем – обильное питье, активированный уголь, солевое слабительное. Рвоту не вызывать, обратиться к врачу	Паспорт безопасности вещества «Масло электроизоляционное трансформаторное марки «ТК» РПБ № 65611335.19.48803

1.2 Данные о технологии и оборудовании

1.2.1 Принципиальная технологическая схема с обозначением основного технологического оборудования, указанием направлений потоков опасных веществ и отсекающей арматуры и кратким описанием технологического процесса

В качестве основного и резервного топлива ГТЭС Ирkinская 867 МВт предусматривается использование подготовленного попутного нефтяного газа (ПНГ) (подготовленный до качества СОГ) с низшей теплотой сгорания 9930,8 ккал/н. м³.

Расход газа на ГТЭС Ирkinская 867 МВт зависит от электрической и тепловой нагрузки в конкретный период времени.

Изм. № подл.	64-1А-35
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2	Лист
							16

Максимальный часовой расход газа после всех этапов строительства предусматриваете 188304 н. м³/ч (267,14 т.у.т /ч). Максимально-часовой расход газа рассчитан для режима работы ГТЭС для следующих условий:

- температура окружающего воздуха минус 49 °С, при расчете учитывается расход тепла на комплексном воздухоочистительном устройстве (КБОУ) ГТУ (это тепло необходимо для подогрева воздуха на входе в ГТУ до температуры не менее минус 32 °С согласно требованиям изготовителя ГТУ по аналогии с проектом Полярной ГТЭС);
- в работе девять ГТУ 6FA, 6Ф.03 на 100 % нагрузки, расход газа на ГТУ определяется по техническим характеристикам.

Расчетный годовой расход газа, определенный на основании балансовых расчетов ГТЭС Ирkinская 867 МВт, после завершения восьмого этапа строительства (в 2033 году) предусматривается 1404,262 млн. н. м³/год или 1992,2 тыс. т.у.т./год.

Максимальный годовой расход газа прогнозируется в 2037 году и составит 1569,8 млн. н. м³/год или 2227 тыс. тонн/год.

Система теплоснабжения

Система теплоснабжения предусматривается для покрытия собственных нужд ГТЭС Ирkinская 867 МВт и подачи тепла в нагретом хладостойком теплоносителе на системы теплоснабжения зданий и сооружений, технологические нагрузки ГТУ и их вспомогательного оборудования.

Тепловые сети системы теплоснабжения предусматриваются двухтрубными. Давление в трубопроводах – 0,55 МПа в трубопроводах прямой воды, 0,15 МПа в трубопроводах обратной воды.

Тип регулирования тепловой сети – качественный с температурным графиком 110/70 °С со срезкой на 95 °С. Данное решение позволяет осуществить подключение антиобледенительной системы ГТУ от тепловой сети без организации внутреннего контура антиобледенительной системы.

Подключение потребителей зданий ГТЭС Ирkinская 867 МВт предусматривается через индивидуальные тепловые пункты зданий и сооружений.

В соответствии со схемой теплоснабжения, проектными решениями в качестве источника тепла предусматриваются котельные № 1 и № 2, обеспечивающие нагрузки потребителей 1...3 этапа и 4...8 этапа соответственно. Сетевые контура котельных независимые с установкой перемычки между ними.

Схема теплоснабжения для каждой котельной предусматривается двухконтурной:

- внутренний котловой водяной контур с установкой в каждой котельной водогрейных жаротрубных котлов единичной мощностью 7,0 МВт с насосами и теплообменниками;
- контур теплоснабжения с хладостойким теплоносителем с установкой в каждой котельной насосов контура теплоснабжения, фильтров.

Инов. № подл.	64-1А-35
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2	Лист
							17

Отдельно, в котельной № 1 устанавливаются два водогрейных жаротрубных котла единичной мощностью 0,25 МВт с организацией двухконтурной схемы нагрева и подачи хладостойкого теплоносителя для нужд потребителей тепла ГВС в межотопительный период.

Единичная мощность котла определена исходя из компоновочных решений котельных модульного типа зданий.

Циркуляция воды в контуре предусматривается насосами котлового контура по замкнутой схеме: коллектор обратной воды-насос-котёл-коллектор прямой воды-теплообменники нагрева хладостойкого теплоносителя-коллектор обратной воды.

Котловые контуры каждого котла в каждой котельной предусматривается оснастить трёхходовым клапаном для поддержания температуры воды перед котлом не ниже 62...65 °С во избежание низкотемпературной коррозии поверхностей.

Контур теплоснабжения заполняется хладостойким теплоносителем с температурой начала кристаллизации минус 65 °С.

Хладостойкий теплоноситель на теплообменники нагрева подается насосами контура теплоснабжения. Согласно тепловой схеме предусматривается установка в каждой котельной группы из трех насосов производительностью 650...700 м³/ч с напором 40 м. Один из насосов является резервным.

Дополнительно, в котельной № 1 хладостойкий теплоноситель на теплообменники нагрева для нужд ГВС подается насосами контура теплоснабжения ГВС. Проектными решениями предусматривается установка группы из двух насосов производительностью 6 м³/ч с напором 40 м. Один из насосов предусматривается в качестве резервного.

Перед насосами контура теплоснабжения предусматриваются сетчатые ферромагнитные фильтры для защиты оборудования от механических примесей. Котельные предусматривается оснастить узлами учета тепловой энергии.

Для регулирования отпуска тепла в каждом котловом контуре предусматривается установить регулирующий узел с байпасом для поддержания температуры, согласно принятому температурному графику. Средствами регулирующего узла с байпасом предусматривается автоматическое погодозависимое регулирование.

Для восполнения потерь в котловом контуре каждой котельной предусматривается подпитка подготовленной подпиточной водой от ВПУ.

Для заполнения и восполнения потерь в контуре теплоснабжения в каждой котельной предусматривается узел подготовки хладостойкого теплоносителя.

Регулирующий узел включает в себя следующее оборудование:

- баки приготовления теплоносителя объемом 75 м³ (3 шт. рядом с котельной № 1 и 2 шт. рядом с котельной № 2) для заполнения/опорожнения контура;
- бак приготовления теплоносителя объемом 8 м³ (по одному в каждой котельной) для подпитки контура;

Инов. № подл.	Взам. инв. №
64-1А-35	
Подп. и дата	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2	Лист
							18

- насос заполнения бака приготовления теплоносителя (по одному в каждой котельной);

- насосы заполнения и подпитки контура (один рабочий, один резервный в каждой котельной);

- трубопроводы и арматура обвязки баков, насосов, включая линию закачки из бочек концентрата теплоносителя;

- трубопровод подачи химобессоленной воды в бак для разбавления концентрата.

Подпитка промконтура подогрева дизтоплива предусматривается из баков хладостойкого теплоносителя котельной насосами подпитки.

Система трубопроводов аварийного топлива

В качестве аварийного топлива для ГТЭС предусматривается дизельное топливо по ГОСТ Р 55475-2013, низшая теплотворная способность которого составляет 43,12 МДж/кг.

Система трубопроводов жидкого топлива объединяет следующие системы:

- систему заполнения резервуаров склада жидкого топлива;
- систему циркуляции с системой подогрева жидкого топлива;
- систему жидкого топлива ГТУ;
- систему подачи жидкого топлива на водогрейные котлы;
- систему опорожнения придонного слоя резервуаров склада жидкого топлива.

Склад жидкого топлива предусматривается из трех резервуаров топлива номинальным объемом по 10000 м³, из них два рабочих резервуара, один – аварийный.

Для защиты окружающей среды от разлива топлива при разгерметизации резервуара предусматривается обвалование резервуаров.

В резервуарах предусматриваются сигнализаторы максимального уровня подтоварной воды.

Конструкция резервуаров обеспечивают безопасную эксплуатацию резервуаров при:

- наполнении, хранении и опорожнении;
- зачистке и ремонте;
- отстое и удалении подтоварной воды;
- отборе проб;
- замере уровня, температуре, давления.

На трубопроводах вне обвалования устанавливается запорная арматура с электроприводами во взрывозащищенном исполнении, закрытие которой предусматривается при авариях.

Трубопроводной обвязкой резервуаров и насосной предусматривается возможность перекачки жидкого топлива из одного резервуара в другой в случае аварийной ситуации.

Средства контроля и автоматизации предусматриваются во взрывозащищенном исполнении.

Инов. № подл.	Взам. инв. №
64-1А-35	
Подп. и дата	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2	Лист
							19

Доставка жидкого топлива на склад жидкого топлива предусматривается автомобильным транспортом.

Для разгрузки жидкого топлива из автобойлера проектными решениями предусматривается строительство автомобильной сливо-наливной эстакады, оборудованной двумя наливными и двумя сливными постами с обеспечением возможности одновременного слива или налива двух автобойлеров.

От приемно-сливных устройств топливо насосами перекачивается в резервуары жидкого топлива.

Проектными решениями предусматривается два насоса заполнения резервуаров жидкого топлива от автобойлера (один рабочий, один резервный), которые размещаются в насосной станции жидкого топлива.

Наливные устройства жидкого топлива в автобойлеры предназначены для замены топлива по истечении времени. Для подачи топлива из резервуаров к наливным устройствам и далее в автобойлеры используются насосы опорожнения придонного слоя резервуаров.

Циркуляция жидкого топлива предусматривается насосами, устанавливаемыми в насосной станции жидкого топлива.

Насосная станция включает в себя также систему опорожнения придонного слоя резервуаров, систему заполнения резервуаров жидкого топлива от автобойлеров. Насосная жидкого топлива выполняется совмещенной со складом масла и антифриза в таре.

Система циркуляции жидкого топлива предназначена:

- для первоначального заполнения системы;
- при работе ГТЭС на газе: для циркуляции жидкого топлива из резервуаров и обратно через фильтры и подогреватели к резервуарам (20 % от общего расхода жидкого топлива);
- при работе ГТЭС на жидком топливе: для подачи жидкого топлива через подогреватели на всас насосов водогрейных котлов и модулей перекачки ГТУ.

В составе системы циркуляции жидкого топлива предусматриваются:

- три насоса циркуляции жидкого топлива, один из которых резервный, производительностью 50 % от общего расхода через насосы;
- два механических фильтра после насосной группы (один рабочий, один резервный), степень фильтрации 1,6 мм.

Трубопроводная обвязка насосов циркуляции предусматривается с учетом возможности использования одного из насосов для перекачки топлива из одного резервуара в другой при разгерметизации.

Система опорожнения придонного слоя резервуаров предназначена:

- для перекачки нижних слоев жидкого топлива в резервуар сбора обводненных дренажей;

Инов. № подл.	Взам. инв. №
64-1А-35	
Подп. и дата	

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист
20

- для перекачки жидкого топлива из разгерметизированного резервуара в резервуар аварийного слива топлива или в один из рабочих резервуаров;

- при замене топлива для перекачки топлива из резервуаров в автобойлеры с использованием наливных устройств.

В составе системы опорожнения придонного слоя резервуаров предусматривается два насоса опорожнения придонного слоя резервуаров (один рабочий, один резервный).

Насосная станция жидкого топлива комплектуется всем необходимым для нормального функционирования установки вспомогательным оборудованием, включая КИП с сигнализацией предельных значений и блокировками, отключающими насосы при превышении этих параметров, контролем загазованности. Все насосные установки предусматриваются укомплектованными электродвигателями во взрывозащищенном исполнении.

На всасывающих и нагнетательных трубопроводах насосов вне здания устанавливаются аварийные (пожарные) задвижки с дистанционным управлением, которые используются для прекращения подачи жидкого топлива при пожаре. Электроприводы электрифицированной арматуры предусматриваются во взрывозащищенном исполнении.

Система жидкого топлива ГТУ предназначена для фильтрации и подачи топлива в камеры сгорания ГТУ и поставляется комплектно с ГТУ.

Система жидкого топлива ГТУ состоит из следующих модулей:

- модуля перекачки жидкого топлива;
- модуля фильтрации жидкого топлива;
- топливного модуля.

Модуль перекачки жидкого топлива предназначен для подачи жидкого топлива на ГТУ с требуемым давлением и расходом. Модули поставляются комплектно с ГТУ и устанавливаются в помещениях блока подогрева жидкого топлива в водогрейных котельных № 1 и 2. В зависимости от количества работающих ГТУ в работе могут находиться от одного до девяти модулей.

Модуль перекачки состоит из двух насосов (один рабочий, один резервный). На всасывающем трубопроводе насосов устанавливаются фильтры. Модуль оснащается запорной арматурой.

На наружных всасывающих и нагнетательных трубопроводах модулей перекачки жидкого топлива ГТУ предусматривается установить аварийные (пожарные) задвижки с дистанционным управлением, которые используются для прекращения подачи жидкого топлива при пожаре.

Модули фильтрации жидкого топлива ГТУ устанавливаются в приборах к технологическим блокам и оборудуются отсечными клапанами, фильтрами, расходомерными устройствами. Отсечной клапан перекрывает подачу топлива в турбину при нормальных или аварийных остановках, и топливо по байпасной линии возвращается во внешнюю топливную

Изн. № подл.	Взам. инв. №
64-1А-35	
Подп. и дата	

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2	Лист
							21

системы. В модуле фильтрации жидкого топлива за фильтрами предусматривается трубопровод из нержавеющей стали.

Топливный модуль размещается в кожухе с системой защиты, пожаротушения, обнаружения паров топлива ГТУ и предназначен для распределения жидкого топлива по топливным форсункам системы сжигания. В топливном модуле предусматривается главный регулятор расхода жидкого топлива, главный запорный клапан жидкого топлива, система дозирования с делителем потока и магнитными датчиками, обеспечивающими обратную связь, узел селекторного клапана для считывания показаний давления в отдельных топливных форсунках.

ГТУ ГТЭС предусматривается оборудовать двухрежимными топливными системами, рассчитанными на сжигание топливного газа или жидкого топлива. Газовая турбина может запускаться на любом топливе. Переход с газа на жидкое топливо может быть выполнен автоматически при падении давления газового топлива в доступных источниках, когда газ выбран в качестве основного (первичного) топлива. Обратный переход на основное топливо предусматривается вручную.

Подача жидкого топлива к водогрейным котлам предусматривается после блоков подогрева жидкого топлива. Система включает в себя:

- запорно-регулирующую арматуру;
- расходомер технического учета расхода жидкого топлива.

В систему подогрева жидкого топлива входят:

- подогреватели жидкого топлива (2x50 %);
- насосы циркуляции промконтур (два рабочих и один резервный);
- расширительный бак промконтур;
- подогреватели промконтур (2x50 %).

Для поддержания вязкости топлива перед ГТУ в системе циркуляции предусматриваются выносные подогреватели жидкого топлива. В зависимости от количества работающего оборудования в работе могут находиться от одного до двух подогревателей.

Проектными решениями предусматривается байпас подогревателей жидкого топлива, рассчитанный на полный расход жидкого топлива.

Для исключения возможности перегрева жидкого топлива выше температуры вспышки, подогрев жидкого топлива предусматривается от тепловой сети ГТЭС через промежуточный контур.

Поддержание температуры воды в промежуточном контуре в диапазоне 30 ... 38°C предусматривается изменением расхода теплоносителя сетевого контура посредством регулирующего клапана.

Регулирование температуры жидкого топлива за подогревателями предусматривается при помощи трехходового клапана на трубопроводе промконтур.

Инов. № подл.	64-1А-35
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2	Лист
							22

Электроприводы электрифицированной арматуры предусматриваются во взрывозащищенном исполнении.

Для циркуляции греющей среды через подогреватели промконтра и жидкого топлива предусматриваются насосы циркуляции промконтра.

Электродвигатели насосов предусматриваются во взрывозащищенном исполнении.

Давление в промконтуре должно быть на 0,02 МПа выше давления в контуре жидкого топлива во избежание попадания топлива в промконтур. Для обеспечения этого давления предусматривается расширительный бак.

Заполнение и подпитка промконтра предусматривается от контра тепловой сети ГТЭС.

Система опорожнения баков обводненного топлива и дренажных баков Для опорожнения резервуаров сбора аварийных проливов предусматриваются дренажные насосы с возвратом в резервуары жидкого топлива. При несоответствии качества дренажей предусматривается возможность откачки дренажей из бака сбора дренажей жидкого топлива спецавтотранспортом на утилизацию.

Для опорожнения резервуара сбора обводненных дренажей жидкого топлива предусматривается спецавтотранспорт с собственными насосами.

Для дегазации резервуаров жидкого топлива, продувки трубопроводов жидкого топлива и оборудования при выводе в ремонт предусматривается подвод азота. Для подвода азота к трубопроводам предусматриваются штуцеры с отключающей арматурой, гибкие шланги.

Антиобледенительная система (АОС) ГТУ

АОС ГТУ предназначена для предотвращения обледенения КВОУ и подогрева воздуха, подаваемого в компрессор ГТУ при температурах ниже минус 32°С.

Система АОС предусматривается подключенной к системе теплоснабжения ГТЭС, контур которого заполняется хладостойким теплоносителем (65 % раствор этиленгликоля с температурой начала кристаллизации минус 65 °С) с параметрами 110/70 °С со срезкой на 95 °С.

Работа насосов системы АОС предусматривается по программе поддержания температуры воздуха перед компрессором ГТУ.

Система замкнутого контра охлаждения ГТУ

Система замкнутого контра охлаждения предназначена для постоянного охлаждения вспомогательного оборудования ГТУ (маслоохладителей) и генератора (воздухоохладителей) в соответствии с требованиями производителя ГТУ.

Контур заполняется хладостойким теплоносителем (65 % раствор этиленгликоля с температурой начала кристаллизации минус 65 °С).

Заполнение, подпитка и опорожнение системы предусматривается от дренажного бака замкнутого контра охлаждения ГТУ.

Инов. № подл.	Взам. инв. №
64-1А-35	
Подп. и дата	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2	Лист
							23

Заполнение системы предусматривается от трубопроводов системы теплоснабжения через дренажный бак насосом дренажного бака. Опорожнение предусматривается обратно в дренажный бак и далее в резервуары запаса хладостойкого теплоносителя котельных.

В системе предусматриваются циркуляционные насосы. Для предотвращения загрязнения трубопроводов на всасе насосов предусматривается установить механические фильтры.

Для охлаждения предусматривается установить сухие вентиляторные градирни (СВГ). В градирнях предусматривается охлаждение теплоносителя встроенными осевыми вентиляторами. Поддержание температуры за оборудованием предусматривается регулирующими клапанами в пределах, установленных производителем ГТУ.

Для компенсации тепловых расширений предусматриваются мембранные расширительные баки.

Во избежание переохлаждения теплоносителя контура в холодное время года, предусматривается байпас СВГ с установкой регулирующего клапана с автоматическим поддержанием температуры на выходе из СВГ не менее плюс 12 °С.

Воздухоохладители генератора и маслоохладители ГТУ каждого технологического блока подключаются параллельно друг другу, нагретый в них хладостойкий теплоноситель поступает в общий сборный коллектор для двух ГТУ и далее на всас насосов замкнутого контура (два рабочих, один резервный). Насосы поддерживают циркуляцию в контуре «охладители-СВГ».

Проектными решениями обеспечивается возможность работы каждого из двух блоков на любую из градирен. Опорожнение СВГ предусматривается в дренажные резервуары и далее в резервуары запаса хладостойкого теплоносителя котельных.

Система маслоснабжения ГТУ

Каждая газотурбинная установка предусматривается с отдельной маслосистемой.

Маслосистема ГТУ предусматривается в поставке завода-изготовителя в полном комплекте, включая масляные насосы, трубопроводы масла, поддоны сбора протечек, вентиляторы масляного тумана, КИП и т.д. Управление маслосистемами предусматривается системой управления ГТУ.

Маслосистема ГТУ обеспечивает маслом систему смазки подшипников турбины и генератора.

Требуемая температура масла поддерживается работой маслоохладителей, устанавливаемых за масляными насосами – избыточное тепло масла отводится теплоносителем системы охлаждения ГТУ. Перед пуском турбины смазочное масло подогревается подогревателями масла.

Удаление масляных паров предусматривается вентиляторами масляного тумана через фильтр и уловитель масляного тумана.

Инов. № подл.	Взам. инв. №
64-1А-35	
Подп. и дата	

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2	Лист
							24

Заполнение (доливка) маслобаков ГТУ предусматривается при помощи переносного насоса из бочек.

Для очистки масла маслосистемы ГТУ предусмотрены две мобильные маслоочистительные машины по одной для каждого типа ГТУ.

Аварийный слив масла с маслобаков ГТУ при пожаре предусматривается в резервуары аварийного слива турбинного масла емкостью 25 м³.

На трубопроводах аварийного слива турбинного масла из маслобаков ГТУ в безопасном месте при пожаре предусматривается одна запорная арматура с ручным приводом. Для обеспечения возможности ее ревизии перед ней предусматривается установка запорной арматуры с ручным приводом, открытой и опломбированной в таком положении при нормальной эксплуатации. Между запорными арматурами предусматривается трубопровод ревизии с запорным клапаном.

Масло из резервуаров аварийного слива масла вывозится автоцистернами на стороннее предприятие с целью переработки.

Хранение масла предусматривается на складе масла в таре.

Система промывки компрессора ГТУ

Система промывки компрессора предназначена для подготовки раствора для промывки, промывки проточной части компрессорной установки ГТУ и утилизации промывочных вод.

При эксплуатации ГТУ предусматривается два вида жидкостной промывки: промывка на работающей и на выключенной установке.

Промывка на работающей установке представляет собой процесс впрыскивания обессоленной воды в компрессор во время работы ГТУ. Обессоленная вода на промывку подается от ВПУ в водяной бак модуля промывки ГТУ.

Промывка на выключенной установке представляет собой процесс впрыскивания моющего раствора в компрессор, когда установка находится в холодном состоянии и вращается за счет скорости проворачивания валоповоротного устройства. Моющий раствор из бочек при помощи насоса заполнения моющего раствора перекачивается к модулю промывки ГТУ и подается в бак моющего раствора. При помощи насоса промывки компрессора происходит перемешивание моющего раствора и обессоленной воды и подача моющего раствора на промывку компрессоров ГТУ.

Модуль промывки ГТУ поставляется комплектно с ГТУ и состоит из:

- бака моющего раствора объемом 0,23 м³;
- водяного бака объемом 4 м³;
- насоса промывки компрессора;
- системы измерения расхода и фильтрации;
- трубопроводов обвязки и арматуры.

Инов. № подл.	Взам. инв. №
64-1А-35	
Подп. и дата	

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2	Лист
							25

Моющее средство (детергент) не образует взрывоопасные смеси и удовлетворяет все требования по безопасности окружающей среды. Осадок или зольный компонент в чистящем составе не должен превышать 0,01 %.

Система сжатого воздуха

Система сжатого воздуха предусматривается для:

- снабжения инструментальным воздухом пневмоарматуры ГТУ № 1...11 с требуемой чистотой;
- продувки газопроводов пунктов подготовки газа, ГРП и площадочных наружных газопроводов;
- продувки газопроводов к водогрейным котлам;
- подача воздуха на пневмоинструмент: системы трубопроводов сжатого воздуха с устройствами присоединения пневмоинструмента предусматриваются в мастерских ИБК и башни ремонта оборудования, на площадках обслуживания ГТУ и площадках обслуживания водогрейных котельных.

Система сжатого воздуха включает в себя компрессорную сжатого воздуха с ресиверами, трубопроводы сжатого воздуха на эстакадах по площадке и внутри зданий ГТЭС, дополнительные фильтры для очистки сжатого воздуха до требований к инструментальному воздуху ГТУ и так далее. Рабочее давление в системе – 1,0 МПа.

Компрессорная сжатого воздуха с ресиверами предусматривается блочно-модульного исполнения полной заводской готовности. В компрессорной предусматривается установка трех компрессоров, один из которых резервный, сопряженных с блоком фильтров влагомаслоотделителей и адсорбционными осушителями, предназначенными для осушения сжатого воздуха до точки росы минус 70 °С.

Для сглаживания пульсаций давлений сжатого воздуха в системе предусматривается два ресивера объемом 16 м³ на площадке рядом с компрессорной. Каждый ресивер оснащается манометром, предохранительным клапаном и лазом для осмотра.

Включение и выключение компрессоров в компрессорной сжатого воздуха предусматривается по датчикам давления, расположенных на коллекторах сжатого воздуха внутри здания.

Работа компрессорной предусматривается в полностью автоматическом режиме, без постоянного присутствия персонала.

Система подачи азота с давлением 0,8 МПа предусматривается для продувки и консервации трубопроводов и оборудования топливного газа и жидкого топлива.

Максимальный суммарный расход азота на продувку внутренних газопроводов и оборудования ГТУ, а также хозяйства жидкого топлива не превышает 78 нм³/ч, при этом расход является периодическим. Продувка участков газопроводов и оборудования предусматривается

Изм. № подл.	64-1А-35
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2	Лист
							26

последовательно. Для подачи азота к оборудованию и трубопроводам предусматривается использовать гибкие рукава.

Кроме внутренних газопроводов ГТУ предусматривается подача азота на следующее оборудование:

- модули фильтрации жидкого топлива ГТУ № 1...11 (продувка и консервация трубопроводов жидкого топлива). Для продувки оборудования и трубопроводов жидкого топлива используются гибкие рукава. Расход азота является периодическим. Продувка участков трубопроводов осуществляется последовательно;

- блоки подогрева жидкого топлива, устанавливаемые в водогрейных котельных № 1 и 2 (продувка и консервация трубопроводов жидкого топлива). Для продувки оборудования и трубопроводов жидкого топлива предусматривается использовать гибкие рукава. Расход азота является периодическим. Продувка участков трубопроводов осуществляется последовательно;

- резервуары и трубопроводы жидкого топлива. Для продувки предусматривается использовать гибкие рукава.

Расход азота является периодическим. Продувка участков трубопроводов осуществляется последовательно.

Принципиальная технологическая схема системы газоснабжения декларируемых объектов приведена на рисунке 1.

Принципиальная технологическая схема системы маслоснабжения декларируемых объектов приведена на рисунке 2.

Принципиальная схема потоков декларируемых объектов приведена на рисунке 3.

Экспликация и условные обозначения к схеме потоков декларируемых объектов приведена на рисунке 4.

Инд. № подл.	64-1А-35	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
				D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2						
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата					

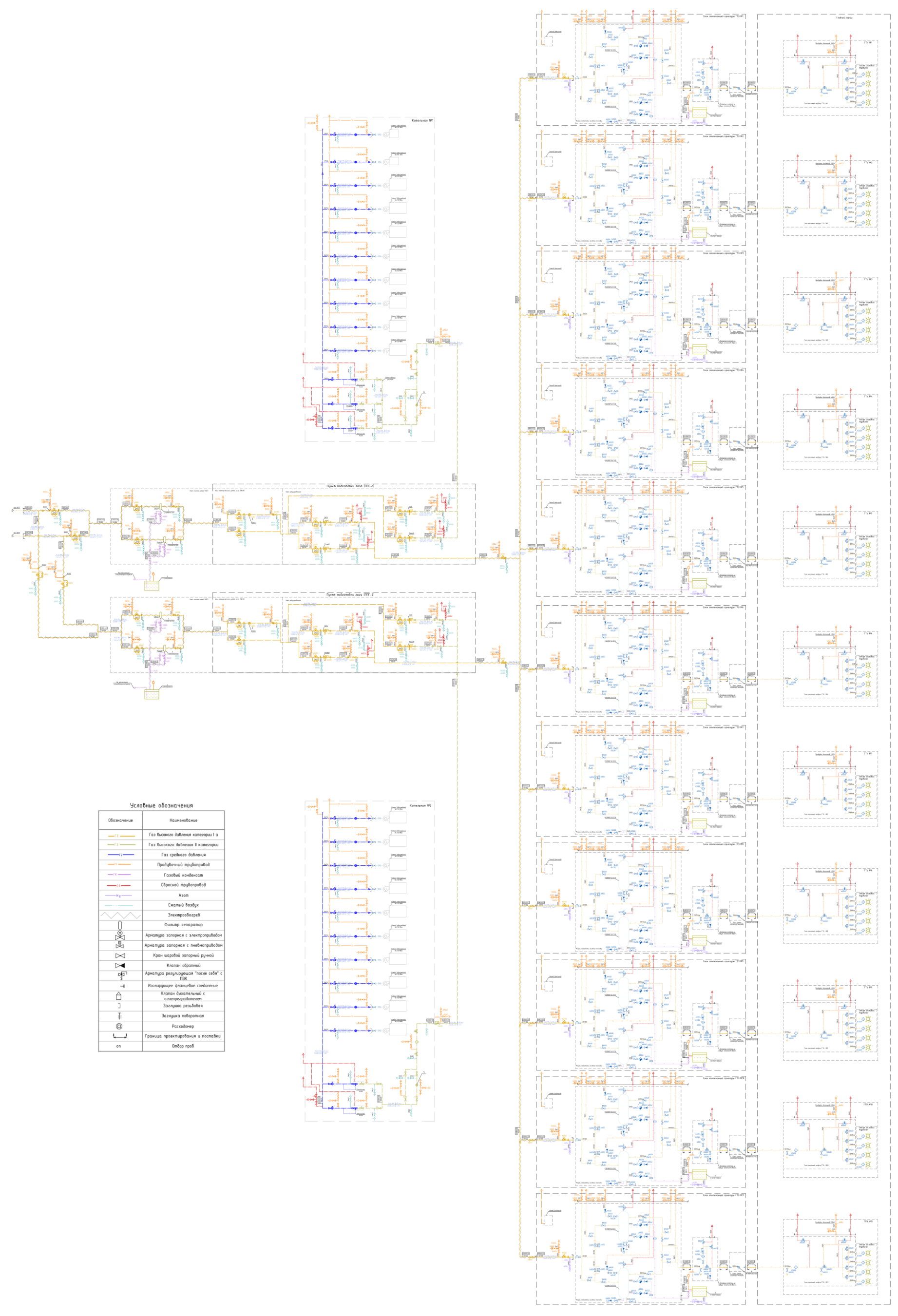


Рисунок 1 – Принципиальная технологическая схема системы газоснабжения декларируемых объектов

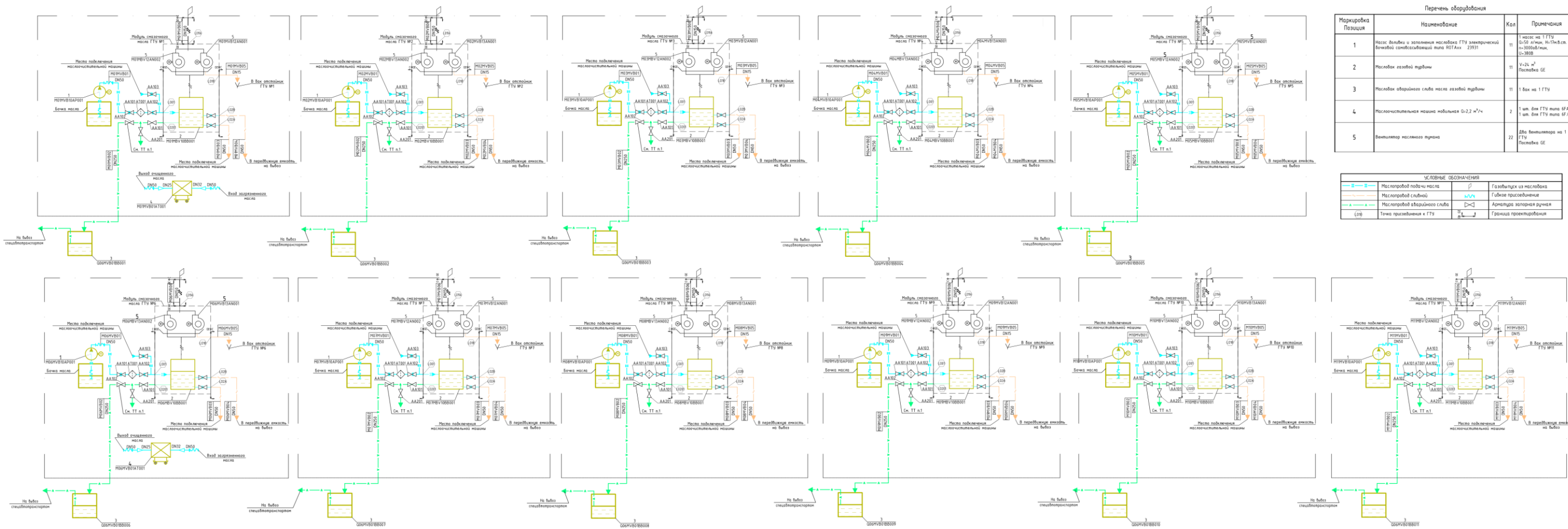
Инв. № подл. 64-1А-35

Подп. и дата

Взам. инв. №

Изм.	Лист	Лист	№ док.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2



Перечень оборудования

Маркировка Позиция	Наименование	Кол	Примечания
1	Насос дозировочный и запорный масляный ГТУ электротехнической Вентури с регулирующей шиной ВДТ Акт. 2781	11	1 насос на ГТУ 0,58 кВт, И.Тех.ст. №300040м, 0-3800
2	Маслобаз изливной стальной	11	У-21 м³ Пасовка 02
3	Маслобаз аварийная слива масла изливной стальной	11	1 бак на 1 ГТУ
4	Маслоочистительная машина модельная 0-2,2 м³/ч	2	1 шт. бак ГТУ типа 0FA 1 шт. бак ГТУ типа 0F3
5	Вентилятор масляного тумана	22	2 шт. вентилятора на 1 ГТУ Пасовка 02

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

	Маслопровод подачи масла		Газовый бак из маслабаз
	Маслопровод сливной		Гибкие присоединения
	Маслопровод аварийного слива		Арматура запорная ручная
	Точка присоединения к ГТУ		Граница проектирования

Рисунок 2 – Принципиальная технологическая схема системы маслоснабжения декларируемых объектов

Инв. № подл. Подп. и дата
64-1А-35

Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист
29

Формат А3

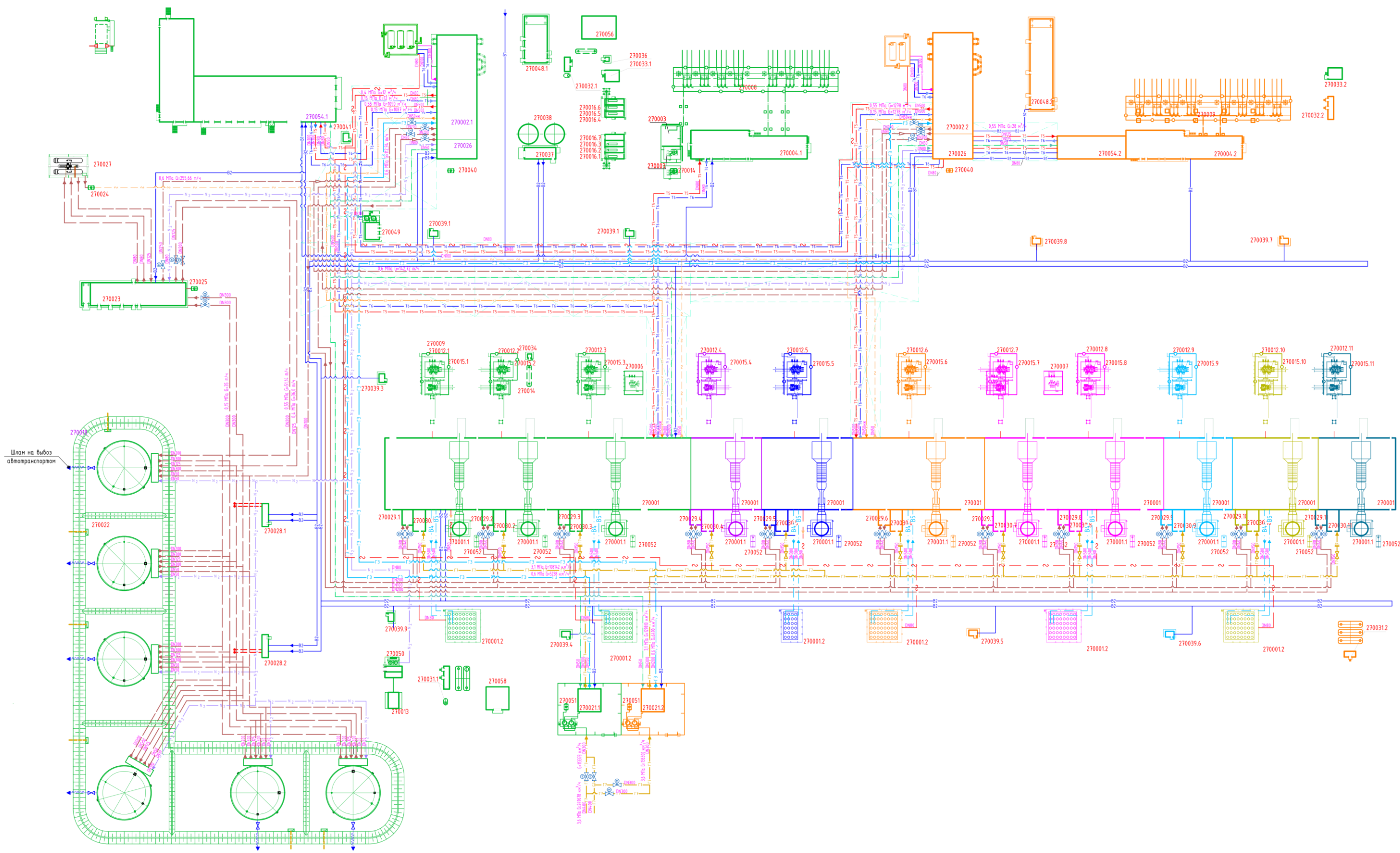


Рисунок 3 – Принципиальная схема потоков декларируемых объектов

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
64-1А-35		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист
30

Формат А3

Экспликация проектируемых зданий и сооружений

270039.9	G29	Блок-бокс пожарных гидрантов №9	
27004.0	E39	Резервуар сбора дренажей жидкого топлива водогрейной котельной	2 шт.
27004.1	Q07	Бак смешения антифриза	2 шт.
27004.8.1	Q01	Склад антифриза в таре	
27004.8.2	Q08	Склад антифриза и масла в таре	
27004.9	Q02	Компрессорная станция сжатого воздуха с ресиверами	
27005.0	Q03	Азотогенераторная станция, совмещенная с ресиверами	
27005.1	Q04	Бак газового конденсата	2 шт.
27005.2	Q06	Баки аварийного слива турбинного масла ГТУ	11 шт.
27005.3	S00	Эстакада технологических трубопроводов и кабельных коробов	
27005.4.1	U01	Инженерно-бытовой корпус №1	
27005.4.2	U02	Инженерно-бытовой корпус №2	
27005.5	U03	Совмещенная галерея	
27005.6	U04	Защитное сооружение	
27005.7	U05	Ограда	
27005.8	U06	Склад хранения отходов	

270021.2	E22	Пункт подготовки газа №2	
27002.2	E31	Склад жидкого топлива, в том числе резервуар аварийного слива жидкого топлива	
27002.3	E32	Насосная станция жидкого топлива со складом масла в таре	
27002.4	E33	Резервуар сбора аварийных проливов жидкого топлива	
27002.5	E34	Резервуар сбора обводненных дренажей жидкого топлива	
27002.6	E35	Блок подогрева жидкого топлива	2 шт.
27002.7	E36	Площадка слива жидкого топлива из автобалаера	
27002.8.1	E37	Модуль пенного пожаротушения	
27002.8.2	E38	Модуль пенного пожаротушения	
27002.9.1	E41	Модуль фильтрации жидкого топлива ГТУ №1	
27002.9.2	E42	Модуль фильтрации жидкого топлива ГТУ №2	
27002.9.3	E43	Модуль фильтрации жидкого топлива ГТУ №3	
27002.9.4	E44	Модуль фильтрации жидкого топлива ГТУ №4	
27002.9.5	E45	Модуль фильтрации жидкого топлива ГТУ №5	
27002.9.6	E46	Модуль фильтрации жидкого топлива ГТУ №6	
27002.9.7	E47	Модуль фильтрации жидкого топлива ГТУ №7	
27002.9.8	E48	Модуль фильтрации жидкого топлива ГТУ №8	
27002.9.9	E49	Модуль фильтрации жидкого топлива ГТУ №9	
27002.9.10	E50	Модуль фильтрации жидкого топлива ГТУ №10	
27002.9.11	E51	Модуль фильтрации жидкого топлива ГТУ №11	
27003.0.1	E01	Модуль БОА ГТУ №1	
27003.0.2	E02	Модуль БОА ГТУ №2	
27003.0.3	E03	Модуль БОА ГТУ №3	
27003.0.4	E04	Модуль БОА ГТУ №4	
27003.0.5	E05	Модуль БОА ГТУ №5	
27003.0.6	E06	Модуль БОА ГТУ №6	
27003.0.7	E07	Модуль БОА ГТУ №7	
27003.0.8	E08	Модуль БОА ГТУ №8	
27003.0.9	E09	Модуль БОА ГТУ №9	
27003.0.10	E10	Модуль БОА ГТУ №10	
27003.0.11	E11	Модуль БОА ГТУ №11	
27003.1.1	G01	Блок очистных сооружений поверхностных стоков №1	
27003.1.2	G02	Блок очистных сооружений поверхностных стоков №2	
27003.2.1	G03	Блок очистных сооружений нефтесодержащих стоков №1	
27003.2.2	G04	Блок очистных сооружений нефтесодержащих стоков №2	
27003.3.1	G05	Блок очистных сооружений бытовых стоков №1	
27003.3.2	G06	Блок очистных сооружений бытовых стоков №2	
27003.4	G07	Канализационная насосная станция №1 нефтесодержащих стоков	
27003.5	G08	Канализационная насосная станция №2 нефтесодержащих стоков	
27003.6	G09	Канализационная насосная станция №3 очищенных стоков	
27003.7	G10	Насосная станция пожаротушения	
27003.8	G11	Резервуары противопожарного запаса воды	
27003.9.1	G21	Блок-бокс пожарных гидрантов №1	
27003.9.2	G22	Блок-бокс пожарных гидрантов №2	
27003.9.3	G23	Блок-бокс пожарных гидрантов №3	
27003.9.4	G24	Блок-бокс пожарных гидрантов №4	
27003.9.5	G25	Блок-бокс пожарных гидрантов №5	
27003.9.6	G26	Блок-бокс пожарных гидрантов №6	
27003.9.7	G27	Блок-бокс пожарных гидрантов №7	
27003.9.8	G28	Блок-бокс пожарных гидрантов №8	

Номер на плане		Наименование	Примечание
270001	M10	Главный корпус	
270001.1	D01-D11	Дымовая труба с газоходом ГТУ	11 шт.
270001.2	P01-P06	Сухая вентиляционная градирня	6 шт.
270002.1	H10	Котельная №1	
270002.2	H20	Котельная №2	
270003	A21	Общестанционные трансформаторы собственных нужд	
270004.1	A22	Здание КРУЭ 110кВ №1	
270004.2	A23	Здание КРУЭ 110кВ №2	
270005	A24	Пути перекачки трансформаторов	
270006	A25	РТСН №1	
270007	A26	РТСН №2	
270008	A27	Площадка выходных порталов ВЛ 110 кВ	
270009	A28	Эстакада кабелей 110 кВ	
270010	A29	Эстакада токопроводов	
270011	A20	Эстакада силовых и контрольных кабелей	
270012.1	A01	Открытая установка трансформатора блока ГТУ №1	
270012.2	A02	Открытая установка трансформатора блока ГТУ №2	
270012.3	A03	Открытая установка трансформатора блока ГТУ №3	
270012.4	A04	Открытая установка трансформатора блока ГТУ №4	
270012.5	A05	Открытая установка трансформатора блока ГТУ №5	
270012.6	A06	Открытая установка трансформатора блока ГТУ №6	
270012.7	A07	Открытая установка трансформатора блока ГТУ №7	
270012.8	A08	Открытая установка трансформатора блока ГТУ №8	
270012.9	A09	Открытая установка трансформатора блока ГТУ №9	
270012.10	A10	Открытая установка трансформатора блока ГТУ №10	
270012.11	A11	Открытая установка трансформатора блока ГТУ №11	
270013	A18	Станция электрообогрева трубопроводов	
270014	A31	Бак аварийного слива трансформаторного масла	2 шт.
270015.1	A32	Маслоприемник трансформатора блока ГТУ №1	
270015.2	A32	Маслоприемник трансформатора блока ГТУ №2	
270015.3	A32	Маслоприемник трансформатора блока ГТУ №3	
270015.4	A32	Маслоприемник трансформатора блока ГТУ №4	
270015.5	A32	Маслоприемник трансформатора блока ГТУ №5	
270015.6	A32	Маслоприемник трансформатора блока ГТУ №6	
270015.7	A32	Маслоприемник трансформатора блока ГТУ №7	
270015.8	A32	Маслоприемник трансформатора блока ГТУ №8	
270015.9	A32	Маслоприемник трансформатора блока ГТУ №9	
270015.10	A32	Маслоприемник трансформатора блока ГТУ №10	
270015.11	A32	Маслоприемник трансформатора блока ГТУ №11	
270016.1	B01	Дизельгенераторная установка №1	
270016.2	B02	Дизельгенераторная установка №2	
270016.3	B03	Дизельгенераторная установка №3	
270016.4	B04	Дизельгенераторная установка №4	
270016.5	B05	Дизельгенераторная установка №5	
270016.6	B06	Дизельгенераторная установка №6	
270016.7	B07	РУ-6 кВ ДЭС	
270017	B08	Прожекторная мачта с молниевыводом	11 шт.
270018	B09	Молниевывод	3 шт.
270021.1	E21	Пункт подготовки газа №1	

Условные обозначения

Обозначение	Наименование
	Трубопровод жидкого топлива
	Газ высокого давления категории I а
	Газ высокого давления II категории
	Трубопровод азота
	Трубопровод сжатого воздуха
	Химическая (обессоленная) вода
	Прямой теплоноситель теплового контура
	Обратный теплоноситель теплового контура
	Дренаж системы теплоснабжения (хладостойкий, безнапорный)
	Дренажи жидкого топлива
	Дренажи хладостойкого теплоносителя
	Водопровод хозяйственной
	Водопровод противопожарный
	Трубопроводы замкнутого контура системы охлаждения
	Трубопроводы замкнутого контура системы охлаждения
	Арматура запорная с электроприводом
	Арматура запорная

Рисунок 4 – Экспликация и условные обозначения к схеме потоков декларируемых объектов

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

64-1А-35

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

31

Формат А3

1.2.2 План размещения основного технологического оборудования, в котором обращаются опасные вещества

План размещения основного технологического оборудования и коммуникаций приведен на рисунке 5.

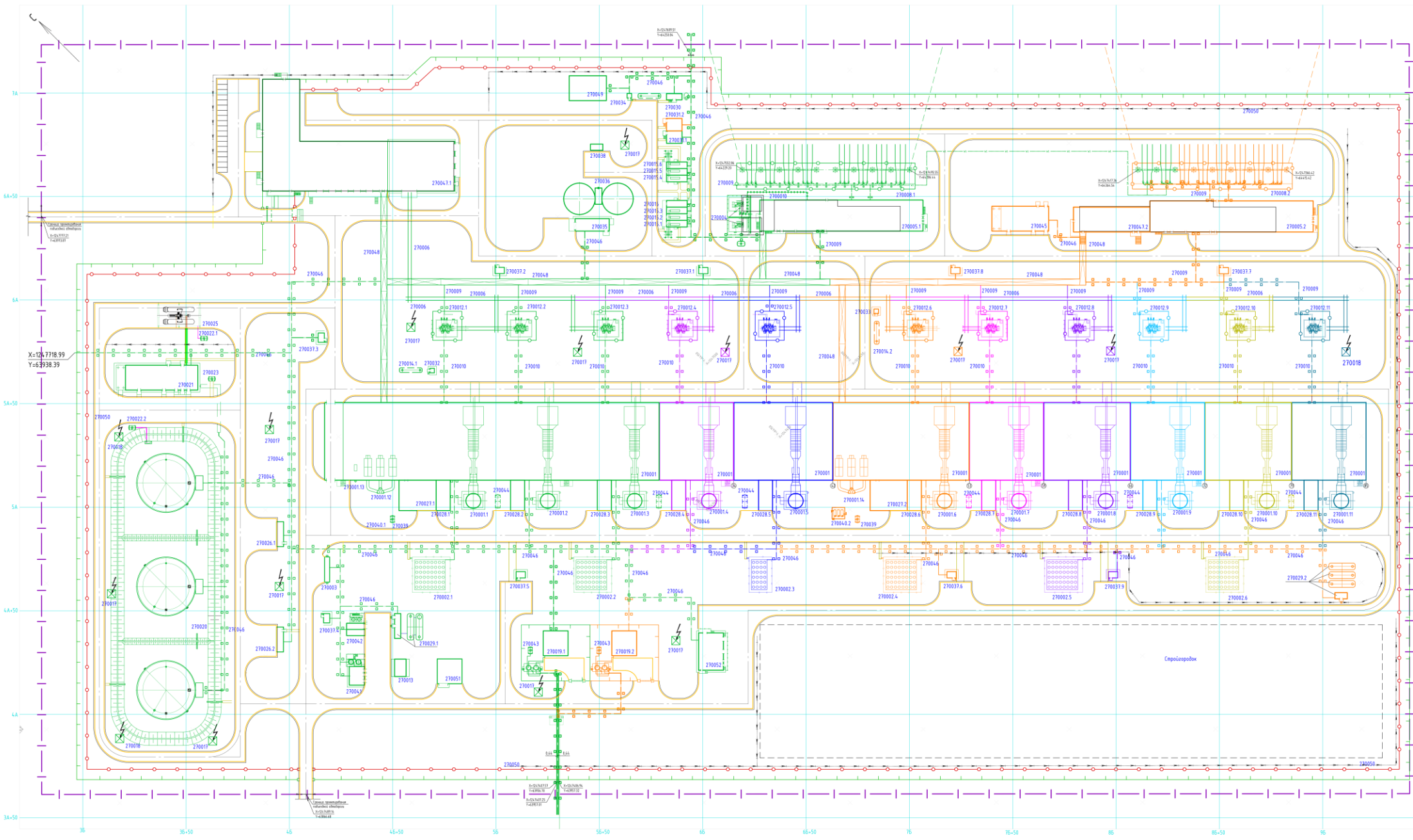
Компоновка главного корпуса приведена на рисунке 6.

Компоновка котельной № 1 приведена на рисунке 7.

Компоновка пункта подготовки газа № 1 приведена на рисунке 8.

Компоновка пункта подготовки газа № 2 приведена на рисунке 9.

Инв. № подл.	64-1А-35	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
				D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2						
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата					



Код	Наименование	Примечание
270001	Резерв. ВК Вода ВР	
270002	Резерв. ВК Вода ВР	
270003	Резерв. ВК Вода ВР	
270004	Резерв. ВК Вода ВР	
270005	Резерв. ВК Вода ВР	
270006	Резерв. ВК Вода ВР	
270007	Резерв. ВК Вода ВР	
270008	Резерв. ВК Вода ВР	
270009	Резерв. ВК Вода ВР	
270010	Резерв. ВК Вода ВР	
270011	Резерв. ВК Вода ВР	
270012	Резерв. ВК Вода ВР	
270013	Резерв. ВК Вода ВР	
270014	Резерв. ВК Вода ВР	
270015	Резерв. ВК Вода ВР	
270016	Резерв. ВК Вода ВР	
270017	Резерв. ВК Вода ВР	
270018	Резерв. ВК Вода ВР	
270019	Резерв. ВК Вода ВР	
270020	Резерв. ВК Вода ВР	
270021	Резерв. ВК Вода ВР	
270022	Резерв. ВК Вода ВР	
270023	Резерв. ВК Вода ВР	
270024	Резерв. ВК Вода ВР	
270025	Резерв. ВК Вода ВР	
270026	Резерв. ВК Вода ВР	
270027	Резерв. ВК Вода ВР	
270028	Резерв. ВК Вода ВР	
270029	Резерв. ВК Вода ВР	
270030	Резерв. ВК Вода ВР	
270031	Резерв. ВК Вода ВР	
270032	Резерв. ВК Вода ВР	
270033	Резерв. ВК Вода ВР	
270034	Резерв. ВК Вода ВР	
270035	Резерв. ВК Вода ВР	
270036	Резерв. ВК Вода ВР	
270037	Резерв. ВК Вода ВР	
270038	Резерв. ВК Вода ВР	
270039	Резерв. ВК Вода ВР	
270040	Резерв. ВК Вода ВР	
270041	Резерв. ВК Вода ВР	
270042	Резерв. ВК Вода ВР	
270043	Резерв. ВК Вода ВР	
270044	Резерв. ВК Вода ВР	
270045	Резерв. ВК Вода ВР	
270046	Резерв. ВК Вода ВР	
270047	Резерв. ВК Вода ВР	
270048	Резерв. ВК Вода ВР	
270049	Резерв. ВК Вода ВР	
270050	Резерв. ВК Вода ВР	
270051	Резерв. ВК Вода ВР	
270052	Резерв. ВК Вода ВР	
270053	Резерв. ВК Вода ВР	
270054	Резерв. ВК Вода ВР	
270055	Резерв. ВК Вода ВР	
270056	Резерв. ВК Вода ВР	
270057	Резерв. ВК Вода ВР	
270058	Резерв. ВК Вода ВР	
270059	Резерв. ВК Вода ВР	
270060	Резерв. ВК Вода ВР	
270061	Резерв. ВК Вода ВР	
270062	Резерв. ВК Вода ВР	
270063	Резерв. ВК Вода ВР	
270064	Резерв. ВК Вода ВР	
270065	Резерв. ВК Вода ВР	
270066	Резерв. ВК Вода ВР	
270067	Резерв. ВК Вода ВР	
270068	Резерв. ВК Вода ВР	
270069	Резерв. ВК Вода ВР	
270070	Резерв. ВК Вода ВР	
270071	Резерв. ВК Вода ВР	
270072	Резерв. ВК Вода ВР	
270073	Резерв. ВК Вода ВР	
270074	Резерв. ВК Вода ВР	
270075	Резерв. ВК Вода ВР	
270076	Резерв. ВК Вода ВР	
270077	Резерв. ВК Вода ВР	
270078	Резерв. ВК Вода ВР	
270079	Резерв. ВК Вода ВР	
270080	Резерв. ВК Вода ВР	
270081	Резерв. ВК Вода ВР	
270082	Резерв. ВК Вода ВР	
270083	Резерв. ВК Вода ВР	
270084	Резерв. ВК Вода ВР	
270085	Резерв. ВК Вода ВР	
270086	Резерв. ВК Вода ВР	
270087	Резерв. ВК Вода ВР	
270088	Резерв. ВК Вода ВР	
270089	Резерв. ВК Вода ВР	
270090	Резерв. ВК Вода ВР	
270091	Резерв. ВК Вода ВР	
270092	Резерв. ВК Вода ВР	
270093	Резерв. ВК Вода ВР	
270094	Резерв. ВК Вода ВР	
270095	Резерв. ВК Вода ВР	
270096	Резерв. ВК Вода ВР	
270097	Резерв. ВК Вода ВР	
270098	Резерв. ВК Вода ВР	
270099	Резерв. ВК Вода ВР	
270100	Резерв. ВК Вода ВР	

Рисунок 5 – План размещения оборудования технологического оборудования и коммуникаций

Инв. № подл. 64-1А-35
 Подп. и дата
 Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ГД-270000-ДПБ2

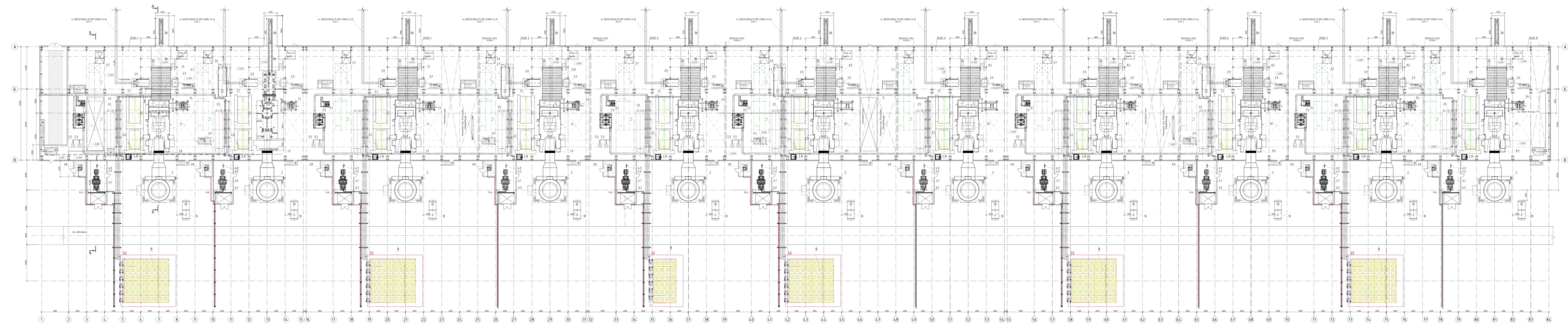
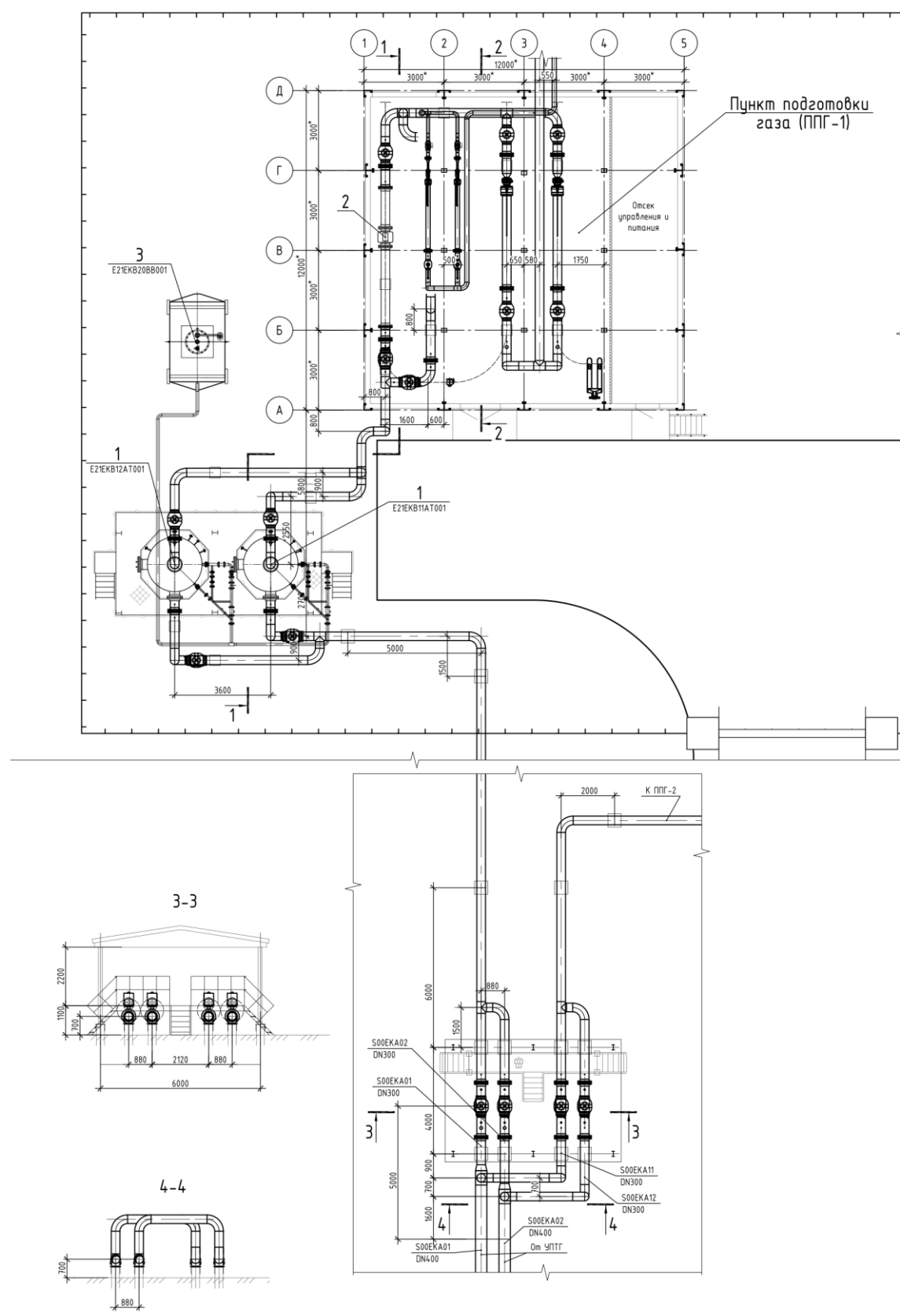


Рисунок 6 – Компоновка главного корпуса

Инв. № подл. 64-1А-35	Подп. и дата	Взам. инв. №
--------------------------	--------------	--------------

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2



Перечень оборудования

Поз. обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	Фильтр-сепаратор газовый	2	
2	Расходомер узла коммерческого учета газа	1	
3	Бак газового конденсата V=10 м³	1	

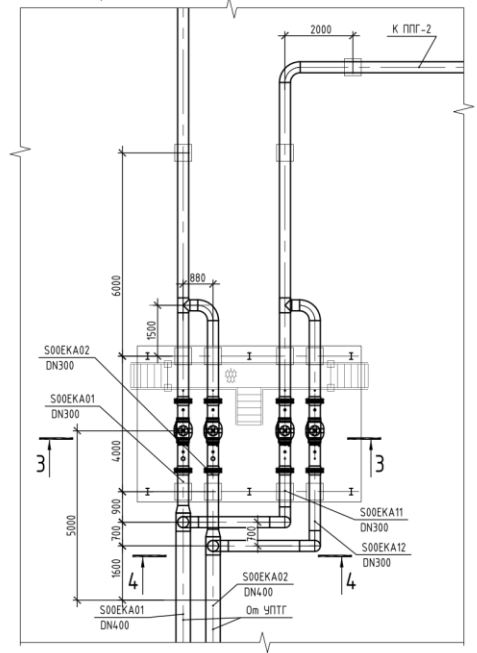
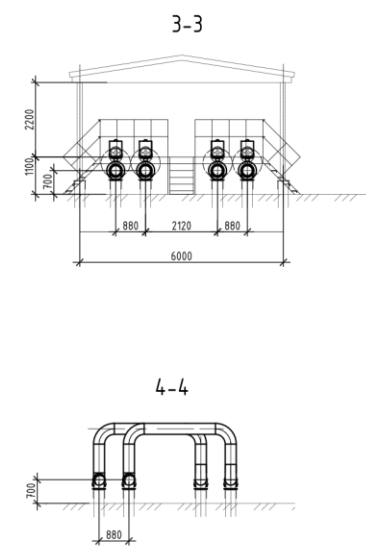
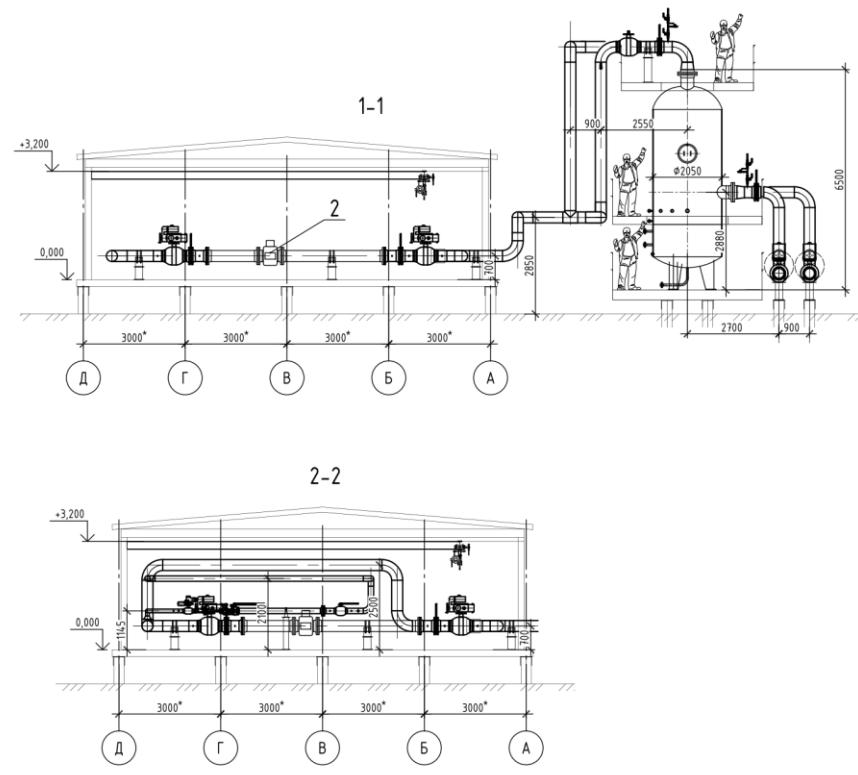


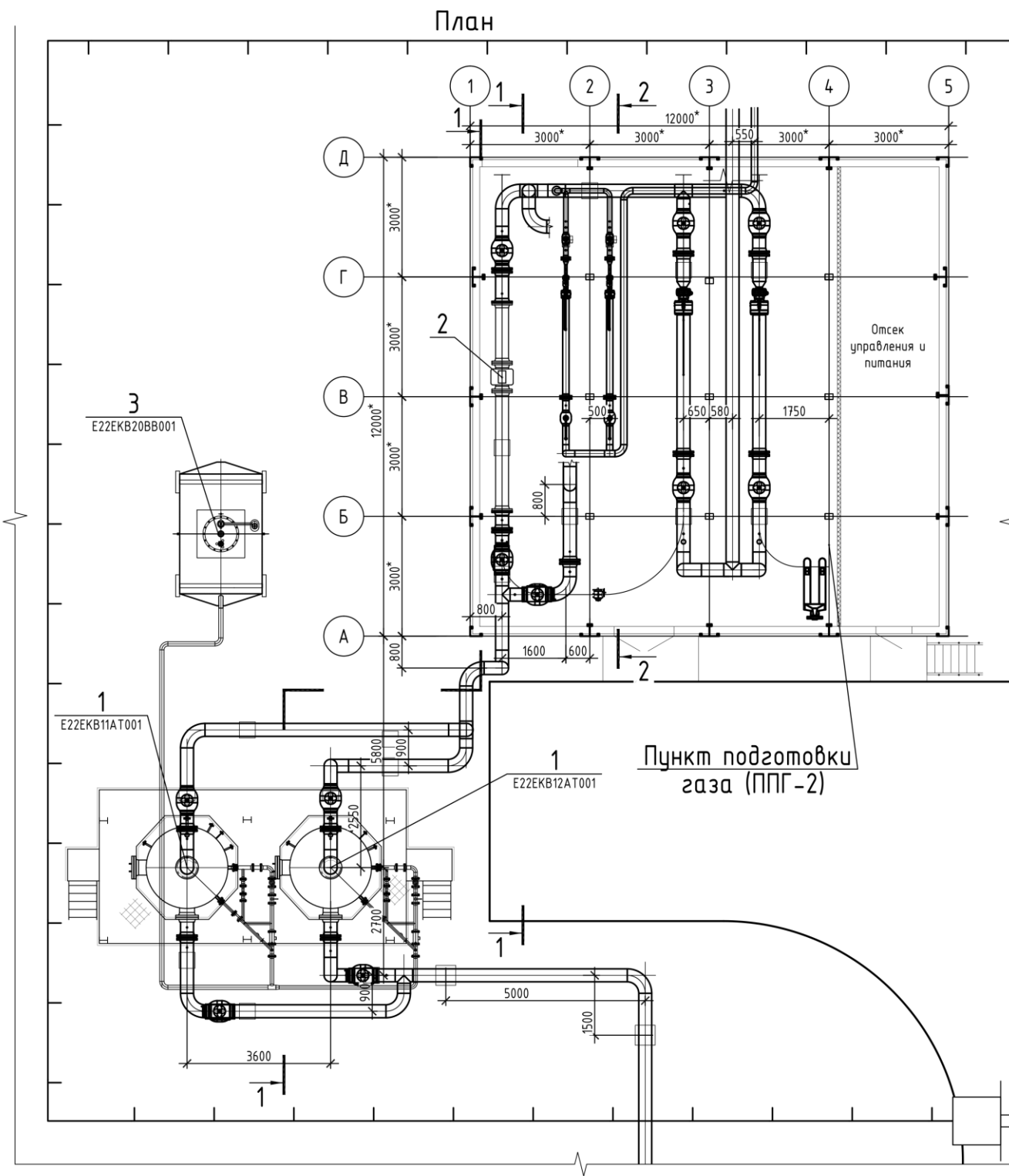
Рисунок 8 – Компонка пункта подготовки газа № 1

Инв. № подл. 64-1А-35
 Подп. и дата
 Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
------	---------	------	--------	-------	------

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

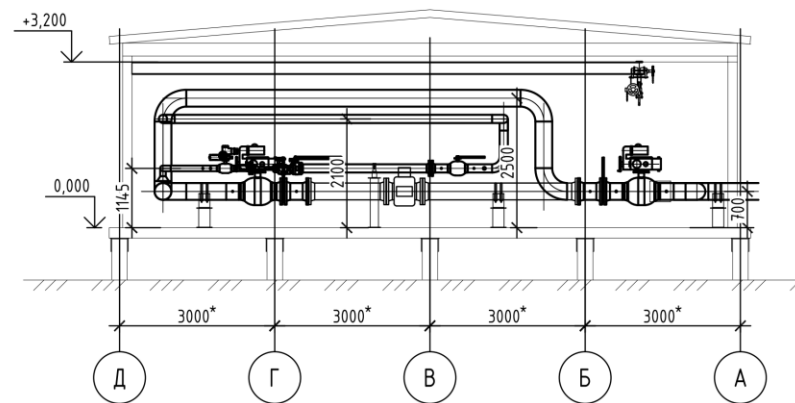
Лист 36



Перечень оборудования

Поз. обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	Фильтр-сепаратор газовый	2	
2	Расходомер узла коммерческого учета газа	1	
3	Бак газового конденсата V=10 м ³	1	

2-2



1-1

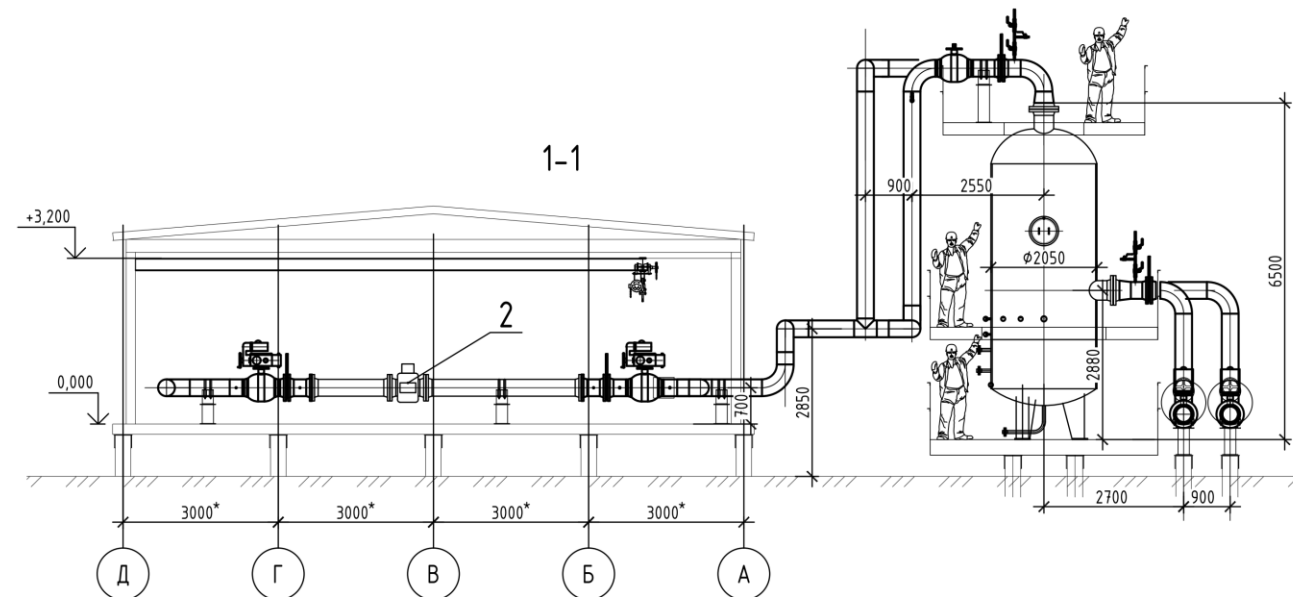


Рисунок 9 – Компонка пункта подготовки газа № 2

Инд. № подл.	Взам. инв. №
64-1А-35	
Подп. и дата	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист
37

1.2.3 Перечень основного технологического оборудования, в котором обрабатываются опасные вещества

Перечень основного технологического оборудования декларируемых объектов, в котором обрабатываются опасные вещества, и его технические характеристики приведен в таблице 5.

Инв. № подл.	64-1А-35	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
				D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2						
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата					

Таблица 5 – Перечень основного технологического оборудования декларируемых объектов, в котором обращаются опасные вещества, и его технические характеристики

Позиция оборудования/ трубопровода	Наименование оборудования/ трубопровода	Техническая характеристика	Кол-во оборудования/ длина трубопровода (м)	Опасное вещество	Агрегатное состояние	
S00EKA01	Участок газопровода от точки врезки до узла запорной арматуры с электроприводом	DN 307	35	ПНГ	Газообразное	
S00EKA03		DN 307	7	ПНГ	Газообразное	
S00EKA02	Участок газопровода от точки врезки до узла запорной арматуры с электроприводом	DN 307	35	ПНГ	Газообразное	
S00EKA04		DN 307	7	ПНГ	Газообразное	
S00EKA01	Участок газопровода от узла запорной арматуры с электроприводом до узла запорной арматуры с электроприводом в УОГ	DN 307	5	ПНГ	Газообразное	
S00EKA02		DN 307	5	ПНГ	Газообразное	
S21EKA10		DN 307	44	ПНГ	Газообразное	
E21EKA10		DN 307	2,5	ПНГ	Газообразное	
E21EKA11		DN 307	4,4	ПНГ	Газообразное	
E21EKA12		DN 307	11	ПНГ	Газообразное	
E21EKA11		Участок трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УОГ до узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ с учетом фильтра сепаратора	DN 307	17,4	ПНГ	Газообразное
E21EKA12			DN 307	21,4	ПНГ	Газообразное
E21EKB11AT001			-	-	ПНГ	Газообразное
E21EKA20			DN 307	4,7	ПНГ	Газообразное
E21EКУ10	DN 307		1	ПНГ	Газообразное	
E21EКУ12	DN 307		1	ПНГ	Газообразное	

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

64-1А-35

Изм.	Лист	Лист	Недок.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

39

Формат А4

Позиция оборудования/ трубопровода	Наименование оборудования/ трубопровода	Техническая характеристика	Кол-во оборудования/ длина трубопровода (м)	Опасное вещество	Агрегатное состояние
E21EКУ11		DN 307	1	ПНГ	Газообразное
E21EКУ12	Участок трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ до устройств редуцирования газа	DN 307	11	ПНГ	Газообразное
E21EКУ11		DN 307	16,6	ПНГ	Газообразное
E21EKG10		DN 307	4	ПНГ	Газообразное
E31EKG20		DN 100	1	ПНГ	Газообразное
E21EKG21		DN 100	4	ПНГ	Газообразное
E21EKG22		DN 100	4	ПНГ	Газообразное
S00EKC10		Участок трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ до устройств редуцирования газа AA851 до узла запорной арматуры с электроприводом перед котельной № 1	DN 143	280	ПНГ
E21EKD11	DN 143		5	ПНГ	Газообразное
E21EKD12	DN 143		5	ПНГ	Газообразное
H10ЕК10	Участок трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом перед котельной № 1 до ПЗК в котельной № 1	DN 143	5	ПНГ	Газообразное
H10ЕКC20		DN 201	20	ПНГ	Газообразное
S00EKA11	Участок газопровода от точки врезки до узла запорной арматуры с электроприводом	DN 307	35	ПНГ	Газообразное
S00EKA03		DN 307	7	ПНГ	Газообразное
S00EKA12	Участок газопровода от точки врезки до узла запорной арматуры с электроприводом	DN 307	35	ПНГ	Газообразное
S00EKA04		DN 307	7	ПНГ	Газообразное
S00EKA11	Участок газопровода от узла	DN 307	5	ПНГ	Газообразное

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

64-1А-35

Изм.	Лист	Лист	Недок.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

40

Формат А4

Позиция оборудования/ трубопровода	Наименование оборудования/ трубопровода	Техническая характеристика	Кол-во оборудования/ длина трубопровода (м)	Опасное вещество	Агрегатное состояние
S00EKA12	запорной арматуры с электроприводом до узла запорной арматуры с электроприводом в УОГ	DN 307	5	ПНГ	Газообразное
S00EKA20		DN 307	4	ПНГ	Газообразное
E22EKA10		DN 307	65	ПНГ	Газообразное
E22EKA11		DN 307	10,5	ПНГ	Газообразное
E22EKA12		DN 307	10,61	ПНГ	Газообразное
E22EKA11	Участок трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УОГ до узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ с учетом фильтра сепаратора	DN 307	6,5	ПНГ	Газообразное
E22EKA12		DN 307	10,7	ПНГ	Газообразное
E22EKB11AT001		-		ПНГ	Газообразное
E22EKA20		DN 307	10	ПНГ	Газообразное
E22EКУ10		DN 307	3,5	ПНГ	Газообразное
E22EКУ12		DN 307	4	ПНГ	Газообразное
E22EКУ11		DN 307	4	ПНГ	Газообразное
E22EКУ12		Участок трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ до устройств редуцирования газа	DN 307	11	ПНГ
E22EКУ11	DN 307		16,6	ПНГ	Газообразное
E22EKG10	DN 307		5	ПНГ	Газообразное
E22EKG20	DN 100		1	ПНГ	Газообразное
E22EKG21	DN 100		4	ПНГ	Газообразное
E22EKG22	DN 100		4	ПНГ	Газообразное

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

64-1А-35

Изм.	Лист	Лист	Недок.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

41

Позиция оборудования/ трубопровода	Наименование оборудования/ трубопровода	Техническая характеристика	Кол-во оборудования/ длина трубопровода (м)	Опасное вещество	Агрегатное состояние
E22EKD11	Участок трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ до устройств редуцирования газа AA851 до узла запорной арматуры с электроприводом перед котельной № 2	DN 143	6	ПНГ	Газообразное
E22EKD12		DN 143	5	ПНГ	Газообразное
S00EKC20		DN 143	230	ПНГ	Газообразное
H10EK10	Участок трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом перед котельной № 2 до ПЗК в котельной № 2	DN 143	5	ПНГ	Газообразное
H10EKC20		DN 201	20	ПНГ	Газообразное
S00EKG10	Участок трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ до устройств редуцирования газа AA851 до узлов запорной арматуры с электроприводом перед блоками отключающей арматуры ГТУ	DN 307	220	ПНГ	Газообразное
S00EKG30		DN 307	370	ПНГ	Газообразное
S00EKG11		DN 307	20	ПНГ	Газообразное
S00EKG12		DN 307	20	ПНГ	Газообразное
S00EKG13		DN 307	20	ПНГ	Газообразное
S00EKG14		DN 307	20	ПНГ	Газообразное
S00EKG15		DN 307	20	ПНГ	Газообразное
S00EKG21		DN 307	20	ПНГ	Газообразное
S00EKG22		DN 307	20	ПНГ	Газообразное
S00EKG23		DN 307	20	ПНГ	Газообразное
S00EKG24		DN 307	20	ПНГ	Газообразное
S00EKG25		DN 307	20	ПНГ	Газообразное

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

64-1А-35

Изм.	Лист	Лист	Недок.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

42

Формат А4

Позиция оборудования/ трубопровода	Наименование оборудования/ трубопровода	Техническая характеристика	Кол-во оборудования/ длина трубопровода (м)	Опасное вещество	Агрегатное состояние
S00EKG26		DN 307	20	ПНГ	Газообразное
M01EKG11	Трубопроводы и оборудование блока отключающей арматуры ГТУ № 1	DN 307	30	ПНГ	Газообразное
M02EKG11	Трубопроводы и оборудование блока отключающей арматуры ГТУ № 2	DN 307	30	ПНГ	Газообразное
M03EKG11	Трубопроводы и оборудование блока отключающей арматуры ГТУ № 3	DN 307	30	ПНГ	Газообразное
M04EKG11	Трубопроводы и оборудование блока отключающей арматуры ГТУ № 4	DN 307	30	ПНГ	Газообразное
M05EKG11	Трубопроводы и оборудование блока отключающей арматуры ГТУ № 5	DN 307	30	ПНГ	Газообразное
M06EKG11	Трубопроводы и оборудование блока отключающей арматуры ГТУ № 6	DN 307	30	ПНГ	Газообразное
M07EKG11	Трубопроводы и оборудование блока отключающей арматуры ГТУ № 7	DN 307	30	ПНГ	Газообразное
M08EKG11	Трубопроводы и оборудование блока отключающей арматуры ГТУ № 8	DN 307	30	ПНГ	Газообразное
M09EKG11	Трубопроводы и оборудование блока отключающей арматуры ГТУ № 9	DN 307	30	ПНГ	Газообразное
M10EKG11	Трубопроводы и оборудование блока отключающей арматуры ГТУ № 10	DN 307	30	ПНГ	Газообразное

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

64-1А-35

Изм.	Лист	Лист	Недок.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

43

Формат А4

Позиция оборудования/ трубопровода	Наименование оборудования/ трубопровода	Техническая характеристика	Кол-во оборудования/ длина трубопровода (м)	Опасное вещество	Агрегатное состояние
M11EKG11	Трубопроводы и оборудование блока отключающей арматуры ГТУ № 11	DN 307	30	ПНГ	Газообразное
E31EGB10BB001	PBC 10000 № 1	Номинальный объем – 10000 м ³	1	Дизельное топливо	Жидкое
E31EGB10BB002	PBC 10000 № 2	Номинальный объем – 10000 м ³	1	Дизельное топливо	Жидкое
E31EGD21	Участок трубопроводов от узлов запорной арматуры с электроприводом на PBC 10000 до насосов дизельного топлива	DN 309	15	Дизельное топливо	Жидкое
E31EGD22		DN 309	15	Дизельное топливо	Жидкое
E31EGD23		DN 309	15	Дизельное топливо	Жидкое
E31EGD20		DN 309	270	Дизельное топливо	Жидкое
E32EGC21AP001	Участок трубопроводов от насосов до запорной арматуры с электроприводом в блоке подогрева жидкого топлива водогрейной котельных № 1, 2	-	-	Дизельное топливо	Жидкое
E32EGC22AP001		-	-	Дизельное топливо	Жидкое
E32EGD40		DN 205	10	Дизельное топливо	Жидкое
S00EGD50		DN 257	80	Дизельное топливо	Жидкое
S00EGD70		DN 205	300	Дизельное топливо	Жидкое
S00EGD60		DN 205	90	Дизельное топливо	Жидкое
E35EGD61AC001		Подогреватель жидкого топлива водогрейной котельной № 1	-	1	Дизельное топливо
E35EGD62AC001	-		1	Дизельное топливо	Жидкое
E65EGD60	Участок трубопроводов от запорной арматуры с электроприводом после подогревателя жидкого топлива до	DN 205	10	Дизельное топливо	Жидкое
E35EGD61		DN 205	5	Дизельное топливо	Жидкое

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

64-1А-35

Изм.	Лист	Лист	Недок.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

44

Формат А4

Позиция оборудования/ трубопровода	Наименование оборудования/ трубопровода	Техническая характеристика	Кол-во оборудования/ длина трубопровода (м)	Опасное вещество	Агрегатное состояние
	насосов модуля перекачки жидкого топлива водогрейной котельной № 1				
E38EGD71AC001	Подогреватель жидкого топлива водогрейной котельной № 2	-	1	Дизельное топливо	Жидкое
E38EGD72AC001	Участок трубопроводов от запорной арматуры с электроприводом после подогревателя жидкого топлива до насосов модуля перекачки жидкого топлива водогрейной котельной № 2	-	15	Дизельное топливо	Жидкое
S00EGD60	Участок трубопровода от насосов модулей перекачки жидкого топлива котельных № 1, 2 до модулей фильтрации жидкого топлива ГТУ	DN 100	715	Дизельное топливо	Жидкое
M01EGD60		DN 81	40	Дизельное топливо	Жидкое
M02EGD60		DN 81	40	Дизельное топливо	Жидкое
M03EGD60		DN 81	40	Дизельное топливо	Жидкое
M04EGD60		DN 81	40	Дизельное топливо	Жидкое
M05EGD60		DN 81	40	Дизельное топливо	Жидкое
M06EGD70		DN 81	40	Дизельное топливо	Жидкое
M07EGD70		DN 81	40	Дизельное топливо	Жидкое
M08EGD70		DN 81	40	Дизельное топливо	Жидкое
M09EGD70		DN 81	40	Дизельное топливо	Жидкое
M10EGD70		DN 81	40	Дизельное топливо	Жидкое
M11EGD70	DN 81	40	Дизельное топливо	Жидкое	
S00EGD90	Участок обратного трубопровода от	DN 100	590	Дизельное топливо	Жидкое

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

64-1А-35

Изм.	Лист	Лист	Недок.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

45

Формат А4

Позиция оборудования/ трубопровода	Наименование оборудования/ трубопровода	Техническая характеристика	Кол-во оборудования/ длина трубопровода (м)	Опасное вещество	Агрегатное состояние
S00EGD90	модулей фильтрации жидкого топлива ГТУ до склада жидкого топлива	DN 81	400	Дизельное топливо	Жидкое
S00EGD91		DN 49	15	Дизельное топливо	Жидкое
S00EGD92		DN 49	15	Дизельное топливо	Жидкое
S00EGD93		DN 49	15	Дизельное топливо	Жидкое

Инд. № подл.	Взам. инв. №
64-1А-35	
Подп. и дата	

Изм.	Лист	Лист	Недок.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

46

1.2.4 Данные о распределении опасных веществ по оборудованию

Данные о распределении опасных веществ по оборудованию декларируемых объектов приведены в таблице 6.

Инв. № подл.	64-1А-35	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
				D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2						
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата					

Таблица 6 – Данные о распределении опасных веществ по оборудованию декларируемых объектов

Позиция оборудования/ трубопровода	Наименование оборудования/ трубопровода (участка)	Техническая характеристика	Кол-во оборудования/ длина трубопровода (м)	Опасное вещество	Агрегатное состояние	Количество вещества в единице оборудования (трубопроводе), кг	Количество вещества всего, кг	Давление, МПа	Температура, °С
S00EKA01	Участок газопровода от точки врезки до узла запорной арматуры с электроприводом	DN 307	35	ПНГ	Газообразное	60,85304	47267,82	3,6	55
S00EKA03		DN 307	7	ПНГ	Газообразное	12,17061		3,6	55
S00EKA02	Участок газопровода от точки врезки до узла запорной арматуры с электроприводом	DN 307	35	ПНГ	Газообразное	60,85304	47267,82	3,6	55
S00EKA04		DN 307	7	ПНГ	Газообразное	12,17061		3,6	55
S00EKA01	Участок газопровода от узла запорной арматуры с электроприводом до узла запорной арматуры с электроприводом в УОГ	DN 307	5	ПНГ	Газообразное	8,693292	47319,81	3,6	55
S00EKA02		DN 307	5	ПНГ	Газообразное	8,693292		3,6	55
S21EKA10		DN 307	44	ПНГ	Газообразное	76,50097		3,6	55
E21EKA10		DN 307	2,5	ПНГ	Газообразное	4,346646		3,6	55
E21EKA11		DN 307	4,4	ПНГ	Газообразное	7,650097		3,6	55
E21EKA12		DN 307	11	ПНГ	Газообразное	19,12524		3,6	55
E21EKA11		Участок трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УОГ до узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ с учетом фильтра сепаратора	DN 307	17,4	ПНГ	Газообразное		30,25266	47607,87
E21EKA12	DN 307		21,4	ПНГ	Газообразное	37,20729	3,6	55	
E21EKB11AT001	-		-	ПНГ	Газообразное	332,2234	3,6	55	
E21EKA20	DN 307		4,7	ПНГ	Газообразное	8,171695	3,6	55	
E21EКУ10	DN 307		1	ПНГ	Газообразное	1,738658	3,6	55	
E21EКУ12	DN 307		1	ПНГ	Газообразное	1,738658	3,6	55	
E21EКУ11	DN 307		1	ПНГ	Газообразное	1,738658	3,6	55	
E21EКУ12	Участок трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ до устройств редуцирования газа	DN 307	11	ПНГ	Газообразное	19,12524	47251,4	3,6	55
E21EКУ11		DN 307	16,6	ПНГ	Газообразное	28,86173		3,6	55
E21EKG10		DN 307	4	ПНГ	Газообразное	6,954634		3,6	55
E31EKG20		DN 100	1	ПНГ	Газообразное	0,184475		3,6	55
E21EKG21		DN 100	4	ПНГ	Газообразное	0,7379		3,6	55
E21EKG22		DN 100	4	ПНГ	Газообразное	0,7379		3,6	55
S00EKC10	Участок трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ до устройств редуцирования газа АА851 до узла запорной арматуры с электроприводом перед котельной № 1	DN 143	280	ПНГ	Газообразное	20,90031	1962,047	0,6	55
E21EKD11		DN 143	5	ПНГ	Газообразное	0,37322		0,6	55
E21EKD12		DN 143	5	ПНГ	Газообразное	0,37322		0,6	55

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

64-1А-35

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

48

Позиция оборудования/ трубопровода	Наименование оборудования/ трубопровода (участка)	Техническая характеристика	Кол-во оборудования/ длина трубопровода (м)	Опасное вещество	Агрегатное состояние	Количество вещества в единице оборудования (трубопроводе), кг	Количество вещества всего, кг	Давление, МПа	Температура, °С
H10ЕК10	Участок трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом перед котельной № 1 до ПЗК в котельной № 1	DN 143	5	ПНГ	Газообразное	0,37322	3836,123	0,6	55
H10ЕКС20		DN 201	20	ПНГ	Газообразное	2,949475		0,6	55
S00ЕКА11	Участок газопровода от точки врезки до узла запорной арматуры с электроприводом	DN 307	35	ПНГ	Газообразное	60,85304	47267,82	3,6	55
S00ЕКА03		DN 307	7	ПНГ	Газообразное	12,17061		3,6	55
S00ЕКА12	Участок газопровода от точки врезки до узла запорной арматуры с электроприводом	DN 307	35	ПНГ	Газообразное	60,85304	47267,82	3,6	55
S00ЕКА04		DN 307	7	ПНГ	Газообразное	12,17061		3,6	55
S00ЕКА11	Участок газопровода от узла запорной арматуры с электроприводом до узла запорной арматуры с электроприводом в УОГ	DN 307	5	ПНГ	Газообразное	8,693292	47368,86	3,6	55
S00ЕКА12		DN 307	5	ПНГ	Газообразное	8,693292		3,6	55
S00ЕКА20		DN 307	4	ПНГ	Газообразное	6,954634		3,6	55
E22ЕКА10		DN 307	65	ПНГ	Газообразное	113,0128		3,6	55
E22ЕКА11		DN 307	10,5	ПНГ	Газообразное	18,25591		3,6	55
E22ЕКА12		DN 307	10,61	ПНГ	Газообразное	18,44717		3,6	55
E22ЕКА11	Участок трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УОГ до узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ с учетом фильтра сепаратора	DN 307	6,5	ПНГ	Газообразное	11,30128	47594,31	3,6	55
E22ЕКА12		DN 307	10,7	ПНГ	Газообразное	18,60365		3,6	55
E22ЕКВ11АТ001		-		ПНГ	Газообразное	332,2234		3,6	55
E22ЕКА20		DN 307	10	ПНГ	Газообразное	17,38658		3,6	55
E22ЕКУ10		DN 307	3,5	ПНГ	Газообразное	6,085304		3,6	55
E22ЕКУ12		DN 307	4	ПНГ	Газообразное	6,954634		3,6	55
E22ЕКУ11		DN 307	4	ПНГ	Газообразное	6,954634		3,6	55
E22ЕКУ12	Участок трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ до устройств редуцирования газа	DN 307	11	ПНГ	Газообразное	19,12524	47253,14	3,6	55
E22ЕКУ11		DN 307	16,6	ПНГ	Газообразное	28,86173		3,6	55
E22ЕКГ10		DN 307	5	ПНГ	Газообразное	8,693292		3,6	55
E22ЕКГ20		DN 100	1	ПНГ	Газообразное	0,184475		3,6	55
E22ЕКГ21		DN 100	4	ПНГ	Газообразное	0,7379		3,6	55
E22ЕКГ22		DN 100	4	ПНГ	Газообразное	0,7379		3,6	55
E22ЕКД11	Участок трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ до устройств редуцирования газа АА851 до	DN 143	6	ПНГ	Газообразное	0,447864	1958,389	0,6	55
E22ЕКД12		DN 143	5	ПНГ	Газообразное	0,37322		0,6	55

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.
64-1А-35

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

49

Формат А3

Позиция оборудования/ трубопровода	Наименование оборудования/ трубопровода (участка)	Техническая характеристика	Кол-во оборудования/ длина трубопровода (м)	Опасное вещество	Агрегатное состояние	Количество вещества в единице оборудования (трубопроводе), кг	Количество вещества всего, кг	Давление, МПа	Температура, °С
S00EKC20	узла запорной арматуры с электроприводом перед котельной № 2	DN 143	230	ПНГ	Газообразное	17,16811		0,6	55
H10EK10	Участок трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом перед котельной № 2 до ПЗК в котельной № 2	DN 143	5	ПНГ	Газообразное	0,37322	3836,123	0,6	55
H10EKC20		DN 201	20	ПНГ	Газообразное	2,949475		0,6	55
S00EKG10	Участок трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ до устройств редуцирования газа АА851 до узлов запорной арматуры с электроприводом перед блоками отключающей арматуры ГТУ	DN 307	220	ПНГ	Газообразное	346,0448	42093,27	3,1	55
S00EKG30		DN 307	370	ПНГ	Газообразное	581,9845		3,1	55
S00EKG11		DN 307	20	ПНГ	Газообразное	31,45862		3,1	55
S00EKG12		DN 307	20	ПНГ	Газообразное	31,45862		3,1	55
S00EKG13		DN 307	20	ПНГ	Газообразное	31,45862		3,1	55
S00EKG14		DN 307	20	ПНГ	Газообразное	31,45862		3,1	55
S00EKG15		DN 307	20	ПНГ	Газообразное	31,45862		3,1	55
S00EKG21		DN 307	20	ПНГ	Газообразное	31,45862		3,1	55
S00EKG22		DN 307	20	ПНГ	Газообразное	31,45862		3,1	55
S00EKG23		DN 307	20	ПНГ	Газообразное	31,45862		3,1	55
S00EKG24		DN 307	20	ПНГ	Газообразное	31,45862		3,1	55
S00EKG25		DN 307	20	ПНГ	Газообразное	31,45862		3,1	55
S00EKG26		DN 307	20	ПНГ	Газообразное	31,45862		3,1	55
M01EKG11		Трубопроводы и оборудование блока отключающей арматуры ГТУ № 1	DN 307	30	ПНГ	Газообразное		68,13336	40887,33
M02EKG11	Трубопроводы и оборудование блока отключающей арматуры ГТУ № 2	DN 307	30	ПНГ	Газообразное	68,13336	40887,33	3,1	55
M03EKG11	Трубопроводы и оборудование блока отключающей арматуры ГТУ № 3	DN 307	30	ПНГ	Газообразное	68,13336	40887,33	3,1	55
M04EKG11	Трубопроводы и оборудование блока отключающей арматуры ГТУ № 4	DN 307	30	ПНГ	Газообразное	68,13336	40887,33	3,1	55
M05EKG11	Трубопроводы и оборудование блока отключающей арматуры ГТУ № 5	DN 307	30	ПНГ	Газообразное	68,13336	40887,33	3,1	55
M06EKG11	Трубопроводы и оборудование блока отключающей арматуры ГТУ № 6	DN 307	30	ПНГ	Газообразное	68,13336	40887,33	3,1	55
M07EKG11	Трубопроводы и оборудование блока отключающей арматуры ГТУ № 7	DN 307	30	ПНГ	Газообразное	68,13336	40887,33	3,1	55
M08EKG11	Трубопроводы и оборудование блока отключающей арматуры ГТУ № 8	DN 307	30	ПНГ	Газообразное	68,13336	40887,33	3,1	55
M09EKG11	Трубопроводы и оборудование блока отключающей арматуры ГТУ № 9	DN 307	30	ПНГ	Газообразное	68,13336	40887,33	3,1	55
M10EKG11	Трубопроводы и оборудование блока отключающей арматуры ГТУ № 10	DN 307	30	ПНГ	Газообразное	68,13336	40887,33	3,1	55

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

64-1А-35

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

50

Позиция оборудования/ трубопровода	Наименование оборудования/ трубопровода (участка)	Техническая характеристика	Кол-во оборудования/ длина трубопровода (м)	Опасное вещество	Агрегатное состояние	Количество вещества в единице оборудования (трубопроводе), кг	Количество вещества всего, кг	Давление, МПа	Температура, °С
M11EKG11	Трубопроводы и оборудование блока отключающей арматуры ГТУ № 11	DN 307	30	ПНГ	Газообразное	68,13336	40887,33	3,1	55
E31EGB10BB001	PBC 10000 № 1	Номинальный объем – 10000 м ³	1	Дизельное топливо	Жидкое	7980000	7980000	Гидростатическое	Атм.
E31EGB10BB002	PBC 10000 № 2	Номинальный объем – 10000 м ³	1	Дизельное топливо	Жидкое	7980000	7980000	Гидростатическое	Атм.
E31EGD21	Участок трубопроводов от узлов запорной арматуры с электроприводом на PBC 10000 до насосов дизельного топлива	DN 309	15	Дизельное топливо	Жидкое	944,4026	28352,45	Гидростатическое	Атм.
E31EGD22		DN 309	15	Дизельное топливо	Жидкое	944,4026		Гидростатическое	Атм.
E31EGD23		DN 309	15	Дизельное топливо	Жидкое	944,4026		Гидростатическое	Атм.
E31EGD20		DN 309	270	Дизельное топливо	Жидкое	16999,25		Гидростатическое	Атм.
E32EGC21AP001	Участок трубопроводов от насосов до запорной арматуры с электроприводом в блоке подогрева жидкого топлива водогрейной котельных № 1, 2	-	-	Дизельное топливо	Жидкое	252	23592,73	0,6	28
E32EGC22AP001		-	-	Дизельное топливо	Жидкое	252		0,6	28
E32EGD40		DN 205	10	Дизельное топливо	Жидкое	277,1129		0,6	28
S00EGD50		DN 257	80	Дизельное топливо	Жидкое	3484,217		0,6	28
S00EGD70		DN 205	300	Дизельное топливо	Жидкое	8313,386		0,6	28
S00EGD60		DN 205	90	Дизельное топливо	Жидкое	2494,016		0,6	28
E35EGD61AC001	Подогреватель жидкого топлива водогрейной котельной № 1	-	1	Дизельное топливо	Жидкое	4200	7964,667	0,6	28
E35EGD62AC001		-	1	Дизельное топливо	Жидкое	4200		0,6	28
E65EGD60	Участок трубопроводов от запорной арматуры с электроприводом после подогревателя жидкого топлива до насосов модуля перекачки жидкого топлива водогрейной котельной № 1	DN 205	10	Дизельное топливо	Жидкое	277,1129	3949,003	0,6	28
E35EGD61		DN 205	5	Дизельное топливо	Жидкое	138,5564		0,6	28
E38EGD71AC001	Подогреватель жидкого топлива водогрейной котельной № 2	-	1	Дизельное топливо	Жидкое	4200	7964,667	0,6	28
E38EGD72AC001	Участок трубопроводов от запорной арматуры с электроприводом после подогревателя жидкого топлива до насосов модуля перекачки жидкого топлива водогрейной котельной № 2	-	15	Дизельное топливо	Жидкое	4200	7733,333	0,6	28
S00EGD60	Участок трубопровода от насосов модулей перекачки жидкого топлива котельных № 1, 2 до модулей фильтрации жидкого топлива ГТУ	DN 100	715	Дизельное топливо	Жидкое	4714,71	10151,63	0,6	28
M01EGD60		DN 81	40	Дизельное топливо	Жидкое	173,0529		0,6	28
M02EGD60		DN 81	40	Дизельное	Жидкое	173,0529		0,6	28

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

64-1А-35

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

51

Позиция оборудования/ трубопровода	Наименование оборудования/ трубопровода (участка)	Техническая характеристика	Кол-во оборудования/ длина трубопровода (м)	Опасное вещество	Агрегатное состояние	Количество вещества в единице оборудования (трубопроводе), кг	Количество вещества всего, кг	Давление, МПа	Температура, °С
				топливо					
M03EGD60		DN 81	40	Дизельное топливо	Жидкое	173,0529		0,6	28
M04EGD60		DN 81	40	Дизельное топливо	Жидкое	173,0529		0,6	28
M05EGD60		DN 81	40	Дизельное топливо	Жидкое	173,0529		0,6	28
M06EGD70		DN 81	40	Дизельное топливо	Жидкое	173,0529		0,6	28
M07EGD70		DN 81	40	Дизельное топливо	Жидкое	173,0529		0,6	28
M08EGD70		DN 81	40	Дизельное топливо	Жидкое	173,0529		0,6	28
M09EGD70		DN 81	40	Дизельное топливо	Жидкое	173,0529		0,6	28
M10EGD70		DN 81	40	Дизельное топливо	Жидкое	173,0529		0,6	28
M11EGD70		DN 81	40	Дизельное топливо	Жидкое	173,0529		0,6	28
S00EGD90		DN 100	590	Дизельное топливо	Жидкое	3890,46		0,6	28
S00EGD90		DN 81	400	Дизельное топливо	Жидкое	1730,529		0,6	28
S00EGD91	Участок обратного трубопровода от модулей фильтрации жидкого топлива ГТУ до склада жидкого топлива	DN 49	15	Дизельное топливо	Жидкое	23,74829	9225,568	0,6	28
S00EGD92		DN 49	15	Дизельное топливо	Жидкое	23,74829		0,6	28
S00EGD93		DN 49	15	Дизельное топливо	Жидкое	23,74829		0,6	28

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
64-1А-35		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

52

1.3 Описание технических решений по обеспечению безопасности

1.3.1 Описание решений, направленных на исключение разгерметизации оборудования и предупреждение аварийных выбросов опасных веществ

В объеме проектных решений, направленных на исключение разгерметизации оборудования и предупреждение аварийных выбросов опасных веществ, предусматриваются:

- установка предохранительно-сбросных клапанов (в количестве не менее 2 шт.) на выходном коллекторе ГРУ;
- поддержание температуры жидкого топлива в целях исключения замерзания в зимний период времени;
- оснащение каждого ресивера сжатого воздуха предохранительным клапаном;
- дистанционный контроль основных технологических параметров, с сигнализацией о нарушении работы оборудования и механизмов, о нарушениях технологического режима;
- автоматическое регулирование основных параметров технологических процессов;
- мероприятия по поддержанию работоспособности и исправности оборудования и средств контроля, управления и противоаварийной защиты в межремонтные периоды, включающие осмотры, наладку, регулировку, смазку, очистку, устранение дефектов и неполадок, необходимые испытания, осуществляемые эксплуатационным персоналом;
- оснащение емкостей, в которые производится слив и налив жидкостей, дыхательными клапанами, предотвращающими образование избыточного давления или вакуума;
- оснащение резервуаров склада жидкого топлива сигнализаторами максимального уровня;
- применение специальных средств герметизации оборудования (применение специальных прокладочных материалов, установка герметичных насосов);
- использование надлежащих материалов для изготовления оборудования, обеспечивающих прочность и надежность в условиях эксплуатации;
- контроль уровня в емкостях с горючими продуктами, с сигнализацией предельных значений уровня;
- обеспечение антикоррозионной защиты оборудования и трубопроводов, содержащих опасные вещества;
- испытание на прочность и плотность, дополнительная проверка на герметичность трубопроводов после окончания строительства до ввода в эксплуатацию;
- технологические трубопроводы приняты из стальных бесшовных труб;
- соединение технологических трубопроводов предусматривается сварное, фланцевые соединения предусматриваются только в местах установки запорной арматуры и подключения к патрубкам резервуаров;

Инов. № подл.	Взам. инв. №
64-1А-35	
Подп. и дата	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2	Лист
							53

- применение производственного оборудования, имеющего сертификаты соответствия требованиям государственных стандартов, норм, правил, руководящих документов Ростехнадзора.

На резервуарах предусматривается установка приборов КИПиА, обеспечивающих защиту от перелива при приеме нефтепродуктов. По сигналам данных приборов происходит автоматическое отключение насосов с целью недопущения превышения верхнего аварийного уровня, что исключает возможность ошибок обслуживающего персонала при проведении операций по приему нефтепродуктов в резервуары.

1.3.2 Описание решений, направленных на предупреждение развития аварий и локализацию выбросов опасных веществ

Проектными решениями предусматриваются следующие мероприятия, направленные на предупреждение развития аварий и локализацию выбросов опасных веществ:

- поддержание в готовности к перекачке дизельного топлива в аварийный резервуар на складе жидкого топлива;
- создание вокруг склада жидкого топлива общего обвалования;
- установка на складе жидкого топлива и площадки слива жидкого топлива сигнализаторов дозрывных концентраций паров дизельного топлива с выводом сигналов о превышении концентрации на пульт оператора;
- установка резервуаров сбора аварийных проливов на складе жидкого топлива и площадке слива жидкого топлива объемом 10 м³ каждый;
- установка на газопроводах запорной арматуры с электроприводом и дублирующей ручной запорной арматуры для быстрого отсечения аварийных участков;
- организация постоянного контроля и надзора с помощью приборов КИПиА и систем сигнализации за работой оборудования и технологическим процессом;
- средства связи и сигнализации располагаются в зонах максимальной видимости и слышимости производственного персонала;
- оснащение зданий системами приточно-вытяжной вентиляции, устройство местных отсосов у насосов;
- оснащение объекта строительства системой противопожарной защиты.

Инов. № подл.	Взам. инв. №
64-1А-35	
Подп. и дата	

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

54

1.3.3 Описание решений, направленных на обеспечение взрывопожаробезопасности и химической безопасности

Обеспечение взрывопожаробезопасности

В качестве решений, направленных на обеспечение взрывопожаробезопасности предусматриваются:

- мероприятия по молниезащите зданий и сооружений в соответствии с их степенью взрывопожароопасности;
- размещение оборудования во взрывоопасных зонах во взрывозащищенном исполнении;
- мероприятия по обеспечению вентиляции в зданиях в соответствии с их степенью взрывопожаробезопасности;
- установка на территории склада жидкого топлива, площадки слива жидкого топлива из автобойлера, помещении подогрева жидкого топлива и насосной станции жидкого топлива сигнализаторов до взрывоопасных концентраций;
- автоматическое включение систем аварийной вентиляции предусматривается по сигналу газо-анализаторов, срабатывающих при содержании взрывоопасных паров в воздухе каждого из помещений на уровне 10 % нижнего концентрационного предела распространения пламени;
- монтаж электропроводок во взрыво- и пожароопасных зонах, монтаж зануления (заземления) отвечает требованиям СП 76.13330.2016 с учетом специфических особенностей монтажа систем автоматизации;
- система пожарной защиты для обеспечения непрерывного контроля за противопожарным состоянием объекта.

В соответствии с требованиями СП 486.1311500.2020, защите автоматическими установками пожарной сигнализации (АУПС) подлежат все помещения независимо от площади, кроме помещений:

- с мокрыми процессами, душевых, санузлов, мойки;
- венткамер (за исключением вытяжных, обслуживающих производственные помещения категории А или Б), насосных водоснабжения, бойлерных, тепловых пунктов;
- категории В4 и Д по пожарной опасности;
- лестничных клеток;
- тамбуров и тамбур-шлюзов.

Система пожарной защиты предназначена для обеспечения непрерывного контроля за противопожарным состоянием объекта, для формирования сигнала тревоги в случае обнаружения возникновения возгорания (пожара), а также для локализации или ликвидации пожара оборудованием системы автоматики пожаротушения. Сигнал пожарной тревоги выдается в систему оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре, в инженерные

Инов. № подл.	64-1А-35
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

55

системы объекта (система вентиляции и кондиционирования, система контроля и управления доступом, система автоматического пожаротушения), в автоматизированную систему управления технологическими процессами (АСУ ТП).

Перечень зданий, сооружений, помещений и оборудования, подлежащих защите автоматическими установками пожаротушения и оборудованию автоматической пожарной сигнализацией приведен в таблице 7.

Таблица 7 – Перечень зданий, сооружений, помещений и оборудования, подлежащих защите автоматическими установками пожаротушения и оборудованию автоматической пожарной сигнализацией

№ поз.	Наименование помещения	АУПС	АУПТ	Категория помещения	Примечание
Главный корпус					
101	Машинный зал	+	-	В1	Отсутствие автоматической установки пожаротушения обосновано расчетом индивидуального пожарного риска
102	Насосная станция замкнутого контура охлаждения	+	-	В3	-
103	Насосная станция замкнутого контура АОС	+	-	В3	-
104	Коммуникационный шкаф пускового частотного преобразователя	+	-	В3	-
105	Модуль фильтрации дизельного топлива	+	+	В1	Предусматривается автоматическая установка порошкового пожаротушения
106	Модуль БОА	+	+	А	Предусматривается автоматическая установка газового пожаротушения
108	Контейнер пожаротушения баллонами СО ₂	-	-	Д	-
109	Отсек управления блоком турбины	+	+	В2	Предусматривается автоматическая установка газового пожаротушения
110	Венткамера	-	-	В1	-
111	РУСН	+	+	В2	Предусматривается автоматическая установка

Инов. № подл.	64-1А-35
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2	Лист
							56

№ поз.	Наименование помещения	АУПС	АУПТ	Категория помещения	Примечание
					порошкового пожаротушения
112	РУСН				Предусматривается автоматическая установка порошкового пожаротушения
113	КВОУ	+	+	В2	Предусматривается автоматическая установка порошкового пожаротушения
Технологический блок					
101	Маслокомната	+	+	В1	Предусматривается автоматическая установка порошкового пожаротушения
102	Модуль БОА технологического блока № 1	+	+	А	Предусматривается автоматическая установка газового пожаротушения
104	Технологический блок № 1	+	+	В2	Предусматривается автоматическая установка порошкового пожаротушения
201	Помещение КРУ-6кВ	+	+	В3	Предусматривается автоматическая установка порошкового пожаротушения
202	Помещение трансформаторов	+	+	В3	Предусматривается автоматическая установка порошкового пожаротушения
203	Помещение трансформаторов собственных нужд блока	+	+	В2	Предусматривается автоматическая установка порошкового пожаротушения
301	Кабельный отсек	+	+	В1	Предусматривается автоматическая установка порошкового пожаротушения
401	Помещение аккумуляторных батарей	-	-	В4	-
402	Помещение РЗА и связи	+	+	В1	Предусматривается автоматическая установка

Инов. № подл.	64-1А-35
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

57

№ поз.	Наименование помещения	АУПС	АУПТ	Категория помещения	Примечание
					порошкового пожаротушения
403	Помещение РУСН-0,4 кВ	+	+	В2	Предусматривается автоматическая установка порошкового пожаротушения
Инженерно-бытовой корпус № 1					
A-101	Тамбур	-	-	-	-
A-101.1	Тамбур	-	-	-	-
A-102	Вестибюль с зоной проходной	+	-	-	-
A-103	Тамбур лестничной клетки	-	-	-	-
A-104	Лестничная клетка № 1	-	-	-	-
A-105	Пост охраны	+	-	-	-
A-106	Помещение технических средств охраны	+	-	В3	-
A-107	Сан. узел	-	-	-	-
A-108	Коридор	+	-	-	-
A-109	Медпункт	+	-	-	-
A-110	Кабинет начальника службы охраны	+	-	-	-
A-111	Гардероб для уличной и домашней на 112 человек для групп производственных процессов 1В	+	-	-	-
A-112	Гардероб для спецодежды на 112 человек для групп производственных процессов 1В	+	-	-	-
A-113	Преддушевая	-	-	-	-
A-114	Душевая на 4 душевые сетки	-	-	-	-
A-115	Кладовая чистой спецодежды	+	-	В3	-
A-116	Кладовая грязной спецодежды	+	-	В3	-
A-117	Обеденный зал на 41 посадочное место	+	-	-	-
A-118	Тамбур	-	-	-	-
A-119	Загрузочная	-	-	В4	-

Инов. № подл.	64-1А-35	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	---------	------	--------	-------	------

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

58

№ поз.	Наименование помещения	АУПС	АУПТ	Категория помещения	Примечание
A-120	Раздаточная	+	-	-	-
A-121	Комната временного хранения отходов	-	-	B4	-
A-122	Санузел кухни	-	-	-	-
A-123	Коридор	+	-	-	-
A-124	Комната уборочного инвентаря	-	-	B4	-
A-129	Гардероб уличной и домашней одежды на 24 человека для групп производственных процессов 2г и 3б	+	-	-	-
A-130	Гардероб спецодежды на 24 человека для групп производственных процессов 2г и 3б	+	-	-	-
A-131	Преддушевая	-	-	-	-
A-132	Душевая на 2 сетки	-	-	-	-
A-133	Гардероб для уличной домашней и спецодежды для групп производственных процессов 1б	+	-	-	-
A-134	Душевая	-	-	-	-
A-135	Венткамера	-	-	-	-
A-136	Кладовая оборудования и инвентаря	+	-	B3	-
A-137	Электрощитовая	+	-	B3	-
A-138	Индивидуальный тепловой пункт	-	-	Д	-
A-141	Женский санузел	-	-	-	-
A-142	Мужской санузел	-	-	-	-
A-143	Узел связи	+	-	B3	-
A-144	Комната отдыха	+	-	-	-
A-145	Бельевая	+	-	B3	-
A-146	Душевая	-	-	-	-
A-147	Парная встроенная	+	-	-	-
A-148	Комната психологической разгрузки	+	-	-	-

Инва. № подл.	64-1А-35	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	---------	------	--------	-------	------

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

59

№ поз.	Наименование помещения	АУПС	АУПТ	Категория помещения	Примечание
A-201	Коридор	+	-	-	-
A-202	Зал совещаний	+	-	-	-
A-203	Приемная	+	-	-	-
A-204	Кабинет главного инженера	+	-	-	-
A-205	Комната отдыха	+	-	-	-
A-206	Сан. узел	-	-	-	-
A-207	Кабинет заместителей главного инженера по эксплуатации, по ремонту	+	-	-	-
A-208	Кабинет специалиста по охране труда и ведущего инженера по ГО и ПБ	+	-	-	-
A-209	Учебный класс охраны труда	+	-	-	-
A-210	Кабинет начальника отдела охраны труда и промышленной безопасности	+	-	-	-
A-211	Кабинет отдела информационных технологий и коммуникаций (2 человека)	+	-	-	-
A-212	Кабинет начальника производственно-технического отдела	+	-	-	-
A-213	Кабинет начальника газотурбинного цеха	+	-	-	-
A-214	Кабинет начальника электротехнического цеха	+	-	-	-
A-215	Кабинет начальника цеха АСУ ТП и КИПиА	+	-	-	-
A-216	Кабинет	+	-	-	-
A-217	Венткамера	-	-	B4	-
A-218	Архив	+	-	B3	-
A-219	Электрощитовая	+	-	B3	-
A-220	Узел связи	+	-	B3	-
A-221	Кабинет сотрудников газотурбинного цеха	+	-	-	-
A-224	Зал для спортивных занятий	+	-	-	-
A-225	Мужской сан. узел	-	-	-	-

Инва. № подл.	64-1А-35	Взам. инв. №	Подп. и дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	---------	------	--------	-------	------

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

60

№ поз.	Наименование помещения	АУПС	АУПТ	Категория помещения	Примечание
А-226	Кабинет сотрудников электрического цеха	+	-	-	-
А-227	Женский санузел	-	-	-	-
А-228	Венткамера	-	-	В4	-
П-101	Коридор	+	-	-	-
П-102	Тамбур	-	-	-	-
П-103	Лестничная клетка	-	-	-	-
П-104	Тамбур	-	-	-	-
П-105	Лестничная клетка № 2	-	-	-	-
П-106	Склад материалов	+	-	В2	-
П-107	Склад оборудования	+	-	В2	-
П-108	Ремонтная механическая мастерская	+	-	В3	-
П-109	Мастерская по ремонту оборудования электротехнической станции и газового хозяйства	+	-	В3	-
П-110	Постоянный сварочный пост	+	-	Г	-
П-111	Склад инструментов	+	-	В3	-
П-112	Кладовая ЛКМ	+	-	В3	-
П-113	Веткамера кладовой ЛКМ	-	-	В3	-
П-114	Мастерская ЭЦ	+	-	В3	-
П-116	Мастерская ЦАСУ ТП	+	-	В3	-
П-117	Комната обогрева	+	-	-	-
П-118	Венткамера	-	-	В4	-
П-119	РУСН-0,4 кВ	+	-	В3	-
П-120	Склад ЗИП	+	-	В2	-
П-121	Комната уборочного инвентаря	-	-	В4	-
П-122	Сан. узел	-	-	-	-
П-123	Башня ремонта основного оборудования	+	-	В3	-
П-124	Гараж № 1	+	-	В1	-

Инва. № подл.	64-1А-35	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	---------	------	--------	-------	------

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

61

№ поз.	Наименование помещения	АУПС	АУПТ	Категория помещения	Примечание
П-125	Гараж № 2	+	-	В1	-
П-126	Венткамера гаража	-	-	В1	-
П-201	Кабинет специалистов газотурбинного цеха (5 человек)	+	-	-	-
П-202	Кабинет специалистов газотурбинного цеха (4 человека)	+	-	-	-
П-203	Кабинет специалистов электрического цеха (5 человек)	+	-	-	-
П-204	Лаборатория ВВИ	+	-	-	-
П-205	Лаборатория ЭТЛ	+	-	В3	-
П-206	Венткамера	-	-	Д	-
П-207	Электрощитовая	+	-	В3	-
П-208	Лаборатория ЦАСУ ТП	+	-	В3	-
П-209	Лаборатория масла	+	-	В3	-
П-210	Лаборатория топлива	+	-	В1	-
П-211	Лаборатория анализа воды	-	-	Д	-
П-212	Лаборатория сточных вод	-	-	Д	-
П-213	Кладовая реагентов	+	-	В3	-
П-214	Кладовая посуды и приборов	+	-	В3	-
П-215	Кладовая реактивов	+	-	В3	-
П-216	Кладовая кислот и щелочей	-	-	Д	-
П-217	Коридор	+	-	-	-
П-218	Коридор	+	-	-	-
П-220	Техническое помещение	+	-	В3	-
П-221	Комната уборочного инвентаря	-	-	В4	-
П-222	Санузел	-	-	-	-
П-301	Коридор	+	-	-	-
П-302	Санузел	-	-	-	-
П-303	Комната отдыха и приема пищи	+	-	-	-

Инов. № подл.	Взам. инв. №
	64-1А-35
Изм.	Подп. и дата
Кол.уч.	
Лист	
Недок.	
Подп.	
Дата	

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

62

№ поз.	Наименование помещения	АУПС	АУПТ	Категория помещения	Примечание
П-304	Комната ЗИП	+	-	В3	-
П-305	ОЩУ	+	-	В2	-
П-306	Силовые сборки НКУ	+	-	В3	-
П-307	Серверная	+	-	В3	-
П-308	Венткамера	-	-	В4	-
П-309	Комната связи Электрощитовая	+	-	В3	-
П-310	Комната инженеров АСУ ТП	+	-	-	-
П-311	Комната инженеров РЗА и АСДУЭ	+	-	-	-
П-312	Помещение уборочного инвентаря	-	-	В4	-
КРУЭ					
102	Коридор	+	-	-	-
106	Помещение ЩПТ № 1	+	-	В2	-
107	Помещение ЩПТ № 2	+	-	В2	-
108	Аккумуляторная № 1	+	-	А	-
109	Аккумуляторная № 2	+	-	А	-
110	Кислотная	+	-	В3	-
112	Помещение РУ СН 6 кВ 1с	+	-	В3	-
113	Помещение РУ СН 6 кВ 2с	+	-	В3	-
114	Помещение РУ СН 0,4 кВ 2с	+	-	В3	-
116	Помещение ТСН № 1	+	-	В3	-
117	Помещение ТСН № 2	+	-	В3	-
118	Кабельный этаж № 1	+	+	В1	В кабельном этаже предусматривается автоматическая установка порошкового пожаротушения
119	Кабельный этаж № 2	+	+	В1	В кабельном этаже предусматривается автоматическая установка порошкового пожаротушения
120	Кабельный этаж № 3	+	+	В1	В кабельном этаже

Инов. № подл.	64-1А-35
Взам. инв. №	
Подп. и дата	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

63

№ поз.	Наименование помещения	АУПС	АУПТ	Категория помещения	Примечание
					предусматривается автоматическая установка порошкового пожаротушения
121	Кабельный этаж № 4	+	+	В1	В кабельном этаже предусматривается автоматическая установка порошкового пожаротушения
131	Помещение обогрева	+	-	-	-
201	Релейный щит	+	-	В2	-
202	Зал КРУЭ	+	-	В2	-
203	Коридор (переход)	+	-	-	-
206	Коридор	+	-	-	-
Котельная № 1					
101	Помещение блока фильтрации и подогрева аварийного топлива	+	-	В2	-
102	Газовое хозяйство	+	-	Г	-
103	Котельный зал	+	-	Г	-
104	Электрощитовая	+	-	В3	-
Котельная № 2					
101	Помещение блока фильтрации и подогрева аварийного топлива	+	-	В2	-
102	Газовое хозяйство	+	-	Г	-
103	Котельный зал	+	-	Г	-
104	Электрощитовая	+	-	В3	-
Пункт подготовки газа					
-	Пункт подготовки газа	+	-	А	-
Пункт подготовки газа					
-	Пункт подготовки газа	+	-	А	-
Насосная станция пожаротушения					
-	Насосная станция пожаротушения	-	-	Д	-

Инов. № подл.	Взам. инв. №
64-1А-35	
Подп. и дата	

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2	Лист
							64

№ поз.	Наименование помещения	АУПС	АУПТ	Категория помещения	Примечание
-	Хозяйство резервного топлива				
-	Резервуары дизельного топлива	+	+	АН	Предусматривается пенная установка пожаротушения
-	Насосная станция жидкого топлива со складом масла в таре				
-	Насосная станция	+	+	В1	Предусматривается порошковая установка пожаротушения
-	Склад масла в таре	+	+	В1	Предусматривается порошковая установка пожаротушения
Компрессорная станция сжатого воздуха с ресиверами					
-	Компрессорная станция	+	-	В2	-
Блоки очистных сооружений					
-	Блок очистных сооружений	+	-	В3	-
Дизельгенераторная установка					
-	Помещение дизельгенераторной установки	+	+	В2	Предусматривается порошковая установка пожаротушения
Модули пенного пожаротушения					
-	Помещение пенного пожаротушения	+	-	Д	-
Станция электрообогрева трубопроводов					
-	Станция электрообогрева трубопроводов	+	-	В3	-
Азотогенераторная станция					
-	Азотогенераторная станция	+	-	В3	-
Защитное сооружение					
-	Защитное сооружение	+	-	-	-
Главный корпус					
101	Машинный зал	+	-	В1	Отсутствие автоматической установки пожаротушения обосновано расчетом

Инва. № подл.	Взам. инв. №				
64-1А-35					
Подп. и дата					
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

65

№ поз.	Наименование помещения	АУПС	АУПТ	Категория помещения	Примечание
					индивидуального пожарного риска
102	Насосная станция замкнутого контура охлаждения	+	-	В3	-
103	Насосная станция замкнутого контура АОС	+	-	В3	-
104	Коммуникационный шкаф пускового частотного преобразователя	+	-	В3	-
105	Модуль фильтрации дизельного топлива	+	+	В1	Предусмотрена автоматическая установка порошкового пожаротушения
106	Модуль БОА	+	+	А	Предусмотрена автоматическая установка газового пожаротушения
108	Контейнер пожаротушения баллонами СО2	-	-	Д	-
109	Отсек управления блоком турбины	+	+	В2	Предусмотрена автоматическая установка газового пожаротушения
110	Венткамера	-	-	В1	-
111	РУСН	+	+	В2	Предусмотрена автоматическая установка порошкового пожаротушения
112	РУСН				Предусмотрена автоматическая установка порошкового пожаротушения
113	КВОУ	+	+	В2	Предусмотрена автоматическая установка порошкового пожаротушения
Технологический блок					
101	Маслокомната	+	+	В1	Предусмотрена автоматическая установка порошкового пожаротушения
102	Модуль БОА технологического блока № 1	+	+	А	Предусмотрена автоматическая установка газового

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

Изм. № подл. 64-1А-35

Взам. инв. №

Подп. и дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

66

№ поз.	Наименование помещения	АУПС	АУПТ	Категория помещения	Примечание
					пожаротушения
104	Технологический блок № 1	+	+	B2	Предусмотрена автоматическая установка порошкового пожаротушения
201	Помещение КРУ-6кВ	+	+	B3	Предусмотрена автоматическая установка порошкового пожаротушения
202	Помещение трансформаторов	+	+	B3	Предусмотрена автоматическая установка порошкового пожаротушения
203	Помещение трансформаторов собственных нужд блока	+	+	B2	Предусмотрена автоматическая установка порошкового пожаротушения
301	Кабельный отсек	+	+	B1	Предусмотрена автоматическая установка порошкового пожаротушения
401	Помещение аккумуляторных батарей	-	-	B4	-
402	Помещение РЗА и связи	+	+	B1	Предусмотрена автоматическая установка порошкового пожаротушения
403	Помещение РУСН-0,4 кВ	+	+	B2	Предусмотрена автоматическая установка порошкового пожаротушения

Инженерно-бытовой корпус № 1

A-101	Тамбур	-	-	-	-
A-101.1	Тамбур	-	-	-	-
A-102	Вестибюль с зоной проходной	+	-	-	-
A-103	Тамбур лестничной клетки	-	-	-	-
A-104	Лестничная клетка № 1	-	-	-	-
A-105	Пост охраны	+	-	-	-

Инва. № подл.	64-1А-35
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

67

№ поз.	Наименование помещения	АУПС	АУПТ	Категория помещения	Примечание
A-106	Помещение технических средств охраны	+	-	B3	-
A-107	Сан. узел	-	-	-	-
A-108	Коридор	+	-	-	-
A-109	Медпункт	+	-	-	-
A-110	Кабинет начальника службы охраны	+	-	-	-
A-111	Гардероб для уличной и домашней на 112 человек для групп производственных процессов 1В	+	-	-	-
A-112	Гардероб для спецодежды на 112 человек для групп производственных процессов 1В	+	-	-	-
A-113	Преддушевая	-	-	-	-
A-114	Душевая на 4 душевые сетки	-	-	-	-
A-115	Кладовая чистой спецодежды	+	-	B3	-
A-116	Кладовая грязной спецодежды	+	-	B3	-
A-117	Обеденный зал на 41 посадочное место	+	-	-	-
A-118	Тамбур	-	-	-	-
A-119	Загрузочная	-	-	B4	-
A-120	Раздаточная	+	-	-	-
A-121	Комната временного хранения отходов	-	-	B4	-
A-122	Сан. узел кухни	-	-	-	-
A-123	Коридор	+	-	-	-
A-124	Комната уборочного инвентаря	-	-	B4	-
A-129	Гардероб уличной и домашней одежды на 24 человека для групп производственных процессов 2г и 3б	+	-	-	-
A-130	Гардероб спецодежды на 24 человека для групп производственных процессов 2г и 3б	+	-	-	-

Инва. № подл.	64-1А-35	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	---------	------	--------	-------	------

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

68

№ поз.	Наименование помещения	АУПС	АУПТ	Категория помещения	Примечание
A-131	Преддушевая	-	-	-	-
A-132	Душевая на 2 сетки	-	-	-	-
A-133	Гардероб для уличной домашней и спецодежды для групп производственных процессов 1б	+	-	-	-
A-134	Душевая	-	-	-	-
A-135	Венткамера	-	-	-	-
A-136	Кладовая оборудования и инвентаря	+	-	B3	-
A-137	Электрощитовая	+	-	B3	-
A-138	Индивидуальный тепловой пункт	-	-	Д	-
A-141	Женский санузел	-	-	-	-
A-142	Мужской санузел	-	-	-	-
A-143	Узел связи	+	-	B3	-
A-144	Комната отдыха	+	-	-	-
A-145	Бельевая	+	-	B3	-
A-146	Душевая	-	-	-	-
A-147	Парная встроенная	+	-	-	-
A-148	Комната психологической разгрузки	+	-	-	-
A-201	Коридор	+	-	-	-
A-202	Зал совещаний	+	-	-	-
A-203	Приемная	+	-	-	-
A-204	Кабинет главного инженера	+	-	-	-
A-205	Комната отдыха	+	-	-	-
A-206	Сан. узел	-	-	-	-
A-207	Кабинет заместителей главного инженера по эксплуатации, по ремонту	+	-	-	-
A-208	Кабинет специалиста по охране труда и ведущего инженера по ГО и ПБ	+	-	-	-
A-209	Учебный класс охраны труда	+	-	-	-

Инов. № подл.	64-1А-35
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

69

№ поз.	Наименование помещения	АУПС	АУПТ	Категория помещения	Примечание
A-210	Кабинет начальника от дела охраны труда и промышленной без опасности	+	-	-	-
A-211	Кабинет отдела информационных технологий и коммуникаций (2 человека)	+	-	-	-
A-212	Кабинет начальника производственно- технического отдела	+	-	-	-
A-213	Кабинет начальника газотурбинного цеха	+	-	-	-
A-214	Кабинет начальника электротехнического цеха	+	-	-	-
A-215	Кабинет начальника цеха АСУ ТП и КИПиА	+	-	-	-
A-216	Кабинет	+	-	-	-
A-217	Венткамера	-	-	B4	-
A-218	Архив	+	-	B3	-
A-219	Электрощитовая	+	-	B3	-
A-220	Узел связи	+	-	B3	-
A-221	Кабинет сотрудников газотурбинного цеха	+	-	-	-
A-224	Зал для спортивных занятий	+	-	-	-
A-225	Мужской сан. узел	-	-	-	-
A-226	Кабинет сотрудников электрического цеха	+	-	-	-
A-227	Женский сан. узел	-	-	-	-
A-228	Венткамера	-	-	B4	-
П-101	Коридор	+	-	-	-
П-102	Тамбур	-	-	-	-
П-103	Лестничная клетка	-	-	-	-
П-104	Тамбур	-	-	-	-
П-105	Лестничная клетка № 2	-	-	-	-
П-106	Склад материалов	+	-	B2	-
П-107	Склад оборудования	+	-	B2	-

Инов. № подл.	64-1А-35	Взам. инв. №	Подп. и дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	---------	------	--------	-------	------

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

70

№ поз.	Наименование помещения	АУПС	АУПТ	Категория помещения	Примечание
П-108	Ремонтная механическая мастерская	+	-	В3	-
П-109	Мастерская по ремонту оборудования электротехнической станции и газового хозяйства	+	-	В3	-
П-110	Постоянный сварочный пост	+	-	Г	-
П-111	Склад инструментов	+	-	В3	-
П-112	Кладовая ЛКМ	+	-	В3	-
П-113	Веткамера кладовой ЛКМ	-	-	В3	-
П-114	Мастерская ЭЦ	+	-	В3	-
П-116	Мастерская ЦАСУ ТП	+	-	В3	-
П-117	Комната обогрева	+	-	-	-
П-118	Венткамера	-	-	В4	-
П-119	РУСН-0,4 кВ	+	-	В3	-
П-120	Склад ЗИП	+	-	В2	-
П-121	Комната уборочного инвентаря	-	-	В4	-
П-122	Сан. узел	-	-	-	-
П-123	Башня ремонта основного оборудования	+	-	В3	-
П-124	Гараж № 1	+	-	В1	-
П-125	Гараж № 2	+	-	В1	-
П-126	Венткамера гаража	-	-	В1	-
П-201	Кабинет специалистов газотурбинного цеха (5 человек)	+	-	-	-
П-202	Кабинет специалистов газотурбинного цеха (4 человека)	+	-	-	-
П-203	Кабинет специалистов электрического цеха (5 человек)	+	-	-	-
П-204	Лаборатория ВВИ	+	-	-	-
П-205	Лаборатория ЭТЛ	+	-	В3	-
П-206	Венткамера	-	-	Д	-
П-207	Электрощитовая	+	-	В3	-

Инов. № подл.	Взам. инв. №
64-1А-35	
Подп. и дата	

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

71

№ поз.	Наименование помещения	АУПС	АУПТ	Категория помещения	Примечание
П-208	Лаборатория ЦАСУ ТП	+	-	В3	-
П-209	Лаборатория масла	+	-	В3	-
П-210	Лаборатория топлива	+	-	В1	-
П-211	Лаборатория анализа воды	-	-	Д	-
П-212	Лаборатория сточных вод	-	-	Д	-
П-213	Кладовая реагентов	+	-	В3	-
П-214	Кладовая посуды и приборов	+	-	В3	-
П-215	Кладовая реактивов	+	-	В3	-
П-216	Кладовая кислот и щелочей	-	-	Д	-
П-217	Коридор	+	-	-	-
П-218	Коридор	+	-	-	-
П-220	Техническое помещение	+	-	В3	-
П-221	Комната уборочного инвентаря	-	-	В4	-
П-222	Сан. узел	-	-	-	-
П-301	Коридор	+	-	-	-
П-302	Сан. узел	-	-	-	-
П-303	Комната отдыха и приема пищи	+	-	-	-
П-304	Комната ЗИП	+	-	В3	-
П-305	ОЩУ	+	-	В2	-
П-306	Силовые сборки НКУ	+	-	В3	-
П-307	Серверная	+	-	В3	-
П-308	Венткамера	-	-	В4	-
П-309	Комната связи Электрощитовая	+	-	В3	-
П-310	Комната инженеров АСУ ТП	+	-	-	-
П-311	Комната инженеров РЗА и АСДУЭ	+	-	-	-
П-312	Помещение уборочного инвентаря	-	-	В4	-
КРУЭ					
102	Коридор	+	-	-	-

Инв. № подл.	64-1А-35	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	---------	------	--------	-------	------

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

72

№ поз.	Наименование помещения	АУПС	АУПТ	Категория помещения	Примечание
106	Помещение ЩПТ № 1	+	-	B2	-
107	Помещение ЩПТ № 2	+	-	B2	-
108	Аккумуляторная № 1	+	-	A	-
109	Аккумуляторная № 2	+	-	A	-
110	Кислотная	+	-	B3	-
112	Помещение РУ СН 6 кВ 1с	+	-	B3	-
113	Помещение РУ СН 6 кВ 2с	+	-	B3	-
114	Помещение РУ СН 0,4 кВ 2с	+	-	B3	-
116	Помещение ТЧН № 1	+	-	B3	-
117	Помещение ТЧН № 2	+	-	B3	-
118	Кабельный этаж № 1	+	+	B1	В кабельном этаже предусматривается автоматическая установка порошкового пожаротушения
119	Кабельный этаж № 2	+	+	B1	В кабельном этаже предусматривается автоматическая установка порошкового пожаротушения
120	Кабельный этаж № 3	+	+	B1	В кабельном этаже предусматривается автоматическая установка порошкового пожаротушения
121	Кабельный этаж № 4	+	+	B1	В кабельном этаже предусматривается автоматическая установка порошкового пожаротушения
131	Помещение обогрева	+	-	-	-
201	Релейный щит	+	-	B2	-
202	Зал КРУЭ	+	-	B2	-
203	Коридор (переход)	+	-	-	-
206	Коридор	+	-	-	-
Котельная № 1					

Инва. № подл.	Взам. инв. №				
64-1А-35					
Подп. и дата					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

73

№ поз.	Наименование помещения	АУПС	АУПТ	Категория помещения	Примечание
101	Помещение блока фильтрации и подогрева аварийного топлива	+	-	В2	-
102	Газовое хозяйство	+	-	Г	-
103	Котельный зал	+	-	Г	-
104	Электрощитовая	+	-	В3	-
Котельная № 2					
101	Помещение блока фильтрации и подогрева аварийного топлива	+	-	В2	-
102	Газовое хозяйство	+	-	Г	-
103	Котельный зал	+	-	Г	-
104	Электрощитовая	+	-	В3	-
Пункт подготовки газа					
-	Пункт подготовки газа	+	-	А	-
Пункт подготовки газа					
-	Пункт подготовки газа	+	-	А	-
Насосная станция пожаротушения					
-	Насосная станция пожаротушения	-	-	Д	-
-	Хозяйство резервного топлива				
-	Резервуары дизельного топлива	+	+	АН	Предусматривается пенная установка пожаротушения
-	Насосная станция жидкого топлива со складом масла в таре				
-	Насосная станция	+	+	В1	Предусматривается порошковая установка пожаротушения
-	Склад масла в таре	+	+	В1	Предусматривается порошковая установка пожаротушения
Компрессорная станция сжатого воздуха с ресиверами					
-	Компрессорная станция	+	-	В2	-
Блоки очистных сооружений					

Инва. № подл.	Взам. инв. №
64-1А-35	
Подп. и дата	

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

74

№ поз.	Наименование помещения	АУПС	АУПТ	Категория помещения	Примечание
-	Блок очистных сооружений	+	-	В3	-
Дизельгенераторная установка					
-	Помещение дизельгенераторной установки	+	+	В2	Предусматривается порошковая установка пожаротушения
Модули пенного пожаротушения					
-	Помещение пенного пожаротушения	+	-	Д	-
Станция электрообогрева трубопроводов					
-	Станция электрообогрева трубопроводов	+	-	В3	-
Азотогенераторная станция					
-	Азотогенераторная станция	+	-	В3	-
Защитное сооружение					
-	Защитное сооружение	+	-	-	-

Обеспечение химической безопасности

Производственные процессы проводятся непрерывным замкнутым циклом в герметичной аппаратуре, исключая выделение вредных веществ в воздух рабочей зоны.

Источниками газовыделений могут явиться неплотности в коммуникациях, люки резервуаров. Поступления в воздух рабочей зоны газов, содержащихся в нефтепродукте, предусматриваются в пределах ПДК.

Выделение в воздух рабочей зоны углеводородов, сероводорода, серы диоксида возможно при возникновении аварийных ситуаций или при повреждении оборудования.

Возможно выделение вредных веществ в воздух рабочей зоны в моменты проведения ремонтно-монтажных работ. Работы необходимо проводить с применением средств индивидуальной защиты органов дыхания, кожи, глаз.

Содержание вредных химических веществ в воздухе рабочей зоны должно удовлетворять требованиям ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны».

1.3.4 Описание систем автоматического регулирования, блокировок, сигнализаций и других средств обеспечения безопасности

Все функции АСУ ТП подразделяются на:

- информационные;

Инов. № подл.	64-1А-35
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2	Лист
							75

- управляющие;
- вспомогательные.

В состав информационных функций входят:

- сбор и первичная обработка аналоговой и дискретной информации от традиционных датчиков аналоговых (сигналы 4...20 мА, от термопар и термопреобразователей сопротивления стандартных градуировок и прочих), дискретных и цифровых сигналов, включая обмен информацией (прием-передачу) между элементами ПТК АСУ ТП ГТЭС;
- проверка достоверности входной информации (определение исправности измерительных каналов и каналов выдачи команд) с выдачей соответствующих сигналов предупредительной сигнализации и сообщений, а также возможность автоматического вывода из работы сигналов от неисправных датчиков, используемых в контурах управления (технологическая защита при использовании нескольких датчиков одного параметра, автоматическое регулирование, логическое управление и т.д.);
- определение скорости изменения технологических параметров;
- расчет технологических показателей с использованием основных математических и тригонометрических функций и функций, созданных пользователем;
- оценка готовности технологического и электротехнического оборудования к пусковым операциям по состоянию оборудования, средств и схем управления;
- представление информации на средствах отображения (цветных графических мониторах, экранах коллективного пользования (ЭКП)), локальных панелях человеко-машинного интерфейса (HMI) в виде видеокладов (фрагментов мнемосхем с отображением на них тепломеханического и электротехнического оборудования, трубопроводов, положения арматуры и состояния механизмов собственных нужд, коммутацию электротехнического оборудования, значений тепломеханических и электротехнических параметров и их отклонений от нормы);
- вывод оператором информации о срабатывании предупредительной и аварийной сигнализации;
- передача оперативной информации (со статусом по событию, статусом достоверности и меткой времени) в общестанционные информационные системы;
- архивирование параметров и событий тепломеханического и электротехнического оборудования, регистрация включения и отключения коммутационных аппаратов, выключателей, разъединителей, заземляющих ножей;
- ведение оперативной документации (журналов, рапортов, протоколов);
- информационно-вычислительные и расчетные функции, в том числе расчет параметров и технико-экономических показателей работы;
- формирование и представление архивной и отчетной информации верхним уровням иерархии управления по цифровым линиям связи;

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	Инва. № подл. 64-1А-35	Подп. и дата	Взам. инв. №	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2	Лист
										76

- представление информации о состоянии тепломеханических и электротехнических параметров объекта управления в графической форме (графиков, гистограмм, таблиц), цветных копий видеокадров, списков сигнализаций и событий, журналов действий оператора и переключения оборудования, отчетов (сменных, суточных, наработки силового оборудования на отказ) на средствах отображения (цветных мониторах и экранах коллективного пользования) и печатных документах;

- автоматизированный анализ пусков и остановов;
- диагностика состояния оборудования;
- расчет наработки механизмов основного и вспомогательного оборудования (насос, выключатель и так далее) и количество их включений;
- анализ характера ошибок, отказов, неисправностей оборудования.

- В состав управляющих функций входят:
 - автоматическое и/или автоматизированное и дистанционное (оператором) управление всеми системами, входящими в состав ПТК АСУ ТП ГТЭС, и вспомогательным оборудованием станции;

- аварийное отключение оборудования ГТЭС при срабатывании защит, а также аварийная разгрузка оборудования ГТЭС;

- дистанционное управление исполнительными механизмами задвижек, регулирующих органов, электродвигателей насосов и вентиляторов, высоковольтных выключателей, разъединителей и других механизмов собственных нужд;

- автоматическое регулирование, автоматическое логическое и программное управление, технологические защиты и блокировки;

- перевод автоматических регуляторов на ручное управление;
- выбор программ и алгоритмов пошагового управления и их активация;
- автоматический и ручной (для опробования и ремонта) ввод/вывод защит, изменение уставок автоматического регулирования и т.п.;

- работа оборудования ГТЭС при постоянной и изменяемых нагрузках с автоматическим поддержанием заданных значений технологических параметров в регулируемом диапазоне нагрузок;

- регулирование мощности ГТЭС в соответствии с характеристиками поставляемого оборудования;

- плановый останов оборудования ГТЭС;
- дистанционное управление электротехническим оборудованием из диспетчерских центров;

- дистанционный ввод/вывод отдельных функций РЗА (с учетом прав доступа) для выполнения переключения в электроустановках;

Инов. № подл.	64-1А-35
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2	Лист
							77

- контроль выработки и расхода электроэнергии ГТЭС с применением устройств сбора и передачи данных.

В состав вспомогательных функций входят:

- диагностика состояния технических средств управления, в том числе контроль исправности измерительных каналов и каналов связи с интегрируемыми устройствами;
- проверка достоверности информационных сигналов;
- проверка исполнения управляющих воздействий;
- проверка цепей и опробование схем технологических защит (при наличии многоканальных систем);
- обнаружение и анализ характера ошибок, отказов, неисправностей АСУ ТП;
- автоматическое подключение резервных средств или блокировка ошибочных сигналов и воздействий при ошибках, отказах и неисправностях;
- сигнализация на автоматизированных рабочих местах (АРМ) при отказе технических устройств с указанием устройства, места, времени и вида отказа;
- регистрация ошибок, отказов, неисправностей и действий по их устранению;
- коррекция системного времени по сигналам оборудования системы единого времени;
- корректировка и внесение изменений в алгоритмы;
- самоконтроль и самодиагностика ПТК, подстройка прикладных программ и заполнение информационной базы, сбор и обработка информации по технической диагностике ПТК (инструментальная подсистема);
- другие функции, обеспечиваемые, в том числе программным обеспечением инструментальных средств разработки, диагностирования, сопровождения и документирования проекта всех частей системы.

Решения по измерению, сигнализации и управлению

Основным средством управления основным электрооборудованием является АРМ начальника смены станции (НСС), резервным местом (при выходе из строя операционной системы НСС) управления является шкафы КП выключателей 110 кВ и релейные отсеки ячеек РУСН 6 кВ и 0,4 кВ. Аварийное место управления при отказе АРМ и КП – кнопки в шкафах управления КРУЭ 110 кВ (используются так же при наладке и ремонте).

Проектными решениями предусматривается выполнение программной оперативной блокировки разъединителей в рамках всех присоединений. Программная оперативная блокировка предусматривается на уровне КП с передачей информации между различными элементами сети посредством GOOSE-сообщений. Дополнительно в составе шкафов ПДС и ПАС предусматриваются ключи аварийной деблокировки присоединений, выводящие оперативную блокировку разъединителей из работы.

Для организации измерения предусматривается установка многофункциональных измерительных преобразователей для каждого присоединения 110 кВ, ТСН 10,5/6,3 кВ,

Инов. № подл.	64-1А-35
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2	Лист
							78

РУСН 6 кВ, ДЭС 6 кВ, ТН 110 кВ. Для присоединений 110 кВ предусматривается установка многофункциональных измерительных преобразователей с функциями контроля качества электроэнергии.

Проектными решениями предусматривается выполнение сигнализации средствами автоматизированной системой диспетчерского управления энергоснабжением. Вывод сообщений аварийной и предупредительной сигнализации предусматривается на АРМ операторов с возможностью вывода на ЭКП. Срабатывание аварийной и предупредительной сигнализации сопровождается звуком.

Обеспечение защиты и сигнализаций системы выдачи электроэнергии

Для защиты каждой пары секций шин 110 кВ (1–2, 3–4, 5–6 и 7–8) предусматривается установка двух комплектов дифференциальной защиты шин (ДЗШ). Комплекты ДЗШ подключаются к различным обмоткам трансформаторов тока для обеспечения взаимного резервирования.

В части противоаварийной автоматики предусматривается установка шкафов частотной делительной автоматики, которая должна обеспечивать выделение генераторов на собственные нужды или на изолированный район для обеспечения живучести станции в случае продолжительного снижения частоты в сети. Наличие иных устройств противоаварийной автоматики уточняется после согласования схемы выдачи мощности станции и проектной документации по противоаварийной автоматике энергорайона.

Для дальнейшей организации передачи аварийных сигналов и команд предусматривается наличие достаточного количества резервных мест для установки устройств передачи аварийных сигналов и команд (УПАСК) для каждой ВЛ 110 кВ. Для уменьшения места необходимого в релейном щите КРУЭ 110 кВ предусматривается объединение УПАСК двух ВЛ 110 кВ в одном шкафу. При объединении должно быть учтено требование о том, что УПАСК 1 и 2 цепи одной ВЛ 110 кВ должны располагаться в различных шкафах. Окончательные решения по размещению УПАСК на объекте должны быть приняты в проектной документации по противоаварийной автоматике.

Для каждой пары ТН 110 кВ 1-2, 3-4, 5-6 и 7-8 секций шин предусматривается установка отдельных шкафов организации цепей ТН 110 кВ. Устройства РЗА подключаются к цепям ТН при помощи ПАС с использованием протокола обмена МЭК 61850-9-2. Измерительные преобразователи и устройства учета электроэнергии присоединений 110 кВ подключаются к цепям ТН с использованием реле повторителей положения разъединителей (РПР). РПР располагается в отдельно стоящих шкафах, содержащих не более 12 монтажных единиц в одном шкафу.

Питание устройств РЗА предусматривается от системы постоянного тока с использованием шкафов распределения оперативного постоянного тока (ШРОТ). Предусматривается разделение цепей питания электромагнитов управления и цепей,

Инов. № подл.	Взам. инв. №
64-1А-35	
Подп. и дата	

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2	Лист
							79

выходящих за пределы релейного щита, с цепями питания МП РЗА на различные секции ШРОТ.

Инва. № подл.	64-1А-35	Взам. инв. №		Подп. и дата	
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2					Лист 80

Раздел 2 «Анализ риска»

2.1 Анализ известных аварий

2.1.1 Перечень аварий и обобщенные данные об инцидентах, имевших место на декларируемых объектах

Объект находится на стадии проектирования и не эксплуатируется на момент разработки декларации промышленной безопасности. Как следствие, сведения о случившихся неполадках и аварийных ситуациях на объекте отсутствуют.

2.1.2 Перечень наиболее опасных по последствиям аварий, имевших место на других аналогичных объектах, или аварий, связанных с обращающимися опасными веществами

Перечень наиболее опасных по последствиям аварий, имевших место на других аналогичных объектах или аварий, связанных с используемыми опасными веществами, представлен в таблице 8.

Инд. № подл.	64-1А-35	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
				D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2						
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата					

Таблица 8 – Перечень наиболее опасных по последствиям аварий, имевших место на других аналогичных объектах или аварий, связанных с используемыми опасными веществами

Дата и место аварии	Вид аварии (неполадки)	Описание аварии и основные причины	Масштабы развития аварии, максимальные зоны действия поражающих факторов	Число пострадавших, ущерб
11.01.2005 Кировская область, г. Зуевка, ЗАО «Зуевская птицефабрика»	Взрыв в котельной	При включении электрического запальника котла ДЕ 10-14 произошло воспламенение газозоудшной смеси (ГВС) с выделением избыточного давления и срабатыванием предохранительных клапанов на газоходах. Причины аварии: - несоблюдение последовательности операций при растопке котла; - бесконтрольность со стороны администрации котельной предприятия за соблюдением персоналом производственных инструкций; - неэффективная работа производственного контроля со стороны руководителей предприятия за безопасной эксплуатацией опасных производственных объектов	Разрушение обмуровки котла	Нет данных
18.10.2011 Республика Кабардино-Балкария, г. Нальчик	Взрыв в котельной	Взрыв произошел в результате утечки газа	Полное разрушение здания котельной	Три человека погибло, один пострадал
25.10.2011 Новгородская область, г. Старая Русса, ООО «Новжил-коммунсервис»	Взрыв в котельной	Авария произошла из-за выброса газа	Поврежден один котел	Пострадало два человека, нарушено теплоснабжение 10 жилых домов, в которых проживает до 1300 человек

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.
64-1А-35

Изм.	Лист	Лист	Недок.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

82

Дата и место аварии	Вид аварии (неполадки)	Описание аварии и основные причины	Масштабы развития аварии, максимальные зоны действия поражающих факторов	Число пострадавших, ущерб
16.02.2014 МУП «Коммунальное хозяйство», газоиспользующее оборудование котельной	Взрыв водогрейного котла	В результате несрабатывания автоматики безопасности произошел взрыв водогрейного котла. Причины аварии: - нарушение технологического процесса, выразившееся в перегреве водогрейного котла вследствие отсутствия принудительной циркуляции сетевой воды; - неисправность предохранительного клапана водогрейного котла; - неисправность отсечного электромагнитного клапана, предназначенного для отключения подачи природного газа в случае отключения электроэнергии; - неудовлетворительная организация производства работ; - неудовлетворительное осуществление производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности	Разрушены сооружения, повреждены и разрушены технические устройства	Оператор котельной получил ожоги средней степени от горячей воды. Экономический ущерб – 41247 руб.
03.03.2014 Новосибирская область, г. Новосибирск, ООО «Строительный комплекс «Строй-Мастер»	Взрыв в котельной	В результате разрушения фланцевого соединения и выброса природного газа в помещении котельной произошел взрыв. Причины аварии: - повреждение уплотнительной прокладки и разгерметизация фланцевого соединения предохранительно-запорного клапана (отключающего устройства) регулятора вследствие недостаточной затяжки болтовых соединений крепежного фланца; - несрабатывание (либо позднее срабатывание) сигнализатора загазованности СТГ-1-2 при достижении до взрывоопасной концентрации (10 % нижнего концентрационного предела распространения пламени) в воздухе помещения котельной; - не выведена предусмотренная проектом защита от превышения концентрации горючих газов (СО и СН4) в воздухе котельного зала, прекращения подачи газа в котельную на пульт охраны с выдачей звукового и светового сигналов аварии; - допуск специалистов к техническому обслуживанию и ремонту	Разрушены наружные стены и кровля котельной, прекращена работа трех котлов, которые получили повреждения	Остановлено теплоснабжение многоквартирного жилого дома. Экономический ущерб – 2848,771 тыс. руб.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.
64-1А-35

Изм.	Лист	Лист	Недок.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

83

Дата и место аварии	Вид аварии (неполадки)	Описание аварии и основные причины	Масштабы развития аварии, максимальные зоны действия поражающих факторов	Число пострадавших, ущерб
		устройств автоматики безопасности, блокировок и средств сигнализации, не имеющих соответствующего опыта в проведении таких работ		
07.04.2014 Московская область, г. Электросталь	Взрыв в котельной	При розжиге котла ПТВМ-30 произошел взрыв ГВС в топке котла. Причины аварии: - эксплуатация неисправного оборудования; - эксплуатация газоиспользующего оборудования с нарушением требований промышленной безопасности; - неудовлетворительная организация и осуществление производственного контроля	Разрушены обмуровка котла, предохранительные компоненты, газоходы, дымовая труба, повреждены метал-лические конст-рукции котла. Разрушено остекление на 80 % оконных проемов котельной	Экономический ущерб – 624 тыс. руб.
08.01.2015 Самарская область, Хворостянский район, п. Прогресс, МУП «Тепло»	Взрыв в котельной	Неконтролируемый взрыв пара в модульной котельной. Причины аварии: - при выходе из строя основного сетевого насоса не произошло срабатывание автоматического включения резерва сетевого насоса; - при возрастании температуры воды не сработал газовый регулятор РГУ2-М1, установленный на котле (не перекрыл подачу газа); - при возрастании давления воды в системе котлов не сработали предохранительные клапаны котлов; - эксплуатация котельной без постоянного присутствия обслуживающего персонала, работающие котлы оставлялись без надзора, сигналы о неисправности не были вынесены на диспетчерский пункт; - в процессе эксплуатации газоиспользующего оборудования	Разрушен котел КВА-100, два других получили повреждения, разрушены технические устройства	Постардавших нет. Экономический ущерб – 2060081,5 руб.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.
64-1А-35

Изм.	Лист	Лист	Недок.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

84

Дата и место аварии	Вид аварии (неполадки)	Описание аварии и основные причины	Масштабы развития аварии, максимальные зоны действия поражающих факторов	Число пострадавших, ущерб
		организацией не проводились периодические (не реже одного раза в 3 года) режимно-наладочные работы; - не осуществлялся производственный контроль за соблюдением требований промышленной безопасности, отсутствует проектная документация на модульную котельную		
27.02.2015 Свердловская область, г. Екатеринбург, Сеть газопотребления ООО «Сибирский гранитный карьер»	Взрыв в котельной	При замене газового счетчика на котельной произошла утечка газа с последующим возгоранием и неконтролируемым взрывом. Причины аварии: - нарушения технологической последовательности проведения газоопасных работ; - применение материалов, не исключающих искрообразования (из черного металла), и одежды из синтетических материалов; - отсутствие электромагнитного клапана на вводе газопровода в помещение котельной, перекрывающего подачу газа при сработке сигнализатора загазованности; - отключение системы контроля загазованности воздуха в помещении котельной; - нарушение технологической последовательности проведения газоопасных работ: не установлена заглушка на фланцевое соединение задвижки; не сброшено давление в газопроводе на сбросный газопровод (свечу)	Нет данных	Термические ожоги пламенем различной степени тяжести получили два человека. Экономический ущерб – 238,630 тыс. руб.
19.09.2015 Тюменская область, ХМАО-Югра, г. Нягань, ООО «СервисГаз Автоматика»	Взрыв в котельной	В результате загазованности воздушной среды произошел взрыв и последующее воспламенение ГВС в помещении котельной. Причины аварии: - утечка газа в результате повреждения трубного пучка теплообменника; - отсутствие в проектом решении мер, предусматривающих исключение возможности попадания углеводородов в паровой конденсат, возвращаемый из технологического процесса на котельную;	Разрушены и повреждены сооружения и технические устройства	Пострадало три человека. Экономический ущерб – 452,2 тыс. руб.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.
64-1А-35

Изм.	Лист	Лист	Недок.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

85

Дата и место аварии	Вид аварии (неполадки)	Описание аварии и основные причины	Масштабы развития аварии, максимальные зоны действия поражающих факторов	Число пострадавших, ущерб
		- несоблюдение работниками котельной требований промышленной безопасности, должностных инструкций, инструкций по охране труда		
20.09.2015 Краснодарский край, г. Кореновск, ОАО «Теплосервис»	Взрыв в котельной	В результате выхода из строя блока автоматики регулирования и безопасности котла КСВа-2,5 ст. № 3 произошел неконтролируемый взрыв (выход пара). Причины аварии: - некачественное выполнение работ по теплотехнической наладке автоматики безопасности и оформлению отчетной документации о проведении наладочных работ; - непринятие мер по приведению тепловой схемы котельной в соответствие с требованиями нормативно-технической документации; - отсутствие проектной документации и необходимых схем на теплотехническую часть котельной; - невыполнение работ по обслуживанию котельной и автоматики безопасности	Разрушение котла	Пострадавших нет. Экономический ущерб – 962,95 тыс. руб.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.
64-1А-35

Изм.	Лист	Лист	Недок.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

86

Дата и место аварии	Вид аварии (неполадки)	Описание аварии и основные причины	Масштабы развития аварии, максимальные зоны действия поражающих факторов	Число пострадавших, ущерб
11.11.2015 Ставропольский край, г. Кисловодск, ОАО «Теплосеть»	Взрыв в котельной	<p>При розжиге котла произошел неконтролируемый взрыв ГВС в топке котла.</p> <p>Причины аварии:</p> <ul style="list-style-type: none"> - утечка газа в результате повреждения трубного пучка теплообменника; - несоответствие положения рисков («открыто», «закрыто») на пробковых кранах газогорелочных устройств котла № 1 по отношению к ручкам управления кранов (возможность перестановки ручек управления пробковых кранов газогорелочных устройств без применения специального инструмента); - невыполнение должностными лицами и оперативным персоналом требований законодательных и нормативных правовых документов, должностных и производственных инструкции, предъявляемых к эксплуатации тепловых энергоустановок 	Разрушены фронтальная, боковые и потолочная обмуровки котла, выбиты стекла и рамы в здании котельной	Пострадало два человека. Экономический ущерб – 197,4 тыс. руб.

Инд. № подл.	Взам. инв. №
64-1А-35	
Подп. и дата	

Изм.	Лист	Лист	Недок.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

87

Дата и место аварии	Вид аварии (неполадки)	Описание аварии и основные причины	Масштабы развития аварии, максимальные зоны действия поражающих факторов	Число пострадавших, ущерб
16.10.2016 Саратовская область, Советский район, п. Советское, МУП «ЖКХ»	Взрыв в котельной	Отсутствие циркуляции воды в котле при работающем газогорелочном устройстве привело к вскипанию воды и появлению повышенного давления воды и водяных паров, вплоть до предельного значения, автоматика безопасности не сработала, после чего произошел разрыв чугунных секций котла. Причины аварии: - отсутствие работоспособной системы технологических защит автоматики безопасности газогорелочного устройства ИГК 1-25 котла в части контроля за повышением температуры и давления теплоносителя; - невыполнение требований нормативных актов в части пуска газоиспользующего оборудования в работу и работы с неисправными системами технологических защит и отсутствие работоспособности предохранительного сбросного клапана при превышении давления теплоносителя системы отопления; - неудовлетворительное осуществление производственного контроля; - недостатки в организации и проведении подготовки работников по охране труда, выразившиеся в непроведении стажировки, обучении и проверки знаний требований охраны труда; - отсутствие оператора котельной на рабочем месте	Повреждены и разрушены технические устройства, частично разрушены стены и легкобросываемые конструкции котельной	Пострадавших нет. Экономический ущерб – 740,822 тыс. руб.
08.07.2016 Московская обл., г. Ликино-Дулево, МУП «Теплосеть»	Взрыв в котельной	При обнаружении постороннего шума электродвигателя насоса № 11 операторы котельной приняли решение перейти на насос № 13, аварийно отключили котел № 3, при этом не закрыли задвижку на опуске (№ 1) котла, дымосос котла № 3 оставался в работе после аварийного останова котла. При повторном розжиге котла № 3 в результате загазованности внутреннего пространства дымоотводящей трубы произошел взрыв ГВС. Причины аварии: - нарушения последовательности действий операторами котельной по розжигу котла, производственных инструкций;	Разрушена кирпичная дымоотводящая труба высотой 30 м и подводящие к ней стальные газоходы от котлов № 1, № 2, № 3	Пострадавших нет. Экономический ущерб – 16746,197 тыс. руб.

Инв. № подл.	64-1А-35
Взам. инв. №	
Подп. и дата	

Изм.	Лист	Лист	Недок.	Подп.	Дата	

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

88

Дата и место аварии	Вид аварии (неполадки)	Описание аварии и основные причины	Масштабы развития аварии, максимальные зоны действия поражающих факторов	Число пострадавших, ущерб
		<ul style="list-style-type: none"> - отсутствие в производственной инструкции исходного состояния запорной арматуры газового оборудования при проверке газового оборудования на герметичность перед розжигом котла; - нарушение сроков проведения режимно-наладочных испытаний газового оборудования котельной 		
27.03.2017 г. Уфа, МУП «УИС»	Взрыв в котельной	<p>В результате нарушения технологического процесса розжига котла КВГМ 20-150 произошел взрыв ГВС в топке котла.</p> <p>Причины аварии:</p> <ul style="list-style-type: none"> - нарушения технологического процесса пуска котла, нарушение требований инструкции по эксплуатации котла КВГМ-20; - недостаточная подготовка оперативного персонала к действиям по регулированию нагрузки на котле, действиям по растопке котла; - отступление от требований правил при эксплуатации сетей газораспределения и газопотребления; - недостаточный уровень организации и осуществления производственного контроля за состоянием промышленной безопасности на опасном производственном объекте; - несоответствие инструкции по эксплуатации котла КВГМ-20 требованиям и правилам промышленной безопасности; - отсутствие ответственного за исправное состояние и безопасную эксплуатацию оборудования 	Повреждены и разрушены технические устройства, обрушена обмуровка котла, в верхней части оголилась экранная система, частично повреждены оконные рамы и остекление, обшивка фасада	Пострадавших нет. Экономический ущерб – 230,022 тыс. руб.
30.07.2017 Тульская обл., г. Тула, Сеть газоснабжения АО «Газпром газораспределение Тула»	Выброс газа с последующим воспламенением топливно-воздушной смеси (ТВС) на	<p>В результате внешнего высокотемпературного воздействия, возникшего в результате грозового разряда молнии, повреждено фланцевое соединение газопровода высокого давления II категории (давление менее 0,6 МПа) DN 100 с выбросом природного газа в атмосферу и последующим воспламенением топливовоздушной смеси.</p> <p>Причины аварии – воспламенение ГВС, образовавшейся в результате разрушения прокладки изолирующего фланцевого соединения и его разгерметизации от внешнего теплового воздействия электрического разряда в атмосфере</p>	Нет данных	Пострадавших нет. В результате аварии от газоснабжения было отключено 10 населенных пунктов

Инд. № подл.	Взам. инв. №
64-1А-35	
Подп. и дата	

Изм.	Лист	Лист	Недок.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

89

Дата и место аварии	Вид аварии (неполадки)	Описание аварии и основные причины	Масштабы развития аварии, максимальные зоны действия поражающих факторов	Число пострадавших, ущерб
	газопровод е высокого давления			
19.02.2018 Калининградская область, г. Калининград, МП «Калининградте плосеть»	Взрыв в котельной	В результате нарушения технологического процесса розжига котла Е-50-3,9-440 ГМ произошел взрыв ГВС вследствие открытия не полностью закрытых запорных устройств перед горелками в момент проведения опрессовки газопровода и последующей подачи искры на запально-защитное устройство котла по причине нарушения персоналом должностных и производственных инструкций	Нет данных	Экономический ущерб – 3866,8 тыс. руб.
13.03.2018 Московская область, ГУП МО «Коммунальные системы Московской области»	Взрыв в котельной	При повторном розжиге котла ТГВМ-8М произошел взрыв топливовоздушной смеси в топке котла вследствие загазованности в топочной камере котла с созданием взрывоопасной концентрации и последующим воспламенением при его розжиге в нарушение технологии процесса розжига котла. Причины: отсутствие блокировки возможности подачи природного газа на газоиспользующее оборудование в ручном режиме автоматикой безопасности при ее отключении; ненадлежащий контроль со стороны эксплуатирующей организации за соблюдением требований промышленной безопасности, технологической дисциплиной дежурного персонала; ошибки в производственной инструкции для персонала при подготовке котла в работу	Обрушение кирпичной обмуровки котла	Пострадали два оператора котельной. Экономический ущерб – 6519,8 руб.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

64-1А-35

Изм.	Лист	Лист	Недок.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

90

Дата и место аварии	Вид аварии (неполадки)	Описание аварии и основные причины	Масштабы развития аварии, максимальные зоны действия поражающих факторов	Число пострадавших, ущерб
12.02.2019 ООО «Марийская теплосетевая компания»	Взрыв, разрушение технических устройств	<p>При проведении плановых ремонтных работ по установке электромагнитного клапана проводились огневые работы на газопроводе высокого давления, в процессе выполнения которых произошел взрыв ГВС природного газа на надземном стальном газопроводе котельной с последующим факельным горением. Технической причиной факельного горения ГВС явилась утечка природного газа через отверстие в задвижке, поврежденной в результате механического воздействия на корпус задвижки при распространении взрывной волны. Взрыв произошел в результате присоединения газового оборудования с использованием сварки к действующему, не отключенному газопроводу в отсутствии подготовительных работ по его продувке воздухом или инертным газом.</p> <p>Организационные причины аварии:</p> <ul style="list-style-type: none"> - нарушение порядка подготовки и проведения ремонтных работ, а именно: <ul style="list-style-type: none"> а) не оформлялся отдельный наряд-допуск на проведение огневых работ; б) не определен объем и содержание подготовительных работ и последовательность их выполнения, характер и содержание огневых работ, порядок контроля воздушной среды; в) сварочные работы выполнялись в отсутствии технологической карты по сварке; - отсутствие контроля лицами, ответственными за подготовку и проведение ремонтных работ, за выполнением мероприятий, предусмотренных нарядом-допуском 	Повреждены здание котельной, технические устройства, сооружения и газовое оборудование, попавшие в зону горения	Пострадавших нет. Экономический ущерб от аварии составил 310 560 руб.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл. 64-1А-35	

Изм.	Лист	Лист	Недок.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

91

2.1.3 Анализ основных причин произошедших аварий

Так как произошедшие аварии на аналогичных опасных производственных объектах не характеризуют полный перечень возможных причин аварий и инцидентов, то был проведен анализ условий возникновения и развития аварий на аналогичных объектах нефтехимической отрасли и сетях газопотребления на основании статистических данных Ростехнадзора.

Обобщенные сведения, полученные на основании статистических данных Ростехнадзора о причинах аварий и несчастных случаев, произошедших на сетях газопотребления за 2015–2020 гг., приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Обобщенные сведения, полученные на основании статистических данных Ростехнадзора о причинах аварий и несчастных случаев, произошедших на сетях газопотребления за 2015–2020 гг.

Причины аварий	% от общего числа аварий						среднее значение за 2015–2020 гг.
	за 2015 г.	за 2016 г.	за 2017 г.	за 2018 г.	за 2019 г.	за 2020 г.	
Механические повреждения подземных газопроводов	9	0	23	8	8	5	8,83
Механические повреждения газопроводов автотранспортом	1	0	4	3	4	2	2,33
Повреждения в результате природных явлений	4	2	3	0	2	1	2
Коррозионные повреждения наружных газопроводов	3	1	2	4	0	1	1,83
Разрывы сварных стыков	1	0	0	1	0	1	0,5
Утечка газа, выход из строя оборудования в ГРП (ГРПШ)	7	0	4	0	1	0	2
Взрывы при розжиге газоиспользующих установок и неисправность оборудования котла	2	2	2	3	0	2	1,83
Неисправность оборудования СУГ	3	2	2	2	2	2	2,17
Иные	3	0	3	2	3	0	1,83
Всего	33	21	43	23	20	14	25,67

Распределение аварий, произошедших на сетях газопотребления за 2015–2020 гг. в соответствии со сведениями Ростехнадзора, по видам приведено в таблице 10.

Инов. № подл.	217-1-118
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	19NZNP-000-ДПБ2.2	Лист
							92

Таблица 10 – Распределение аварий, произошедших на сетях газопотребления за 2015–2020 гг. в соответствии со сведениями Ростехнадзора

Виды аварий	Число аварий												Средний % от общего количества аварий за период 2015–2020 гг.
	2015		2016		2017		2018		2019		2020		
	кол-во аварий	% от общего кол-ва	кол-во аварий	% от общего кол-ва	кол-во аварий	% от общего кол-ва	кол-во аварий	% от общего кол-ва	кол-во аварий	% от общего кол-ва	кол-во аварий	% от общего кол-ва	
Взрыв	1	25	0	0	1	50	1	100	0	0	3	100	45,83
Пожар	1	25	0	0	1	50	0	0	0	0	0	0	12,5
Выброс опасных веществ	1	25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4,17
Разгерметизация оборудования	1	25	3	100	0	0	0	0	0	0	0	0	20,83
Всего	4	100	3	100	2	100	1	100	0	100	3	100	100

Инд. № подл.	217-1-118
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Лист	Лист	№ док.	Подп.	Дата

19NZNP-000-ДПБ2.2

Лист

93

Динамика аварийности и производственного травматизма со смертельным исходом за 2010–2020 годы на сетях газопотребления приведена на рисунке 10.



Рисунок 10 – Динамика аварийности и производственного травматизма со смертельным исходом за 2010–2020 годы на опасных производственных объектах

Анализ результатов технических расследований причин аварий показывает, что внешними из них явились:

- механическое повреждение газопроводов вследствие воздействия посторонних лиц и организаций;
- механическое повреждение газопроводов автотранспортом;
- воздействие природных явлений;
- коррозионное повреждение трубопровода и разрыв сварного стыка на газопроводе.

К внутренним причинам относятся:

- утечка газа и выход из строя оборудования СУГ;
- нарушения требований организации производства газоопасных работ и ошибки персонала при розжиге газоиспользующих установок и неисправность оборудования котла.

По результатам анализа видов аварий на сетях газораспределения и газопотребления наиболее вероятны взрывы и пожары.

Обращающееся на декларируемых объектах опасное вещество относится к горючим газам, следовательно, эксплуатация данного объекта представляет определенную опасность для персонала и окружающей среды.

Инов. № подл.	64-1А-35
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

94

Технологические процессы на декларируемых объектах ведутся под избыточным давлением, что исключает неконтролируемое попадание инородных веществ из окружающей среды внутрь оборудования и вероятность внутренних взрывных явлений невелика.

По данным Ростехнадзора, к росту аварийности способствуют:

- старение технических устройств;
- сокращение штата работников поднадзорных Ростехнадзору предприятий и организаций, в первую очередь вспомогательного обслуживающего персонала (например обходчики) и ремонтного персонала (например слесари);
- низкое качество подготовки обслуживающего персонала, выражающееся в снижении требовательности руководителей предприятий к уровню их профессиональной квалификации и приводящее к нарушению работниками производственных и должностных инструкций, а также технологии производства;
- неудовлетворительное качество проведения монтажных и ремонтных работ на оборудовании, работающем под избыточным давлением, приводящее к нарушению технологий монтажа и ремонта оборудования и, как следствие, к его разрушению по причине наличия дефектов, допущенных при монтаже и (или) ремонте;
- низкое качество проведения технического освидетельствования, технического диагностирования и экспертизы промышленной безопасности оборудования, в том числе выполнение данных работ без проведения визуального осмотра и оценки фактического состояния.

К причинам, которые могут привести к нарушению герметичности технологических трубопроводов, относятся:

- механические повреждения трубопроводов;
- коррозия труб;
- дефекты сварных швов;
- износ, «старение» металла трубопроводов;
- нарушение герметичности запорной арматуры;
- заводской брак;
- нарушение требований промышленной безопасности.

Одной из основных причин аварий на трубопроводах является коррозия металла труб. Коррозия оказывает отрицательное влияние на прочность трубопроводов.

Скрытые дефекты труб являются одной из распространенных причин возникновения утечек. Эти дефекты могут возникнуть в результате низкого качества проката при изготовлении труб или сварки стыков при монтаже трубопроводов и ремонтных работах.

Как видно из проведенного анализа, основная причина аварий на объектах связана с несоблюдением требований промышленной безопасности.

Инва. № подл.	Взам. инв. №
64-1А-35	
Подп. и дата	

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2	Лист
							95

В соответствии со статистическими данными крупные аварии на опасных производственных объектах, на которых происходит обращение, использование, переработка легковоспламеняющихся жидкостей (ЛВЖ) и горючих жидкостей (ГЖ), как правило, обусловлены выбросом пожаровзрывоопасных веществ в атмосферу и загазованностью территории открытых технологических установок.

Это происходит при обычном режиме работы технологического оборудования и при аварийной разгерметизации аппаратов и коммуникаций. Причины возникновения аварий, связанные с технологическим оборудованием, расположенным на открытых производственных площадках, следующие:

- выход из строя сальников, подшипников, прокладок – 30,2 %;
- нарушение режима эксплуатации технологической линии – 16,9 %;
- некачественный монтаж технологического оборудования – 14,1 %;
- коррозия оборудования – 12,1 %;
- прогар труб – 8,5 %;
- переполнение сооружений промышленной канализации – 7,6 %;
- прочие причины – 10,6 %.

Распределение количества аварий по видам технологического оборудования:

- технологические трубопроводы (соединения, арматура и т. д.) – 31,2 %;
- насосные станции по перекачке жидкостей и газов – 18,9 %;
- емкостные аппараты (теплообменники, сепараторы и т. д.) – 15,0 %;
- печи – 11,4 %;
- колонны (ректификационные, вакуумные и прочие колонны) – 11,2 %;
- промышленная канализация (лотки, колодцы, очистные сооружения и т. д.) – 8,5 %;
- резервуарные парки для хранения легковоспламеняющихся жидкостей (ЛВЖ) и горючих жидкостей – 3,8 %.

Пожарная опасность открытых технологических установок наряду со специфическими особенностями, присущими каждой из них, имеет особенности, характерные для всех установок подобного типа.

Причинами пожарной опасности открытых технологических установок являются:

- пожары, вспышки и загорания – 58,5 %;
- аварийная загазованность – 17,9 %;
- взрывы и хлопки – 15,1 %;
- прочие – 8,5 %.

Пожарная опасность технологических установок обусловлена:

- сложностью технологических линий, представляющих собой компактные сооружения большой высоты с системами контрольно-измерительных приборов и автоматики (КИПиА);
- значительным количеством ЛВЖ и горючих жидкостей и горючих газов;

Инов. № подл.	Взам. инв. №
64-1А-35	
Подп. и дата	

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2	Лист
							96

- большим числом емкостей и аппаратов, в которых находятся пожароопасные продукты под большим давлением и при высокой температуре, наличием разветвленной сети трубопроводов с многочисленной запорной и регулирующей арматурой и КИП;
- высокой теплотой сгорания и скоростью выгорания обращающихся веществ и материалов.

В целом причинами аварий на опасных производственных объектах являются:

- нарушение технологического режима – 85,9 %;
- пуск технологической линии (аппарата) установки – 7,5 %;
- ремонтные работы – 4,7 %;
- остановка технологической установки – 1,9 %.

Анализ зарегистрированных крупных пожаров показывает, что на открытых технологических установках создаются более тяжелые последствия от пожаров, чем в производственных зданиях, имеющих закрытые производственные объемы.

Согласно статистическим данным во взрывах участвовали опасные вещества:

- горючие углеводородные газы – 74 случая (42,5 %);
- пары ЛВЖ – 23 случая (15,5 %);
- водород – 27 случаев (18,0 %);
- пыль органических продуктов – 8 случаев (5,3 %);
- конденсированные нестабильные соединения – 18 случаев (12,0 %).

Из общего числа (150) крупных аварий 84 произошли в технологической аппаратуре и 66 произошли в атмосфере, в том числе 100 аварий произошли в производственных зданиях и 50 аварий произошли на открытых установках; в 73 случаях наблюдались серьезные разрушения зданий, строительных конструкций и коммуникаций открытых технологических установок и других объектов.

Из общего числа исследованных случаев только в семи (4 %) валовые утечки горючих газов и паров не сопровождались воспламенением. В остальных случаях 35 % завершались взрывами, 23 % завершались взрывами в сочетании с пожарами, 34 % сопровождались только пожарами.

На основании статистических данных о причинах аварий и несчастных случаев, произошедших на аналогичных опасному производственному объекту, основными источниками зажигания в резервуарных парках является проявление атмосферного электричества, самовозгорание пирофоров, разряды статического электричества и механические удары при отборе проб и замере уровня, искры электроустановок, технологические огневые устройства.

Большинство пожаров от молний и электроустановок, в том числе с крупным и особо крупным ущербом, произошло в железобетонных резервуарах с нефтью на нефтепроводах и нефтеперерабатывающих заводах.

Инд. № подл.	64-1А-35	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
				D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2						
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата					

Предусматриваемая проектными решениями и имеющаяся защита электроустановок оказывалась мало эффективной, вследствие несоответствия нормативной защиты возможным масштабам наружных пожаровзрывоопасных зон и реальной опасности резервуаров.

Пожары от самовозгорания пирофоров происходили на нефтезаводских резервуарах типа РВС с высокосернистыми нефтями и полученными из них светлыми нефтепродуктами.

Из прочих пожаров на эксплуатируемых резервуарах следует отметить такие, которые возникают от различных источников зажигания (автомобилей, огневых нагревателей, факелов, магнитных пускателей) при повышенной загазованности территории резервуарных парков. Такие пожары можно разделить на три группы:

- при подаче в промышленные резервуары нефтепродукта, недостаточно сепарированного от газа;
- при перекачке нефтепродукта, имеющего высокую упругость паров;
- в случае переполнения резервуаров нефтепродуктом на нефтеперерабатывающих заводах и нефтебазах.

Примерно 33–35 % всех зарегистрированных пожаров и загораний происходит на очищаемых и ремонтируемых резервуарах. Такие пожары и загорания можно разделить на следующие три основные группы:

- при очистке резервуаров перед ремонтом;
- при проведении огневых работ на предварительно очищенных резервуарах;
- при проведении работ по ремонту и обслуживанию резервуаров, без их предварительной очистки.

Типичным для первой группы является пожар, возникающий при удалении остатка (1,5–3,0 % от общей емкости резервуара) хранящейся в легковоспламеняющейся жидкости передвижным насосом через открытый люк-лаз. Как правило, в стационарном вертикальном резервуаре на дне находится 0,5 м донной воды. Люк-лаз расположен на уровне 0,80–0,85 м от дна резервуара. То есть оставшаяся легковоспламеняющаяся жидкость составляет примерно 30–35 см, что соответствует 3 % от резервуара, объемом 1000 м³ и составляет 30 м³.

Пожары второй группы указывают на несовершенство методов очистки.

Все пожары третьей группы формально являются следствием нарушения норм и правил, запрещающих проведение ремонтных работ без очистки резервуаров.

Перечень потенциальных источников зажигания на наружных установках резервуарных парков приведен в таблице 11.

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инов. № подл.	64-1А-35	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2	Лист
											98

Таблица 11 – Перечень потенциальных источников зажигания на наружных установках резервуарных парков

Источник зажигания	% от общего количества пожаров
Разряды статического электричества	15,10
Фрикционные искры	14,50
Нагретые до высоких температур поверхности, узлы и детали оборудования	12,80
Пирофорные отложения	12,80
Электрические искры	10,80
Раскаленные частицы металла (искры) при проведении сварочных работ	9,50
Тепловые проявления аварийного режима работы электрооборудования	8,50
Открытое пламя	8,10
Тепловое самовозгорание	3,50
Искры от сгорания топлив	2,30
Источники малой мощности (тлеющие табачные изделия)	1,12
Прямой удар молнии	0,58
Занос высокого потенциала	0,58
Электрическая дуга	0,30

Важную информацию для разработки мер пожарной безопасности дают сведения о непосредственном источнике зажигания взрывоопасной паровоздушной смеси.

Однако примерно для 5 % пожаров непосредственный источник зажигания не установлен, но из этого количества причиной четырех пожаров были повреждения оборудования, нарушения технологического режима, повышенная загазованность территории резервуарного парка. В этих случаях, естественно, источник зажигания является вторичным и второстепенным фактором, а защита должна быть направлена на поддержание исправности оборудования и нормальное ведение технологического процесса.

В качестве характерного примера, связанного с технологическим процессом хранения нефти и нефтепродуктов, может служить описание пожара, произошедшего 22.08.2009 на резервуарном парке линейной производственно-диспетчерской станции «Конда» Урайского управления магистральных нефтепроводов ОАО «Сибнефтепровод», которая расположена на территории Кондинского района Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области.

Пожары, происходящие в резервуарах с ЛВЖ, как правило, начинаются с взрыва, что приводит к выводу из строя автоматических установок пожаротушения. В этом случае, тушение

Инов. № подл.	Взам. инв. №
64-1А-35	
Подп. и дата	

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2	Лист
							99

пожаров требует больших расходов воды для защиты горящего и соседних резервуаров, большого количества личного состава и техники. Эти пожары труднотушимы, носят затяжной характер, приводят к значительным материальным ущербам, сопровождаются сильными тепловыми потоками, распространяющимися на большие расстояния, осложняют работу пожарных и являются причинами возникновения массовых пожаров в резервуарных парках.

Развитие пожара в топливном резервуаре последовательно вызывает следующие изменения продукта, находящегося на хранении:

- нагрев жидкой и газообразной фаз нефтепродукта, приводящий, в конечном итоге к взрыву в замкнутом, ограниченном пространстве;
- увеличение объема нефтепродукта, вызванное вскипанием его жидкой фазы, образование во всем объеме паровых пузырей за счет интенсивного испарения взвешенных в топливе капель воды и массовый выход из жидкой фазы нагретых газов;
- выброс горящего жидкого нефтепродукта из поврежденного резервуара на расстояние до 100–150 метров, обусловленный разностью давлений и температур в атмосфере и во внутренней полости резервуара.

Пожары в топливных и нефтяных резервуарах отличаются большой скоростью развития и распространения, особенно при наличии ветра. При определенных условиях пожар, возникший в одном из резервуаров, может достаточно быстро перекинуться на другой.

Принято считать, что протекание пожара в топливном резервуаре условно проходит следующие периоды:

- период развития пожара – с момента начала возгорания до момента, когда большая часть резервуара охвачена пламенем (так называемая общая вспышка). Продолжительность этого периода составляет не более 10–20 минут;
- период активного горения – сгорание более 70 % запаса нефтепродуктов и достижение максимальной температуры сгорания. Она для жидких нефтепродуктов достигает 1100–1300 °С;
- период затухания пожара – с начала быстрого снижения температуры в резервуаре до полного выгорания всего запаса нефтепродукта или прекращения процесса горения принудительно.

Распространение пожара в резервуарных парках проходит в две стадии. На первой пожар происходит в пределах одного резервуара, а на второй – распространяется на соседние. Распространение пожара может быть линейным, когда перемещение огня происходит по поверхности разлившихся нефтепродуктов, и объемным, когда пламя распространяется в радиальных направлениях.

Пожары в топливных и нефтяных резервуарах сопровождаются загрязнением окружающей среды продуктами горения: газообразными, жидкими и твердыми веществами. Горячие компоненты дымовых газов поднимаются высоко в атмосферу и распространяются на

Инов. № подл.	64-1А-35
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист
100

огромные расстояния, в то же время низкотемпературные компоненты зависят на небольшой высоте над землей. После охлаждения продукты сгорания выпадают вниз, рассеиваются и загрязняют значительные территории. Дым поражает не только значительные пространства атмосферы, но и территории.

2.2 Анализ условий возникновения и развития аварий

2.2.1 Определение возможных причин и факторов, способствующих возникновению и развитию аварий

Среди возможных причин и факторов, способствующих возникновению и развитию аварий, на декларируемых объектах можно выделить следующие основные группы:

- причины и факторы, связанные с отказами оборудования при осуществлении технологического процесса;
- причины и факторы, связанные с ошибочными действиями персонала декларируемых объектов;
- причины и факторы, связанные с внешними воздействиями природного и техногенного характера.

Причины и факторы, связанные с отказами оборудования

Причины и факторы, связанные с отказами оборудования, обуславливаются осуществляемыми на декларируемых объектах типовыми технологическими процессами.

Возможными опасными инцидентами на декларируемых объектах могут являться:

- отклонения от технологического режима;
- отказ противоаварийной защиты, отказ средств контроля и регулирования;
- отключение электроэнергии (останов оборудования);
- нарушение герметичности системы (в основном, в результате аварийной разгерметизации фланцевых соединений, разрушений торцевых уплотнений насосов);
- переполнение емкостей и резервуаров;
- превышение показателей пожаро- и взрывоопасности, применяемых в технологическом процессе веществ (образование взрывоопасных концентраций веществ с воздухом – по показаниям газоанализаторов);
- ограничение или прекращение приема продуктов;
- механические повреждения оборудования и трубопроводов.

Причины и факторы, связанные с отказами оборудования при осуществлении технологического процесса

Отказ оборудования – это неспособность узлов или аппаратов выполнять свои функции в результате конкретной причины. По характеру отказы могут быть внезапными и постепенными (износными).

Инов. № подл.	Взам. инв. №
64-1А-35	
Подп. и дата	

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2	Лист
							101

Отказы оборудования могут происходить по целому ряду общих основных причин и факторов. Основное условие, предопределяющее безопасную работу оборудования, заключается в том, что его составные части должны выдерживать заданные рабочие нагрузки и изолировать от окружающей среды потенциально опасные вещества.

Внезапный отказ оборудования происходит без предшествующих внешних признаков разрушения, вероятность его не зависит от длительности предыдущей работы оборудования, трубопроводов. Внезапные отказы оборудования могут возникать в результате погрешности изготовления, ошибок при эксплуатации, выходов параметров за критические значения, внешних воздействий природного и техногенного характера.

Постепенные отказы возникают в результате старения материалов, оборудования, трубопроводов или их неправильной эксплуатации.

К основным причинам отказов оборудования, трубопроводов относятся:

- ошибки в проектировании;
- неправильная технология изготовления;
- неправильный выбор материалов;
- коррозионный, эрозионный, физический и механический износ;
- повреждение оборудования;
- температурные деформации;
- разрушение сварных соединений;
- разгерметизация фланцевых и других разъемных соединений;
- нарушение технологического режима;
- нарушение правил подготовки оборудования к пуску, остановке, ремонту (некачественный ремонт);
- прекращение подачи энергоресурсов;
- отказы, связанные с нарушениями технологического процесса.

Отказы, связанные с эксплуатацией оборудования сверх нормативного срока и несвоевременной заменой, могут возникнуть вследствие физического износа.

Коррозия может быть как внутренней, так и внешней. Внутренняя коррозия обусловлена наличием в оборудовании и трубопроводах веществ, обладающих коррозионными свойствами. Явления внешней коррозии могут проявляться в основном по причинам внешнего характера (попадание атмосферных осадков под изоляцию).

Коррозионное, эрозионное разрушение при достаточной прочности конструкций трубопроводов чаще всего имеет локальный характер и не приводит к серьезным последствиям, однако при несвоевременной локализации может произойти дальнейшее развитие аварии.

Механический износ чаще всего встречается в подвижных деталях машин и аппаратов, в уплотнениях движущихся частей насосов, при транспортировке сред, содержащих

Инов. № подл.	64-1А-35	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
				D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2						
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата					

механические примеси. Нарушения технологического режима, нарушения правил подготовки оборудования к пуску, остановки и ремонт также могут привести к серьезным неполадкам оборудования.

При прекращении подачи энергоресурсов могут возникнуть аварии, связанные с остановкой оборудования, нарушениями технологических режимов, отказами КИПиА. Последствия возможных аварий, связанных с прекращением подачи энергоресурсов, могут быть значительно снижены при четком выполнении персоналом мер, предусмотренных соответствующими инструкциями.

Отклонения от регламентированных производственных режимов могут возникать в результате следующих причин:

- повреждения в системе контроля параметров производственного процесса (давление, температура);

- неисправности в системе безопасности;
- внезапного прекращения подачи электроэнергии.

Причины и факторы, связанные с ошибочными действиями персонала

К причинам и факторам, связанным с ошибочными действиями персонала, относятся:

- некачественная диагностика и выявление дефектов во время эксплуатации оборудования декларируемых объектов;
- отсутствие или неудовлетворительное качество ремонтных работ и недооценка опасности дефектов;
- ошибки операторов при проведении технологических операций (например, резкое повышение давления выше нормативного);
- механическое повреждение.

Наиболее часто встречающиеся ошибки персонала:

- ошибки оператора (нажатие не на ту кнопку, открывание не того клапана);
- неправильно проведенный ремонт;
- неразрешенные сварочные работы;
- несоблюдение требований инструкций и технологических регламентов;
- нарушение правил монтажа оборудования и строительства трубопроводов.

Возможные ошибочные действия персонала могут быть причиной крупной аварии. В этом случае особую роль играют:

- укомплектованность производства высококвалифицированными кадрами;
- назначение ответственных лиц за безопасную эксплуатацию декларируемых объектов;
- повышенные требования к знаниям персонала декларируемых объектов инструкций по эксплуатации оборудования;
- проведение тренировочных занятий.

Инов. № подл.	Взам. инв. №
64-1А-35	
Подп. и дата	

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

103

Причины и факторы, связанные с внешними воздействиями природного и техногенного характера

В административном отношении территория размещения декларируемых объектов расположена на удалении 15 км от с. Караул Красноярского края.

Территория размещения декларируемых объектов расположена за Полярным кругом, в зоне атлантической области арктического климатического пояса. Согласно СП 131.13330.2020 район размещения декларируемых объектов относится к климатическому подрайону ІБ и расположен в полярных широтах Восточной Сибири.

Средняя годовая температура воздуха по данным метеостанции Караул составляет минус 9,9 °С. Самым холодным месяцем является январь, средняя температура которого равна минус 27,4 °С. Самый теплый месяц – июль.

Средняя месячная температура воздуха в июле равна плюс 12,7 °С.

Абсолютный температурный минимум и максимум за период наблюдений составили, соответственно, минус 52,8 °С и плюс 31,0 °С.

К основным факторам, определяющим климат на территории размещения декларируемых объектов, относятся:

- влияние арктических холодных воздушных масс и атлантической циклональной деятельности;
- географическое положение в высоких широтах, открытость территории с севера и юга.

Нарастание среднесуточных температур весной происходит очень быстро и обусловлено увеличением продолжительности солнечного дня. Весна длится меньше месяца. В весенний период, когда происходит вторжение арктического воздуха, наблюдаются возвраты холодов и метелей. В конце июня наступает лето, обычно продолжающееся чуть больше полутора месяцев. Продолжительность безморозного периода составляет около 75–80 дней.

Климатический режим складывается в основном под влиянием холодных воздушных масс, формирующихся над акваторией Северного Ледовитого океана. Высокоширотное положение района работ, продолжительная полярная ночь определяют суровость климата данной территории. Зима здесь продолжительная и морозная, с частыми ветрами и пургами, во время которых скорость ветра достигает 12,7 м/сек. Средняя минимальная температура наиболее холодного месяца минус 31,5 °С, средняя максимальная температура воздуха наиболее теплого месяца плюс 17,6 °С. Период с отрицательной температурой длится около 240 дней в году, при этом отмечается более 50 дней с метелями. Климатическая зима длится с начала октября до конца мая. Снежный покров сохраняется от 7 до 9 месяцев в году.

В соответствии с анализом климатических условий препятствующих осуществлению строительно-монтажных работ за последние 16 лет, выявлен явный базис по увеличению

Инов. № подл.	64-1А-35
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2	Лист
							104

периода неблагоприятных дней с 30 дней 2005 г. до 87 в 2021 г. с максимальным значением – 126 дней в 2020 г.

Благодаря проникновению теплых воздушных масс из Казахстана и Средней Азии в летний период бывает довольно тепло, среднемесячная температура июля (12,7 °С) при абсолютном максимуме июля (31 °С). Лето короткое и прохладное с большим количеством пасмурных и туманных дней. Июль и август отличаются дождливостью, в это время здесь выпадает почти треть годовых осадков (общая годовая сумма их порядка 300–350 мм). Снег может выпасть в течение круглого года. Снежки в летнее время сохраняются нерегулярно, продолжительность безморозного периода не более 60 дней. Полярный день длится с 20 мая по 24 июля, полярная ночь – с 30 ноября по 13 января.

Согласно схематическим картам (СП 20.13330.2016 (приложение Е)) участок размещения декларируемых объектов относится:

- по весу снегового покрова – к V району;
- по давлению ветра – к IV району;
- по толщине стенки гололеда – к II району.

В периоды обильного выпадения атмосферных осадков и интенсивного снеготаяния возможно формирование водоносного горизонта надмерзлотных вод сезонно-талого слоя и образование стоячей воды на поверхности болотных отложений торфа. Образование водоносного горизонта возможно на отметках рельефа.

Разгрузка вод данного водоносного горизонта, будет происходить в местную эрозионную сеть.

Характерной особенностью надмерзлотных вод сезонно-талого слоя является их близкое залегание к дневной поверхности. Водоупором являются многолетнемерзлые грунты.

В теплое время года в местах, где на территории распространены болотные отложения торфа и уклон рельефа менее 1°, возможно растекание образовавшейся воды по близлежащей территории.

Мерзлые породы представлены песчаными и глинистыми грунтами. После оттаивания по показателю текучести суглинки квалифицируются как мягко- и текучепластичные. Пески после оттаивания, согласно гранулометрическому составу, квалифицируются как мелкие и пылеватые.

Супесь после оттаивания по показателю текучести квалифицируется как твердая. Торф после оттаивания по степени разложения – слаборазложившийся.

Мерзлые породы в вертикальном разрезе имеют повсеместное распространение и прослеживаются до глубины 27,0 м.

По криогенному генезису мерзлые грунты относятся к эпигенетическим.

По строению и составу мерзлые грунты имеют одноярусное строение.

Температура мерзлых грунтов колеблется от минус 1,96 °С до минус 6,45 °С.

Инва. № подл.	64-1А-35
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2	Лист
							105

Нормативное значение среднегодовой температуры многолетнемерзлого грунта составляет минус 3,78 °С.

По степени цементации грунтов льдом и значениям температуры – твердомерзлые.

Среди современных физико-геологических процессов, осложняющих условия инженерно-хозяйственного освоения района размещения декларируемых объектов, следует отметить:

- подтопление территории;
- заболачивание территории;
- эндогенные геодинамические процессы;
- сезонное промерзание-оттаивание грунтов;
- криогенные процессы.

Территории развития болот при оттаивании будет относиться к естественно подтопленной, остальная территория относится к неподтопленной.

В соответствии с СП 115.13330.2016 (таблица 5.1) территория размещения декларируемых объектов относится к опасной категории по подтоплению.

Согласно СП 14.13330.2018 с вероятностью 10 %, 5 %, 1 % сейсмическая активность района размещения декларируемых объектов составляет 5 баллов. В соответствии с СП 14.13330.2018 (таблица 4.1), с учетом уровня подземных вод и развитием в разрезе глинистых грунтов, территория размещения декларируемых объектов относится к участкам со средними сейсмическими свойствами – грунтам I категории.

В зону сезонного промерзания грунтов (апрель–май 2021 г.) попали болотные отложения торфа. Отложения торфа промерзли на всю глубину.

На период производства инженерно-геологических изысканий (апрель–август 2021 г.) участки развития многолетнемерзлых грунтов вскрыты всеми скважинами.

К криогенным процессам относится образование бугров пучения, явления термокарста и криогенное пучение грунтов сезонно-талого слоя. Бугры пучения образуются под действием подтока грунтовых вод к фронту промерзания, в ядре которых находятся ледяные включения.

Криогенному пучению грунтов сезонно-талого слоя (СТС) способствуют преобладающий глинистый состав пород СТС и достаточно большое увлажнение.

Проектными решениями предусматриваются защитные мероприятия от влияния опасных касательных сил морозного пучения.

Категория опасности природных процессов, в соответствии с СП 115.13330.2016 (таблица 5.1), по пучинистости – чрезвычайно опасные, по подтоплению – умеренно опасные, по землетрясениям – умеренно опасные.

При обследовании участка размещения декларируемых объектов и сопредельных территорий (на период изысканий) опасных физико-геологических явлений (карст, оползень и других) не установлено.

Инов. № подл.	Взам. инв. №
64-1А-35	
Подп. и дата	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2	Лист
							106

Инженерно-геологические условия территории размещения декларируемых объектов по совокупности факторов (геоморфологических, геологических, наличия специфических грунтов, техногенного воздействия и других) относятся ко II категории сложности СП 11-105-97 Ч.IV (приложение Б).

Перечень основных факторов и возможных причин, способствующих возникновению и развитию аварийных ситуаций на декларируемых объектах, представлен в таблице 12.

Таблица 12 – Перечень основных факторов и возможных причин, способствующих возникновению и развитию аварийных ситуаций на декларируемых объектах

Объект	Возможные причины аварий	Факторы, способствующие возникновению и развитию аварий
Сеть газораспределения Иркинской ГТЭС	1. Отказы и неполадки технологического оборудования: - обрушение опор (эстакад) для межцеховых трубопроводов; - увеличение до опасных пределов давления и температуры; - коррозия корпуса при хранении, изменяющем характер и скорость коррозионных процессов; - выход технологического процесса за рабочие параметры; - неисправность средств автоматизации технологического процесса; - разрушение уплотнений из-за некачественного ремонта, износа, повышенной вибрации; - неудовлетворительное качество сварных соединений и слабый контроль их качества; - усталостные трещины в сварных соединениях и в основном металле конструкции; - наличие внутренних напряжений в результате сварочных и монтажных работ; - недостаточная надежность арматуры трубопроводов, запорной арматуры, насосов; - деформация опор, оснований и фундаментов. 2. Ошибки, бездействие персонала в штатных и нештатных ситуациях, несанкционированные действия персонала: - ошибки при подготовке оборудования к ремонту, проведении ремонтных и профилактических работ; - ошибки при интерпретации результатов, полученных с помощью средств диагностики; - ошибки при пуске и остановке оборудования; - ошибки при локализации аварии. 3. Причины, связанные с воздействиями природного и техногенного характера, в том числе в случае аварии на промышленных площадках декларируемых объектов	1. Обращение горючих газов, способных образовывать взрывоопасные смеси с воздухом (водорода, природного газа). 2. Значительное количество оборудования под давлением. 3. Значительное количество и протяженность линий трубопроводов. 4. Высокая концентрация оборудования на ограниченной площади
Сеть газопотребления Иркинской ГТЭС	1. Отказы и неполадки технологического оборудования: - обрушение опор (эстакад) для межцеховых трубопроводов; - увеличение до опасных пределов давления и температуры;	1. Обращение горючих газов, способных образовывать взрывоопасные смеси с воздухом (водорода, природного газа).

Инва. № подл.	64-1А-35
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

107

Объект	Возможные причины аварий	Факторы, способствующие возникновению и развитию аварий
	<ul style="list-style-type: none"> - коррозия корпуса при хранении, изменяющем характер и скорость коррозионных процессов; - выход технологического процесса за рабочие параметры; - неисправность средств автоматизации технологического процесса; - разрушение уплотнений из-за некачественного ремонта, износа, повышенной вибрации; - неудовлетворительное качество сварных соединений и слабый контроль их качества; - усталостные трещины в сварных соединениях и в основном металле конструкции; - наличие внутренних напряжений в результате сварочных и монтажных работ; - недостаточная надежность арматуры трубопроводов, запорной арматуры, насосов; - деформация опор, оснований и фундаментов. <p>2. Ошибки, бездействие персонала в штатных и нештатных ситуациях, несанкционированные действия персонала:</p> <ul style="list-style-type: none"> - ошибки при подготовке оборудования к ремонту, проведении ремонтных и профилактических работ; - ошибки при интерпретации результатов, полученных с помощью средств диагностики; - ошибки при пуске и остановке оборудования; - ошибки при локализации аварии. <p>3. Причины, связанные с воздействиями природного и техногенного характера, в том числе в случае аварии на промышленных площадках декларируемых объектов</p>	<p>2. Значительное количество оборудования под давлением.</p> <p>3. Значительное количество и протяженность линий трубопроводов.</p> <p>4. Высокая концентрация оборудования на ограниченной площади</p>
Площадка главного корпуса ГТЭС	<p>1. Отказы и неполадки технологического оборудования:</p> <ul style="list-style-type: none"> - резкие изменения температуры стенок резервуаров, связанные с колебанием уровня продукта: градиент температуры по высоте стенки; - коррозия корпуса при хранении, изменяющем характер и скорость коррозионных процессов; - ограничение или прекращение приема продуктов; - обрушение опор (эстакад) для межцеховых трубопроводов; - увеличение до опасных пределов давления и температуры; - коррозия корпуса при хранении, изменяющем характер и скорость коррозионных процессов; - выход технологического процесса за рабочие параметры; - неисправность средств автоматизации технологического процесса; - разрушение уплотнений из-за некачественного ремонта, износа, повышенной вибрации; - неудовлетворительное качество сварных соединений и слабый контроль их качества; - усталостные трещины в сварных соединениях и в основном металле конструкции; - наличие внутренних напряжений в результате сварочных и монтажных работ; - недостаточная надежность арматуры 	<p>1. Обращение ЛВЖ и ГЖ.</p> <p>2. Обращение горючих газов, способных образовывать взрывоопасные смеси с воздухом (водорода, природного газа).</p> <p>3. Значительное количество оборудования под давлением.</p> <p>4. Значительное количество и протяженность линий трубопроводов.</p> <p>5. Высокая концентрация оборудования на ограниченной площади</p>

Изм. № подл.	Взам. инв. №
64-1А-35	
Изм.	Подп. и дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

108

Объект	Возможные причины аварий	Факторы, способствующие возникновению и развитию аварий
	<p>трубопроводов, запорной арматуры, насосов;</p> <ul style="list-style-type: none"> - деформация опор, оснований и фундаментов; - повреждения металла корпуса и сварных соединений усталостного характера (малоцикловая усталость) в результате периодического изменения напряженно-деформированного состояния при наливе-сливе продукта, изменения температуры окружающей среды и других причин. <p>2. Ошибки, бездействие персонала в штатных и нештатных ситуациях, несанкционированные действия персонала:</p> <ul style="list-style-type: none"> - ошибки при подготовке оборудования к ремонту, проведении ремонтных и профилактических работ; - ошибки при интерпретации результатов, полученных с помощью средств диагностики; - ошибки при пуске и остановке оборудования; - ошибки при локализации аварии. <p>3. Причины, связанные с воздействиями природного и техногенного характера, в том числе в случае аварии на промышленных площадках декларируемых объектов</p>	
Площадка подсобного хозяйства	<p>1. Отказы и неполадки технологического оборудования:</p> <ul style="list-style-type: none"> - увеличение до опасных пределов давления и температуры; - коррозия корпуса при хранении, изменяющем характер и скорость коррозионных процессов; - выход технологического процесса за рабочие параметры; - неисправность средств автоматизации технологического процесса; - разрушение уплотнений из-за некачественного ремонта, износа, повышенной вибрации; - неудовлетворительное качество сварных соединений и слабый контроль их качества; - усталостные трещины в сварных соединениях и в основном металле конструкции; - наличие внутренних напряжений в результате сварочных и монтажных работ; - недостаточная надежность арматуры трубопроводов, запорной арматуры, насосов; - деформация опор, оснований и фундаментов; - повреждения металла корпуса и сварных соединений усталостного характера (малоцикловая усталость) в результате периодического изменения напряженно-деформированного состояния при наливе-сливе продукта, изменения температуры окружающей среды и других причин. <p>2. Ошибки, бездействие персонала в штатных и нештатных ситуациях, несанкционированные действия персонала:</p> <ul style="list-style-type: none"> - ошибки при подготовке оборудования к ремонту, проведении ремонтных и профилактических работ; - нарушение правил безопасности; - ошибки при интерпретации результатов, полученных с помощью средств диагностики; - ошибки при пуске и остановке оборудования; 	<p>1. Хранение токсичных веществ.</p> <p>2. Обращение горючих газов, способных образовывать взрывоопасные смеси с воздухом (водорода).</p> <p>3. Значительное количество оборудования под давлением.</p> <p>4. Значительное количество и протяженность линий трубопроводов.</p> <p>5. Высокая концентрация оборудования на ограниченной площади</p>

Инд. № подл.	64-1А-35
Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Изм.	
Кол.уч.	
Лист	
Недок.	
Подп.	
Дата	

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

109

Объект	Возможные причины аварий	Факторы, способствующие возникновению и развитию аварий
	<p>- ошибки при локализации аварии.</p> <p>3. Причины, связанные с воздействиями природного и техногенного характера, в том числе в случае аварии на промышленных площадках декларируемых объектов</p>	
Топливное хозяйство	<p>1. Отказы и неполадки технологического оборудования:</p> <ul style="list-style-type: none"> - резкие изменения температуры стенок резервуаров, связанные с колебанием уровня продукта: градиент температуры по высоте стенки; - коррозия корпуса при хранении, изменяющем характер и скорость коррозионных процессов; - выход технологического процесса за рабочие параметры; - неисправность средств автоматизации технологического процесса; - разрушение под воздействием гидравлических ударов; - разрушение насосного оборудования и соединительных элементов при ослаблении болтовых и других деталей крепления; - ограничение или прекращение приема продуктов; - обрушение опор (эстакад) для межцеховых трубопроводов; - нарушение герметичности устройств стояков слива/налива; -- разрушение уплотнений из-за некачественного ремонта, износа, повышенной вибрации; - неудовлетворительное качество сварных соединений и слабый контроль их качества; - усталостные трещины в сварных соединениях и в основном металле конструкции; - наличие внутренних напряжений в результате сварочных и монтажных работ; - недостаточная надежность арматуры трубопроводов, запорной арматуры, насосов; - деформация опор, оснований и фундаментов; - повреждение металла корпуса и сварных соединений усталостного характера (малоцикловая усталость) в результате периодического изменения напряженно-деформированного состояния при наливе-сливе продукта, изменения температуры окружающей среды и других причин. <p>2. Ошибки, бездействие персонала в штатных и нештатных ситуациях, несанкционированные действия персонала:</p> <ul style="list-style-type: none"> - ошибки при подготовке оборудования к ремонту, проведении ремонтных и профилактических работ; - ошибки при осуществлении слива-налива, нарушение правил безопасности; - ошибки при интерпретации результатов, полученных с помощью средств диагностики; - ошибки при пуске и остановке оборудования; - ошибки при локализации аварии. <p>3. Причины, связанные с воздействиями природного и техногенного характера, в том числе в случае аварии на промышленных площадках декларируемых</p>	<p>1. Хранение значительного ЛВЖ.</p> <p>2. Концентрация опасных веществ в единичном оборудовании.</p> <p>3. Наличие веществ, которые способны при разгерметизации оборудования образовывать с воздухом взрывоопасные смеси.</p> <p>4. Значительное количество и протяженность линий трубопроводов</p>

Изм. № подл.	64-1А-35
Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Изм.	
Кол.уч.	
Лист	
Недок.	
Подп.	
Дата	

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

110

Объект	Возможные причины аварий	Факторы, способствующие возникновению и развитию аварий
	объектов	
Группа котельных площадки Иркинской ГТЭС	<p>1. Отказы и неполадки технологического оборудования:</p> <ul style="list-style-type: none"> - обрушение опор (эстакад) для межцеховых трубопроводов; - увеличение до опасных пределов давления и температуры; - коррозия корпуса при хранении, изменяющем характер и скорость коррозионных процессов; - выход технологического процесса за рабочие параметры; - неисправность средств автоматизации технологического процесса; - разрушение уплотнений из-за некачественного ремонта, износа, повышенной вибрации; - неудовлетворительное качество сварных соединений и слабый контроль их качества; - усталостные трещины в сварных соединениях и в основном металле конструкции; - наличие внутренних напряжений в результате сварочных и монтажных работ; - недостаточная надежность арматуры трубопроводов, запорной арматуры, насосов; - деформация опор, оснований и фундаментов. <p>2. Ошибки, бездействие персонала в штатных и нештатных ситуациях, несанкционированные действия персонала:</p> <ul style="list-style-type: none"> - ошибки при подготовке оборудования к ремонту, проведении ремонтных и профилактических работ; - ошибки при интерпретации результатов, полученных с помощью средств диагностики; - ошибки при пуске и остановке оборудования; - ошибки при локализации аварии. <p>3. Причины, связанные с воздействиями природного и техногенного характера, в том числе в случае аварии на промышленных площадках декларируемых объектов</p>	<p>1. Обращение горючих газов, способных образовывать взрывоопасные смеси с воздухом (водорода, природного газа).</p> <p>2. Значительное количество оборудования под давлением.</p> <p>3. Значительное количество и протяженность линий трубопроводов.</p> <p>4. Высокая концентрация оборудования на ограниченной площади</p>

2.2.2 Определение сценариев аварий с участием опасных веществ

Анализ возможных аварий сводится главным образом к оценке объемов опасных веществ, которые могут участвовать в авариях, и определению последствий аварий.

Применительно к декларируемым объектам сценарий аварии в обобщенном виде кратко описывается следующим образом: разгерметизация оборудования или трубопровода с выбросом (истечением) опасного вещества в окружающую среду → взаимодействие опасного вещества с компонентами окружающей среды и его физико-химические трансформации в окружающей среде (физические проявления аварии) → воздействие поражающих факторов аварии на реципиентов → поражение реципиентов.

Сценарии развития возможных аварий на декларируемых объектах зависят от свойств опасных веществ и специфики технологического процесса.

Инва. № подл.	64-1А-35
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2	Лист
							111

В связи с тем, что количество смазочного масла относительно невелико относительно возможного количества дизельного топлива, а в случае разрушения маслосистемы ГТУ предусматривается сбор пролитого масла в аварийную емкость, которая способна принять весь объем опасного вещества, аварии с участием смазочного масла не рассматривались.

Свойства опасных веществ, которые находятся на декларируемых объектах, приведены в п. 1.1.

Описание групп сценариев аварий для декларируемых объектов приведено в таблице 13.

Таблица 13 – Описание групп сценариев аварий для декларируемых объектов

Обозначение группы	Группа сценариев (типичная последовательность событий)	Поражающие факторы
<i>Сценарии с участием ПНГ</i>		
C1-ТВС-П	Разрушение трубопровода или оборудования с ПНГ в помещении → образование воздушной волны сжатия в момент разрыва → истечение ПНГ с формированием ТВС → отложенное воспламенение ТВС → взрыв ТВС → формирование воздушной ударной волны → разрушение близлежащих объектов и поражение людей воздушной ударной волной	Воздействие воздушной ударной волны
C1-ТВС-ВП	Разрушение трубопровода или оборудования с ПНГ вне помещения → образование воздушной волны сжатия в момент разрыва → истечение ПНГ с формированием ТВС → отложенное воспламенение ТВС → взрыв ТВС → формирование воздушной ударной волны → разрушение близлежащих объектов и поражение людей воздушной ударной волной	Воздействие воздушной ударной волны
C1-ФГ	Разрушение трубопровода или оборудования с ПНГ → истечение ПНГ → воспламенение истекающего ПНГ с образованием факела → прямое термическое воздействие → разрушение или повреждение оборудования и компонентов природной среды, гибель или получение людьми (персоналом) ожогов различной степени тяжести	Тепловое излучение от пламени
C1-БП	Разрушение трубопровода или оборудования с ПНГ → истечение ПНГ → формирование ТВС → рассеивание ТВС в атмосфере без воспламенения	Загрязнение окружающей среды
<i>Сценарии с участием дизельного топлива</i>		
C2-ТВС-ВП	Разрушение трубопровода или оборудования с дизельным топливом в помещении → истечение дизельного топлива с формированием пролива → испарение дизельного топлива с поверхности пролива с формированием ТВС → взрыв ТВС → формирование воздушной ударной волны → разрушение близлежащих объектов и поражение людей воздушной ударной волной	Воздействие воздушной ударной волны

Изм. № подл.	64-1А-35
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2	Лист
							112

Обозначение группы	Группа сценариев (типичная последовательность событий)	Поражающие факторы
С2-ПП	Разрушение оборудования или трубопровода с дизельным топливом → истечение дизельного топлива из разрушенного оборудования или трубопровода → воспламенение дизельного топлива от источника зажигания → развитие пожара пролива → термическое воздействие пожара → гибель или получение людьми ожогов различной степени тяжести	Тепловое излучение от пламени
С2-БП	Разрушение трубопровода или оборудования с дизельным топливом → истечение дизельного топлива → образование пролива → пролив дизельного топлива без воспламенения	Загрязнение окружающей среды

Формирование конкретных сценариев проводилось по принципу «группа сценариев»- «шифр оборудования».

При формировании конкретных сценариев по участкам принималось, что в качестве аварийного оборудования принимается оборудование, при разрушении которого количество выбрасываемого опасного вещества будет максимальным.

2.2.3 Обоснование применяемых физико-математических моделей и методов расчета с оценкой влияния исходных данных на результаты

Используемый при оценке риска подход основан на расчете (моделировании, имитации) сценариев развития аварии. К числу моделируемых процессов относятся как физико-химические явления аварии, так и действия в возникающих ЧС.

Описав и рассчитав для каждого из характерных аварийных сценариев зоны распространения физических параметров в окружающей среде и обосновав критерии ущерба, на следующем этапе получается распределение (поле) потенциальной опасности по территории вокруг источника аварии.

После определения сценариев каждый (на каждой составляющей декларируемых объектов) анализировался на возможные (существующие и рекомендуемые) меры предотвращения аварии, а также на возможность улучшения системы обеспечения безопасности.

Перечень моделей и методов расчета, применявшихся при оценке риска аварий на объекте, приведен в таблице 14.

Инов. № подл.	Взам. инв. №
64-1А-35	
Подп. и дата	

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2	Лист
							113

Таблица 14 – Перечень моделей и методов расчета, применявшихся при оценке риска аварий на объекте

Наименование используемых моделей и методов	Комментарии
Методические указания по проведению анализа риска опасных производственных объектов, методика оценки критериев поражения тепловым излучением	Руководство по безопасности «Методические рекомендации по проведению анализа опасностей и оценке риска аварий на опасных производственных объектах», утвержденное приказом Ростехнадзора от 11.04.2016 № 144
Методика оценки последствий аварийных взрывов топливно-воздушных смесей	Руководство по безопасности «Методика оценки последствий аварийных взрывов топливно-воздушных смесей», утвержденное приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 137
Методика оценки зон поражения, основанная на «тротиловом эквиваленте» взрыва опасных веществ	Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств», утвержденные приказом Ростехнадзора от 15.12.2020 № 533
Методические рекомендации по оценке ущерба от аварий на опасных производственных объектах	РД 03-496-02

Указанные методики широко используются в практике прогнозирования ЧС техногенного характера при разработке деклараций промышленной безопасности опасных производственных объектов, а также иных документов, направленных на снижение риска и смягчение последствий ЧС.

В соответствии с Руководством по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах» (п. 17), утвержденным приказом Ростехнадзора от 11.04.2016 № 144, на этапе оценки риска аварий в зависимости от поставленных задач могут применяться методы количественной оценки риска аварий, являющиеся приоритетными, методы качественной оценки риска аварий или их возможные сочетания (полуколичественная оценка риска аварий). Рекомендуется последовательно выполнить качественную и (или) количественную оценки:

- возможности возникновения и развития инцидентов и аварий;
- тяжести последствий и (или) ущербов от возможных инцидентов и аварий;
- опасности аварий и связанных с ними угроз в значениях показателей риска.

Принятые допущения

Определение вероятных зон действия поражающих факторов аварий проведено с учетом консервативной оценки (наиболее пессимистических) предпосылок. Размеры зон действия поражающих факторов аварий имеют завышенные значения за счет использования в расчетных математических моделях следующих допущений:

Инов. № подл.	64-1А-35
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2	Лист
							114

- каждая единица оборудования рассматривается как отдельная физико-химическая система во взаимосвязи со смежными участками технологической линии;
- для расчетов используются наиболее неблагоприятные метеоусловия;
- в расчетах принято максимальное количество опасного вещества, участвующего в создании поражающего фактора;
- опасное вещество в большинстве случаев находится в аварийном оборудовании при давлении, равном или превышающем атмосферное, в связи с чем, сценарии с образованием в оборудовании ТВС в результате засасывания воздуха в оборудования не рассматривается;
- разлив жидкой фазы происходит на поверхности без впитывания;
- при рассмотрении наиболее тяжелых аварий на технологических блоках, в которых предусматривается обращение нескольких веществ, в качестве анализируемого принималось наиболее опасное вещество (более летучее, с минимальной температурой вспышки).

Оценка количества опасных веществ, участвующих в аварии

В целях обеспечения консервативного подхода принималось, что выброс опасного вещества производится из единичного оборудования с выбросом всего его содержимого с дополнительным поступлением опасного вещества от рядом расположенного технологического оборудования за время срабатывания запорной арматуры.

По периметру резервуарного парка (склада дизельного топлива) проектными решениями предусматриваются обвалование. При расчете площади пролива принималось, что при разрушении резервуара площадь пролива не превысит площади, ограниченной обвалованием.

При расчете пролива жидкости в помещениях площадь пролива принималась с учетом консервативной оценки в соответствии с ГОСТ Р 12.3.047–2012 (п. А. 1.2) на основании количества опасного вещества и высоты пролива, принятой исходя из расчета, что один литр разливается на площади 1 м², но не более площади помещения свободного пролива, не превышающего площади производственных помещений.

В качестве инициирующих событий принято полное разрушение единичного оборудования – мгновенный выброс всего содержимого с учетом поступления опасных веществ от рядом расположенного оборудования за время отключения запорной арматуры.

Сценарии, связанные с частичным разрушением оборудования, не учитывались, так как зоны действия поражающих факторов при их реализации незначительны и не способны внести значительный вклад в поле распределения потенциального риска.

При расчетах интенсивности истечения опасных веществ, при авариях на объекте, время срабатывания отсечной арматуры при аварии принято с учетом специфики технологического оборудования, в соответствии с принятыми проектными решениями, и

Инов. № подл.	Взам. инв. №
64-1А-35	
Подп. и дата	

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2	Лист
							115

составляет не более 120 с для запорной арматуры с электроприводом и 300 с для ручной запорной арматуры.

Принятые допущения

Определение вероятных зон действия поражающих факторов аварий проведено с учетом консервативной оценки (наиболее пессимистических) предпосылок. Размеры зон действия поражающих факторов аварий имеют завышенные значения за счет использования в расчетных математических моделях следующих допущений:

- каждая единица аварийного оборудования рассматривается как отдельная физико-химическая система во взаимосвязи со смежными участками технологической линии;
- в расчетах принято максимальное количество опасного вещества, участвующего в создании поражающего фактора;
- расчетная температура принималась равной максимально возможной рабочей температуре или абсолютной максимальной температуре в климатической зоне размещения объекта;
- при расчете пролива жидкостей в помещениях и/или на бетонное покрытие принималось, что 1 л жидкости разливается на 1 м² поверхности, но не превышает площади помещения или обвалования (поддона) оборудования.

Определение вероятных зон действия поражающих факторов аварий

Расчеты зон поражения при взрывах ГВС на наружных установках проведен согласно Руководству по безопасности «Методика оценки последствий аварийных взрывов топливно-воздушных смесей» (п. 1), утвержденному приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 137.

При прогнозировании наибольших размеров зон, ограниченных концентрационными пределами распространения пламени опасных веществ, в качестве исходных принят сценарий «гильотинного» разрыва трубопровода с максимальным расходом при максимальной длительности выброса.

В соответствии с Руководством по безопасности «Методика оценки последствий аварийных взрывов топливно-воздушных смесей» (п. 7), утвержденным приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 № 137, для расчета параметров ударных волн при взрыве облака ГВС учитываются следующие исходные данные:

- характеристики горючего вещества, содержащегося в облаке ГВС – ПНГ и пары дизельного топлива;
- агрегатное состояние ГВС – гетерогенное для дизельного топлива и гомогенное для ПНГ;
- средняя концентрация горючего вещества в облаке, $C_{ср}$, принимается равной стехиометрической концентрации, $C_{ст}$, что соответствует получению консервативных результатов расчета параметров взрыва облака ГВС;

Инов. № подл.	Взам. инв. №
64-1А-35	
Подп. и дата	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2	Лист
							116

- масса горючего вещества в облаке, участвующая в создании поражающих факторов взрыва, M_g ;
- удельная теплота сгорания горючего вещества q_g ;
- температура окружающей среды 31 °С (абсолютный температурный климатический максимум);
- выбран тип подстилающей поверхности, над которой происходит рассеивание – окраины города, лесистая местность, с характерным размером шероховатости 0,4 м;
- информация об окружающем пространстве – средне загроможденное.

Точка зажигания размещена в центре облака с максимальной массой горючего, способного к взрывному превращению.

Оценка возможного числа пострадавших, в том числе погибших, среди работников декларируемых объектов и иных физических лиц

Состав и численность работающих приводится для расчета рабочих мест, расчета систем вентиляции и отопления, водопотребления и определения технико-экономических показателей.

Штат работников декларируемых объектов приведен в таблице 15.

Таблица 15 – Штат работников декларируемых объектов

Наименование структурных подразделений, должностей	В наибольшую смену	Всего	В вахту	В сутки	Размещение	Гендерная принадлежность
<i>Этапы 1-3</i>						
<i>Административно-управленческий персонал</i>						
Главный инженер	1	1	1	1	ИБК № 1	М
Заместитель главного инженера по эксплуатации	1	2	1	1	ИБК № 1	М
Заместитель главного инженера по ремонту	1	2	1	1	ИБК № 1	М
Делопроизводитель	1	2	1	1	ИБК № 1	М
Итого	4	7	4	4	-	-
<i>Отдел охраны труда и промышленной безопасности</i>						
Начальник отдела	1	1	1	1	ИБК № 1	М
Специалист по охране труда	1	2	1	1	ИБК № 1	Ж
Специалист по промышленной безопасности	1	1	1	1	г. Красноярск	М
Ведущий инженер по ГО и ПБ	1	2	1	1	ИБК № 1	Ж
Итого	4	6	4	4	-	-

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
------	---------	------	--------	-------	------

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инов. № подл.
64-1А-35

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

117

Наименование структурных подразделений, должностей	В наибольшую смену	Всего	В вахту	В сутки	Размещение	Гендерная принадлежность
Бухгалтерия						
Бухгалтер	1	1	1	1	г. Красноярск	Ж
Бухгалтер по за работной плате	1	1	1	1	г. Красноярск	Ж
Итого	2	2	2	2	-	-
Отдел кадров						
Начальник отдела	1	1	1	1	г. Красноярск	Ж
Ведущий специалист	1	1	1	1	г. Красноярск	Ж
Итого	2	2	2	2	-	-
Медпункт						
Медсестра	1	2	1	1	ИБК № 1	Ж
Итого	1	2	1	1	-	-
Производственно-технический отдел						
Начальник отдела	1	1	1	1	ИБК № 1	М
Заместитель начальника отдела	1	2	1	1	ИБК № 1	М
Ведущий инженер	1	2	1	1	ИБК № 1	М
Ведущий инженер по подготовке и проведению ремонтов	1	2	1	1	ИБК № 1	Ж
Инженер по учету ТЭП	1	1	1	1	г. Красноярск	Ж
Итого	5	8	5	5	-	-
Отдел информационных технологий и коммуникаций						
Начальник отдела	1	1	1	1	ИБК № 1	М
Инженер	1	2	1	1	ИБК № 1	М
Итого	2	3	2	2		
Отдел безопасности						
Начальник отдела	1	1	1	1	г. Красноярск	М
Итого	1	1	1	1	-	-
Эксплуатационный персонал						
Начальник смены станции	1	10	5	2	ОЦУ	М

Инва. № подл.	Взам. инв. №
64-1А-35	
Подп. и дата	
Изм.	Кол.уч.
Лист	Недок.
Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

118

Наименование структурных подразделений, должностей	В наибольшую смену	Всего	В вахту	В сутки	Размещение	Гендерная принадлежность
Итого	1	10	5	2	-	-
Газотурбинный цех						
Начальник турбинного цеха	1	2	1	1	ИБК № 1	М
Заместитель начальника ТЦ по эксплуатации	1	2	1	1	ИБК № 1	М
Заместитель начальника ТЦ по ремонту	1	2	1	1	ИБК № 1	М
Начальник смены газотурбинного цеха	1	10	5	2	ОЦУ	М
Машинист газотурбинных установок	2	20	10	4	ОЦУ	М
Машинист обходчик по ГТУ	2	20	10	4	ОЦУ	М
Слесарь по обслуживанию оборудования электростанций	1	10	5	2	ОЦУ	М
Машинист обходчик котельной	1	10	5	2	ОЦУ	М
Машинист вспомогательных систем	1	10	5	2	ОЦУ	М
Итого	11	86	43	19	-	-
Электрический цех						
Начальник электрического цеха (ЭЦ)	1	2	1	1	ИБК № 1	М
Заместитель начальника ЭЦ по ремонту	1	2	1	1	ИБК № 1	М
Заместитель начальника ЭЦ по эксплуатации	1	2	1	1	ИБК № 1	М
Начальник смены электрического цеха	1	10	5	2	ОЦУ	М
Электромонтер главного щита управления	2	20	10	4	ОЦУ	М
Электромонтер по обслуживанию электрооборудования	1	10	5	2	ОЦУ	М
Электромонтер диспетчерского оборудования и телемеханики	1	10	5	2	ОЦУ	М
Аккумуляторщик	1	10	5	2	ИБК № 1	М
Итого	9	66	33	15	-	-
Цех АСУ ТП и КИПиА						
Начальник цеха	1	2	1	1	ИБК № 1	М
Инженер АСУ ТП	1	2	1	1	ИБК № 1	М
Электрослесарь по обслуживанию автоматики и средств измерений электростанций	1	10	5	2	ОЦУ	М

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.
64-1А-35

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

119

Наименование структурных подразделений, должностей	В наибольшую смену	Всего	В вахту	В сутки	Размещение	Гендерная принадлежность
Итого	3	14	7	4	-	-
<i>Цех централизованного ремонта оборудования</i>						
Начальник цеха	1	2	1	1	ИБК № 1	М
Заместитель начальника цеха по тепломеханической части	1	2	1	1	ИБК № 1	М
Заместитель начальника цеха по электрической части	1	2	1	1	ИБК № 1	М
Инженер по техническому обслуживанию и ремонту газовых турбин	1	2	1	1	ИБК № 1	М
Инженер по эксплуатации и ремонту зданий и сооружений	1	2	1	1	ИБК № 1	М
Инженер по ремонту тепломеханического оборудования	1	2	1	1	ИБК № 1	М
Инженер по ремонту и наладке средств АСУ ТП, тепловой автоматики и измерений	1	2	1	1	ИБК № 1	М
Инженер по ремонту, испытаниям и наладке электротехнического оборудования и средств диспетчерского и технологического управления	1	2	1	1	ИБК № 1	М
Слесарь по ремонту оборудования ГТУ	1	2	1	1	ИБК № 1	М
Слесарь по ремонту и обслуживанию тепломеханического оборудования	1	2	1	1	ИБК № 1	М
Электромонтер по ремонту аппаратуры РЗА	1	2	1	1	ИБК № 1	М
Электромонтер по ремонту и обслуживанию электрооборудования	1	2	1	1	ИБК № 1	М
Слесарь по ремонту и эксплуатации газового оборудования	1	2	1	1	ИБК № 1	М
Слесарь по ремонту ВИК и очистных сооружений	1	2	1	1	ИБК № 1	М
Электрогазосварщик	2	4	2	2	ИБК № 1	М
Машинист крана	2	4	2	2	ИБК № 1	М
Итого	18	36	18	18	-	-
<i>Отдел АХО и МТС</i>						
Начальник отдела	1	2	1	1	ИБК № 1	М
Завхоз	1	2	1	1	ИБК № 1	М

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

Изм. № подл. 64-1А-35

Взам. инв. №

Подп. и дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

120

Наименование структурных подразделений, должностей	В наибольшую смену	Всего	В вахту	В сутки	Размещение	Гендерная принадлежность
Водитель	2	4	2	2	ИБК № 1	М
Уборщик	2	4	2	2	ИБК № 1	М
Итого	6	12	6	6	-	-
<i>Служба охраны предприятия*</i>						
Начальник службы	1	1	1	1	ИБК № 1	М
Охранник	1	10	5	2	ИБК № 1	М
Итого	2	11	6	3	-	-
Всего на площадке Иркинской ГТЭС	64	258	132	81	-	-
Всего в Красноярске	7	7	7	7	-	-
Всего	71	265	139	88	-	-

* Количество эксплуатационного персонала предварительно определено по информации от предполагаемой эксплуатирующей организации. Возможны уточнения количества персонала и штатного расписания станции на следующих этапах проектирования

Возможное число пострадавших среди персонала эксплуатирующей организации в результате реализации аварий определяется с учетом:

- расположения персонала эксплуатирующей организации относительно места инициирования аварии;
- противоаварийной устойчивости конструкций и сооружений;
- статистических данных по аналогичным сценариям аварий.

Численность персонала максимальной смены на объекте строительства составляет 75 человек.

С учетом консервативной оценки и наиболее неблагоприятных условий, при определении количества обслуживающего персонала, который может находиться в непосредственной близости от места инициирования аварии, принималось, что обслуживание оборудования объекта строительства будет осуществляться группой из четырех человек.

При оценке числа пострадавших в первую очередь учитывалась возможность пребывания персонала эксплуатирующей организации в непосредственной близости к месту инициирования аварии в момент ее начала.

В соответствии с приложением № 5 Руководства по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах», утвержденного приказом Ростехнадзора от 11.04.2016 № 144, для оценки вероятности смертельного поражения человека используется пробит-функция, по

Инов. № подл.	64-1А-35
Взам. инв. №	
Подп. и дата	

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2	Лист
							121

которой определяется вероятность смертельного поражения человека на открытом пространстве.

В общем случае априорная минимизация поражения людей на объекте достигается нормативной регламентацией расстояния от элементов технологического оборудования объекта до мест постоянного размещения персонала.

В реальной ситуации число пострадавших может быть существенно меньше (вплоть до их полного отсутствия), поскольку при расчетах были приняты следующие допущения:

- предполагалось, что на рабочих местах находится максимально возможное по штатному расписанию количество персонала (что возможно только в дневную смену);
- не принимались во внимание навыки персонала действовать в аварийных ситуациях и оснащенность средствами индивидуальной защиты.

При оценке количества пострадавших принимаются детерминированные критерии поражения человека опасными факторами воздушной ударной волны, теплового излучения факельного горения и контактного токсического поражения.

Оценка риска аварий, включающая данные о вероятности аварий

Риск возникновения аварийных ситуаций на объекте напрямую зависит от надежности функционирования отдельных технологических элементов.

Значение частоты возникновения отдельного события или сценария пересчитывается путем умножения частоты возникновения иницирующего (базового) события на условную вероятность развития аварии по конкретному сценарию.

Базовые частотные показатели отказов отдельных позиций технологического оборудования декларируемых объектов приняты на основании статистических данных Руководства по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах», утвержденного приказом Ростехнадзора от 11.04.2016 № 144.

Значение частоты возникновения отдельного события или сценария пересчитывается путем умножения частоты возникновения иницирующего (базового) события на условную вероятность развития аварии по конкретному сценарию.

Логическое дерево событий с учетом условных вероятностей аварий для возможных сценариев аварий при разгерметизации трубопроводов, содержащих горючие газы, приведено на рисунке 11.

Инов. № подл.	Взам. инв. №
64-1А-35	
Подп. и дата	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

122

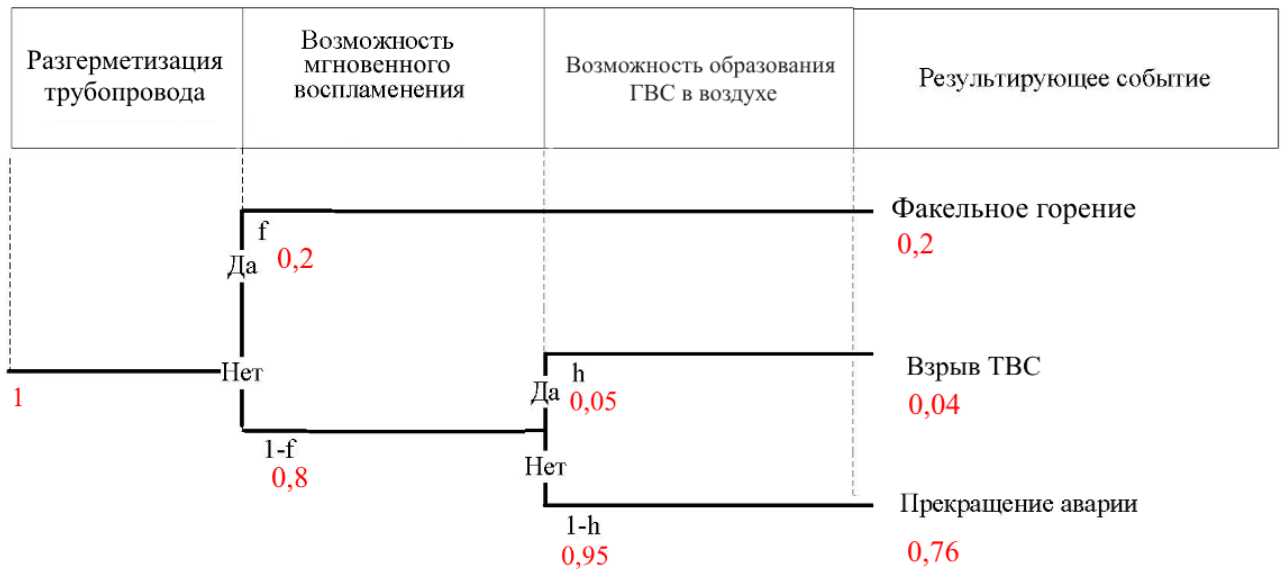


Рисунок 11 – Логическое дерево событий с учетом условных вероятностей аварий для возможных сценариев аварий при разгерметизации трубопроводов, содержащих горючие газы

Логическое дерево событий с учетом условных вероятностей аварий для возможных сценариев аварий при разгерметизации резервуаров РВС 10000, содержащих ЛВЖ, приведено на рисунке 12.

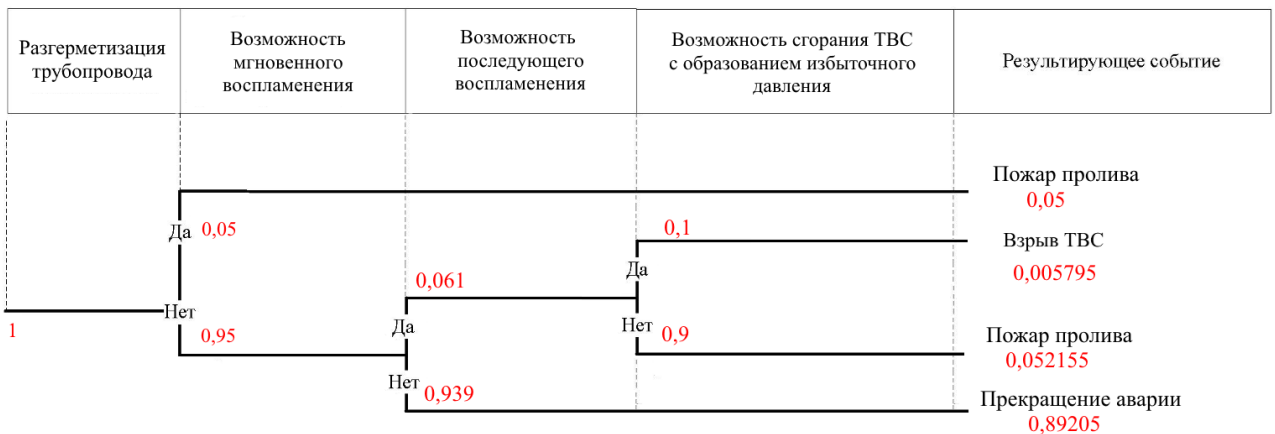


Рисунок 12 – Логическое дерево событий с учетом условных вероятностей аварий для возможных сценариев аварий при разгерметизации резервуаров РВС 10000, содержащих ЛВЖ

Логическое дерево событий с учетом условных вероятностей аварий для возможных сценариев аварий при разгерметизации оборудования и трубопроводов, содержащих ЛВЖ (за исключением резервуаров РВС 10000), приведено на рисунке 13.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	64-1А-35

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2	Лист
							123

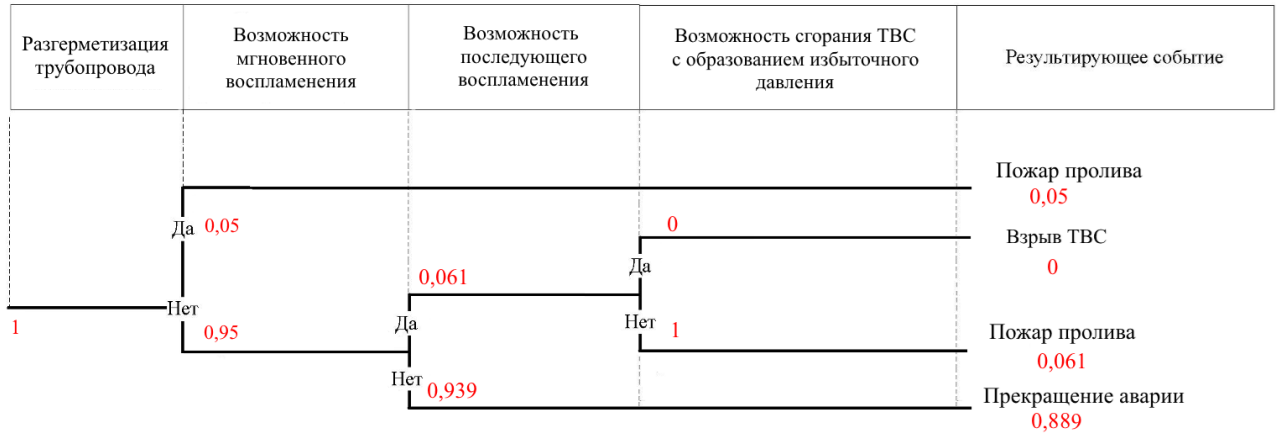


Рисунок 13 – Логическое дерево событий с учетом условных вероятностей аварий для возможных сценариев аварий при разгерметизации оборудования и трубопроводов, содержащих ЛВЖ (за исключением резервуаров РВС 10000)

2.2.4 Оценка количества опасных веществ, участвующих в аварии

Количество опасного вещества, участвующего в авариях на декларируемых объектах, приведено в таблице 16.

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инд. № подл. 64-1А-35	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2	Лист
										124

Таблица 16 – Количество опасного вещества, участвующего в авариях на декларируемых объектах

Номер сценария	Опасное вещество	Описание сценария аварии	Количество опасного вещества, кг	
			участвующего в аварии,	участвующего в создании поражающего фактора
<i>Аварии с участием ПНГ</i>				
C1-ТВС-ВП-У1	ПНГ	Взрыв ТВС вне помещения при разрушении участка газопровода от точки врезки до узла запорной арматуры с электроприводом	83485,78	8348,59
C1-ФГ-У1	ПНГ	Факельное горение при разрушении участка газопровода от точки врезки до узла запорной арматуры с электроприводом	83485,78	83356,8
C1-БП-У1	ПНГ	Рассеивание без последствий при разрушении участка газопровода от точки врезки до узла запорной арматуры с электроприводом	83485,78	83485,78
C1-ТВС-ВП-У2	ПНГ	Взрыв ТВС вне помещения при разрушении участка газопровода от узла запорной арматуры с электроприводом до узла запорной арматуры с электроприводом в УОГ	47519,06	4751,91
C1-ФГ-У2	ПНГ	Факельное горение при разрушении участка газопровода от узла запорной арматуры с электроприводом до узла запорной арматуры с электроприводом в УОГ	47519,06	47194,8
C1-БП-У2	ПНГ	Рассеивание без последствий при разрушении участка газопровода от узла запорной арматуры с электроприводом до узла запорной арматуры с электроприводом в УОГ	47519,06	47519,06
C1-ТВС-П-У3	ПНГ	Взрыв ТВС в помещении при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УОГ до узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ с учетом фильтра сепаратора	47607,87	23803,94
C1-ТВС-ВП-У3	ПНГ	Взрыв ТВС вне помещения при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УОГ до узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ с учетом фильтра сепаратора	47607,87	4760,79
C1-ФГ-У3	ПНГ	Факельное горение при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УОГ до узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ с учетом фильтра сепаратора	47607,87	30,25266
C1-БП-У3	ПНГ	Рассеивание без последствий при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УОГ до узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ с учетом фильтра сепаратора	47607,87	47607,87
C1-ТВС-П-У4	ПНГ	Взрыв ТВС в помещении при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ до устройств редуцирования газа	47251,4	23625,7
C1-ФГ-У4	ПНГ	Факельное горение при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ до устройств редуцирования газа	47251,4	47194,8
C1-БП-У4	ПНГ	Рассеивание без последствий при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ до устройств редуцирования газа	47251,4	47251,4
C1-ТВС-П-У5	ПНГ	Взрыв ТВС в помещении при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ до устройств редуцирования газа АА851 до узла запорной арматуры с электроприводом перед котельной № 1	1962,047	981,023
C1-ТВС-ВП-У5	ПНГ	Взрыв ТВС вне помещения при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ до устройств редуцирования газа АА851 до узла запорной арматуры с электроприводом перед котельной № 1	1962,047	23,92
C1-ФГ-У5	ПНГ	Факельное горение при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ до устройств редуцирования газа АА851 до узла запорной арматуры с электроприводом перед котельной № 1	1962,047	1940,4
C1-БП-У5	ПНГ	Рассеивание без последствий при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ до устройств редуцирования газа АА851 до узла запорной арматуры с электроприводом перед котельной № 1	1962,047	1962,047
C1-ТВС-П-У6	ПНГ	Взрыв ТВС в помещении при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом перед котельной № 1 до ПЗК в котельной № 1	3836,123	1918,062
C1-ТВС-ВП-У6	ПНГ	Взрыв ТВС вне помещения при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом перед котельной № 1 до ПЗК в котельной № 1	3836,123	30,62
C1-ФГ-У6	ПНГ	Факельное горение при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом перед котельной № 1 до ПЗК в котельной № 1	3836,123	3832,8
C1-БП-У6	ПНГ	Рассеивание без последствий при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом перед котельной № 1 до ПЗК в котельной № 1	3836,123	3836,123
C1-ТВС-ВП-У7	ПНГ	Взрыв ТВС вне помещения при разрушении участка газопровода от точки врезки до узла запорной арматуры с электроприводом	47267,82	4726,78
C1-ФГ-У7	ПНГ	Факельное горение при разрушении участка газопровода от точки врезки до узла запорной арматуры с электроприводом	47267,82	47194,8
C1-БП-У7	ПНГ	Рассеивание без последствий при разрушении участка газопровода от точки врезки до узла запорной арматуры с электроприводом	47267,82	47267,82

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.
64-1А-35

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

12

Номер сценария	Опасное вещество	Описание сценария аварии	Количество опасного вещества, кг	
			участвующего в аварии,	участвующего в создании поражающего фактора
С1-ТВС-ВП-У8	ПНГ	Взрыв ТВС вне помещения при разрушении участка газопровода от точки врезки до узла запорной арматуры с электроприводом	47267,82	4726,78
С1-ФГ-У8	ПНГ	Факельное горение при разрушении участка газопровода от точки врезки до узла запорной арматуры с электроприводом	47267,82	47194,8
С1-БП-У8	ПНГ	Рассеивание без последствий при разрушении участка газопровода от точки врезки до узла запорной арматуры с электроприводом	47267,82	47267,82
С1-ТВС-ВП-У9	ПНГ	Взрыв ТВС вне помещения при разрушении участка газопровода от узла запорной арматуры с электроприводом до узла запорной арматуры с электроприводом в УОГ	47368,86	4762,1
С1-ФГ-У9	ПНГ	Факельное горение при разрушении участка газопровода от узла запорной арматуры с электроприводом до узла запорной арматуры с электроприводом в УОГ	47368,86	47194,8
С1-БП-У9	ПНГ	Рассеивание без последствий при разрушении участка газопровода от узла запорной арматуры с электроприводом до узла запорной арматуры с электроприводом в УОГ	47368,86	47368,86
С1-ТВС-П-У10	ПНГ	Взрыв ТВС в помещении при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УОГ до узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ с учетом фильтра сепаратора	47594,31	23797,16
С1-ТВС-ВП-У10	ПНГ	Взрыв ТВС вне помещения при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УОГ до узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ с учетом фильтра сепаратора	47594,31	4759,43
С1-ФГ-У10	ПНГ	Факельное горение при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УОГ до узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ с учетом фильтра сепаратора	47594,31	47194,8
С1-БП-У10	ПНГ	Рассеивание без последствий при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УОГ до узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ с учетом фильтра сепаратора	47594,31	47594,31
С1-ТВС-П-У11	ПНГ	Взрыв ТВС в помещении при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ до устройств редуцирования газа	47253,14	23626,57
С1-ФГ-У11	ПНГ	Факельное горение при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ до устройств редуцирования газа	47253,14	47194,8
С1-БП-У11	ПНГ	Рассеивание без последствий при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ до устройств редуцирования газа	47253,14	47253,14
С1-ТВС-П-У12	ПНГ	Взрыв ТВС в помещении при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ до устройств редуцирования газа АА851 до узла запорной арматуры с электроприводом перед котельной № 2	1958,389	979,195
С1-ТВС-ВП-У12	ПНГ	Взрыв ТВС вне помещения при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ до устройств редуцирования газа АА851 до узла запорной арматуры с электроприводом перед котельной № 2	1958,389	23,92
С1-ФГ-У12	ПНГ	Факельное горение при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ до устройств редуцирования газа АА851 до узла запорной арматуры с электроприводом перед котельной № 2	1958,389	1940,4
С1-БП-У12	ПНГ	Рассеивание без последствий при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ до устройств редуцирования газа АА851 до узла запорной арматуры с электроприводом перед котельной № 2	1958,389	1958,389
С1-ТВС-П-У13	ПНГ	Взрыв ТВС в помещении при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом перед котельной № 2 до ПЗК в котельной № 2	3836,123	1918,062
С1-ТВС-ВП-У13	ПНГ	Взрыв ТВС вне помещения при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом перед котельной № 2 до ПЗК в котельной № 2	3836,123	30,65
С1-ФГ-У13	ПНГ	Факельное горение при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом перед котельной № 2 до ПЗК в котельной № 2	3836,123	3832,8
С1-БП-У13	ПНГ	Рассеивание без последствий при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом перед котельной № 2 до ПЗК в котельной № 2	3836,123	3836,123
С1-ТВС-П-У14	ПНГ	Взрыв ТВС в помещении при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ до устройств редуцирования газа АА851 до узлов запорной арматуры с электроприводом перед блоками отключающей арматуры ГТУ	42093,27	21046,64
С1-ТВС-ВП-У14	ПНГ	Взрыв ТВС вне помещения при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ до устройств редуцирования газа АА851 до узлов запорной арматуры с электроприводом перед блоками отключающей арматуры ГТУ	42093,27	4223,67
С1-ФГ-У14	ПНГ	Факельное горение при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ до устройств редуцирования газа АА851 до узлов запорной арматуры с электроприводом перед блоками отключающей арматуры ГТУ	42093,27	40819,2

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.
64-1А-35

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

12

Номер сценария	Опасное вещество	Описание сценария аварии	Количество опасного вещества, кг	
			участвующего в аварии,	участвующего в создании поражающего фактора
C2-ПП-Р1	Дизельное топливо	Пожар пролива при разрушении РВС 10000 № 1	7980000	7980000
C2-БП-Р1	Дизельное топливо	Пролив без воспламенения при разрушении РВС 10000 № 1	7980000	7980000
C2-ТВС-ВП-Р2	Дизельное топливо	Взрыв ТВС вне помещения при разрушении РВС 10000 № 2	7980000	480,49
C2-ПП-Р2	Дизельное топливо	Пожар пролива при разрушении РВС 10000 № 2	7980000	7980000
C2-БП-Р2	Дизельное топливо	Пролив без воспламенения при разрушении РВС 10000 № 2	7980000	7980000
C2-ПП-У26	Дизельное топливо	Пожар пролива при разрушении участка трубопроводов от узлов запорной арматуры с электроприводом на РВС 10000 до насосов дизельного	28352,45	28352,45
C2-БП-У26	Дизельное топливо	Пролив без воспламенения при разрушении участка трубопроводов от узлов запорной арматуры с электроприводом на РВС 10000 до насосов дизельного	28352,45	28352,45
C2-ПП-У27	Дизельное топливо	Пожар пролива при разрушении участка трубопроводов от насосов до запорной арматуры с электроприводом в блоке подогрева жидкого топлива водогрейной котельных № 1, 2	23592,73	23592,73
C2-БП-У27	Дизельное топливо	Пролив без воспламенения при разрушении участка трубопроводов от насосов до запорной арматуры с электроприводом в блоке подогрева жидкого топлива водогрейной котельных № 1, 2	23592,73	23592,73
C2-ПП-П1	Дизельное топливо	Пожар пролива при разрушении подогревателя жидкого топлива водогрейной котельной № 1	7964,667	7964,667
C2-БП-П1	Дизельное топливо	Пролив без воспламенения при разрушении подогревателя жидкого топлива водогрейной котельной № 1	7964,667	7964,667
C2-ПП-У28	Дизельное топливо	Пожар пролива при разрушении участка трубопроводов от запорной арматуры с электроприводом после подогревателя жидкого топлива до насосов модуля перекачки жидкого топлива водогрейной котельной № 1	3949,003	3949,003
C2-БП-У28	Дизельное топливо	Пролив без воспламенения при разрушении участка трубопроводов от запорной арматуры с электроприводом после подогревателя жидкого топлива до насосов модуля перекачки жидкого топлива водогрейной котельной № 1	3949,003	3949,003
C2-ПП-П2	Дизельное топливо	Пожар пролива при разрушении подогревателя жидкого топлива водогрейной котельной № 2	7964,667	7964,667
C2-БП-П2	Дизельное топливо	Пролив без воспламенения при разрушении подогревателя жидкого топлива водогрейной котельной № 2	7964,667	7964,667
C2-ПП-У29	Дизельное топливо	Пожар пролива при разрушении участка трубопроводов от запорной арматуры с электроприводом после подогревателя жидкого топлива до насосов модуля перекачки жидкого топлива водогрейной котельной № 2	7733,333	7733,333
C2-БП-У29	Дизельное топливо	Пролив без воспламенения при разрушении участка трубопроводов от запорной арматуры с электроприводом после подогревателя жидкого топлива до насосов модуля перекачки жидкого топлива водогрейной котельной № 2	7733,333	7733,333
C2-ПП-У30	Дизельное топливо	Пожар пролива при разрушении участка трубопровода от насосов модулей перекачки жидкого топлива котельных № 1, 2 до модулей фильтрации жидкого топлива ГТУ	10151,63	10151,63
C2-БП-У30	Дизельное топливо	Пролив без воспламенения при разрушении участка трубопровода от насосов модулей перекачки жидкого топлива котельных № 1, 2 до модулей фильтрации жидкого топлива ГТУ	10151,63	10151,63
C2-ПП-У31	Дизельное топливо	Пожар пролива при разрушении участка обратного трубопровода от модулей фильтрации жидкого топлива ГТУ до склада жидкого топлива	9225,568	9225,568
C2-БП-У31	Дизельное топливо	Пролив без воспламенения при разрушении участка обратного трубопровода от модулей фильтрации жидкого топлива ГТУ до склада жидкого топлива	9225,568	9225,568

Инд. № подл.
64-1А-35

Подп. и дата

Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

12

2.2.5 Расчет вероятных зон действия поражающих факторов

Результатом расчета являются размеры и конфигурация зон действия основных поражающих факторов аварий.

Для наиболее вероятных сценариев развития аварий, связанных с частичной разгерметизацией аппарата, зоны действия поражающих факторов аварий пренебрежимо малы и не оказывают ощутимого воздействия на деятельность персонала декларируемых объектов. Расчеты выполнены для наиболее опасных сценариев, так как при этом образуются максимальные зоны действия поражающих факторов и последствия будут наиболее тяжелыми.

Результаты расчета вероятных зон действия поражающих факторов взрыва ТВС в помещении приведены в таблице 17.

Результаты расчета вероятных зон действия поражающих факторов факельного горения приведены в таблице 18.

Результаты расчета вероятных зон действия поражающих факторов взрыва ТВС вне помещений приведены в таблице 19.

Результаты расчета вероятных зон действия поражающих факторов пожара пролива приведены в таблице 20.

Инв. № подл.	64-1А-35	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
				D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2						
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата					

Таблица 17 – Результаты расчета вероятных зон действия поражающих факторов взрыва ТВС в помещении

Номер сценария	Опасное вещество	Описание сценария аварии	Количество вещества, участвующего в аварии, кг	Количество вещества, участвующего в создании поражающего фактора аварии, кг	Избыточное давление в помещении ΔP, кПа
C1-ТВС-П-У3	ПНГ	Взрыв ТВС в помещении при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УОГ до узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ с учетом фильтра сепаратора	47607,87	23803,94	720
C1-ТВС-П-У4	ПНГ	Взрыв ТВС в помещении при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ до устройств редуцирования газа	47251,4	23625,7	720
C1-ТВС-П-У5	ПНГ	Взрыв ТВС в помещении при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ до устройств редуцирования газа АА851 до узла запорной арматуры с электроприводом перед котельной № 1	1962,047	981,023	720
C1-ТВС-П-У6	ПНГ	Взрыв ТВС в помещении при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом перед котельной № 1 до ПЗК в котельной № 1	3836,123	1918,062	720
C1-ТВС-П-У10	ПНГ	Взрыв ТВС в помещении при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УОГ до узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ с учетом фильтра сепаратора	47594,31	23797,16	720
C1-ТВС-П-У11	ПНГ	Взрыв ТВС в помещении при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ до устройств редуцирования газа	47253,14	23626,57	720
C1-ТВС-П-У12	ПНГ	Взрыв ТВС в помещении при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ до устройств редуцирования газа АА851 до узла запорной арматуры с электроприводом перед котельной № 2	1958,389	979,195	720
C1-ТВС-П-У13	ПНГ	Взрыв ТВС в помещении при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом перед котельной № 2 до ПЗК в котельной № 2	3836,123	1918,062	720
C1-ТВС-П-У14	ПНГ	Взрыв ТВС в помещении при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ до устройств редуцирования газа АА851 до узлов запорной арматуры с электроприводом перед блоками отключающей арматуры ГТУ	42093,27	21046,64	720
C1-ТВС-П-У15	ПНГ	Взрыв ТВС в помещении при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 1	40887,33	20443,67	720
C1-ТВС-П-У16	ПНГ	Взрыв ТВС в помещении при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 2	40887,33	20443,67	720
C1-ТВС-П-У17	ПНГ	Взрыв ТВС в помещении при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 3	40887,33	20443,67	720
C1-ТВС-П-У18	ПНГ	Взрыв ТВС в помещении при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 4	40887,33	20443,67	720
C1-ТВС-П-У19	ПНГ	Взрыв ТВС в помещении при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 5	40887,33	20443,67	720
C1-ТВС-П-У20	ПНГ	Взрыв ТВС в помещении при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 6	40887,33	20443,67	720
C1-ТВС-П-У21	ПНГ	Взрыв ТВС в помещении при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 7	40887,33	20443,67	720
C1-ТВС-П-У22	ПНГ	Взрыв ТВС в помещении при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 8	40887,33	20443,67	720
C1-ТВС-П-У23	ПНГ	Взрыв ТВС в помещении при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 9	40887,33	20443,67	720
C1-ТВС-П-У24	ПНГ	Взрыв ТВС в помещении при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 10	40887,33	20443,67	720
C1-ТВС-П-У25	ПНГ	Взрыв ТВС в помещении при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 11	40887,33	20443,67	720

Инд. № подл.
64-1А-35

Подп. и дата

Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

13

Таблица 18 – Результаты расчета вероятных зон действия поражающих факторов факельного горения

Номер сценария	Опасное вещество	Описание сценария аварии	Количество вещества, участвующего в аварии, кг	Количество вещества, участвующего в создании поражающего фактора аварии, кг	Зона контакта с открытым пламенем (100 кВт/м ²), м	Зона воздействия теплового излучения (10 кВт/м ²), м
С1-ФГ-У1	ПНГ	Факельное горение при разрушении участка газопровода от точки врезки до узла запорной арматуры с электроприводом	83485,78	83356,8	171,23	256,84
С1-ФГ-У2	ПНГ	Факельное горение при разрушении участка газопровода от узла запорной арматуры с электроприводом до узла запорной арматуры с электроприводом в УОГ	47519,06	47194,8	136,38	204,57
С1-ФГ-У3	ПНГ	Факельное горение при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УОГ до узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ с учетом фильтра сепаратора	47607,87	30,25266	136,38	204,57
С1-ФГ-У4	ПНГ	Факельное горение при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ до устройств редуцирования газа	47251,4	47194,8	136,38	204,57
С1-ФГ-У5	ПНГ	Факельное горение при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ до устройств редуцирования газа АА851 до узла запорной арматуры с электроприводом перед котельной № 1	1962,047	1940,4	38,05	57,07
С1-ФГ-У6	ПНГ	Факельное горение при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом перед котельной № 1 до ПЗК в котельной № 1	3836,123	3832,8	49,96	74,94
С1-ФГ-У7	ПНГ	Факельное горение при разрушении участка газопровода от точки врезки до узла запорной арматуры с электроприводом	47267,82	47194,8	136,38	204,57
С1-ФГ-У8	ПНГ	Факельное горение при разрушении участка газопровода от точки врезки до узла запорной арматуры с электроприводом	47267,82	47194,8	136,38	204,57
С1-ФГ-У9	ПНГ	Факельное горение при разрушении участка газопровода от узла запорной арматуры с электроприводом до узла запорной арматуры с электроприводом в УОГ	47368,86	47194,8	136,38	204,57
С1-ФГ-У10	ПНГ	Факельное горение при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УОГ до узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ с учетом фильтра сепаратора	47594,31	47194,8	38,05	57,07
С1-ФГ-У11	ПНГ	Факельное горение при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ до устройств редуцирования газа	47253,14	47194,8	49,96	74,94
С1-ФГ-У12	ПНГ	Факельное горение при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ до устройств редуцирования газа АА851 до узла запорной арматуры с электроприводом перед котельной № 2	1958,389	1940,4	128,69	193,035
С1-ФГ-У13	ПНГ	Факельное горение при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом перед котельной № 2 до ПЗК в котельной № 2	3836,123	3832,8	128,69	193,035
С1-ФГ-У14	ПНГ	Факельное горение при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ до устройств редуцирования газа АА851 до узлов запорной арматуры с электроприводом перед блоками отключающей арматуры ГТУ	42093,27	40819,2	128,69	193,035
С1-ФГ-У15	ПНГ	Факельное горение при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 1	40887,33	40819,2	128,69	193,035
С1-ФГ-У16	ПНГ	Факельное горение при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 2	40887,33	40819,2	128,69	193,035
С1-ФГ-У17	ПНГ	Факельное горение при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 3	40887,33	40819,2	128,69	193,035
С1-ФГ-У18	ПНГ	Факельное горение при разрушении участка трубопроводов и	40887,33	40819,2	128,69	193,035

Инв. № подл.
64-1А-35

Подп. и дата

Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

13

Номер сценария	Опасное вещество	Описание сценария аварии	Количество вещества, участвующего в аварии, кг	Количество вещества, участвующего в создании поражающего фактора аварии, кг	Зона контакта с открытым пламенем (100 кВт/м ²), м	Зона воздействия теплового излучения (10 кВт/м ²), м
		оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 4				
C1-ФГ-У19	ПНГ	Факельное горение при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 5	40887,33	40819,2	128,69	193,035
C1-ФГ-У20	ПНГ	Факельное горение при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 6	40887,33	40819,2	128,69	193,035
C1-ФГ-У21	ПНГ	Факельное горение при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 7	40887,33	40819,2	128,69	193,035
C1-ФГ-У22	ПНГ	Факельное горение при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 8	40887,33	40819,2	128,69	193,035
C1-ФГ-У23	ПНГ	Факельное горение при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 9	40887,33	40819,2	128,69	193,035
C1-ФГ-У24	ПНГ	Факельное горение при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 10	40887,33	40819,2	38,05	57,07
C1-ФГ-У25	ПНГ	Факельное горение при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 11	40887,33	40819,2	49,96	74,94

Таблица 19 – Результаты расчета вероятных зон действия поражающих факторов взрыва ТВС вне помещений

№ сценария аварии	Опасное вещество	Характеристика аварии	Количество опасного вещества, участвующего в аварии, кг	Количество вещества, участвующего в создании поражающего фактора аварии, кг	Радиус зоны действия поражающих факторов (м) при избыточном давлении ΔP (кПа)				
					Полное разрушение зданий, более 100 кПа	Тяжелые повреждения, здание подлежит сносу, 53 кПа	Средние повреждения зданий, 28 кПа	Разрушение оконных проемов, легкобросываемых конструкций, 14 кПа	Частичное разрушение остекления, менее 2 кПа
C1-ТВС-ВП-У1	ПНГ	Взрыв ТВС вне помещения при разрушении участка газопровода от точки врезки до узла запорной арматуры с электроприводом	83485,78	8348,59	Зоны поражения отсутствуют		111,22	282,04	1313,69
C1-ТВС-ВП-У2	ПНГ	Взрыв ТВС вне помещения при разрушении участка газопровода от узла запорной арматуры с электроприводом до узла запорной арматуры с электроприводом в УОГ	47519,06	4751,91	Зоны поражения отсутствуют			186,24	1086,79
C1-ТВС-ВП-У3	ПНГ	Взрыв ТВС вне помещения при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УОГ до узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ с учетом фильтра сепаратора	47607,87	4760,79	Зоны поражения отсутствуют			187,245	1089,385
C1-ТВС-ВП-У5	ПНГ	Взрыв ТВС вне помещения при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ до устройств редуцирования газа АА851 до узла запорной арматуры с электроприводом перед котельной № 1	1963,166	23,92	Зоны поражения отсутствуют				39,8
C1-ТВС-ВП-У6	ПНГ	Взрыв ТВС вне помещения при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом перед котельной № 1 до ПЗК в котельной № 1	3836,123	30,62	Зоны поражения отсутствуют				47,475
C1-ТВС-ВП-У7	ПНГ	Взрыв ТВС вне помещения при разрушении участка газопровода от точки врезки до узла запорной арматуры с электроприводом	47267,82	4726,78	Зоны поражения отсутствуют			186,24	1086,785

Инв. № подл. 64-1А-35

Подл. и дата

Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

13

№ сценария аварии	Опасное вещество	Характеристика аварии	Количество опасного вещества, участвующего в аварии, кг	Количество вещества, участвующего в создании поражающего фактора аварии, кг	Радиус зоны действия поражающих факторов (м) при избыточном давлении ΔР (кПа)				
					Полное разрушение зданий, более 100 кПа	Тяжелые повреждения, здание подлежит сносу, 53 кПа	Средние повреждения зданий, 28 кПа	Разрушение оконных проемов, легкобрасываемых конструкций, 14 кПа	Частичное разрушение остекления, менее 2 кПа
С1-ТВС-ВП-У8	ПНГ	Взрыв ТВС вне помещения при разрушении участка газопровода от точки врезки до узла запорной арматуры с электроприводом	47267,82	4726,78	Зоны поражения отсутствуют			186,24	1086,785
С1-ТВС-ВП-У9	ПНГ	Взрыв ТВС вне помещения при разрушении участка газопровода от узла запорной арматуры с электроприводом до узла запорной арматуры с электроприводом в УОГ	47620,96	4762,1	Зоны поражения отсутствуют			186,51	1087,56
С1-ТВС-ВП-У10	ПНГ	Взрыв ТВС вне помещения при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УОГ до узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ с учетом фильтра сепаратора	47594,31	4759,43	Зоны поражения отсутствуют			187,225	1089,285
С1-ТВС-ВП-У12	ПНГ	Взрыв ТВС вне помещения при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ до устройств редуцирования газа АА851 до узла запорной арматуры с электроприводом перед котельной № 2	1959,36	23,92	Зоны поражения отсутствуют				39,77
С1-ТВС-ВП-У13	ПНГ	Взрыв ТВС вне помещения при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом перед котельной № 2 до ПЗК в котельной № 2	3836,123	30,65	Зоны поражения отсутствуют				47,52
С1-ТВС-ВП-У14	ПНГ	Взрыв ТВС вне помещения при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ до устройств редуцирования газа АА851 до узлов запорной арматуры с электроприводом перед блоками отключающей арматуры ГТУ	42236,68	4223,67	Зоны поражения отсутствуют			170,87	1045,59
С2-ТВС-ВП-Р1	Дизельное топливо	Взрыв ТВС вне помещения при разрушении РВС 10000 № 1	7980000	480,49	Зоны поражения отсутствуют				239,09
С2-ТВС-ВП-Р2	Дизельное топливо	Взрыв ТВС вне помещения при разрушении РВС 10000 № 2	7980000	480,49	Зоны поражения отсутствуют				239,09

Инв. № подл.
64-1А-35

Подп. и дата

Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

13

Таблица 20 – Результаты расчета вероятных зон действия поражающих факторов пожара пролива

№ сценария аварии	Характеристика аварии	Количество вещества, участвующего в создании поражающего фактора аварии	Радиус зоны действия поражающих факторов (м) при избыточном давлении ΔР (кПа)					
			Без негативных последствий в течение длительного времени (1,4 кВт/м ²)	Безопасно для человека в брезентовой одежде (4,2 кВт/м ²)	Непереносимая боль через 20–30 с. Ожог 1-й степени через 15–20 с. Ожог 2-й степени через 30–40 с. Воспламенение хлопка-волокна через 15 мин (7 кВт/м ²)	Непереносимая боль через 3–5 с. Ожог 1-й степени через 6–8 с. Ожог 2-й степени через 12–16 с. (10,5 кВт/м ²)	Воспламенение древесины с шероховатой поверхностью (влажность 12 %) при длительности облучения 15 мин (12,9 кВт/м ²)	Воспламенение древесины, окрашенной масляной краской по строганной поверхности; воспламенение фанеры (17 кВт/м ²)
C2-ПП-Р1	Пожар пролива при разрушении РВС 10000 № 1	8122500	171,30	99,39	72,88	54,98	50,37	50,37
C2-ПП-Р2	Пожар пролива при разрушении РВС 10000 № 2	8122500	171,30	99,39	72,88	54,98	50,37	50,37
C2-ПП-У26	Пожар пролива при разрушении участка трубопроводов от узлов запорной арматуры с электроприводом на РВС 10000 до насосов дизельного	28352,45	137,52	78,50	56,85	42,55	38,93	38,93
C2-ПП-У27	Пожар пролива при разрушении участка трубопроводов от насосов до запорной арматуры с электроприводом в блоке подогрева жидкого топлива водогрейной котельных № 1, 2	53592,73	127,10	72,09	52,03	38,82	35,52	35,52
C2-ПП-П1	Пожар пролива при разрушении подогревателя жидкого топлива водогрейной котельной № 1	7964,667	80,99	45,14	32,34	23,80	20,45	19,10
C2-ПП-У28	Пожар пролива при разрушении участка трубопроводов от запорной арматуры с электроприводом после подогревателя жидкого топлива до насосов модуля перекачки жидкого топлива водогрейной котельной № 1	3949,003	69,88	39,04	28,22	20,89	17,75	14,74
C2-ПП-П2	Пожар пролива при разрушении подогревателя жидкого топлива водогрейной котельной № 2	7964,667	80,99	45,14	32,34	23,80	20,45	19,10
C2-ПП-У29	Пожар пролива при разрушении участка трубопроводов от запорной арматуры с электроприводом после подогревателя жидкого топлива до насосов модуля перекачки жидкого топлива водогрейной котельной № 2	7733,333	84,48	47,12	33,77	24,86	21,45	20,33
C2-ПП-У30	Пожар пролива при разрушении участка трубопровода от насосов модулей перекачки жидкого топлива котельных № 1, 2 до модулей фильтрации жидкого топлива ГТУ	10151,63	84,48	47,12	33,77	24,86	21,45	20,33

Инд. № подл. 64-1А-35
Подп. и дата
Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

13

№ сценария аварии	Характеристика аварии	Количество вещества, участвующего в создании поражающего фактора аварии	Радиус зоны действия поражающих факторов (м) при избыточном давлении ΔР (кПа)					
			Без негативных последствий в течение длительного времени (1,4 кВт/м ²)	Безопасно для человека в брезентовой одежде (4,2 кВт/м ²)	Непереносимая боль через 20–30 с. Ожог 1-й степени через 15–20 с. Ожог 2-й степени через 30–40 с. Воспламенение хлопка-волокна через 15 мин (7 кВт/м ²)	Непереносимая боль через 3–5 с. Ожог 1-й степени через 6–8 с. Ожог 2-й степени через 12–16 с. (10,5 кВт/м ²)	Воспламенение древесины с шероховатой поверхностью (влажность 12 %) при длительности облучения 15 мин (12,9 кВт/м ²)	Воспламенение древесины, окрашенной масляной краской по строганной поверхности; воспламенение фанеры (17 кВт/м ²)
С2-ПП-У31	Пожар пролива при разрушении участка обратного трубопровода от модулей фильтрации жидкого топлива ГТУ до склада жидкого топлива	9225,568	95,17	53,50	38,58	28,54	24,63	23,30

Инв. № подл. 64-1А-35	Подп. и дата	Взам. инв. №
--------------------------	--------------	--------------

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

13

Сведения о зданиях, в которых предусматривается постоянное пребывание персонала и/или размещение помещений управления (операторных) и/или автоматизированных систем контроля, управления, ПАЗ приведены в таблице 21.

Таблица 21 – Сведения о зданиях, в которых предусматривается постоянное пребывание персонала и/или размещение помещений управления (операторных) и/или автоматизированных систем контроля, управления, ПАЗ

Тит.	Наименование	Тип здания по конструктиву (кирпичное, бетонное, ж/б и т.п.), допустимое расчетное воздействие	Наличие постоянного присутствия персонала	Наличие помещений управления (операторных) и/или автоматизированных систем контроля и управления
270053.2	Инженерно-бытовой комплекс № 1	Стальной несущий каркас с монолитными железобетонными перекрытиями и стеновым заполнением из сэндвич-панелей	+	+
270054	Инженерно-бытовой комплекс № 2		+	+

В соответствии с результатами расчета зон действия избыточного давления ударной волны на здания, в которых предусматривается постоянное пребывание персонала и/или размещение помещений управления (операторных) и/или автоматизированных систем контроля и управления в случае аварий на объекте строительства, воздействие избыточного давления воздушной ударной волны при реализации наиболее тяжелых аварий составит:

- 13,16 кПа при наиболее тяжелой аварии для ИБК № 1;
- 15,18 кПа при наиболее тяжелой аварии для ИБК № 2.

2.2.6 Оценка возможного числа пострадавших, в том числе погибших, среди работников декларируемых объектов и иных физических лиц

Сведения о принятых исходных данных и допущениях, используемых при оценке возможного числа пострадавших приведены в п. 2.2.3.

Результаты оценки возможного числа пострадавших в случае аварий на декларируемых объектах приведены в таблице 22.

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инов. № подл.	64-1А-35	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2	Лист
											136

Таблица 22 – Результаты оценки возможного числа пострадавших в случае аварий на декларируемых объектах

Номер сценария	Описание сценария аварии	Возможное число пострадавших, чел.		
		смертельно травмированные	травмированные	всего
<i>Аварии с участием ПНГ</i>				
C1-ТВС-ВП-У1	Взрыв ТВС вне помещения при разрушении участка газопровода от точки врезки до узла запорной арматуры с электроприводом	0	1	1
C1-ФГ-У1	Факельное горение при разрушении участка газопровода от точки врезки до узла запорной арматуры с электроприводом	2	2	4
C1-БП-У1	Рассеивание без последствий при разрушении участка газопровода от точки врезки до узла запорной арматуры с электроприводом	0	0	0
C1-ТВС-ВП-У2	Взрыв ТВС вне помещения при разрушении участка газопровода от узла запорной арматуры с электроприводом до узла запорной арматуры с электроприводом в УОГ	0	1	1
C1-ФГ-У2	Факельное горение при разрушении участка газопровода от узла запорной арматуры с электроприводом до узла запорной арматуры с электроприводом в УОГ	1	2	3
C1-БП-У2	Рассеивание без последствий при разрушении участка газопровода от узла запорной арматуры с электроприводом до узла запорной арматуры с электроприводом в УОГ	0	0	0
C1-ТВС-П-У3	Взрыв ТВС в помещении при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УОГ до узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ с учетом фильтра сепаратора	2	1	3
C1-ТВС-ВП-У3	Взрыв ТВС вне помещения при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УОГ до узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ с учетом фильтра сепаратора	0	1	1
C1-ФГ-У3	Факельное горение при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УОГ до узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ с учетом фильтра сепаратора	1	2	3
C1-БП-У3	Рассеивание без последствий при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УОГ до узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ с учетом фильтра сепаратора	0	0	0
C1-ТВС-П-У4	Взрыв ТВС в помещении при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ до устройств редуцирования газа	2	1	3

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.
64-1А-35

Изм.	Лист	Лист	№ док.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

137

Формат А4

Номер сценария	Описание сценария аварии	Возможное число пострадавших, чел.		
		смертельно травмированные	травмированные	всего
С1-ФГ-У4	Факельное горение при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ до устройств редуцирования газа	1	2	3
С1-БП-У4	Рассеивание без последствий при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ до устройств редуцирования газа	0	0	0
С1-ТВС-П-У5	Взрыв ТВС в помещении при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ до устройств редуцирования газа АА851 до узла запорной арматуры с электроприводом перед котельной № 1	2	1	3
С1-ТВС-ВП-У5	Взрыв ТВС вне помещения при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ до устройств редуцирования газа АА851 до узла запорной арматуры с электроприводом перед котельной № 1	0	0	0
С1-ФГ-У5	Факельное горение при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ до устройств редуцирования газа АА851 до узла запорной арматуры с электроприводом перед котельной № 1	0	1	1
С1-БП-У5	Рассеивание без последствий при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ до устройств редуцирования газа АА851 до узла запорной арматуры с электроприводом перед котельной № 1	0	0	0
С1-ТВС-П-У6	Взрыв ТВС в помещении при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом перед котельной № 1 до ПЗК в котельной № 1	2	1	3
С1-ТВС-ВП-У6	Взрыв ТВС вне помещения при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом перед котельной № 1 до ПЗК в котельной № 1	0	0	0
С1-ФГ-У6	Факельное горение при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом перед котельной № 1 до ПЗК в котельной № 1	0	1	1

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

64-1А-35

Изм.	Лист	Лист	№ док.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

138

Формат А4

Номер сценария	Описание сценария аварии	Возможное число пострадавших, чел.		
		смертельно травмированные	травмированные	всего
С1-БП-У6	Рассеивание без последствий при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом перед котельной № 1 до ПЗК в котельной № 1	0	0	0
С1-ТВС-ВП-У7	Взрыв ТВС вне помещения при разрушении участка газопровода от точки врезки до узла запорной арматуры с электроприводом	0	1	1
С1-ФГ-У7	Факельное горение при разрушении участка газопровода от точки врезки до узла запорной арматуры с электроприводом	0	1	1
С1-БП-У7	Рассеивание без последствий при разрушении участка газопровода от точки врезки до узла запорной арматуры с электроприводом	0	0	0
С1-ТВС-ВП-У8	Взрыв ТВС вне помещения при разрушении участка газопровода от точки врезки до узла запорной арматуры с электроприводом	0	1	1
С1-ФГ-У8	Факельное горение при разрушении участка газопровода от точки врезки до узла запорной арматуры с электроприводом	1	2	3
С1-БП-У8	Рассеивание без последствий при разрушении участка газопровода от точки врезки до узла запорной арматуры с электроприводом	0	0	0
С1-ТВС-ВП-У9	Взрыв ТВС вне помещения при разрушении участка газопровода от узла запорной арматуры с электроприводом до узла запорной арматуры с электроприводом в УОГ	0	1	1
С1-ФГ-У9	Факельное горение при разрушении участка газопровода от узла запорной арматуры с электроприводом до узла запорной арматуры с электроприводом в УОГ	1	2	3
С1-БП-У9	Рассеивание без последствий при разрушении участка газопровода от узла запорной арматуры с электроприводом до узла запорной арматуры с электроприводом в УОГ	0	0	0
С1-ТВС-П-У10	Взрыв ТВС в помещении при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УОГ до узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ с учетом фильтра сепаратора	1	2	3
С1-ТВС-ВП-У10	Взрыв ТВС вне помещения при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УОГ до узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ с учетом фильтра сепаратора	0	1	1
С1-ФГ-У10	Факельное горение при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УОГ до узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ с учетом фильтра сепаратора	2	1	3

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

64-1А-35

Изм.	Лист	Лист	№ док.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

139

Номер сценария	Описание сценария аварии	Возможное число пострадавших, чел.		
		смертельно травмированные	травмированные	всего
C1-БП-У10	Рассеивание без последствий при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УОГ до узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ с учетом фильтра сепаратора	0	0	0
C1-ТВС-П-У11	Взрыв ТВС в помещении при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ до устройств редуцирования газа	2	1	3
C1-ФГ-У11	Факельное горение при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ до устройств редуцирования газа	1	2	3
C1-БП-У11	Рассеивание без последствий при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ до устройств редуцирования газа	0	0	0
C1-ТВС-П-У12	Взрыв ТВС в помещении при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ до устройств редуцирования газа АА851 до узла запорной арматуры с электроприводом перед котельной № 2	2	1	3
C1-ТВС-ВП-У12	Взрыв ТВС вне помещения при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ до устройств редуцирования газа АА851 до узла запорной арматуры с электроприводом перед котельной № 2	0	0	0
C1-ФГ-У12	Факельное горение при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ до устройств редуцирования газа АА851 до узла запорной арматуры с электроприводом перед котельной № 2	2	1	3
C1-БП-У12	Рассеивание без последствий при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ до устройств редуцирования газа АА851 до узла запорной арматуры с электроприводом перед котельной № 2	0	0	0
C1-ТВС-П-У13	Взрыв ТВС в помещении при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом перед котельной № 2 до ПЗК в котельной № 2	2	1	3

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

64-1А-35

Изм.	Лист	Лист	№ док.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

140

Формат А4

Номер сценария	Описание сценария аварии	Возможное число пострадавших, чел.		
		смертельно травмированные	травмированные	всего
С1-ТВС-ВП-У13	Взрыв ТВС вне помещения при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом перед котельной № 2 до ПЗК в котельной № 2	0	0	0
С1-ФГ-У13	Факельное горение при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом перед котельной № 2 до ПЗК в котельной № 2	0	1	1
С1-БП-У13	Рассеивание без последствий при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом перед котельной № 2 до ПЗК в котельной № 2	0	0	0
С1-ТВС-П-У14	Взрыв ТВС в помещении при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ до устройств редуцирования газа АА851 до узлов запорной арматуры с электроприводом перед блоками отключающей арматуры ГТУ	2	1	3
С1-ТВС-ВП-У14	Взрыв ТВС вне помещения при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ до устройств редуцирования газа АА851 до узлов запорной арматуры с электроприводом перед блоками отключающей арматуры ГТУ	0	1	1
С1-ФГ-У14	Факельное горение при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ до устройств редуцирования газа АА851 до узлов запорной арматуры с электроприводом перед блоками отключающей арматуры ГТУ	1	2	3
С1-БП-У14	Рассеивание без последствий при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ до устройств редуцирования газа АА851 до узлов запорной арматуры с электроприводом перед блоками отключающей арматуры ГТУ	0	0	0
С1-ТВС-П-У15	Взрыв ТВС в помещении при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 1	2	1	3
С1-ФГ-У15	Факельное горение при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 1	1	2	3
С1-БП-У15	Рассеивание без последствий при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 1	0	0	0
С1-ТВС-П-У16	Взрыв ТВС в помещении при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 2	2	1	3

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.
64-1А-35

Изм.	Лист	Лист	№ док.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

141

Формат А4

Номер сценария	Описание сценария аварии	Возможное число пострадавших, чел.		
		смертельно травмированные	травмированные	всего
С1-ФГ-У16	Факельное горение при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 2	1	2	3
С1-БП-У16	Рассеивание без последствий при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 2	0	0	0
С1-ТВС-П-У17	Взрыв ТВС в помещении при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 3	2	1	3
С1-ФГ-У17	Факельное горение при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 3	1	2	3
С1-БП-У17	Рассеивание без последствий при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 3	0	0	0
С1-ТВС-П-У18	Взрыв ТВС в помещении при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 4	2	1	3
С1-ФГ-У18	Факельное горение при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 4	1	2	3
С1-БП-У18	Рассеивание без последствий при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 4	0	0	0
С1-ТВС-П-У19	Взрыв ТВС в помещении при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 5	2	1	3
С1-ФГ-У19	Факельное горение при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 5	1	2	3
С1-БП-У19	Рассеивание без последствий при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 5	0	0	0
С1-ТВС-П-У20	Взрыв ТВС в помещении при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 6	2	1	3
С1-ФГ-У20	Факельное горение при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 6	1	2	3
С1-БП-У20	Рассеивание без последствий при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 6	0	0	0
С1-ТВС-П-У21	Взрыв ТВС в помещении при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 7	2	1	3
С1-ФГ-У21	Факельное горение при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 7	1	2	3

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

64-1А-35

Изм.	Лист	Лист	№ док.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

142

Номер сценария	Описание сценария аварии	Возможное число пострадавших, чел.		
		смертельно травмированные	травмированные	всего
C1-БП-У21	Рассеивание без последствий при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 7	0	0	0
C1-ТВС-П-У22	Взрыв ТВС в помещении при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 8	2	1	3
C1-ФГ-У22	Факельное горение при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 8	1	2	3
C1-БП-У22	Рассеивание без последствий при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 8	0	0	0
C1-ТВС-П-У23	Взрыв ТВС в помещении при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 9	2	1	3
C1-ФГ-У23	Факельное горение при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 9	1	2	3
C1-БП-У23	Рассеивание без последствий при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 9	0	0	0
C1-ТВС-П-У24	Взрыв ТВС в помещении при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 10	2	1	3
C1-ФГ-У24	Факельное горение при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 10	1	2	3
C1-БП-У24	Рассеивание без последствий при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 10	0	0	0
C1-ТВС-П-У25	Взрыв ТВС в помещении при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 11	2	1	3
C1-ФГ-У25	Факельное горение при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 11	1	2	3
C1-БП-У25	Рассеивание без последствий при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 11	0	0	0
<i>Аварии с участием дизельного топлива</i>				
C2-ТВС-ВП-Р1	Взрыв ТВС вне помещения при разрушении РВС 10000 № 1	0	0	0
C2-ПП-Р1	Пожар пролива при разрушении РВС 10000 № 1	0	2	2
C2-БП-Р1	Пролив без воспламенения при разрушении РВС 10000 № 1	0	0	0
C2-ТВС-ВП-Р2	Взрыв ТВС вне помещения при разрушении РВС 10000 № 2	0	0	0
C2-ПП-Р2	Пожар пролива при разрушении РВС 10000 № 2	0	2	2
C2-БП-Р2	Пролив без воспламенения при разрушении РВС 10000 № 2	0	0	0

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.
64-1А-35

Изм.	Лист	Лист	№ док.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

143

Номер сценария	Описание сценария аварии	Возможное число пострадавших, чел.		
		смертельно травмированные	травмированные	всего
C2-ПП-У26	Пожар пролива при разрушении участка трубопроводов от узлов запорной арматуры с электроприводом на РВС 10000 до насосов дизельного	1	1	2
C2-БП-У26	Пролив без воспламенения при разрушении участка трубопроводов от узлов запорной арматуры с электроприводом на РВС 10000 до насосов дизельного	0	0	0
C2-ПП-У27	Пожар пролива при разрушении участка трубопроводов от насосов до запорной арматуры с электроприводом в блоке подогрева жидкого топлива водогрейной котельных № 1, 2	1	1	2
C2-БП-У27	Пролив без воспламенения при разрушении участка трубопроводов от насосов до запорной арматуры с электроприводом в блоке подогрева жидкого топлива водогрейной котельных № 1, 2	0	0	0
C2-ПП-П1	Пожар пролива при разрушении подогревателя жидкого топлива водогрейной котельной № 1	0	1	1
C2-БП-П1	Пролив без воспламенения при разрушении подогревателя жидкого топлива водогрейной котельной № 1	0	0	0
C2-ПП-У28	Пожар пролива при разрушении участка трубопроводов от запорной арматуры с электроприводом после подогревателя жидкого топлива до насосов модуля перекачки жидкого топлива водогрейной котельной № 1	0	1	1
C2-БП-У28	Пролив без воспламенения при разрушении участка трубопроводов от запорной арматуры с электроприводом после подогревателя жидкого топлива до насосов модуля перекачки жидкого топлива водогрейной котельной № 1	0	0	0
C2-ПП-П2	Пожар пролива при разрушении подогревателя жидкого топлива водогрейной котельной № 2	0	1	1
C2-БП-П2	Пролив без воспламенения при разрушении подогревателя жидкого топлива водогрейной котельной № 2	0	0	0
C2-ПП-У29	Пожар пролива при разрушении участка трубопроводов от запорной арматуры с электроприводом после подогревателя жидкого топлива до насосов модуля перекачки жидкого топлива водогрейной котельной № 2	0	1	1
C2-БП-У29	Пролив без воспламенения при разрушении участка трубопроводов от запорной арматуры с электроприводом после подогревателя жидкого топлива до насосов модуля перекачки жидкого топлива водогрейной котельной № 2	0	0	0

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

64-1А-35

Изм.	Лист	Лист	№ док.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

144

Формат А4

Номер сценария	Описание сценария аварии	Возможное число пострадавших, чел.		
		смертельно травмированные	травмированные	всего
С2-ПП-У30	Пожар пролива при разрушении участка трубопровода от насосов модулей перекачки жидкого топлива котельных № 1, 2 до модулей фильтрации жидкого топлива ГТУ	0	1	1
С2-БП-У30	Пролив без воспламенения при разрушении участка трубопровода от насосов модулей перекачки жидкого топлива котельных № 1, 2 до модулей фильтрации жидкого топлива ГТУ	0	0	0
С2-ПП-У31	Пожар пролива при разрушении участка обратного трубопровода от модулей фильтрации жидкого топлива ГТУ до склада жидкого топлива	0	1	1
С2-БП-У31	Пролив без воспламенения при разрушении участка обратного трубопровода от модулей фильтрации жидкого топлива ГТУ до склада жидкого топлива	0	0	0

Инд. № подл. 64-1А-35	Подп. и дата	Взам. инв. №
--------------------------	--------------	--------------

Изм.	Лист	Лист	№ док.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

145

2.2.7 Оценка возможного ущерба

Расчет ущерба на декларируемых объектах проводится в соответствии с РД 03-496-02.

Возможный полный ущерб на декларируемых объектах определяется прямыми потерями, затратами на локализацию (ликвидацию последствий) аварий, социально-экономическими потерями вследствие гибели и травматизма людей, экологическим ущербом и потерями от выбытия трудовых ресурсов в результате гибели людей или потерями ими трудоспособности.

Прямой ущерб определяется:

- потерями эксплуатирующей организации в результате уничтожения основных фондов (зданий, сооружений, оборудования);
- потерями эксплуатирующей организации в результате уничтожения товарно-материальных ценностей (продукция, сырье);
- потерями в результате уничтожения имущества третьих лиц.
- Затраты на локализацию (ликвидацию последствий) аварий определяются:
- расходами, связанными с локализацией (ликвидацией последствий) аварий;
- расходами на расследование причин аварий.

Социально-экономические потери определяются как сумма затрат на компенсации и мероприятия вследствие гибели или травмирования людей.

Прямые потери эксплуатирующей организации

В составе прямых потерь (ущерба) эксплуатирующей организации рассматривались потери от уничтожения товарно-материальных ценностей.

Очевидно, что при разрушении (разгерметизации) оборудования декларируемых объектов ущерб от потери опасного вещества будет зависеть от оперативности действий персонала по отключению аварийного участка. Он может колебаться от незначительного до миллионов рублей (например, при возникновении наиболее опасной аварии).

Социально-экономические потери

Проведенные оценки показали, что выплаты семье погибшего могут составить порядка 2025 тыс. руб. (в соответствии с Федеральным законом от 27.07.2010 № 225-ФЗ «Об обязательном страховании гражданской ответственности владельца опасного объекта за причинение вреда в результате аварии на опасном объекте»).

Выплаты одному травмированному в зависимости от степени потери нетрудоспособности до 600 тыс. руб.

Экологический ущерб

Экологический ущерб $\Pi_{\text{экол}}$, руб., рекомендуется определять как сумму ущербов от различных видов вредного воздействия на объекты окружающей природной среды.

Оценка ущерба от загрязнения земель или водных объектов не проводится, так как оборудование объекта расположено в поддонах.

Инов. № подл.	64-1А-35
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2	Лист
							146

В соответствии с результатами расчета зон поражения и предусмотренными проектной документацией мероприятиями, направленными на локализацию пролива, проливы не выйдут за пределы объекта и на земли и/или водные объекты не попадают.

Площадь загрязнения земель при разливе на площадке объекта ограничивается технологическими площадками, таким образом, ущерб от загрязнения почвы (Эп) не определяется, так как не характерны загрязнения земель химическими веществами и потери, связанные с деградацией земель в результате вредного воздействия.

При расчете ущерба от возможных аварий приняты следующие допущения:

- стоимость дизельного топлива 56 тыс. руб. за т;
- стоимость ПНГ (принята по природному газу) 7,41 тыс. руб. за т;
- такса за выброс дизельного топлива 10,8 руб. за т;
- такса за выброс ПНГ (принят по метану) 108 руб. за т;
- затраты на локализацию (ликвидацию последствий) аварии составляют 10 % от полного ущерба.

Наибольший вклад в показатель ущерба возможных аварий на декларируемых объектах вносят социально-экономические потери.

Окончательный полный ущерб от аварии может быть рассчитан специалистами эксплуатирующей организации или экспертами после окончания сроков расследования аварии и получения всех необходимых данных.

Данные по возможному ущербу в случае возможных аварий на декларируемых объектах приведены в таблице 23.

Инов. № подл.	64-1А-35	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
				D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2						
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата					

Таблица 23 – Данные по возможному ущербу в случае возможных аварий на декларируемых объектах

№ сценария аварии	Характеристика аварии	Ущерб, тыс. рублей				
		прямые потери организации, эксплуатирующей опасный производственный объект	расходы на локализацию (ликвидацию) и расследование аварии	социально-экономические потери, связанные с травмированием и гибелью людей	экологический ущерб	итого
<i>Аварии с участием ПНГ</i>						
C1-ТВС-ВП-У1	Взрыв ТВС вне помещения при разрушении участка газопровода от точки врезки до узла запорной арматуры с электроприводом	660,33	66,03	459,60	0,01	1185,97
C1-ФГ-У1	Факельное горение при разрушении участка газопровода от точки врезки до узла запорной арматуры с электроприводом	660,33	66,03	3662,79	0,01	4389,15
C1-БП-У1	Рассеивание без последствий при разрушении участка газопровода от точки врезки до узла запорной арматуры с электроприводом	660,33	66,03	0,00	0,01	726,37
C1-ТВС-ВП-У2	Взрыв ТВС вне помещения при разрушении участка газопровода от узла запорной арматуры с электроприводом до узла запорной арматуры с электроприводом в УОГ	386,62	38,66	459,60	0,01	884,89
C1-ФГ-У2	Факельное горение при разрушении участка газопровода от узла запорной арматуры с электроприводом до узла запорной арматуры с электроприводом в УОГ	386,62	38,66	2290,99	0,01	2716,28
C1-БП-У2	Рассеивание без последствий при разрушении участка газопровода от	386,62	38,66	0,00	0,01	425,29

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.
64-1А-35

Изм.	Лист	Лист	№ док.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

148

№ сценария аварии	Характеристика аварии	Ущерб, тыс. рублей				
		прямые потери организации, эксплуатирующей опасный производственный объект	расходы на локализацию (ликвидацию) и расследование аварии	социально-экономические потери, связанные с травмированием и гибелью людей	экологический ущерб	итого
	узла запорной арматуры с электроприводом до узла запорной арматуры с электроприводом в УОГ					
C1-ТВС-П-УЗ	Взрыв ТВС в помещении при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УОГ до узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ с учетом фильтра сепаратора	387,30	38,73	3203,19	0,01	3629,22
C1-ТВС-ВП-УЗ	Взрыв ТВС вне помещения при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УОГ до узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ с учетом фильтра сепаратора	387,30	38,73	459,60	0,01	885,63
C1-ФГ-УЗ	Факельное горение при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УОГ до узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ с учетом фильтра сепаратора	387,30	38,73	2290,99	0,01	2717,02
C1-БП-УЗ	Рассеивание без последствий при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с	387,30	38,73	0,00	0,01	426,03

Инв. № инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

64-1А-35

Изм.	Лист	Лист	№ док.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

149

№ сценария аварии	Характеристика аварии	Ущерб, тыс. рублей				
		прямые потери организации, эксплуатирующей опасный производственный объект	расходы на локализацию (ликвидацию) и расследование аварии	социально-экономические потери, связанные с травмированием и гибелью людей	экологический ущерб	итого
	электроприводом в УОГ до узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ с учетом фильтра сепаратора					
C1-ТВС-П-У4	Взрыв ТВС в помещении при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ до устройств редуцирования газа	384,58	38,46	3203,19	0,01	3626,23
C1-ФГ-У4	Факельное горение при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ до устройств редуцирования газа	384,58	38,46	2290,99	0,01	2714,04
C1-БП-У4	Рассеивание без последствий при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ до устройств редуцирования газа	384,58	38,46	0,00	0,01	423,05
C1-ТВС-П-У5	Взрыв ТВС в помещении при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ до устройств редуцирования газа АА851 до узла запорной арматуры с электроприводом перед котельной № 1	39,93	3,99	3203,19	0,00	3247,11

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

64-1А-35

Изм.	Лист	Лист	№ док.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

150

№ сценария аварии	Характеристика аварии	Ущерб, тыс. рублей				
		прямые потери организации, эксплуатирующей опасный производственный объект	расходы на локализацию (ликвидацию) и расследование аварии	социально-экономические потери, связанные с травмиранием и гибелью людей	экологический ущерб	итого
C1-ТВС-ВП-У5	Взрыв ТВС вне помещения при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ до устройств редуцирования газа АА851 до узла запорной арматуры с электроприводом перед котельной № 1	39,93	3,99	0,00	0,00	43,92
C1-ФГ-У5	Факельное горение при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ до устройств редуцирования газа АА851 до узла запорной арматуры с электроприводом перед котельной № 1	39,93	3,99	459,60	0,00	503,52
C1-БП-У5	Рассеивание без последствий при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ до устройств редуцирования газа АА851 до узла запорной арматуры с электроприводом перед котельной № 1	14,93	1,49	0,00	0,00	16,42
C1-ТВС-П-У6	Взрыв ТВС в помещении при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с	54,19	5,42	3203,19	0,00	3262,80

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
64-1А-35		

Изм.	Лист	Лист	№ док.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

151

№ сценария аварии	Характеристика аварии	Ущерб, тыс. рублей				
		прямые потери организации, эксплуатирующей опасный производственный объект	расходы на локализацию (ликвидацию) и расследование аварии	социально-экономические потери, связанные с травмированием и гибелью людей	экологический ущерб	итого
	электроприводом перед котельной № 1 до ПЗК в котельной № 1					
C1-ТВС-ВП-У6	Взрыв ТВС вне помещения при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом перед котельной № 1 до ПЗК в котельной № 1	54,19	5,42	0,00	0,00	59,61
C1-ФГ-У6	Факельное горение при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом перед котельной № 1 до ПЗК в котельной № 1	54,19	5,42	459,60	0,00	519,21
C1-БП-У6	Рассеивание без последствий при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом перед котельной № 1 до ПЗК в котельной № 1	29,19	2,92	0,00	0,00	32,11
C1-ТВС-ВП-У7	Взрыв ТВС вне помещения при разрушении участка газопровода от точки врезки до узла запорной арматуры с электроприводом	359,71	35,97	459,60	0,01	855,28
C1-ФГ-У7	Факельное горение при разрушении участка газопровода от точки врезки до узла запорной арматуры с электроприводом	384,71	38,47	459,60	0,01	882,78
C1-БП-У7	Рассеивание без последствий при разрушении участка газопровода от	384,71	38,47	0,00	0,01	423,18

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

64-1А-35

Изм.	Лист	Лист	№ док.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

152

№ сценария аварии	Характеристика аварии	Ущерб, тыс. рублей				
		прямые потери организации, эксплуатирующей опасный производственный объект	расходы на локализацию (ликвидацию) и расследование аварии	социально-экономические потери, связанные с травмированием и гибелью людей	экологический ущерб	итого
	точки врезки до узла запорной арматуры с электроприводом					
C1-ТВС-ВП-У8	Взрыв ТВС вне помещения при разрушении участка газопровода от точки врезки до узла запорной арматуры с электроприводом	384,71	38,47	459,60	0,01	882,78
C1-ФГ-У8	Факельное горение при разрушении участка газопровода от точки врезки до узла запорной арматуры с электроприводом	384,71	38,47	2290,99	0,01	2714,18
C1-БП-У8	Рассеивание без последствий при разрушении участка газопровода от точки врезки до узла запорной арматуры с электроприводом	384,71	38,47	0,00	0,01	423,18
C1-ТВС-ВП-У9	Взрыв ТВС вне помещения при разрушении участка газопровода от узла запорной арматуры с электроприводом до узла запорной арматуры с электроприводом в УОГ	385,48	38,55	459,60	0,01	883,63
C1-ФГ-У9	Факельное горение при разрушении участка газопровода от узла запорной арматуры с электроприводом до узла запорной арматуры с электроприводом в УОГ	385,48	38,55	2290,99	0,01	2715,02
C1-БП-У9	Рассеивание без последствий при разрушении участка газопровода от узла запорной арматуры с	385,48	38,55	0,00	0,01	424,03

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

64-1А-35

Изм.	Лист	Лист	№ док.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

153

№ сценария аварии	Характеристика аварии	Ущерб, тыс. рублей				
		прямые потери организации, эксплуатирующей опасный производственный объект	расходы на локализацию (ликвидацию) и расследование аварии	социально-экономические потери, связанные с травмированием и гибелью людей	экологический ущерб	итого
	электроприводом до узла запорной арматуры с электроприводом в УОГ					
C1-ТВС-П-У10	Взрыв ТВС в помещении при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УОГ до узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ с учетом фильтра сепаратора	387,19	38,72	2290,99	0,01	2716,91
C1-ТВС-ВП-У10	Взрыв ТВС вне помещения при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УОГ до узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ с учетом фильтра сепаратора	387,19	38,72	459,60	0,01	885,52
C1-ФГ-У10	Факельное горение при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УОГ до узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ с учетом фильтра сепаратора	387,19	38,72	3203,19	0,01	3629,10
C1-БП-У10	Рассеивание без последствий при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УОГ до узла	387,19	38,72	0,00	0,01	425,92

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
64-1А-35		

Изм.	Лист	Лист	№ док.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

154

№ сценария аварии	Характеристика аварии	Ущерб, тыс. рублей				
		прямые потери организации, эксплуатирующей опасный производственный объект	расходы на локализацию (ликвидацию) и расследование аварии	социально-экономические потери, связанные с травмированием и гибелью людей	экологический ущерб	итого
	запорной арматуры с электроприводом в УКУГ с учетом фильтра сепаратора					
C1-ТВС-П-У11	Взрыв ТВС в помещении при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ до устройств редуцирования газа	384,60	38,46	3203,19	0,01	3626,25
C1-ФГ-У11	Факельное горение при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ до устройств редуцирования газа	384,60	38,46	2290,99	0,01	2714,05
C1-БП-У11	Рассеивание без последствий при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ до устройств редуцирования газа	384,60	38,46	0,00	0,01	423,06
C1-ТВС-П-У12	Взрыв ТВС в помещении при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ до устройств редуцирования газа АА851 до узла запорной арматуры с электроприводом перед котельной № 2	39,90	3,99	3203,19	0,00	3247,08
C1-ТВС-ВП-У12	Взрыв ТВС вне помещения при	39,90	3,99	0,00	0,00	43,89

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.
64-1А-35

Изм.	Лист	Лист	№ док.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

155

№ сценария аварии	Характеристика аварии	Ущерб, тыс. рублей				
		прямые потери организации, эксплуатирующей опасный производственный объект	расходы на локализацию (ликвидацию) и расследование аварии	социально-экономические потери, связанные с травмированием и гибелью людей	экологический ущерб	итого
	разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ до устройств редуцирования газа AA851 до узла запорной арматуры с электроприводом перед котельной № 2					
C1-ФГ-У12	Факельное горение при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ до устройств редуцирования газа AA851 до узла запорной арматуры с электроприводом перед котельной № 2	39,90	3,99	3203,19	0,00	3247,08
C1-БП-У12	Рассеивание без последствий при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ до устройств редуцирования газа AA851 до узла запорной арматуры с электроприводом перед котельной № 2	39,90	3,99	0,00	0,00	43,89
C1-ТВС-П-У13	Взрыв ТВС в помещении при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом перед котельной	54,19	5,42	3203,19	0,00	3262,80

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
64-1А-35		

Изм.	Лист	Лист	№ док.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

156

№ сценария аварии	Характеристика аварии	Ущерб, тыс. рублей				
		прямые потери организации, эксплуатирующей опасный производственный объект	расходы на локализацию (ликвидацию) и расследование аварии	социально-экономические потери, связанные с травмиранием и гибелью людей	экологический ущерб	итого
	№ 2 до ПЗК в котельной № 2					
C1-ТВС-ВП-У13	Взрыв ТВС вне помещения при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом перед котельной № 2 до ПЗК в котельной № 2	54,19	5,42	0,00	0,00	59,61
C1-ФГ-У13	Факельное горение при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом перед котельной № 2 до ПЗК в котельной № 2	54,19	5,42	459,60	0,00	519,21
C1-БП-У13	Рассеивание без последствий при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом перед котельной № 2 до ПЗК в котельной № 2	54,19	5,42	0,00	0,00	59,61
C1-ТВС-П-У14	Взрыв ТВС в помещении при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ до устройств редуцирования газа АА851 до узлов запорной арматуры с электроприводом перед блоками отключающей арматуры ГТУ	320,33	32,03	3203,19	0,00	3555,55
C1-ТВС-ВП-У14	Взрыв ТВС вне помещения при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с	320,33	32,03	459,60	0,00	811,97

Инв. № подл.	Взам. инв. №
64-1А-35	
Подп. и дата	

Изм.	Лист	Лист	№ док.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

157

№ сценария аварии	Характеристика аварии	Ущерб, тыс. рублей				
		прямые потери организации, эксплуатирующей опасный производственный объект	расходы на локализацию (ликвидацию) и расследование аварии	социально-экономические потери, связанные с травмиранием и гибелью людей	экологический ущерб	итого
	электроприводом в УКУГ до устройств редуцирования газа АА851 до узлов запорной арматуры с электроприводом перед блоками отключающей арматуры ГТУ					
С1-ФГ-У14	Факельное горение при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ до устройств редуцирования газа АА851 до узлов запорной арматуры с электроприводом перед блоками отключающей арматуры ГТУ	345,33	34,53	2290,99	0,00	2670,86
С1-БП-У14	Рассеивание без последствий при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ до устройств редуцирования газа АА851 до узлов запорной арматуры с электроприводом перед блоками отключающей арматуры ГТУ	345,33	34,53	0,00	0,00	379,87
С1-ТВС-П-У15	Взрыв ТВС в помещении при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 1	336,15	33,62	3203,19	0,00	3572,96
С1-ФГ-У15	Факельное горение при разрушении участка трубопроводов и	336,15	33,62	2290,99	0,00	2660,77

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

64-1А-35

Изм.	Лист	Лист	№ док.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

158

№ сценария аварии	Характеристика аварии	Ущерб, тыс. рублей				
		прямые потери организации, эксплуатирующей опасный производственный объект	расходы на локализацию (ликвидацию) и расследование аварии	социально-экономические потери, связанные с травмированием и гибелью людей	экологический ущерб	итого
	оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 1					
C1-БП-У15	Рассеивание без последствий при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 1	336,15	33,62	0,00	0,00	369,77
C1-ТВС-П-У16	Взрыв ТВС в помещении при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 2	336,15	33,62	3203,19	0,00	3572,96
C1-ФГ-У16	Факельное горение при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 2	336,15	33,62	2290,99	0,00	2660,77
C1-БП-У16	Рассеивание без последствий при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 2	336,15	33,62	0,00	0,00	369,77
C1-ТВС-П-У17	Взрыв ТВС в помещении при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 3	336,15	33,62	3203,19	0,00	3572,96
C1-ФГ-У17	Факельное горение при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 3	336,15	33,62	2290,99	0,00	2660,77

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.
64-1А-35

Изм.	Лист	Лист	№ док.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

159

№ сценария аварии	Характеристика аварии	Ущерб, тыс. рублей				
		прямые потери организации, эксплуатирующей опасный производственный объект	расходы на локализацию (ликвидацию) и расследование аварии	социально-экономические потери, связанные с травмированием и гибелью людей	экологический ущерб	итого
С1-БП-У17	Рассеивание без последствий при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 3	336,15	33,62	0,00	0,00	369,77
С1-ТВС-П-У18	Взрыв ТВС в помещении при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 4	336,15	33,62	3203,19	0,00	3572,96
С1-ФГ-У18	Факельное горение при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 4	336,15	33,62	2290,99	0,00	2660,77
С1-БП-У18	Рассеивание без последствий при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 4	336,15	33,62	0,00	0,00	369,77
С1-ТВС-П-У19	Взрыв ТВС в помещении при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 5	336,15	33,62	3203,19	0,00	3572,96
С1-ФГ-У19	Факельное горение при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 5	336,15	33,62	2290,99	0,00	2660,77
С1-БП-У19	Рассеивание без последствий при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока	336,15	33,62	0,00	0,00	369,77

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.
64-1А-35

Изм.	Лист	Лист	№ док.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

160

№ сценария аварии	Характеристика аварии	Ущерб, тыс. рублей				
		прямые потери организации, эксплуатирующей опасный производственный объект	расходы на локализацию (ликвидацию) и расследование аварии	социально-экономические потери, связанные с травмированием и гибелью людей	экологический ущерб	итого
	отключающей арматуры ГТУ № 5					
C1-ТВС-П-У20	Взрыв ТВС в помещении при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 6	336,15	33,62	3203,19	0,00	3572,96
C1-ФГ-У20	Факельное горение при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 6	336,15	33,62	2290,99	0,00	2660,77
C1-БП-У20	Рассеивание без последствий при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 6	336,15	33,62	0,00	0,00	369,77
C1-ТВС-П-У21	Взрыв ТВС в помещении при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 7	336,15	33,62	3203,19	0,00	3572,96
C1-ФГ-У21	Факельное горение при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 7	336,15	33,62	2290,99	0,00	2660,77
C1-БП-У21	Рассеивание без последствий при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 7	336,15	33,62	0,00	0,00	369,77
C1-ТВС-П-У22	Взрыв ТВС в помещении при	336,15	33,62	3203,19	0,00	3572,96

Инв. № подл.	64-1А-35
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Лист	Лист	№ док.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

161

№ сценария аварии	Характеристика аварии	Ущерб, тыс. рублей				
		прямые потери организации, эксплуатирующей опасный производственный объект	расходы на локализацию (ликвидацию) и расследование аварии	социально-экономические потери, связанные с травмированием и гибелью людей	экологический ущерб	итого
	разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 8					
C1-ФГ-У22	Факельное горение при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 8	336,15	33,62	2290,99	0,00	2660,77
C1-БП-У22	Рассеивание без последствий при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 8	336,15	33,62	0,00	0,00	369,77
C1-ТВС-П-У23	Взрыв ТВС в помещении при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 9	336,15	33,62	3203,19	0,00	3572,96
C1-ФГ-У23	Факельное горение при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 9	336,15	33,62	2290,99	0,00	2660,77
C1-БП-У23	Рассеивание без последствий при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 9	336,15	33,62	0,00	0,00	369,77
C1-ТВС-П-У24	Взрыв ТВС в помещении при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 10	336,15	33,62	3203,19	0,00	3572,96

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

64-1А-35

Изм.	Лист	Лист	№ док.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

162

№ сценария аварии	Характеристика аварии	Ущерб, тыс. рублей				
		прямые потери организации, эксплуатирующей опасный производственный объект	расходы на локализацию (ликвидацию) и расследование аварии	социально-экономические потери, связанные с травмиранием и гибелью людей	экологический ущерб	итого
С1-ФГ-У24	Факельное горение при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 10	336,15	33,62	2290,99	0,00	2660,77
С1-БП-У24	Рассеивание без последствий при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 10	336,15	33,62	0,00	0,00	369,77
С1-ТВС-П-У25	Взрыв ТВС в помещении при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 11	336,15	33,62	3203,19	0,00	3572,96
С1-ФГ-У25	Факельное горение при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 11	336,15	33,62	2290,99	0,00	2660,77
С1-БП-У25	Рассеивание без последствий при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 11	336,15	33,62	0,00	0,00	369,77
<i>Аварии с участием дизельного топлива</i>						
С2-ТВС-ВП-Р1	Взрыв ТВС вне помещения при разрушении РВС 10000 № 1	461880,00	46188,00	0,00	0,09	508068,09
С2-ПП-Р1	Пожар пролива при разрушении РВС 10000 № 1	461880,00	46188,00	919,20	0,09	508987,29
С2-БП-Р1	Пролив без воспламенения при	461880,00	46188,00	0,00	0,09	508068,09

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.
64-1А-35

Изм.	Лист	Лист	№ док.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

163

№ сценария аварии	Характеристика аварии	Ущерб, тыс. рублей				
		прямые потери организации, эксплуатирующей опасный производственный объект	расходы на локализацию (ликвидацию) и расследование аварии	социально-экономические потери, связанные с травмиранием и гибелью людей	экологический ущерб	итого
	разрушении РВС 10000 № 1					
C2-ТВС-ВП-Р2	Взрыв ТВС вне помещения при разрушении РВС 10000 № 2	461880,00	46188,00	0,00	0,09	508068,09
C2-ПП-Р2	Пожар пролива при разрушении РВС 10000 № 2	461880,00	46188,00	919,20	0,09	508987,29
C2-БП-Р2	Пролив без воспламенения при разрушении РВС 10000 № 2	461880,00	46188,00	0,00	0,09	508068,09
C2-ПП-У26	Пожар пролива при разрушении участка трубопроводов от узлов запорной арматуры с электроприводом на РВС 10000 до насосов дизельного	1612,74	161,27	1831,39	0,00	3605,40
C2-БП-У26	Пролив без воспламенения при разрушении участка трубопроводов от узлов запорной арматуры с электроприводом на РВС 10000 до насосов дизельного	1612,74	161,27	0,00	0,00	1774,01
C2-ПП-У27	Пожар пролива при разрушении участка трубопроводов от насосов до запорной арматуры с электроприводом в блоке подогрева жидкого топлива водогрейной котельных № 1, 2	1346,19	134,62	1831,39	0,00	3312,21
C2-БП-У27	Пролив без воспламенения при разрушении участка трубопроводов от насосов до запорной арматуры с	1346,19	134,62	0,00	0,00	1480,81

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

64-1А-35

Изм.	Лист	Лист	№ док.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

164

№ сценария аварии	Характеристика аварии	Ущерб, тыс. рублей				
		прямые потери организации, эксплуатирующей опасный производственный объект	расходы на локализацию (ликвидацию) и расследование аварии	социально-экономические потери, связанные с травмированием и гибелью людей	экологический ущерб	итого
	электроприводом в блоке подогрева жидкого топлива водогрейной котельных № 1, 2					
С2-ПП-П1	Пожар пролива при разрушении подогревателя жидкого топлива водогрейной котельной № 1	496,02	49,60	459,60	0,00	1005,22
С2-БП-П1	Пролив без воспламенения при разрушении подогревателя жидкого топлива водогрейной котельной № 1	496,02	49,60	0,00	0,00	545,62
С2-ПП-У28	Пожар пролива при разрушении участка трубопроводов от запорной арматуры с электроприводом после подогревателя жидкого топлива до насосов модуля перекачки жидкого топлива водогрейной котельной № 1	246,14	24,61	459,60	0,00	730,36
С2-БП-У28	Пролив без воспламенения при разрушении участка трубопроводов от запорной арматуры с электроприводом после подогревателя жидкого топлива до насосов модуля перекачки жидкого топлива водогрейной котельной № 1	246,14	24,61	0,00	0,00	270,76
С2-ПП-П2	Пожар пролива при разрушении подогревателя жидкого топлива водогрейной котельной № 2	496,02	49,60	459,60	0,00	1005,22
С2-БП-П2	Пролив без воспламенения при разрушении подогревателя жидкого	496,02	49,60	0,00	0,00	545,62

Инв. № подл.	64-1А-35
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Лист	Лист	№ док.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

165

№ сценария аварии	Характеристика аварии	Ущерб, тыс. рублей				
		прямые потери организации, эксплуатирующей опасный производственный объект	расходы на локализацию (ликвидацию) и расследование аварии	социально-экономические потери, связанные с травмированием и гибелью людей	экологический ущерб	итого
	топлива водогрейной котельной № 2					
C2-ПП-У29	Пожар пролива при разрушении участка трубопроводов от запорной арматуры с электроприводом после подогревателя жидкого топлива до насосов модуля перекачки жидкого топлива водогрейной котельной № 2	458,07	45,81	459,60	0,00	963,47
C2-БП-У29	Пролив без воспламенения при разрушении участка трубопроводов от запорной арматуры с электроприводом после подогревателя жидкого топлива до насосов модуля перекачки жидкого топлива водогрейной котельной № 2	458,07	45,81	0,00	0,00	503,87
C2-ПП-У30	Пожар пролива при разрушении участка трубопровода от насосов модулей перекачки жидкого топлива котельных № 1, 2 до модулей фильтрации жидкого топлива ГТУ	593,49	59,35	459,60	0,00	1112,44
C2-БП-У30	Пролив без воспламенения при разрушении участка трубопровода от насосов модулей перекачки жидкого топлива котельных № 1, 2 до модулей фильтрации жидкого топлива ГТУ	593,49	59,35	0,00	0,00	652,84
C2-ПП-У31	Пожар пролива при разрушении участка обратного трубопровода от	541,63	54,16	459,60	0,00	1055,40

Инд. № подл.	Взам. инв. №
64-1А-35	
Подп. и дата	

Изм.	Лист	Лист	№ док.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

166

№ сценария аварии	Характеристика аварии	Ущерб, тыс. рублей				
		прямые потери организации, эксплуатирующей опасный производственный объект	расходы на локализацию (ликвидацию) и расследование аварии	социально-экономические потери, связанные с травмированием и гибелью людей	экологический ущерб	итого
	модулей фильтрации жидкого топлива ГТУ до склада жидкого топлива					
С2-БП-У31	Пролив без воспламенения при разрушении участка обратного трубопровода от модулей фильтрации жидкого топлива ГТУ до склада жидкого топлива	541,63	54,16	0,00	0,00	595,80

Инд. № подл.	Взам. инв. №
64-1А-35	
Подп. и дата	

Изм.	Лист	Лист	№ док.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

167

2.3 Оценка риска аварий, включающая данные о вероятности аварий, показателях риска причинения вреда работникам декларируемых объектов и физическим лицам, ущерба имуществу и вреда окружающей природной среде

Для сценариев аварий условные вероятности реализации и деревья событий приведены в п. 2.2.3.

Вероятности разрушения сгруппированных участков трубопроводов приведены в таблице 24.

Таблица 24 – Вероятности разрушения сгруппированных участков трубопроводов

Наименование участка	Шифр участка	Базовые частотные показатели разгерметизации оборудования, год ⁻¹	Частотные показатели с учетом количества оборудования/длины трубопроводов, год ⁻¹	Суммарная частота разрушения участка, год ⁻¹
Участок газопровода от точки врезки до узла запорной арматуры с электроприводом	S00EKA01	1,00E-07	3,50E-06	4,20E-06
	S00EKA03	1,00E-07	7,00E-07	
Участок газопровода от узла запорной арматуры с электроприводом до узла запорной арматуры с электроприводом в УОГ	S00EKA01	1,00E-07	5,00E-07	7,19E-06
	S00EKA02	1,00E-07	5,00E-07	
	S21EKA10	1,00E-07	4,40E-06	
	E21EKA10	1,00E-07	2,50E-07	
	E21EKA11	1,00E-07	4,40E-07	
	E21EKA12	1,00E-07	1,10E-06	
Участок трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УОГ до узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ с учетом фильтра сепаратора	E21EKA11	1,00E-07	1,74E-06	1,47E-05
	E21EKA12	1,00E-07	2,14E-06	
	E21EKB11AT001	1,00E-05	1,00E-05	
	E21EKA20	1,00E-07	4,70E-07	
	E21EKU10	1,00E-07	1,00E-07	
	E21EKU12	1,00E-07	1,00E-07	
	E21EKU11	1,00E-07	1,00E-07	
Участок трубопровода от узла запорной арматуры с	E21EKU12	1,00E-07	1,10E-06	5,86E-06
	E21EKU11	1,00E-07	1,66E-06	

Инов. № подл.	64-1А-35
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2	Лист
							168

Наименование участка	Шифр участка	Базовые частотные показатели разгерметизации оборудования, год ⁻¹	Частотные показатели с учетом количества оборудования/длины трубопроводов, год ⁻¹	Суммарная частота разрушения участка, год ⁻¹
электроприводом в УКУГ до устройств редуцирования газа	E21EKG10	1,00E-07	4,00E-07	
	E31EKG20	3,00E-07	3,00E-07	
	E21EKG21	3,00E-07	1,20E-06	
	E21EKG22	3,00E-07	1,20E-06	
Участок трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ до устройств редуцирования газа AA851 до узла запорной арматуры с электроприводом перед котельной № 1	S00EKC10	3,00E-07	8,40E-05	8,70E-05
	E21EKD11	3,00E-07	1,50E-06	
	E21EKD12	3,00E-07	1,50E-06	
Участок трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом перед котельной № 1 до ПЗК в котельной № 1	H10EK10	3,00E-07	1,50E-06	3,50E-06
	H10EKC20	1,00E-07	2,00E-06	
Участок газопровода от точки врезки до узла запорной арматуры с электроприводом	S00EKA11	1,00E-07	3,50E-06	4,20E-06
	S00EKA03	1,00E-07	7,00E-07	
Участок газопровода от точки врезки до узла запорной арматуры с электроприводом	S00EKA12	1,00E-07	3,50E-06	4,20E-06
	S00EKA04	1,00E-07	7,00E-07	
Участок газопровода от узла запорной арматуры с электроприводом до узла запорной арматуры с электроприводом в УОГ	S00EKA11	1,00E-07	5,00E-07	1,00E-05
	S00EKA12	1,00E-07	5,00E-07	
	S00EKA20	1,00E-07	4,00E-07	
	E22EKA10	1,00E-07	6,50E-06	
	E22EKA11	1,00E-07	1,05E-06	
	E22EKA12	1,00E-07	1,06E-06	

Инов. № подл.	Взам. инв. №
64-1А-35	
Подп. и дата	

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

169

Наименование участка	Шифр участка	Базовые частотные показатели разгерметизации оборудования, год ⁻¹	Частотные показатели с учетом количества оборудования/длины трубопроводов, год ⁻¹	Суммарная частота разрушения участка, год ⁻¹
Участок трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УОГ до узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ с учетом фильтра сепаратора	E22EKA11	1,00E-07	6,50E-07	1,39E-05
	E22EKA12	1,00E-07	1,07E-06	
	E22EKB11AT001	1,00E-05	1,00E-05	
	E22EKA20	1,00E-07	1,00E-06	
	E22EKU10	1,00E-07	3,50E-07	
	E22EKU12	1,00E-07	4,00E-07	
	E22EKU11	1,00E-07	4,00E-07	
Участок трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ до устройств редуцирования газа	E22EKU12	1,00E-07	1,10E-06	5,96E-06
	E22EKU11	1,00E-07	1,66E-06	
	E22EKG10	1,00E-07	5,00E-07	
	E22EKG20	3,00E-07	3,00E-07	
	E22EKG21	3,00E-07	1,20E-06	
	E22EKG22	3,00E-07	1,20E-06	
Участок трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ до устройств редуцирования газа AA851 до узла запорной арматуры с электроприводом перед котельной № 2	E22EKD11	3,00E-07	1,80E-06	7,23E-05
	E22EKD12	3,00E-07	1,50E-06	
	S00EKC20	3,00E-07	6,90E-05	
Участок трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом перед котельной № 2 до ПЗК в котельной № 2	H10EK10	3,00E-07	1,50E-06	3,50E-06
	H10EKC20	1,00E-07	2,00E-06	
Участок трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ до устройств	S00EKG10	1,00E-07	2,20E-05	8,10E-05
	S00EKG30	1,00E-07	3,70E-05	
	S00EKG11	1,00E-07	2,00E-06	

Инов. № подл.	Взам. инв. №
64-1А-35	
Подп. и дата	

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

170

Наименование участка	Шифр участка	Базовые частотные показатели разгерметизации оборудования, год ⁻¹	Частотные показатели с учетом количества оборудования/длины трубопроводов, год ⁻¹	Суммарная частота разрушения участка, год ⁻¹
редуцирования газа АА851 до узлов запорной арматуры с электроприводом перед блоками отключающей арматуры ГТУ	S00EKG12	1,00E-07	2,00E-06	
	S00EKG13	1,00E-07	2,00E-06	
	S00EKG14	1,00E-07	2,00E-06	
	S00EKG15	1,00E-07	2,00E-06	
	S00EKG21	1,00E-07	2,00E-06	
	S00EKG22	1,00E-07	2,00E-06	
	S00EKG23	1,00E-07	2,00E-06	
	S00EKG24	1,00E-07	2,00E-06	
	S00EKG25	1,00E-07	2,00E-06	
S00EKG26	1,00E-07	2,00E-06		
Трубопроводы и оборудование блока отключающей арматуры ГТУ № 1	M01EKG11	1,00E-07	3,00E-06	3,00E-06
Трубопроводы и оборудование блока отключающей арматуры ГТУ № 2	M02EKG11	1,00E-07	3,00E-06	3,00E-06
Трубопроводы и оборудование блока отключающей арматуры ГТУ № 3	M03EKG11	1,00E-07	3,00E-06	3,00E-06
Трубопроводы и оборудование блока отключающей арматуры ГТУ № 4	M04EKG11	1,00E-07	3,00E-06	3,00E-06
Трубопроводы и оборудование блока отключающей арматуры ГТУ № 5	M05EKG11	1,00E-07	3,00E-06	3,00E-06
Трубопроводы и оборудование блока отключающей арматуры ГТУ № 6	M06EKG11	1,00E-07	3,00E-06	3,00E-06
Трубопроводы и оборудование блока отключающей арматуры ГТУ № 7	M07EKG11	1,00E-07	3,00E-06	3,00E-06

Инов. № подл.	64-1А-35
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

171

Наименование участка	Шифр участка	Базовые частотные показатели разгерметизации оборудования, год ⁻¹	Частотные показатели с учетом количества оборудования/длины трубопроводов, год ⁻¹	Суммарная частота разрушения участка, год ⁻¹
Трубопроводы и оборудование блока отключающей арматуры ГТУ № 8	M08EKG11	1,00E-07	3,00E-06	3,00E-06
Трубопроводы и оборудование блока отключающей арматуры ГТУ № 9	M09EKG11	1,00E-07	3,00E-06	3,00E-06
Трубопроводы и оборудование блока отключающей арматуры ГТУ № 10	M10EKG11	1,00E-07	3,00E-06	3,00E-06
Трубопроводы и оборудование блока отключающей арматуры ГТУ № 11	M11EKG11	1,00E-07	3,00E-06	3,00E-06
PBC 10000 № 1	E31EGB10BB001	1,00E-05	1,00E-05	1,00E-05
PBC 10000 № 2	E31EGB10BB002	1,00E-05	1,00E-05	1,00E-05
Участок трубопроводов от узлов запорной арматуры с электроприводом на PBC 10000 до насосов дизельного топлива	E31EGD21	1,00E-07	1,50E-06	3,15E-05
	E31EGD22	1,00E-07	1,50E-06	
	E31EGD23	1,00E-07	1,50E-06	
	E31EGD20	1,00E-07	2,70E-05	
Участок трубопроводов от насосов до запорной арматуры с электроприводом в блоке подогрева жидкого топлива водогрейной котельных № 1, 2	E32EGC21AP001	1,00E-06	1,00E-06	5,00E-05
	E32EGC22AP001	1,00E-06	1,00E-06	
	E32EGD40	1,00E-07	1,00E-06	
	S00EGD50	1,00E-07	8,00E-06	
	S00EGD70	1,00E-07	3,00E-05	
	S00EGD60	1,00E-07	9,00E-06	
Подогреватель жидкого топлива водогрейной котельной № 1	E35EGD61AC001	1,00E-06	1,00E-06	2,00E-06
	E35EGD62AC001	1,00E-06	1,00E-06	
Участок трубопроводов от запорной арматуры с электроприводом	E65EGD60	1,00E-07	1,00E-06	1,50E-06
	E35EGD61	1,00E-07	5,00E-07	

Инов. № подл.	Взам. инв. №
64-1А-35	
Подп. и дата	

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

172

Наименование участка	Шифр участка	Базовые частотные показатели разгерметизации оборудования, год ⁻¹	Частотные показатели с учетом количества оборудования/длины трубопроводов, год ⁻¹	Суммарная частота разрушения участка, год ⁻¹
после подогревателя жидкого топлива до насосов модуля перекачки жидкого топлива водогрейной котельной № 1				
Подогреватель жидкого топлива водогрейной котельной № 2	E38EGD71AC001	1,00E-06	1,00E-06	1,00E-06
Участок трубопроводов от запорной арматуры с электроприводом после подогревателя жидкого топлива до насосов модуля перекачки жидкого топлива водогрейной котельной № 2	E38EGD72AC001	1,00E-07	1,50E-06	1,50E-06
Участок трубопровода от насосов модулей перекачки жидкого топлива котельных № 1, 2 до модулей фильтрации жидкого топлива ГТУ	S00EGD60	3,00E-07	2,15E-04	3,47E-04
	M01EGD60	3,00E-07	1,20E-05	
	M02EGD60	3,00E-07	1,20E-05	
	M03EGD60	3,00E-07	1,20E-05	
	M04EGD60	3,00E-07	1,20E-05	
	M05EGD60	3,00E-07	1,20E-05	
	M06EGD70	3,00E-07	1,20E-05	
	M07EGD70	3,00E-07	1,20E-05	
	M08EGD70	3,00E-07	1,20E-05	
	M09EGD70	3,00E-07	1,20E-05	
	M10EGD70	3,00E-07	1,20E-05	
Участок обратного трубопровода от модулей фильтрации	S00EGD90	3,00E-07	1,77E-04	3,42E-04
	S00EGD90	3,00E-07	1,20E-04	

Инов. № подл.	Взам. инв. №				
64-1А-35					
Подп. и дата					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

173

Наименование участка	Шифр участка	Базовые частотные показатели разгерметизации оборудования, год ⁻¹	Частотные показатели с учетом количества оборудования/длины трубопроводов, год ⁻¹	Суммарная частота разрушения участка, год ⁻¹
жидкого топлива ГТУ до склада жидкого топлива	S00EGD91	1,00E-06	1,50E-05	
	S00EGD92	1,00E-06	1,50E-05	
	S00EGD93	1,00E-06	1,50E-05	

Вероятности реализации возможных аварий на декларируемых объектах приведены в таблице 25.

Инва. № подл.	Взам. инв. №
64-1А-35	
Подп. и дата	

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

174

Таблица 25 – Вероятности реализации возможных аварий на декларируемых объектах

Наименование участка	Номер сценария	Опасное вещество	Описание сценария аварии	Суммарная частота разрушения участка, год ⁻¹	Условная вероятность	Частота реализации сценария аварии, год ⁻¹
Аварии с участием ПНГ						
Участок газопровода от точки врезки до узла запорной арматуры с электроприводом	C1-TBC-BП-У1	ПНГ	Взрыв ТВС вне помещения при разрушении участка газопровода от точки врезки до узла запорной арматуры с электроприводом	4,20E-06	0,04	1,68E-07
	C1-ФГ-У1	ПНГ	Факельное горение при разрушении участка газопровода от точки врезки до узла запорной арматуры с электроприводом	4,20E-06	0,2	8,40E-07
	C1-БП-У1	ПНГ	Рассеивание без последствий при разрушении участка газопровода от точки врезки до узла запорной арматуры с электроприводом	4,20E-06	0,76	3,19E-06
Участок газопровода от узла запорной арматуры с электроприводом до узла запорной арматуры с электроприводом в УОГ	C1-TBC-BП-У2	ПНГ	Взрыв ТВС вне помещения при разрушении участка газопровода от узла запорной арматуры с электроприводом до узла запорной арматуры с электроприводом в УОГ	7,19E-06	0,04	2,88E-07
	C1-ФГ-У2	ПНГ	Факельное горение при разрушении участка газопровода от узла запорной арматуры с электроприводом до узла запорной арматуры с электроприводом в УОГ	7,19E-06	0,2	1,44E-06
	C1-БП-У2	ПНГ	Рассеивание без последствий при разрушении участка газопровода от узла запорной арматуры с электроприводом до узла запорной арматуры с электроприводом в УОГ	7,19E-06	0,76	5,46E-06
Участок трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УОГ до узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ с учетом фильтра сепаратора	C1-TBC-П-У3	ПНГ	Взрыв ТВС в помещении при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УОГ до узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ с учетом фильтра сепаратора	1,47E-05	0,04	5,88E-07
	C1-TBC-BП-У3	ПНГ	Взрыв ТВС вне помещения при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УОГ до узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ с учетом фильтра сепаратора	1,47E-05	0,04	5,88E-07
	C1-ФГ-У3	ПНГ	Факельное горение при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УОГ до узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ с учетом фильтра сепаратора	1,47E-05	0,2	2,94E-06
	C1-БП-У3	ПНГ	Рассеивание без последствий при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УОГ до узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ с учетом фильтра сепаратора	1,47E-05	0,76	1,12E-05
Участок трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ до устройств редуцирования газа	C1-TBC-П-У4	ПНГ	Взрыв ТВС в помещении при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ до устройств редуцирования газа	5,86E-06	0,04	2,34E-07
	C1-ФГ-У4	ПНГ	Факельное горение при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ до устройств редуцирования газа	5,86E-06	0,2	1,17E-06
	C1-БП-У4	ПНГ	Рассеивание без последствий при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ до устройств редуцирования газа	5,86E-06	0,76	4,45E-06

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.
64-1А-35

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

17

Наименование участка	Номер сценария	Опасное вещество	Описание сценария аварии	Суммарная частота разрушения участка, год ⁻¹	Условная вероятность	Частота реализации сценария аварии, год ⁻¹
Участок трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ до устройств редуцирования газа AA851 до узла запорной арматуры с электроприводом перед котельной № 1	C1-TBC-П-У5	ПНГ	Взрыв ТВС в помещении при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ до устройств редуцирования газа AA851 до узла запорной арматуры с электроприводом перед котельной № 1	8,70E-05	0,04	3,48E-06
	C1-TBC-ВП-У5	ПНГ	Взрыв ТВС вне помещения при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ до устройств редуцирования газа AA851 до узла запорной арматуры с электроприводом перед котельной № 1	8,70E-05	0,04	3,48E-06
	C1-ФГ-У5	ПНГ	Факельное горение при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ до устройств редуцирования газа AA851 до узла запорной арматуры с электроприводом перед котельной № 1	8,70E-05	0,2	1,74E-05
	C1-БП-У5	ПНГ	Рассеивание без последствий при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ до устройств редуцирования газа AA851 до узла запорной арматуры с электроприводом перед котельной № 1	8,70E-05	0,76	6,61E-05
Участок трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом перед котельной № 1 до ПЗК в котельной № 1	C1-TBC-П-У6	ПНГ	Взрыв ТВС в помещении при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом перед котельной № 1 до ПЗК в котельной № 1	3,50E-06	0,04	1,40E-07
	C1-TBC-ВП-У6	ПНГ	Взрыв ТВС вне помещения при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом перед котельной № 1 до ПЗК в котельной № 1	3,50E-06	0,04	1,40E-07
	C1-ФГ-У6	ПНГ	Факельное горение при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом перед котельной № 1 до ПЗК в котельной № 1	3,50E-06	0,2	7,00E-07
	C1-БП-У6	ПНГ	Рассеивание без последствий при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом перед котельной № 1 до ПЗК в котельной № 1	3,50E-06	0,76	2,66E-06
Участок газопровода от точки врезки до узла запорной арматуры с электроприводом	C1-TBC-ВП-У7	ПНГ	Взрыв ТВС вне помещения при разрушении участка газопровода от точки врезки до узла запорной арматуры с электроприводом	4,20E-06	0,04	1,68E-07
	C1-ФГ-У7	ПНГ	Факельное горение при разрушении участка газопровода от точки врезки до узла запорной арматуры с электроприводом	4,20E-06	0,2	8,40E-07
	C1-БП-У7	ПНГ	Рассеивание без последствий при разрушении участка газопровода от точки врезки до узла запорной арматуры с электроприводом	4,20E-06	0,76	3,19E-06
Участок газопровода от точки врезки до узла запорной арматуры с электроприводом	C1-TBC-ВП-У8	ПНГ	Взрыв ТВС вне помещения при разрушении участка газопровода от точки врезки до узла запорной арматуры с электроприводом	4,20E-06	0,04	1,68E-07
	C1-ФГ-У8	ПНГ	Факельное горение при разрушении участка газопровода от точки врезки до узла запорной арматуры с электроприводом	4,20E-06	0,2	8,40E-07
	C1-БП-У8	ПНГ	Рассеивание без последствий при разрушении участка газопровода от точки врезки до узла запорной арматуры с электроприводом	4,20E-06	0,76	3,19E-06
Участок газопровода от узла запорной арматуры с электроприводом до узла запорной	C1-TBC-ВП-У9	ПНГ	Взрыв ТВС вне помещения при разрушении участка газопровода от узла запорной арматуры с электроприводом до узла запорной арматуры с электроприводом в УОГ	1,00E-05	0,04	4,00E-07

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

64-1А-35

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

17

Наименование участка	Номер сценария	Опасное вещество	Описание сценария аварии	Суммарная частота разрушения участка, год ⁻¹	Условная вероятность	Частота реализации сценария аварии, год ⁻¹
арматуры с электроприводом в УОГ	C1-ФГ-У9	ПНГ	Факельное горение при разрушении участка газопровода от узла запорной арматуры с электроприводом до узла запорной арматуры с электроприводом в УОГ	1,00E-05	0,2	2,00E-06
	C1-БП-У9	ПНГ	Рассеивание без последствий при разрушении участка газопровода от узла запорной арматуры с электроприводом до узла запорной арматуры с электроприводом в УОГ	1,00E-05	0,76	7,60E-06
Участок трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УОГ до узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ с учетом фильтра сепаратора	C1-ТВС-П-У10	ПНГ	Взрыв ТВС в помещении при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УОГ до узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ с учетом фильтра сепаратора	1,39E-05	0,04	5,56E-07
	C1-ТВС-ВП-У10	ПНГ	Взрыв ТВС вне помещения при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УОГ до узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ с учетом фильтра сепаратора	1,39E-05	0,04	5,56E-07
	C1-ФГ-У10	ПНГ	Факельное горение при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УОГ до узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ с учетом фильтра сепаратора	1,39E-05	0,2	2,78E-06
	C1-БП-У10	ПНГ	Рассеивание без последствий при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УОГ до узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ с учетом фильтра сепаратора	1,39E-05	0,76	1,06E-05
Участок трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ до устройств редуцирования газа	C1-ТВС-П-У11	ПНГ	Взрыв ТВС в помещении при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ до устройств редуцирования газа	5,96E-06	0,04	2,38E-07
	C1-ФГ-У11	ПНГ	Факельное горение при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ до устройств редуцирования газа	5,96E-06	0,2	1,19E-06
	C1-БП-У11	ПНГ	Рассеивание без последствий при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ до устройств редуцирования газа	5,96E-06	0,76	4,53E-06
Участок трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ до устройств редуцирования газа АА851 до узла запорной арматуры с электроприводом перед котельной № 2	C1-ТВС-П-У12	ПНГ	Взрыв ТВС в помещении при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ до устройств редуцирования газа АА851 до узла запорной арматуры с электроприводом перед котельной № 2	7,23E-05	0,04	2,89E-06
	C1-ТВС-ВП-У12	ПНГ	Взрыв ТВС вне помещения при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ до устройств редуцирования газа АА851 до узла запорной арматуры с электроприводом перед котельной № 2	7,23E-05	0,04	2,89E-06
	C1-ФГ-У12	ПНГ	Факельное горение при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ до устройств редуцирования газа АА851 до узла запорной арматуры с электроприводом перед котельной № 2	7,23E-05	0,2	1,45E-05

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

64-1А-35

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

17

Наименование участка	Номер сценария	Опасное вещество	Описание сценария аварии	Суммарная частота разрушения участка, год ⁻¹	Условная вероятность	Частота реализации сценария аварии, год ⁻¹
	С1-БП-У12	ПНГ	Рассеивание без последствий при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ до устройств редуцирования газа АА851 до узла запорной арматуры с электроприводом перед котельной № 2	7,23E-05	0,76	5,49E-05
Участок трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом перед котельной № 2 до ПЗК в котельной № 2	С1-ТВС-П-У13	ПНГ	Взрыв ТВС в помещении при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом перед котельной № 2 до ПЗК в котельной № 2	3,50E-06	0,04	1,40E-07
	С1-ТВС-ВП-У13	ПНГ	Взрыв ТВС вне помещения при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом перед котельной № 2 до ПЗК в котельной № 2	3,50E-06	0,04	1,40E-07
	С1-ФГ-У13	ПНГ	Факельное горение при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом перед котельной № 2 до ПЗК в котельной № 2	3,50E-06	0,2	7,00E-07
	С1-БП-У13	ПНГ	Рассеивание без последствий при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом перед котельной № 2 до ПЗК в котельной № 2	3,50E-06	0,76	2,66E-06
Участок трубопровода от устройств редуцирования газа АА851 до узлов запорной арматуры с электроприводом перед блоками отключающей арматуры ГТУ	С1-ТВС-П-У14	ПНГ	Взрыв ТВС в помещении при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ до устройств редуцирования газа АА851 до узлов запорной арматуры с электроприводом перед блоками отключающей арматуры ГТУ	8,10E-05	0,04	3,24E-06
	С1-ТВС-ВП-У14	ПНГ	Взрыв ТВС вне помещения при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ до устройств редуцирования газа АА851 до узлов запорной арматуры с электроприводом перед блоками отключающей арматуры ГТУ	8,10E-05	0,04	3,24E-06
	С1-ФГ-У14	ПНГ	Факельное горение при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ до устройств редуцирования газа АА851 до узлов запорной арматуры с электроприводом перед блоками отключающей арматуры ГТУ	8,10E-05	0,2	1,62E-05
	С1-БП-У14	ПНГ	Рассеивание без последствий при разрушении участка трубопровода от узла запорной арматуры с электроприводом в УКУГ до устройств редуцирования газа АА851 до узлов запорной арматуры с электроприводом перед блоками отключающей арматуры ГТУ	8,10E-05	0,76	6,16E-05
Трубопроводы и оборудование блока отключающей арматуры ГТУ № 1	С1-ТВС-П-У15	ПНГ	Взрыв ТВС в помещении при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 1	3,00E-06	0,04	1,20E-07
	С1-ФГ-У15	ПНГ	Факельное горение при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 1	3,00E-06	0,2	6,00E-07
	С1-БП-У15	ПНГ	Рассеивание без последствий при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 1	3,00E-06	0,76	2,28E-06
Трубопроводы и оборудование блока отключающей арматуры ГТУ № 2	С1-ТВС-П-У16	ПНГ	Взрыв ТВС в помещении при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 2	3,00E-06	0,04	1,20E-07
	С1-ФГ-У16	ПНГ	Факельное горение при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 2	3,00E-06	0,2	6,00E-07

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

64-1А-35

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

17

Наименование участка	Номер сценария	Опасное вещество	Описание сценария аварии	Суммарная частота разрушения участка, год ⁻¹	Условная вероятность	Частота реализации сценария аварии, год ⁻¹
	С1-БП-У16	ПНГ	Рассеивание без последствий при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 2	3,00E-06	0,76	2,28E-06
Трубопроводы и оборудование блока отключающей арматуры ГТУ № 3	С1-ТВС-П-У17	ПНГ	Взрыв ТВС в помещении при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 3	3,00E-06	0,04	1,20E-07
	С1-ФГ-У17	ПНГ	Факельное горение при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 3	3,00E-06	0,2	6,00E-07
	С1-БП-У17	ПНГ	Рассеивание без последствий при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 3	3,00E-06	0,76	2,28E-06
Трубопроводы и оборудование блока отключающей арматуры ГТУ № 4	С1-ТВС-П-У18	ПНГ	Взрыв ТВС в помещении при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 4	3,00E-06	0,04	1,20E-07
	С1-ФГ-У18	ПНГ	Факельное горение при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 4	3,00E-06	0,2	6,00E-07
	С1-БП-У18	ПНГ	Рассеивание без последствий при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 4	3,00E-06	0,76	2,28E-06
Трубопроводы и оборудование блока отключающей арматуры ГТУ № 5	С1-ТВС-П-У19	ПНГ	Взрыв ТВС в помещении при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 5	3,00E-06	0,04	1,20E-07
	С1-ФГ-У19	ПНГ	Факельное горение при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 5	3,00E-06	0,2	6,00E-07
	С1-БП-У19	ПНГ	Рассеивание без последствий при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 5	3,00E-06	0,76	2,28E-06
Трубопроводы и оборудование блока отключающей арматуры ГТУ № 6	С1-ТВС-П-У20	ПНГ	Взрыв ТВС в помещении при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 6	3,00E-06	0,04	1,20E-07
	С1-ФГ-У20	ПНГ	Факельное горение при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 6	3,00E-06	0,2	6,00E-07
	С1-БП-У20	ПНГ	Рассеивание без последствий при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 6	3,00E-06	0,76	2,28E-06
Трубопроводы и оборудование блока отключающей арматуры ГТУ № 7	С1-ТВС-П-У21	ПНГ	Взрыв ТВС в помещении при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 7	3,00E-06	0,04	1,20E-07
	С1-ФГ-У21	ПНГ	Факельное горение при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 7	3,00E-06	0,2	6,00E-07
	С1-БП-У21	ПНГ	Рассеивание без последствий при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 7	3,00E-06	0,76	2,28E-06
Трубопроводы и оборудование блока отключающей арматуры ГТУ № 8	С1-ТВС-П-У22	ПНГ	Взрыв ТВС в помещении при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 8	3,00E-06	0,04	1,20E-07
	С1-ФГ-У22	ПНГ	Факельное горение при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 8	3,00E-06	0,2	6,00E-07

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

64-1А-35

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

17

Наименование участка	Номер сценария	Опасное вещество	Описание сценария аварии	Суммарная частота разрушения участка, год ⁻¹	Условная вероятность	Частота реализации сценария аварии, год ⁻¹
	С1-БП-У22	ПНГ	Рассеивание без последствий при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 8	3,00E-06	0,76	2,28E-06
Трубопроводы и оборудование блока отключающей арматуры ГТУ № 9	С1-ТВС-П-У23	ПНГ	Взрыв ТВС в помещении при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 9	3,00E-06	0,04	1,20E-07
	С1-ФГ-У23	ПНГ	Факельное горение при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 9	3,00E-06	0,2	6,00E-07
	С1-БП-У23	ПНГ	Рассеивание без последствий при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 9	3,00E-06	0,76	2,28E-06
Трубопроводы и оборудование блока отключающей арматуры ГТУ № 10	С1-ТВС-П-У24	ПНГ	Взрыв ТВС в помещении при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 10	3,00E-06	0,04	1,20E-07
	С1-ФГ-У24	ПНГ	Факельное горение при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 10	3,00E-06	0,2	6,00E-07
	С1-БП-У24	ПНГ	Рассеивание без последствий при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 10	3,00E-06	0,76	2,28E-06
Трубопроводы и оборудование блока отключающей арматуры ГТУ № 11	С1-ТВС-П-У25	ПНГ	Взрыв ТВС в помещении при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 11	3,00E-06	0,04	1,20E-07
	С1-ФГ-У25	ПНГ	Факельное горение при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 11	3,00E-06	0,2	6,00E-07
	С1-БП-У25	ПНГ	Рассеивание без последствий при разрушении участка трубопроводов и оборудования блока отключающей арматуры ГТУ № 11	3,00E-06	0,76	2,28E-06
Аварии с участием дизельного топлива						
РВС 10000 № 1	С2-ТВС-ВП-Р1	Дизельное топливо	Взрыв ТВС вне помещения при разрушении РВС 10000 № 1	1,00E-05	0,005795	5,80E-08
	С2-ПП-Р1	Дизельное топливо	Пожар пролива при разрушении РВС 10000 № 1	1,00E-05	0,102155	1,02E-06
	С2-БП-Р1	Дизельное топливо	Пролив без воспламенения при разрушении РВС 10000 № 1	1,00E-05	0,89205	8,92E-06
РВС 10000 № 2	С2-ТВС-ВП-Р2	Дизельное топливо	Взрыв ТВС вне помещения при разрушении РВС 10000 № 2	1,00E-05	0,005795	5,80E-08
	С2-ПП-Р2	Дизельное топливо	Пожар пролива при разрушении РВС 10000 № 2	1,00E-05	0,102155	1,02E-06
	С2-БП-Р2	Дизельное топливо	Пролив без воспламенения при разрушении РВС 10000 № 2	1,00E-05	0,89205	8,92E-06
Участок трубопроводов от узлов запорной арматуры с электроприводом на РВС 10000 до	С2-ПП-У26	Дизельное топливо	Пожар пролива при разрушении участка трубопроводов от узлов запорной арматуры с электроприводом на РВС 10000 до насосов дизельного	3,15E-05	0,111	3,50E-06

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

64-1А-35

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

18

Наименование участка	Номер сценария	Опасное вещество	Описание сценария аварии	Суммарная частота разрушения участка, год ⁻¹	Условная вероятность	Частота реализации сценария аварии, год ⁻¹
насосов дизельного топлива	C2-БП-У26	Дизельное топливо	Пролив без воспламенения при разрушении участка трубопроводов от узлов запорной арматуры с электроприводом на РВС 10000 до насосов дизельного	3,15E-05	0,889	2,80E-05
Участок трубопроводов от насосов до запорной арматуры с электроприводом в блоке подогрева жидкого топлива водогрейной котельных № 1, 2	C2-ПП-У27	Дизельное топливо	Пожар пролива при разрушении участка трубопроводов от насосов до запорной арматуры с электроприводом в блоке подогрева жидкого топлива водогрейной котельных № 1, 2	5,00E-05	0,111	5,55E-06
	C2-БП-У27	Дизельное топливо	Пролив без воспламенения при разрушении участка трубопроводов от насосов до запорной арматуры с электроприводом в блоке подогрева жидкого топлива водогрейной котельных № 1, 2	5,00E-05	0,889	4,45E-05
Подогреватель жидкого топлива водогрейной котельной № 1	C2-ПП-П1	Дизельное топливо	Пожар пролива при разрушении подогревателя жидкого топлива водогрейной котельной № 1	2,00E-06	0,111	2,22E-07
	C2-БП-П1	Дизельное топливо	Пролив без воспламенения при разрушении подогревателя жидкого топлива водогрейной котельной № 1	2,00E-06	0,889	1,78E-06
Участок трубопроводов от запорной арматуры с электроприводом после подогревателя жидкого топлива до насосов модуля перекачки жидкого топлива водогрейной котельной № 1	C2-ПП-У28	Дизельное топливо	Пожар пролива при разрушении участка трубопроводов от запорной арматуры с электроприводом после подогревателя жидкого топлива до насосов модуля перекачки жидкого топлива водогрейной котельной № 1	1,50E-06	0,111	1,67E-07
	C2-БП-У28	Дизельное топливо	Пролив без воспламенения при разрушении участка трубопроводов от запорной арматуры с электроприводом после подогревателя жидкого топлива до насосов модуля перекачки жидкого топлива водогрейной котельной № 1	1,50E-06	0,889	1,33E-06
Подогреватель жидкого топлива водогрейной котельной № 2	C2-ПП-П2	Дизельное топливо	Пожар пролива при разрушении подогревателя жидкого топлива водогрейной котельной № 2	1,00E-06	0,111	1,11E-07
	C2-БП-П2	Дизельное топливо	Пролив без воспламенения при разрушении подогревателя жидкого топлива водогрейной котельной № 2	1,00E-06	0,889	8,89E-07
Участок трубопроводов от запорной арматуры с электроприводом после подогревателя жидкого топлива до насосов модуля перекачки жидкого топлива водогрейной котельной № 2	C2-ПП-У29	Дизельное топливо	Пожар пролива при разрушении участка трубопроводов от запорной арматуры с электроприводом после подогревателя жидкого топлива до насосов модуля перекачки жидкого топлива водогрейной котельной № 2	1,50E-06	0,111	1,67E-07
	C2-БП-У29	Дизельное топливо	Пролив без воспламенения при разрушении участка трубопроводов от запорной арматуры с электроприводом после подогревателя жидкого топлива до насосов модуля перекачки жидкого топлива водогрейной котельной № 2	1,50E-06	0,889	1,33E-06
Участок трубопровода от насосов модулей перекачки жидкого топлива котельных № 1, 2 до модулей фильтрации жидкого топлива ГТУ	C2-ПП-У30	Дизельное топливо	Пожар пролива при разрушении участка трубопровода от насосов модулей перекачки жидкого топлива котельных № 1, 2 до модулей фильтрации жидкого топлива ГТУ	3,47E-04	0,111	3,85E-05
	C2-БП-У30	Дизельное топливо	Пролив без воспламенения при разрушении участка трубопровода от насосов модулей перекачки жидкого топлива котельных № 1, 2 до модулей фильтрации жидкого топлива ГТУ	3,47E-04	0,889	3,08E-04
Участок обратного трубопровода от модулей фильтрации жидкого топлива ГТУ до склада жидкого	C2-ПП-У31	Дизельное топливо	Пожар пролива при разрушении участка обратного трубопровода от модулей фильтрации жидкого топлива ГТУ до склада жидкого	3,42E-04	0,111	3,80E-05

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

64-1А-35

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

18

Наименование участка	Номер сценария	Опасное вещество	Описание сценария аварии	Суммарная частота разрушения участка, год ⁻¹	Условная вероятность	Частота реализации сценария аварии, год ⁻¹
топлива	C2-БП-У31	Дизельное топливо	Пролив без воспламенения при разрушении участка обратного трубопровода от модулей фильтрации жидкого топлива ГТУ до склада жидкого топлива	3,42E-04	0,889	3,04E-04

Инд. № подл.	Взам. инв. №
64-1А-35	
Подп. и дата	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист
18

Значение коллективного риска для площадки размещения декларируемых объектов (Иркинской ГРЭС) составляет $1,03E-04 \text{ год}^{-1}$.

Социальный риск

Социальный риск является интегральной величиной.

Функция распределения числа погибших при авариях на декларируемых объектах (диаграмма F/N-кривая гибели) приведена на рисунке 14.

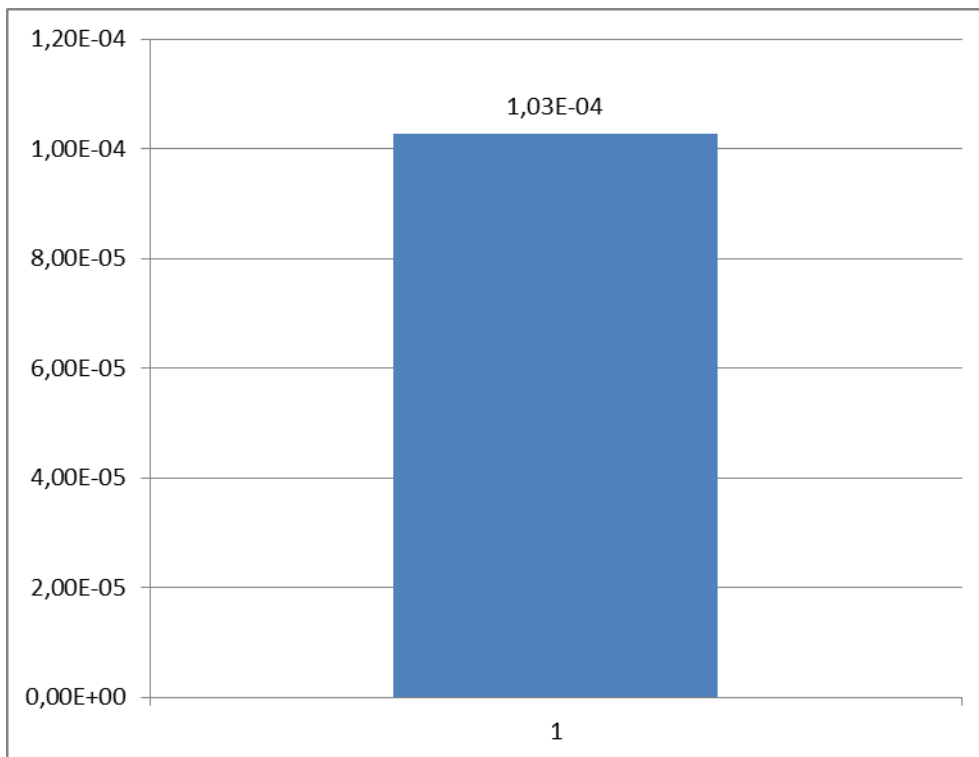


Рисунок 14 – Функция распределения числа погибших при авариях на декларируемых объектах (диаграмма F/N-кривая гибели)

Населенные пункты, иные физические лица, работники соседних предприятий находятся вне зон действия поражающих факторов вероятных аварий на декларируемых объектах и потенциальный риск смертельного поражения для сторонних объектов, населенных пунктов и мест скопления людей не превышает $1,00E-08 \text{ год}^{-1}$.

По результатам проведенного анализа риска, в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 21.05.2007 № 304 «О классификации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера», все рассмотренные ЧС относятся к локальным, так как в результате указанных ЧС могут пострадать не более 10 человек и зоны ЧС не выйдут за пределы территории декларируемых объектов.

Инва. № подл.	Взам. инв. №
64-1А-35	
Подп. и дата	

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

184

Раздел 3 «Выводы и предложения»

3.1 Перечень составляющих (производственных участков) декларируемых объектов с указанием расчетных показателей риска аварий

Опасность декларируемых объектов определяется возможностью возникновения и развития аварий с наиболее тяжелыми последствиями для персонала, населения и имущества эксплуатирующей организации.

В результате проведенного анализа риска определены наиболее вероятные и наиболее опасные сценарии развития аварий на декларируемых объектах.

Сведения о наиболее опасной и наиболее вероятной авариях на декларируемых объектах приведены в таблице 27.

Таблица 27 – Сведения о наиболее опасной и наиболее вероятной авариях на декларируемых объектах

Наименование	Наиболее опасная авария	Наиболее вероятная авария
Номер сценария аварии	С1-ФГ-У1	С2-БП-У30
Краткая характеристика сценария	Факельное горение при разрушении участка газопровода от точки врезки до узла запорной арматуры с электроприводом	Пролив без воспламенения при разрушении участка трубопровода от насосов модулей перекачки жидкого топлива котельных № 1, 2 до модулей фильтрации жидкого топлива ГТУ
Вероятность аварии, год ⁻¹	8,40E-07	3,08E-04

Ситуационные планы зон действия поражающих факторов аварий для наиболее опасных по последствиям и вероятных сценариев аварии на декларируемых объектах приведены на ситуационных планах декларации промышленной безопасности, согласно составу проектной документации.

Результаты расчета показателей риска для декларируемых объектов приведены в таблице 28.

Таблица 28 – Результаты расчета показателей риска для декларируемых объектов

Декларируемый объект	Значение индивидуального риска для персонала, год ⁻¹	Значение коллективного риска, чел./год
Сеть газораспределения Иркинской ГТЭС	2,06E-06	1,03E-04
Сеть газопотребления Иркинской ГТЭС	1,54E-05	
Площадка главного корпуса ГТЭС	9,21E-06	

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	64-1А-35

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2	Лист
							185

Декларируемый объект	Значение индивидуального риска для персонала, год ⁻¹	Значение коллективного риска, чел./год
Площадка подсобного хозяйства	3,47E-07	
Топливное хозяйство	7,70E-06	
Группа котельных площадки Иркинской ГТЭС	1,20E-06	

Ситуационный план распределения потенциального риска гибели людей от аварий по территории декларируемых объектов и прилегающей местности приведен на ситуационных планах декларации промышленной безопасности.

Населенные пункты, иные физические лица, работники соседних предприятий находятся вне зон действия поражающих факторов вероятных аварий на декларируемых объектах и потенциальный риск смертельного поражения для сторонних объектов, населенных пунктов и мест скопления людей не превышает 1,00E-08 год⁻¹.

По результатам проведенного анализа риска, в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 21.05.2007 № 304 «О классификации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера», все рассмотренные ЧС относятся к локальным, так как в результате указанных ЧС могут пострадать не более 10 человек и зоны ЧС не выйдут за пределы территории декларируемых объектов.

3.2 Сравнительный анализ рассчитанных показателей риска аварии на декларируемых объектах со среднестатистическими показателями риска техногенных происшествий и/или критериями приемлемого риска

Сравнительный анализ рассчитанных для декларируемых объектов показателей риска со среднестатистическими показателями техногенных происшествий или рекомендуемыми критериями приемлемого (предельно допустимого) риска выполняется для персонала эксплуатирующей организации и населения.

В процессе сравнительного анализа, в соответствии с Руководством по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска на опасных производственных объектах», утвержденным приказом Ростехнадзора от 11.04.2016 № 144, рекомендуется проводить:

- сравнение рассчитанных значений показателей риска с допустимым риском аварии и (или) уровнем, обоснованным на этапе планирования и организации анализа риска аварий;
- сравнение рассчитанных значений показателей риска с фоновым риском аварии для данного типа опасных производственных объектов или аналогичных опасных производственных объектов, с фоновым риском гибели людей в техногенных происшествиях.

Инов. № подл.	64-1А-35
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2	Лист
							186

Значение риска гибели людей в техногенных происшествиях, риска гибели людей от неестественных причин по данным МЧС России приведены в таблице 29.

Таблица 29 – Значение риска гибели людей в техногенных происшествиях, риска гибели людей от неестественных причин по данным МЧС России

Причина гибели	Число погибших, чел./год	Индивидуальный риск, год ⁻¹
Техногенные происшествия (гибель работников на опасных производственных объектах)	До 1500	1,02E-05
Природные ЧС	2000–2500	1,4E-05
Самоубийства	До 55000	3,7E-04
Наркотики	До 50000 (как минимум 75 % из них – молодые люди в возрасте до 30 лет)	3,4E-04
Дорожно-транспортные происшествия	Более 33000	2, 2E-04
Отравление некачественным алкоголем	33000 (порядка 40000–50000)	2, 2E-04
Убийства	Более 32000 (30–40 тыс.)	2,1E-04
Гибель на воде	20000–25000	1,4E-04
Пожары	До 19000 (80 % в жилом секторе)	1,3E-04
Несчастные случаи на производстве	5000–6000	3,4E-05
Всего	250000–257000	1,68E-03

Таким образом, индивидуальный риск гибели в техногенных происшествиях (гибель работников на опасных производственных объектах) составляет 1,02E-05 год⁻¹.

ГОСТ Р 22.10.02–2016 (п. 4.2) устанавливает значение допустимого риска ЧС для субъектов Российской Федерации на основании статистических данных о ЧС, произошедших на территории субъектов Российской Федерации в период с 1992 по 2014 годы, включая техногенные, природные, биолого-социальные ЧС, техногенные пожары и террористические акты.

В соответствии с ГОСТ Р 22.10.02–2016 (таблица 1, п. 5.1) допустимый индивидуальный риск ЧС для Красноярского края составляет 1,61E-05 год⁻¹.

На основании изложенного, полученные в процессе анализа значения индивидуального риска для персонала составляющих декларируемых объектов:

- превышают значения индивидуального риска гибели в техногенных происшествиях (1,02E-05 год⁻¹) для сети газопотребления Иркинской ГТЭС и не превышают для остальных декларируемых объектов;
- не превышают значения допустимого индивидуального риска ЧС для Красноярского края (1,61E-05 год⁻¹) для всех декларируемых объектов.

Инва. № подл.	64-1А-35
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2	Лист
							187

В связи с тем, что значения потенциального риска сети газопотребления Иркинской ГТЭС превышают значения индивидуального риска гибели в техногенных происшествиях и значения допустимого индивидуального риска ЧС для Красноярского края, предусматриваются мероприятия, направленные на снижение риска аварий.

Мероприятия, направленные на снижение риска аварий, приведены в п. 1.3.

В соответствии с приложением № 6 Руководства по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска на опасных производственных объектах», утвержденного приказом Ростехнадзора от 11.04.2016 № 144, проводится категорирование аварийной опасности декларируемых объектов.

Категорирование аварийной опасности декларируемых объектов приведено в таблице 30.

Инв. № подл.	64-1А-35	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
				D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2						
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата					

Таблица 30 – Категорирование аварийной опасности декларируемых объектов

Категория опасности объекта по уровню риска аварии	Наименование показателя и значения критериев аварийной опасности производственных объектов по уровню риска аварии						
	Наличие третьих лиц в зонах смертельного поражения при наиболее опасной аварии	Количество человек, у которых могут быть нарушены условия жизнедеятельности при наиболее опасной аварии	Возможное число погибших при наиболее опасной аварии	Условная вероятность эскалации аварии	Кратность превышения индивидуального риска гибели персонала от аварий по сравнению с среднеотраслевым уровнем	Условная вероятность гибели при аварии более 10 человек из числа третьих лиц	Возможный материальный ущерб при наиболее опасной аварии, млн руб.
Чрезвычайно высокий риск аварии	Населенные пункты или места массового скопления людей	Более 1500	Более 50	Более 0,5	Более 10	Более 0,1	Более 500
Высокий риск аварии	Транспортные магистрали	300–1500	10–50	0, 2–0,5	1–10	0,01–0,1	50–500
Средний риск аварии	Постоянно находятся третьи лица	75–300	5–10	0,05–0, 2	0,1–1	0,001–0,01	10–50
Малый риск аварии	Эпизодически находятся третьи лица	До 75	До 5	Менее 0,05	Менее 0,1	Менее 0,001	Менее 10
Показатели и значения критериев аварийной опасности на декларируемых объектах							
-	Эпизодически находятся третьи лица	До 75	До 5	Менее 0,05	0,1–1	Менее 0,001	Более 500

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

64-1А-35

Изм.	Лист	Лист	№ док.	Подп.	Дата

D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2

Лист

189

Таким образом, по показателям и значениям критериев аварийной опасности производственных объектов по уровню риска аварии, декларируемые объекты по результатам оценки риска аварий и учитывающей масштабы последствий возможных аварий декларируемые объекты категорированы:

- средним риском аварии по кратности превышения индивидуального риска гибели персонала от аварий по сравнению среднеотраслевым уровнем и возможному материальному ущербу при наиболее опасной аварии;
- чрезвычайно высоким риском аварий по возможному материальному ущербу при наиболее опасной аварии;
- малым риском аварий по всем остальным показателям аварийной опасности производственных объектов по уровню риска аварии.

При этом следует отметить, что показатели риска, приведенные для декларируемых объектов, имеют максимальные значения, так как в соответствии с принятым методическим подходом они получены на основе консервативных (наиболее пессимистических) предпосылок.

3.3 Предложения по внедрению мер, направленных на уменьшение риска аварий

Подробное описание принятых проектных решений, направленных на уменьшение риска аварий, приведено в п. 1.3.

ООО «РН-Ванкор» руководствуется следующими принципами в работе по обеспечению безопасности:

- своевременной разработкой инструктивных документов, необходимых для проведения безопасных работ;
- внедрением в практику работ мероприятий по промышленной безопасности и охране труда с целью контроля рисков;
- быстрым и эффективным реагированием на все аварии, возникшие в процессе производства работ;
- техническим обслуживанием систем декларируемых объектов, обучением персонала эксплуатирующей организации, проведением ремонтно-профилактических работ;
- проведением анализа и оценки работы организации с точки зрения обеспечения промышленной безопасности и охраны труда.

Деятельность эксплуатирующей организации по управлению и организации безопасной эксплуатации декларируемых объектов направлена на предотвращение всех аварий, травм и профессиональных заболеваний. Эксплуатирующей организацией осуществляется работа по поддержанию необходимого уровня безопасности и приемлемого риска на декларируемых объектах.

Инов. № подл.	Взам. инв. №
64-1А-35	
Подп. и дата	

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	D822921/0052Д-95-ПД-270000-ДПБ2	Лист
							190

