



АО "ИНСТИТУТ "НЕФТЕГАЗПРОЕКТ"

Свидетельство № П-2014-013 от 29.05.2014г.

Заказчик – АО "АРКТИКГАЗ"

**ОБУСТРОЙСТВО ЯРО-ЯХИНСКОГО
НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.
КУСТЫ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН №У05, №У09.
КОРРЕКТИРОВКА**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

**Раздел 10 "Иная документация в случаях, предусмотренных федеральными законами"
Часть 2 "Декларация промышленной безопасности опасных производственных объектов"
Книга 2 "Приложение №1 "Расчетно-пояснительная записка"**

658/2023-00-000-ДПБ2

Том 10.2.2

2024

Инд. № подл.	
Подпись и дата	
Взам. инв. №	
Вып.	0
№ док.	



АО "ИНСТИТУТ "НЕФТЕГАЗПРОЕКТ"

Свидетельство № П-2014-013 от 29.05.2014г.

Заказчик – АО "АРКТИКГАЗ"

**ОБУСТРОЙСТВО ЯРО-ЯХИНСКОГО
НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.
КУСТЫ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН №У05, №У09.
КОРРЕКТИРОВКА**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

**Раздел 10 "Иная документация в случаях, предусмотренных федеральными законами"
Часть 2 "Декларация промышленной безопасности опасных производственных объектов"
Книга 2 "Приложение №1 "Расчетно-пояснительная записка"**

**658/2023-00-000-ДПБ2
Том 10.2.2**

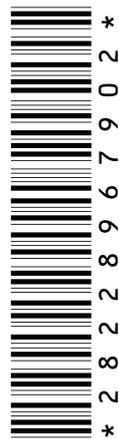
Главный инженер

А.А. Зорин

Главный инженер проекта

А.А. Мельников

2024



Инд. № подл.	
Подпись и дата	
Взам. инв. №	
Вып.	0
№ док.	

Содержание

РАСЧЕТНО-ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА.....3



Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Вып.	№ док.	658/2023-00-000-ДПБ2						
					Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Стадия
	Разработал	Андреева	<i>[Подпись]</i>	12.01.24	Обустройство Яро-Яхинского нефтегазоконденсатного месторождения. Кусты газовых скважин №У05, №У09. Корректировка Раздел 10 "Иная документация в случаях, предусмотренных федеральными законами" Часть 2 "Декларация промышленной безопасности опасных производственных объектов" Книга 2 "Приложение №1 "Расчетно-пояснительная записка" Пояснительная записка				Стадия	Лист	Листов
	Проверил	Туренко	<i>[Подпись]</i>	12.01.24					П	1	46
	Нач. отд.	Туренко	<i>[Подпись]</i>	12.01.24					АО "Институт "Нефтегазпроект" г.Тюмень		
	Н. контр.	Мельников	<i>[Подпись]</i>	12.01.24							
	ГИП	Мельников	<i>[Подпись]</i>	12.01.24							

Регистрационный номер,
присваиваемый Ростехнадзором

**РАСЧЕТНО-ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ДЕКЛАРАЦИИ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ**

ОПАСНОГО ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ОБЪЕКТА

«Система промысловых трубопроводов Яро-Яхинского лицензионного участка»
АО «АРКТИКГАЗ»

A59-50131-0026

регистрационный номер декларируемого объекта
в государственном реестре опасных производственных объектов

г. Тюмень, 2024

Интв. № подл.	
Подпись и дата	
Взам. инв. №	
Вып.	0
№ док.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	658/2023-00-000-ДПБ2	Лист
							2

Оглавление

1 РАЗДЕЛ 1 "СВЕДЕНИЯ О ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССАХ"5

1.1 Сведения об опасных веществах.....5

1.2 Данные о технологии и оборудовании, применяемых на декларируемом объекте.....10

1.2.1 Принципиальная технологическая схема.....10

1.2.2 План размещения основного технологического оборудования, в котором обращаются опасные вещества10

1.2.3 Перечень основного технологического оборудования, в котором обращаются опасные вещества13

1.2.4 Данные о распределении опасных веществ по оборудованию.....15

1.3 Описание технических решений по обеспечению безопасности18

1.3.1 Описание решений, направленных на исключение разгерметизации оборудования и предупреждение аварийных выбросов опасных веществ18

1.3.2 Описание решений, направленных на предупреждение развития аварий и локализацию выбросов опасных веществ19

1.3.3 Описание решений, направленных на обеспечение взрывопожаробезопасности и химической безопасности.....20

1.3.4 Описание систем автоматического регулирования, блокировок, сигнализаций и других средств обеспечения безопасности.....21

2 РАЗДЕЛ 2 "АНАЛИЗ РИСКА АВАРИИ"23

2.1 Анализ аварий на декларируемом объекте23

2.1.1 Перечень аварий и обобщенные данные об инцидентах, имевших место на декларируемом объекте23

2.1.2 Перечень наиболее опасных по последствиям аварий, имевших место на других аналогичных объектах, или аварий, связанных с обращающимися опасными веществами23

2.1.3. Анализ основных причин произошедших аварий на декларируемом объекте.....27

2.2 Анализ условий возникновения и развития аварий на декларируемом объекте28

2.2.1 Определение возможных причин возникновения аварии на декларируемом объекте и факторов, способствующих возникновению и развитию аварий на декларируемом объекте28

2.2.2 Определение сценариев аварий на декларируемом объекте для опасных веществ31

2.2.3 Обоснование применяемых физико-математических моделей и методов расчета с оценкой влияния исходных данных на результаты анализа риска аварии32

2.2.4 Оценка количества опасных веществ, участвующих в аварии и в создании поражающих факторов33

2.2.5 Расчет вероятных зон действия поражающих факторов34

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Вып.	№ док.
			0	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	658/2023-00-000-ДПБ2	Лист
							3

2.2.6 Оценка возможного числа пострадавших, в том числе погибших, среди работников декларируемого объекта и иных физических лиц, которым может быть причинен вред здоровью или жизни в результате аварии на декларируемом объекте35

2.2.7 Оценка возможного ущерба имуществу юридическим и физическим лицам и вреда окружающей среде36

2.3 Оценка риска аварий, включающую данные о вероятности аварий, показателях риска причинения вреда работникам декларируемого объекта и физическим лицам, ущерба имуществу юридическим и физическим лицам и вреда окружающей среде38

3 РАЗДЕЛ 3 "ВЫВОДЫ И ПРЕДЛОЖЕНИЯ "41

3.1 Перечень составляющих декларируемого объекта с указанием рассчитанных показателей риска для работников и иных юридических и физических лиц.....41

3.2 Сравнительный анализ рассчитанных показателей риска аварии на декларируемом объекте со среднестатистическими показателями риска, риска гибели людей по неестественным причинам (пожары, дорожно-транспортные происшествия), риска чрезвычайных ситуаций техногенного характера и (или) критериями приемлемого (допустимого) риска41

3.3 Предложения по внедрению мер, направленных на уменьшение риска аварий42

4 СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....44

4.1 Перечень нормативно-правовых документов, регулирующих требования промышленной безопасности на декларируемом объекте.....44

4.2 Перечень документации организации, используемый при разработке расчетно-пояснительной записки45

4.3 Перечень литературных источников45

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Вып.	№ док.
			0	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	658/2023-00-000-ДПБ2	Лист
							4

Наименование параметра	Параметр	Источник информации
	обладает. Вредное воздействие на окружающую среду: при аварийных выбросах – образование взрывоопасного облака; при неполном сгорании – возможно загрязнение атмосферного воздуха оксидами углерода, углеродом	
Средства защиты	При невысоких концентрациях используются фильтрующие противогазы, при высоких концентрациях используются изолирующие шланговые противогазы, спецодежда	6
Методы перевода вещества в безвредное состояние	Разбавление, рассеяние, сжигание	6
Меры первой помощи пострадавшим от воздействия вещества	При потере сознания – вдыхание нашатырного спирта. При легком отравлении – вынести на свежий воздух, освободить от стесняющей дыхание одежды, обеспечить покой, тепло. Дать успокаивающие средства, 5 %-й раствор эфедрина, кофеин. В тяжелых случаях отравления, при резком ослаблении или остановке дыхания, немедленно начать искусственное дыхание. Срочная госпитализация	6
<i>Метанол</i>		
Название вещества	Метанол (метиловый спирт, древесный спирт, карбинол, метилгидрат, гидроксид метила)	10
Формула	СН ₃ ОН	10
Относительная молекулярная масса	32,04	10
Плотность при 20 °С, кг/м ³	792	10
Данные о взрывопожароопасности	Легковоспламеняющаяся жидкость	10
Температура кипения, °С	6,9	10
Температура вспышки, °С	6	10
Пределы воспламенения, °С	13	10
Температура самовоспламенения, °С	440	10
Температурные пределы распространения пламени, °С	5–39	10
Данные о токсической опасности	Умеренно опасное вещество 3-го класса опасности	10
ПДК в воздухе рабочей зоны, мг/м ³	5	10
Реакционная способность	1	10
Запах	Спиртовой	6
Коррозионное воздействие	Коррозию не вызывает	7
Меры предосторожности	Обязательны местные вытяжные устройства и общая вентиляция помещений. Герметизация аппаратуры и коммуникаций. Замена метилового спирта всюду, где только возможно, на этиловый синтетический или гидролизный спирты, изъятие из рецептуры растворителей. Предупреждение всех о	10

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	658/2023-00-000-ДПБ2	Лист
							6

Наименование параметра	Параметр	Источник информации
	высокой ядовитости метилового спирта как питья. Маркировка тары и соответствующая окраска трубопроводов с указанием на токсичность	
Воздействие на людей и окружающую среду, в том числе от поражающих факторов аварии	Метанол обладает политропным действием с преимущественным воздействием на нервную систему, печень и почки. Обладает выраженным кумулятивным эффектом. Метанол представляет собой опасность, вплоть до смертельного исхода, при поступлении через желудочно-кишечный тракт. Острые отравления при вдыхании паров встречаются редко. Метанол обладает слабовыраженным местным действием на кожу, может проникать через неповрежденные кожные покровы. Симптомы отравления – головная боль, головокружение, тошнота, рвота, боль в желудке, общая слабость, раздражение слизистых оболочек, мелькание в глазах, а в тяжелых случаях – потеря зрения и смерть	10
Средства защиты	Защитные очки, резиновые перчатки, спецодежда и обувь	10
Методы перевода вещества в безвредное состояние	Разлитый метанол удаляют сухими опилками, которые подлежат сжиганию в отдельно отведенном месте. Место разлива промывают струей воды	10
Меры первой помощи пострадавшим от воздействия вещества	Незамедлительное удаление метилового спирта из организма. При острых отравлениях через рот – промывание желудка в течение первых 2 ч; внутрь 2–4 л и внутривенно один литр 5 % питьевой соды. Под кожу 500 мл 5 % глюкозы. Противоядие – этиловый спирт. Один литр 5 % этилового спирта в 5 % растворе глюкозы в воде вводят внутривенно незамедлительно	6
<i>Нефть</i>		
Наименование вещества: Химическое Торговое	Смесь углеводородов Нефть	11
Вид	Маслянистая жидкость от темно-коричневого до желтого цвета	
Формула: Химическая	C_nH_m	5
Состав Основной продукт Примеси: -массовая доля воды -массовая доля механических примесей	Смесь углеводородов 0,5-1% 0,05%	3
Физические свойства: Молекулярный вес, кг/кмоль Температура начала кипения, °С Плотность при 20°С, кг/м ³	 220-240 20-100 895	3
Взрывопожароопасность: Температура самовоспламенения, оС Пределы взрываемости, %	Легковоспламеняющаяся жидкость выше 250 1,1..6,5	11, 3
Токсическая опасность: ПДК в воздухе рабочей зоны, мг/м ³		11, 3

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	658/2023-00-000-ДПБ2	Лист
							7

Наименование параметра	Параметр	Источник информации
- по аэрозолю нефти - в пересчете на углерод Класс опасности -при перекачке и отборе проб -при хранении и лабораторных испытаниях Предельно допустимая концентрация нефти в воде объектов, мг/дм ³ : -культурно-бытового пользования и хозяйственно-питьевого назначения -рыбохозяйственного назначения Летальная токсодоза Lct50, см ³ Пороговая токсодоза Pct50, см ³ Токсическая опасность (сероводород) ПДК в воздухе рабочей зоны, мг/м ³ (сероводород)	10 300 3 4 не более 0,1 (для нефти классов 3, 4) не более 0,3 (для нефти классов 1,2) не более 0,05 80...100 0,3... 0,494 2 класс опасности 10	
Реакционная способность	Так как нефть является сложной смесью углеводородов с примесями, приводится краткая характеристика основных классов углеводородов. Алканы (метановые углеводороды) инертны, не способны к реакции присоединения, для них характерны реакции замещения, особенно с галоидами. Циклоалканы (нафтеновые углеводороды) по химическим свойствам близки к алканам Ароматичные углеводороды. Им свойственны реакции присоединения, которые идут только в жестких условиях.	6
Запах	Специфический запах углеводородов, зависит от состава нефти (обусловлен наличием сернистых и ароматических соединений).	6
Коррозионное воздействие	Нафтеновые углеводороды коррозионно неагрессивны, коррозионность товарной нефти низкая и обусловлена примесями: серы, ее соединений, воды, хлористых солей	7
Меры предосторожности	Не допускать концентрации паров нефти в атмосферном воздухе и воздухе рабочей зоны более предельно допустимых. Соблюдать правила безопасности при эксплуатации	11
Информация о воздействии на людей и окружающую среду	Опасен при вдыхании. Пары вызывают раздражение слизистых оболочек и кожи. Соприкосновение может вызвать ожоги кожи. Симптомы поражения: Головокружение, чувство опьянения, расстройство координации движений, понижение температуры тела, замедление пульса, першение в горле, кашель, резь в глазах, сухость, зуд и покраснение кожи. Контакт с нефтью вызывает сухость кожи, пигментацию или стойкую эритему, приводит к образованию угрей, бородавок на открытых частях тела. Острые отравления парами нефти вызывают повышение возбудимости центральной нервной системы, снижение кровяного давления и обоняния. При горении нефти в атмосферу выделяются	11

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	658/2023-00-000-ДПБ2	Лист
							8

Наименование параметра	Параметр	Источник информации
	углерода оксиды, оксиды азота (в пересчете на N ₂), углерод (сажа), оксиды серы (в пересчете на S ₂), сероводород, формальдегид, синильная кислота, органические кислоты.	
Средства защиты	При работах с нефтью необходимо применять индивидуальные средства защиты согласно типовым отраслевым нормам, утвержденным в установленном порядке. При загорании нефти применяют средства пожаротушения: распыленную воду, химическую и механическую пену; при объемном тушении применяют порошковые огнетушители, углекислый газ, при тушении жидкостью - бромэтиловые составы (СЖБ), перегретый пар, песок, асбестовые покрывала, кошму и другие средства.	11
Методы перевода вещества в безвредное состояние	Вентиляция помещения, с целью уменьшения концентрации паров сернистых и ароматических соединений в воздухе, создание водяных завес и преград. Разливы нефти собирают в нефтешламонакопители с последующей утилизацией.	6
Меры первой помощи пострадавшим от воздействия поражающих факторов аварии	При вдыхании – свежий воздух, тепло, покой, чистая одежда. При резком ослаблении или остановке дыхания – искусственное дыхание методом «рот в рот» или «рот в нос». При попадании через рот – прополоскать водой ротовую полость, немедленно обратиться за медицинской помощью. При попадании на кожу – смыть проточной водой с мылом. При попадании в глаза – обильно промыть проточной водой при широко раскрытой глазной щели. При термическом ожоге 1-й степени обожженное место промывают струей чистой воды, обрабатывают пораженный участок слабым (розового цвета) раствором марганцовокислого калия (при возможности спиртом или одеколоном), накладывают сухую стерильную повязку. При ожогах 2-й и 3-й степени обожженный участок следует закрыть стерильным материалом, а в случае обширного ожога – накрыть простыней и одеялом. К обожженной части тела нельзя прикасаться руками или грязными предметами, прокалывать и снимать пузыри, отрывать прилипшие к обожженному месту части одежды, смазывать обожженную поверхность жирами и присыпать ее порошками. Обрабатывать обожженный участок разрешается соответствующими противоожоговыми аэрозолями или антисептиком.	6

- ГОСТ 5542–87 «Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия».
- СТО Газпром 2-2.3-400-2009 «Методика анализа риска для опасных производственных объектов газодобывающих предприятий ОАО «Газпром»
- Пожаровзрывоопасность веществ и средств их тушения: Справочник / под ред. Д.А. Корольченко А.Я. Корольченко. – М: Ассоциация Пожнаука», 2004.

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

4. Безопасные уровни содержания вредных веществ в окружающей среде. – ГосНИИТБХП, Северодонецк, 1994.
5. Краткая химическая энциклопедия / под. ред. И.Л. Кнунынца – М.: ГНИ «Советская энциклопедия», 1967.
6. Справочник «Вредные вещества в промышленности» Т.1. – М.: Химия, 1976.
7. Справочник «Коррозионная стойкость металлов и сплавов» – М.: Машиностроение, 1964.
8. ГОСТ Р 54389-2011. Конденсат газовый стабильный. Технические условия.
9. Гвоздиков В.К., Захаров В.М. Технические средства ликвидации разливов нефтепродуктов на морях, реках и водоемах: Справочное пособие. Ростов-на-Дону, 1996.
10. ГОСТ 2222–95. Метанол технический. Технические условия.
11. ГОСТ Р 51858-2020. Нефть. Общие технические условия.

1.2 Данные о технологии и оборудовании, применяемых на декларируемом объекте

1.2.1 Принципиальная технологическая схема

Принципиальная технологическая схема представлена на рисунке 1.

Система промыслового сбора газа предназначена для сбора и транспорта природного газа от кустов скважин и разведочных скважин до установки комплексной подготовки газа (УКПГ).

Система промыслового сбора нефти предназначена для сбора и транспорта нефти от кустов скважин до установки подготовки нефти (УПН).

Проектной документации предусматривается строительство газопровода-шлейфа от куста скважин У09.

Основные технические параметры проектируемого трубопровода:

- диаметр трубы – 219 мм;
- толщина стенки – 10 мм;
- рабочее давление – 14,5 МПа;
- протяженность – 3,848 км.

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

План размещения основного технологического оборудования представлен на рисунке 2.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Вып.	№ док.							Лист
											10
					Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	658/2023-00-000-ДПБ2

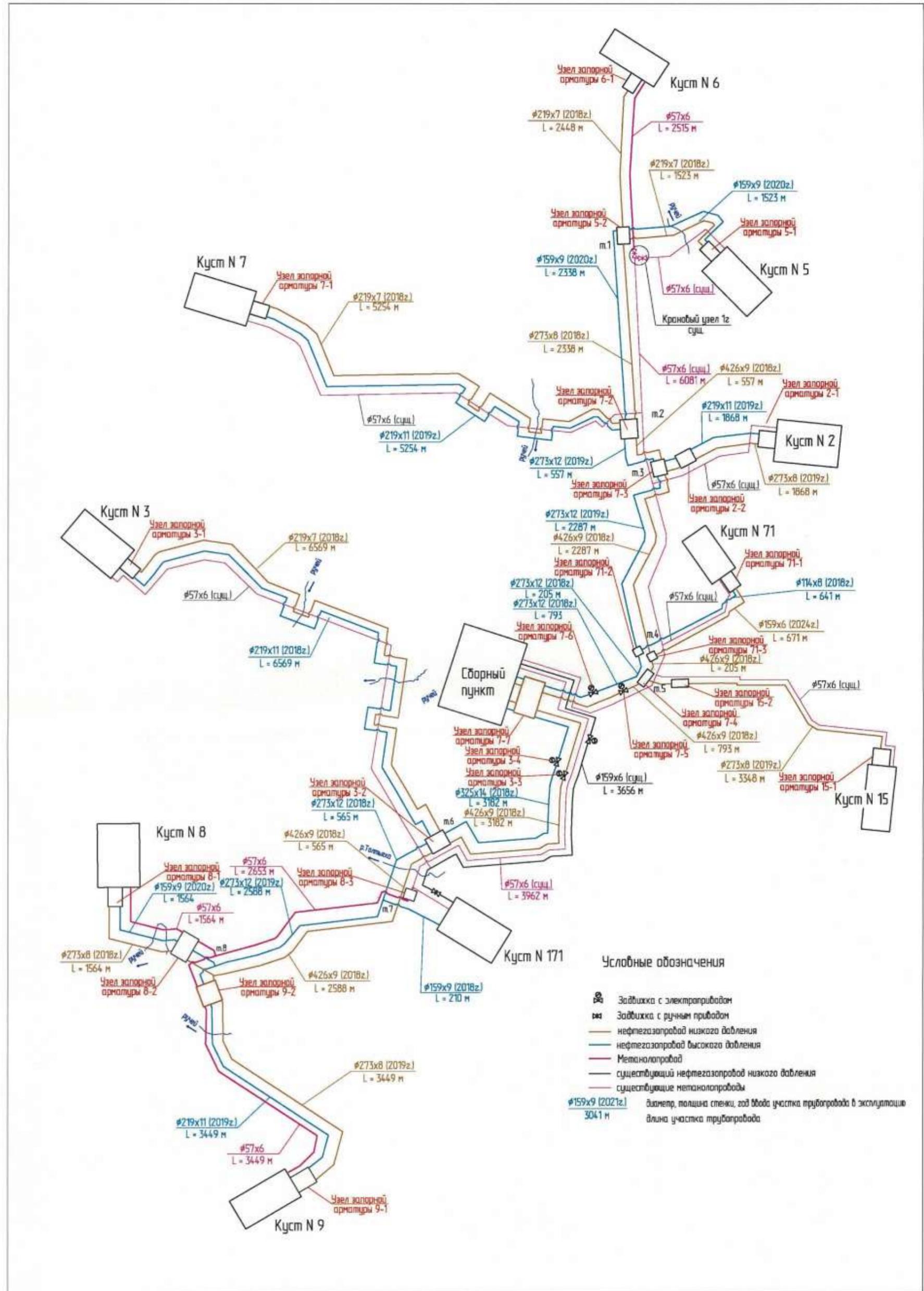
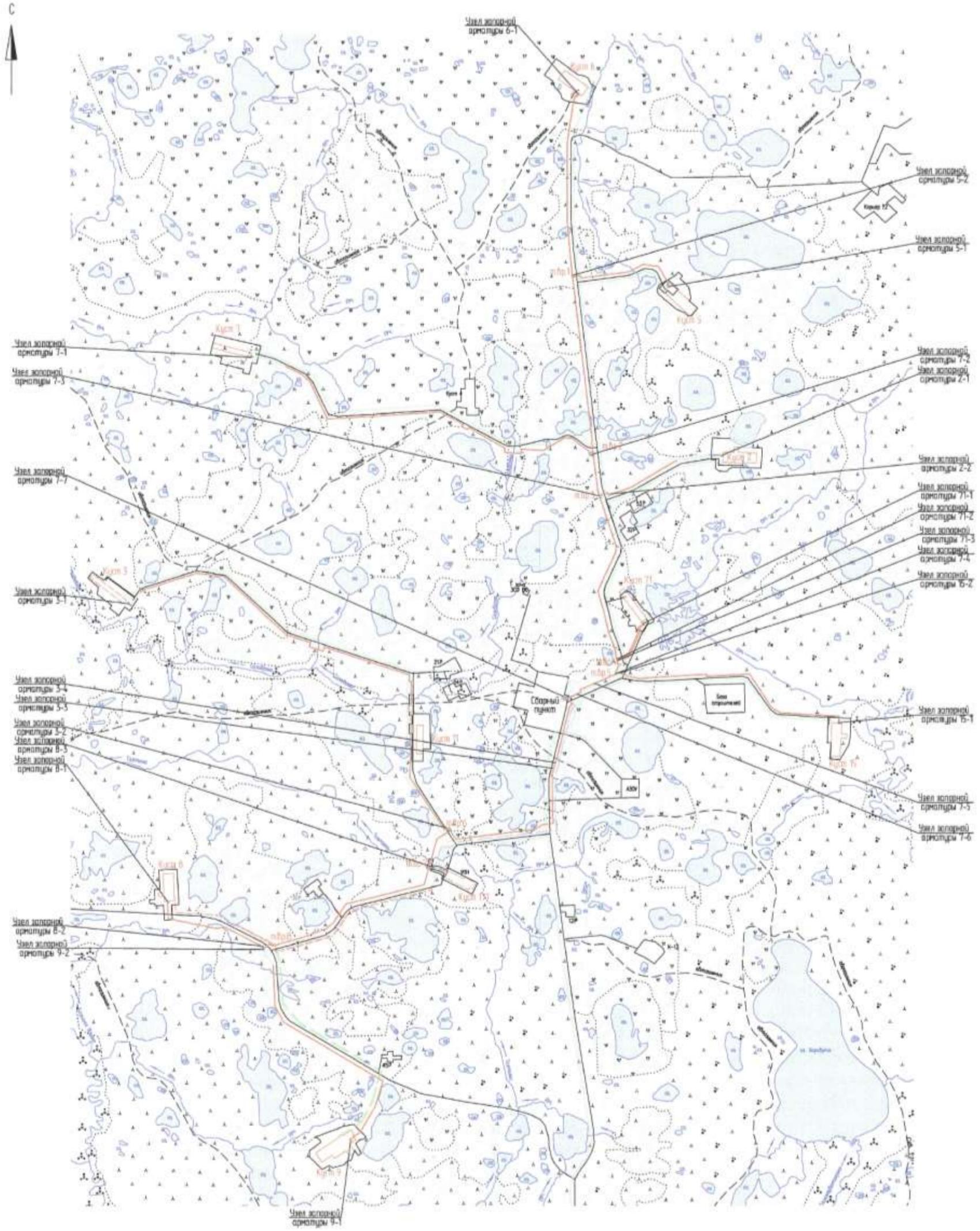


Рисунок 1 – Принципиальная технологическая схема

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Вып.	№ док.
			0	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

658/2023-00-000-ДПБ2



М 1:25000

Рисунок 2 – План размещения основного технологического оборудования

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Вып.	№ док.
			0	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

658/2023-00-000-ДПБ2

1.2.3 Перечень основного технологического оборудования, в котором обращаются опасные вещества

Перечень основного технологического оборудования, в котором обращается опасное вещество, приведен в таблице 2.

Таблица 2 – Перечень основного технологического оборудования

Наименование оборудования	Количество, м	Техническая характеристика		
		Диаметр, мм	Толщина, мм	Давление, МПа
<i>«Система промышленных трубопроводов Яро-Яхинского лицензионного участка» (без учета проектируемого объекта)</i>				
Метанолопровод (Куст №7 - Кр.Э 7.1м)	3179	57	6	25
Метанолопровод (Кр.Э 7.1м - ПК 47+44)	1662	57	6	25
Метанолопровод (ПК 47+44 - ПК77+62)	3018	57	6	25
Метанолопровод (ПК77+62 - ПК82+24)	462	57	6	25
Метанолопровод (ПК82+24 - УКПГ)	326	57	6	25
Метанолопровод (Куст №4 - метанолопровод с куста №7)	240	57	6	25
Метанолопровод (Куст №6 - Кр.Э 6.1м)	2372	57	6	25
Метанолопровод (Кр.Э 6.1м - ПК50+94)	2772	57	6	25
Метанолопровод (ПК50+94 - ПК55+77)	483	57	6	25
Метанолопровод (ПК55+77 - ПК72+38)	1661	57	6	25
Метанолопровод (ПК72+38 - ПК78+08)	571	57	6	25
Метанолопровод (ПК78+08 - УКПГ)	389	57	6	25
Метанолопровод (Куст №5 - метанолопровод с куста №6)	1367	57	6	25
Метанолопровод (Куст №2 - ПК11+45.84)	1245	57	6	25
Метанолопровод (ПК11+45.84 - до метанолопровода с куста №6)	1410	57	6	25
Метанолопровод (Скважина №53Р- до метанолопровода с куста №2)	205	57	6	25
Метанолопровод (Скважина 32Р - до метанолопровода с куста №6)	205	57	6	25
Метанолопровод (Куст №71 - до метанолопровода с куста № 6)	618	57	6	25
Метанолопровод (Куст №15 - ПК1+47.80)	1704	57	6	25
Метанолопровод (ПК1+47.80 - до метанолопровода с куста №7)	1496	57	6	25
Метанолопровод (скважина №62Р - до метанолопровода с куста №15)	1431	57	6	25
Метанолопровод (Куст №3 - ПК39+20)	4160	57	6	25
Метанолопровод (ПК39+20 - ПК43+03)	384	57	6	25
Метанолопровод (ПК43+03 - ПК82+00)	3896	57	6	25
Метанолопровод (ПК82+00 - УКПГ)	1231	57	6	25
Метанолопровод (Скважина 21Р - ПК1+88.14)	72	57	6	25
Метанолопровод (ПК1+88.14 - метанолопровод с куста №3)	295	57	6	25
Метанолопровод (Скважина №54Р - до метанолопровода с скважины №21Р)	469	57	6	25
Метанолопровод (Куст №11 - метанолопровод с куста №3)	373	57	6	25
Метанолопровод (Куст №8 - ПК15+21.99)	1554	57	6	25
Метанолопровод (ПК15+21.99 - ПК25+34.50)	1012	57	6	25
Метанолопровод (ПК25+34.50 - ПК37+70)	1236	57	6	25
Метанолопровод (ПК37+70 - ПК43+50)	580	57	6	25
Метанолопровод (ПК43+50 - ПК72+90)	2940	57	6	25
Метанолопровод (ПК72+90 - УКПГ)	503	57	6	25
Метанолопровод (Скважина 45Р - до метанолопровода с куста №8)	2672	57	6	25

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Лист

658/2023-00-000-ДПБ2

13

Наименование оборудования	Количество, м	Техническая характеристика		
		Диаметр, мм	Толщина, мм	Давление, МПа
Метанолопровод (Скважина №30Р - до метанолопровода с куста №8)	629	57	6	25
Метанолопровод (Куст №171 - ПК5+35)	353	57	6	25
Метанолопровод (ПК5+35 - ПК36+45)	3110	57	6	25
Метанолопровод (ПК36+45 - УКПГ)	462	57	6	25
Метанолопровод (Куст №12 - ПК9+91.37)	1068	57	6	25
Метанолопровод (ПК9+91.37 - ПК12+29)	239	57	6	25
Метанолопровод (ПК12+29 - ПК42+53)	3025	57	6	25
Метанолопровод (ПК42+53 - УКПГ)	129	57	6	25
Метанолопровод (Скважина 12Р -метанолопровод с куста№12)	48	57	6	25
Газопровод (скважина 12Р - ПК0+47.7)	48	159	7	16
Газопровод (куст №12 - ПК9+91.37)	991	219	10	16
Газопровод (ПК9+91.37 - ПК12+29)	238	273	12	16
Газопровод (ПК12+29 - ПК43+82.44)	3153	325	14	16
Газопровод (Куст №171-УКПГ)	3924	325	14	16
Газопровод (скважина №45Р - ПК27+15.9)	2675	159	7	16
Газопровод (Скважина 30Р - ПК6+29)	629	159	7	16
Газопровод (Куст 8 - ПК25+34.50)	2534	219	7	16
Газопровод (ПК25+34.50 - ПК77+92.6)	5257	273	12	16
Газопровод (Куст 11 - ПК3+72.8)	373	219	10	16
Газопровод (Скважина 54Р - ПК4+68.68)	469	159	7	16
Газопровод (Скважина 21Р - ПК1+88.14)	73	159	7	16
Газопровод (ПК1+88.14 - ПК4+81.77)	293	219	10	16
Газопровод (Куст №3 - ПК 39+20)	3920	273	12	16
Газопровод (ПК 39+20 - ПК43+03)	383	325	14	16
Газопровод (ПК43+03 - ПК94+30.78)	5128	426	18	16
Газопровод (Куст №15 - ПК29+26.66)	2927	159	7	16
Газопровод (Скважина 62Р - ПК14+30.70)	1431	159	7	16
Газопровод (Куст №71 -ПК6+17.44)	618	219	10	16
Газопровод (Скважина 32Р - ПК2+32.38)	232	159	7	16
Газопровод (Скважина №53Р - ПК1+76)	176	159	7	16
Газопровод (Куст №2 - ПК 11+46)	1146	159	7	16
Газопровод (ПК 11+46 - ПК15+86)	440	219	10	16
Газопровод (Куст №5 - ПК13+74)	1374	219	10	16
Газопровод (Куст 6 - ПК23+22)	2322	219	10	16
Газопровод (ПК23+22 - ПК55+77)	3255	273	12	16
Газопровод (ПК55+77 - ПК72+38)	1661	325	14	16
Газопровод (ПК72+38 - ПК81+97)	959	426	18	16
Газопровод (Куст 4 - ПК30+83)	3083	219	10	16
Газопровод (Куст 7 - ПК2+40.42)	240	219	10	16
Газопровод (ПК2+40.42 - ПК 85+50.19)	8310	325	14	16
Нефтепровод (Куст 71 - ПК6+60.6)	661	219	10	4
Нефтепровод (ПК6+60.6 - ПК16+26.6)	966	325	14	4
Нефтепровод (Куст 171 -ПК 39+11.3)	3911	159	7	4
Куст №7-т.2-т.3-т.4.-т.5-УПН	5254	219	7	4
Куст №7-т.2-т.3-т.4.-т.5-УПН	3842	426	9	4
Куст №7-т.2-т.3-т.4.-т.5-УПН	5254	219	11	14
Куст №7-т.2-т.3-т.4.-т.5-УПН	3842	273	12	14
Куст №71-т.4	641	114	8	14
Куст№5 - т.1-т.2	1523	219	7	4
Куст№5 - т.1-т.2	2338	273	8	4
Куст№5 - т.1-т.2	3861	159	9	14
Куст №6-т.1	2448	219	7	4
Куст №6-т.2 (Метанолопровод)	2515	57	6	25
Куст №3-т.6-УПН	6569	219	7	4

№ док.	Вып.	Взам. инв. №	Подпись и дата	Инв. № подл.

Наименование оборудования	Количество, м	Техническая характеристика		
		Диаметр, мм	Толщина, мм	Давление, МПа
Куст №3-т.6-УПН	3182	426	9	4
Куст №3-т.6-УПН	6569	219	11	14
Куст №3-т.6-УПН	3182	325	14	14
Куст №8-т.8-т.7-т.6	1564	273	8	4
Куст №8-т.8-т.7-т.6	3153	426	9	4
Куст №8-т.8-т.7-т.6	1564	159	9	14
Куст №8-т.8-т.7-т.6	565	273	12	14
Куст №8-т.8-т.7-т.6	2588	273	12	14
Куст №8-т.8-т.7-т.6 (Метанолопровод)	4217	57	6	25
Куст №171-т.7	210	159	9	14
Куст №2-т.3	1868	273	8	4
Куст №2-т.3	1868	219	11	14
Куст №9 - т.8	3449	273	8	4
Куст №9 - т.8	3449	219	11	14
Куст №9 - т.8 (Метанолопровод)	3449	57	6	25
Куст №15-т.5	3448	219	7	4
Куст №11а-т.11	269	219	11	14
Проектируемый объект				
Газопровод-шлейф (Куст У09 - ПК 38+48)	3946	219	10	14,5

1.2.4 Данные о распределении опасных веществ по оборудованию

Данные о распределении опасного вещества по оборудованию приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Данные о распределении опасных веществ по оборудованию

Технологический блок, оборудование		Количество опасного вещества, т		Физические условия содержания опасного вещества		
Наименование оборудования, опасное вещество	Количество ед. обор., шт. (м)	в ед. обор.	в блоке	агрегатное состояние	давление, МПа	температура, °С
«Система промысловых трубопроводов Яро-Яхинского лицензионного участка» (без учета проектируемого объекта)						
Метанолопровод (Куст №7 - Кр.Э 7.1м), Метанол	3179	4,0	4,0	жидк.	25,0	+20
Метанолопровод (Кр.Э 7.1м - ПК 47+44), Метанол	1662	2,1	2,1	жидк.	25,0	+20
Метанолопровод (ПК 47+44 - ПК77+62), Метанол	3018	3,8	3,8	жидк.	25,0	+20
Метанолопровод (ПК77+62 - ПК82+24), Метанол	462	0,6	0,6	жидк.	25,0	+20
Метанолопровод (ПК82+24 - УКПГ), Метанол	326	0,4	0,4	жидк.	25,0	+20
Метанолопровод (Куст №4 - метанолопровод с куста №7), Метанол	240	0,3	0,3	жидк.	25,0	+20
Метанолопровод (Куст №6 - Кр.Э 6.1м), Метанол	2372	3,0	3,0	жидк.	25,0	+20
Метанолопровод (Кр.Э 6.1м - ПК50+94), Метанол	2772	3,5	3,5	жидк.	25,0	+20
Метанолопровод (ПК50+94 - ПК55+77), Метанол	483	0,6	0,6	жидк.	25,0	+20
Метанолопровод (ПК55+77 - ПК72+38), Метанол	1661	2,1	2,1	жидк.	25,0	+20
Метанолопровод (ПК72+38 - ПК78+08), Метанол	571	0,7	0,7	жидк.	25,0	+20
Метанолопровод (ПК78+08 - УКПГ), Метанол	389	0,5	0,5	жидк.	25,0	+20
Метанолопровод (Куст №5 - метанолопровод с куста №6), Метанол	1367	1,7	1,7	жидк.	25,0	+20
Метанолопровод (Куст №2 - ПК11+45.84), Метанол	1245	1,6	1,6	жидк.	25,0	+20
Метанолопровод (ПК11+45.84 - до метанолопровода с куста №6), Метанол	1410	1,8	1,8	жидк.	25,0	+20

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

658/2023-00-000-ДПБ2

Лист

15

Технологический блок, оборудование		Количество опасного вещества, т		Физические условия содержания опасного вещества		
		в ед. обор.	в блоке	агрегатное состояние	давление, МПа	температура, °С
Наименование оборудования, опасное вещество		Количество ед. обор., шт. (м)				
Метанолопровод (Скважина №53Р- до метанолопровода с куста №2), Метанол		205	0,3	0,3	жидк.	25,0 +20
Метанолопровод (Скважина 32Р - до метанолопровода с куста №6), Метанол		205	0,3	0,3	жидк.	25,0 +20
Метанолопровод (Куст №71 - до метанолопровода с куста № 6), Метанол		618	0,8	0,8	жидк.	25,0 +20
Метанолопровод (Куст №15 - ПК1+47.80), Метанол		1704	2,1	2,1	жидк.	25,0 +20
Метанолопровод (ПК1+47.80 - до метанолопровода с куста №7), Метанол		1496	1,9	1,9	жидк.	25,0 +20
Метанолопровод (скважина №62Р - до метанолопровода с куста №15), Метанол		1431	1,8	1,8	жидк.	25,0 +20
Метанолопровод (Куст №3 - ПК39+20), Метанол		4160	5,2	5,2	жидк.	25,0 +20
Метанолопровод (ПК39+20 - ПК43+03), Метанол		384	0,5	0,5	жидк.	25,0 +20
Метанолопровод (ПК43+03 - ПК82+00), Метанол		3896	4,9	4,9	жидк.	25,0 +20
Метанолопровод (ПК82+00 - УКПГ), Метанол		1231	1,5	1,5	жидк.	25,0 +20
Метанолопровод (Скважина 21Р - ПК1+88.14), Метанол		72	0,1	0,1	жидк.	25,0 +20
Метанолопровод (ПК1+88.14 - метанолопровод с куста №3), Метанол		295	0,4	0,4	жидк.	25,0 +20
Метанолопровод (Скважина №54Р - до метанолопровода с скважины №21Р), Метанол		469	0,6	0,6	жидк.	25,0 +20
Метанолопровод (Куст №11 - метанолопровод с куста №3), Метанол		373	0,5	0,5	жидк.	25,0 +20
Метанолопровод (Куст №8 - ПК15+21.99), Метанол		1554	2,0	2,0	жидк.	25,0 +20
Метанолопровод (ПК15+21.99 - ПК25+34.50), Метанол		1012	1,3	1,3	жидк.	25,0 +20
Метанолопровод (ПК25+34.50 - ПК37+70), Метанол		1236	1,6	1,6	жидк.	25,0 +20
Метанолопровод (ПК37+70 - ПК43+50), Метанол		580	0,7	0,7	жидк.	25,0 +20
Метанолопровод (ПК43+50 - ПК72+90), Метанол		2940	3,7	3,7	жидк.	25,0 +20
Метанолопровод (ПК72+90 - УКПГ), Метанол		503	0,6	0,6	жидк.	25,0 +20
Метанолопровод (Скважина 45Р - до метанолопровода с куста №8), Метанол		2672	3,4	3,4	жидк.	25,0 +20
Метанолопровод (Скважина №30Р - до метанолопровода с куста №8), Метанол		629	0,8	0,8	жидк.	25,0 +20
Метанолопровод (Куст №171 - ПК5+35), Метанол		353	0,4	0,4	жидк.	25,0 +20
Метанолопровод (ПК5+35 - ПК36+45), Метанол		3110	3,9	3,9	жидк.	25,0 +20
Метанолопровод (ПК36+45 - УКПГ), Метанол		462	0,6	0,6	жидк.	25,0 +20
Метанолопровод (Куст №12 - ПК9+91.37), Метанол		1068	1,3	1,3	жидк.	25,0 +20
Метанолопровод (ПК9+91.37 - ПК12+29), Метанол		239	0,3	0,3	жидк.	25,0 +20
Метанолопровод (ПК12+29 - ПК42+53), Метанол		3025	3,8	3,8	жидк.	25,0 +20
Метанолопровод (ПК42+53 - УКПГ), Метанол		129	0,2	0,2	жидк.	25,0 +20
Метанолопровод (Скважина 12Р -метанолопровод с куста№12), Метанол		48	0,1	0,1	жидк.	25,0 +20
Газопровод (скважина 12Р - ПК0+47.7), Природный газ		48	0,1	0,1	газ	16,0 14-52
Газопровод (куст №12 - ПК9+91.37), Природный газ		991	3,9	3,9	газ	16,0 14-52

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Лист

658/2023-00-000-ДПБ2

16

Технологический блок, оборудование		Количество опасного вещества, т		Физические условия содержания опасного вещества		
		Количество ед. обор., шт. (м)	в ед. обор.	в блоке	агрегатное состояние	давлени- е, МПа
Газопровод (ПК9+91.37 - ПК12+29), Природный газ	238	1,5	1,5	газ	16,0	14-52
Газопровод (ПК12+29 - ПК43+82.44), Природный газ	3153	27,9	27,9	газ	16,0	14-52
Газопровод (Куст №171-УКППГ), Природный газ	3924	34,7	34,7	газ	16,0	14-52
Газопровод (скважина №45Р - ПК27+15.9), Природный газ	2675	5,6	5,6	газ	16,0	14-52
Газопровод (Скважина 30Р - ПК6+29), Природный газ	629	1,3	1,3	газ	16,0	14-52
Газопровод (Куст 8 - ПК25+34.50), Природный газ	2534	10,7	10,7	газ	16,0	14-52
Газопровод (ПК25+34.50 - ПК77+92.6), Природный газ	5257	32,7	32,7	газ	16,0	14-52
Газопровод (Куст 11 - ПК3+72.8), Природный газ	373	1,5	1,5	газ	16,0	14-52
Газопровод (Скважина 54Р - ПК4+68.68), Природный газ	469	1,0	1,0	газ	16,0	14-52
Газопровод (Скважина 21Р - ПК1+88.14), Природный газ	73	0,2	0,2	газ	16,0	14-52
Газопровод (ПК1+88.14 - ПК4+81.77), Природный газ	293	1,2	1,2	газ	16,0	14-52
Газопровод (Куст №3 - ПК 39+20), Природный газ	3920	24,4	24,4	газ	16,0	14-52
Газопровод (ПК 39+20 - ПК43+03), Природный газ	383	3,4	3,4	газ	16,0	14-52
Газопровод (ПК43+03 - ПК94+30.78), Природный газ	5128	78,2	78,2	газ	16,0	14-52
Газопровод (Куст №15 - ПК29+26.66), Природный газ	2927	6,2	6,2	газ	16,0	14-52
Газопровод (Скважина 62Р - ПК14+30.70), Природный газ	1431	3,0	3,0	газ	16,0	14-52
Газопровод (Куст №71 -ПК6+17.44), Природный газ	618	2,5	2,5	газ	16,0	14-52
Газопровод (Скважина 32Р - ПК2+32.38), Природный газ	232	0,5	0,5	газ	16,0	14-52
Газопровод (Скважина №53Р - ПК1+76), Природный газ	176	0,4	0,4	газ	16,0	14-52
Газопровод (Куст №2 - ПК 11+46), Природный газ	1146	2,4	2,4	газ	16,0	14-52
Газопровод (ПК 11+46 - ПК15+86), Природный газ	440	1,7	1,7	газ	16,0	14-52
Газопровод (Куст №5 - ПК13+74), Природный газ	1374	5,5	5,5	газ	16,0	14-52
Газопровод (Куст 6 - ПК23+22), Природный газ	2322	9,2	9,2	газ	16,0	14-52
Газопровод (ПК23+22 - ПК55+77), Природный газ	3255	20,2	20,2	газ	16,0	14-52
Газопровод (ПК55+77 - ПК72+38), Природный газ	1661	14,7	14,7	газ	16,0	14-52
Газопровод (ПК72+38 - ПК81+97), Природный газ	959	14,6	14,6	газ	16,0	14-52
Газопровод (Куст 4 - ПК30+83), Природный газ	3083	12,2	12,2	газ	16,0	14-52
Газопровод (Куст 7 - ПК2+40.42), Природный газ	240	1,0	1,0	газ	16,0	14-52
Газопровод (ПК2+40.42 - ПК 85+50.19, Природный газ	8310	73,5	73,5	газ	16,0	14-52
Нефтепровод (Куст 71 - ПК6+60.6), Нефть	661	18,4	18,4	жидк.	4,0	20-35
Нефтепровод (ПК6+60.6 - ПК16+26.6), Нефть	966	59,9	59,9	жидк.	4,0	20-35
Нефтепровод (Куст 171 -ПК 39+11.3), Нефть	3911	57,8	57,8	жидк.	4,0	20-35
Куст №7-т.2-т.3-т.4.-т.5-УПН, Нефть	5254	155,2	155,2	жидк.	4,0	до +47
Куст №7-т.2-т.3-т.4.-т.5-УПН, Нефть	3842	449,6	449,6	жидк.	4,0	до +47
Куст №7-т.2-т.3-т.4.-т.5-УПН, Нефть	5254	143,3	143,3	жидк.	14,0	до +47
Куст №7-т.2-т.3-т.4.-т.5-УПН, Нефть	3842	167,4	167,4	жидк.	14,0	до +47
Куст №71-т.4, Нефть	641	4,3	4,3	жидк.	14,0	до +47

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

658/2023-00-000-ДПБ2

Лист

17

Технологический блок, оборудование		Количество опасного вещества, т		Физические условия содержания опасного вещества		
Наименование оборудования, опасное вещество	Количество ед. обор., шт. (м)	в ед. обор.	в блоке	агрегатное состояние	давление, МПа	температура, °С
Куст№5 - т.1-т.2, Нефть	1523	45,0	45,0	жидк.	4,0	до +43
Куст№5 - т.1-т.2, Нефть	2338	108,5	108,5	жидк.	4,0	до +43
Куст№5 - т.1-т.2, Нефть	3861	54,0	54,0	жидк.	14,0	до +43
Куст №6-т.1, Нефть	2448	72,3	72,3	жидк.	4,0	до +25
Куст №6-т.2, Метанол	2515	3,2	3,2	жидк.	25,0	до +20
Куст №3-т.6-УПН, Нефть	6569	194,1	194,1	жидк.	4,0	до +25
Куст №3-т.6-УПН, Нефть	3182	372,3	372,3	жидк.	4,0	до +25
Куст №3-т.6-УПН, Нефть	6569	179,2	179,2	жидк.	14,0	до +25
Куст №3-т.6-УПН, Нефть	3182	197,3	197,3	жидк.	14,0	до +25
Куст №8-т.8-т.7-т.6, Нефть	1564	72,6	72,6	жидк.	4,0	до +13
Куст №8-т.8-т.7-т.6, Нефть	3153	368,9	368,9	жидк.	4,0	до +13
Куст №8-т.8-т.7-т.6, Нефть	1564	21,9	21,9	жидк.	14,0	до +13
Куст №8-т.8-т.7-т.6, Нефть	565	24,6	24,6	жидк.	14,0	до +13
Куст №8-т.8-т.7-т.6, Нефть	2588	112,8	112,8	жидк.	14,0	до +13
Куст №8-т.8-т.7-т.6, Метанол	4217	5,3	5,3	жидк.	25,0	до +20
Куст №171-т.7, Нефть	210	2,9	2,9	жидк.	14,0	до +28
Куст №2-т.3, Нефть	1868	86,7	86,7	жидк.	4,0	до +28
Куст №2-т.3, Нефть	1868	51,0	51,0	жидк.	14,0	до +28
Куст №9 - т.8, Нефть	3449	160,1	160,1	жидк.	4,0	до +28
Куст №9 - т.8, Нефть	3449	94,1	94,1	жидк.	14,0	до +28
Куст №9 - т.8, Метанол	3449	4,3	4,3	жидк.	25,0	до +20
Куст №15-т.5, Нефть	3448	101,9	101,9	жидк.	4,0	до +30
Проектируемый объект						
Газопровод-шлейф (Куст У09 - ПК 38+48), природный газ	3946	13,5	13,5	газ	14,5	14-52
Итого в системе промысловых трубопроводов опасных веществ: 408,5 т природного газа, 3376,2 т нефти, 84,8 т метанола						

1.3 Описание технических решений по обеспечению безопасности

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

Для исключения разгерметизации оборудования и предупреждения аварийных выбросов опасных веществ предусмотрены следующие мероприятия:

- использование запорной арматуры на трубопроводе с условным давлением (серия) выше рабочего давления. Заводское испытательное давление запорной арматуры выше условного давления в полтора раза;
- на трубопроводах применены трубы, изготовленные из стали соответствующего сортамента, расчетная толщина стенок трубопровода определена с учетом давления перекачки на данном участке, а также с учетом срока эксплуатации;

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

- устройство на трубопроводах узлов приема и пуска средств очистки и диагностики - для периодической очистки трубопровода от отложений и скопления воды в пониженных участках (для предотвращения внутренней коррозии), а также средств инструментальной диагностики в целях выявления дефектов труб;
- защита трубопроводов от подземной коррозии осуществляется изоляционным покрытием поверхности трубопровода (пассивная), а также используется катодная, протекторная и дренажная защита (активная).
- автоматическая защита трубопроводов от превышения аварийного максимального давления путем отключения магистрального насосного агрегата или насосной;
- обозначение трассы трубопроводов указателями через каждые 500 м, на углах поворота и в местах пересечения с другими коммуникациями;
- пересечения трубопроводов с линиями электроснабжения 6 кВ и выше выполнены под углом не менее 60°;
- установление охранной зоны с ограниченным режимом использования, необходимой для обеспечения сохранности, прочности и устойчивости трубопроводов;
- трасса трубопроводов проложены, в основном, вне зон распространения оползневых и обвальных процессов;
- при пересечении трассы трубопроводов с существующими подземными коммуникациями расстояние в свету принято в соответствии с требованиями нормативных документов;
- при укладке трубопроводов в траншею учтены физико-механические свойства грунтов, служащих основанием для трубопровода, с целью исключения дополнительных напряжений изгиба из-за просадки основания.

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

В качестве решений по предупреждению развития аварий и локализации выбросов опасных веществ на декларируемом объекте можно выделить использование задвижек, позволяющих в случае возникновения аварии на определенном участке отсекал поврежденный участок путем перекрытия задвижек до и после участка возникновения аварийной ситуации.

Меры по ограничению и локализации выбросов опасных веществ:

- оснащение персонала, обслуживающего трассу трубопроводов или осуществляющего его охрану мобильными средствами радиосвязи, позволяющими

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						658/2023-00-000-ДПБ2	Лист
							19
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

При работах на трассе используются средства пожаротушения:

- порошковые и углекислотные огнетушители, огнегасящие порошки;
- асбестовое полотно, сухой песок, кошма, лопаты и др.;
- пожарные машины и иные мобильные установки пожаротушения (при работах на месте утечек и возгорания газа).

При производстве работ на трубопроводах в летний период (при высокой температуре окружающего воздуха) в плане производства работ предусматривается разработка дополнительных мероприятий по пожарной безопасности, которые включают в себя: проведение внеочередных инструктажей по пожарной безопасности, организацию дополнительных объездов и обходов трассы трубопровода, проведение расчистки линейной части от сухой травы и опашки по периметру площадок запорной арматуры, увеличение количества единиц первичных средств пожаротушения, а также привлечение боевых расчетов и пожарных машин эксплуатирующих организаций.

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

Надежная и взрывобезопасная эксплуатация технологического оборудования декларируемого объекта достигается за счет своевременного распознавания предаварийных ситуаций и комплексной защите объектов управления.

На декларируемом объекте предусмотрена АСУ ТП, которая выполняет функции контроля и управления технологических объектов и обеспечивает работу декларируемого объекта при условии ограниченного присутствия обслуживающего персонала.

АСУ ТП имеет трех уровневую систему автоматизации:

- верхний уровень – сервер АСУ ТП, АРМ оператора УКПГ;
- нижний уровень – локальные системы автоматики технологических установок (САУ), технологический контроллер, к которому непосредственно подключаются технические средства полевого уровня;
- полевой уровень – датчики, первичные преобразователи и исполнительные механизмы.

Верхний уровень обеспечивает выполнение следующих задач:

- прием данных с нижнего и полевого уровня;
- передачу команд оператора на нижний уровень;
- представление принятых данных в виде мнемосхем с графическим отображением хода технологического процесса, отображаемого на экранах мониторов АРМ оператора УКПГ;

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						658/2023-00-000-ДПБ2	Лист
							21
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

- формирование регламентных отчетов по технологическим объектам;
- архивирование принимаемых с нижнего уровня управления параметров с возможностью долгосрочного хранения этих архивов;
- вывод необходимой информации на печатающее устройство.

Нижний уровень реализует следующие функции:

- сбор информации от первичных преобразователей и локальных контроллеров по протоколу Modbus RTU, через RS 485, контроль технологического оборудования, реализация блокировок;
- связь полевого уровня с верхним.

Оборудование верхнего уровня располагается в помещении операторной УКПГ2.

Оборудование нижнего уровня располагается в помещении операторной, а также в утепленных, аппаратурных локальных блоках, с встроенным блоком бесперебойного питания и электромонтажем с категорией не ниже IP54.

Оборудование полевого уровня находится непосредственно на технологических объектах по месту.

Информационные сигналы полевого уровня от первичных преобразователей поступают на нижний уровень по кабельным линиям.

Сигналы управления поступают к исполнительным механизмам полевого уровня от аппаратно-технических средств нижнего уровня по кабельным линиям.

Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Вып.	№ док.
			0	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	658/2023-00-000-ДПБ2	Лист
							22

2 РАЗДЕЛ 2 "АНАЛИЗ РИСКА АВАРИИ"

2.1 Анализ аварий на декларируемом объекте

2.1.1 Перечень аварий и обобщенные данные об инцидентах, имевших место на декларируемом объекте

За время эксплуатации декларируемого объекта инциденты, неполадки и аварии не зафиксированы.

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

Перечень аварий, имевших место на других аналогичных объектах, связанных с обращающимися опасными веществами, представлен в таблице 4.

Таблица 4 – Перечень аварий, имевших место на других аналогичных объектах, и аварии, связанные с обращающимися ОВ

Дата и место	Вид аварии	Описание аварии и основные причины	Масштабы развития аварии, максимальные зоны действия поражающих факторов	Число пострадавших, ущерб
02.10.12 НАО, Хорьгинское месторождение	Выброс опасного вещества	Вследствие внутренней коррозии трубы нефтесборного коллектора диаметром 530 мм произошла его разгерметизация, повлекшая розлив нефтесодержащей жидкости. Разрушение материала стенки трубы произошло на дефекте производственного происхождения, образовавшемся в результате нарушения технологии термомеханической обработки материала на предприятии-изготовителе.	Площадь загрязнения составила 3500 м ²	Пострадавших нет
15.01.2013 ООО «Газпром добыча Оренбург», Оренбургская область	Выброс конденсата	В 8 км юго-восточнее с. Краснохолм г.Оренбурга на промышленной площадке Нижне-Павловского ЛПУ управления по эксплуатации соединительных продуктопроводов ООО «Газпром добыча Оренбург» произошел несанкционированный выброс нестабильного газового конденсата из конденсатопровода «Карачаганак-Оренбург». Инцидент произошел на стоянке отбора давления Ду-50 на крановом узле Ш-16К-20 при поведении регламентных работ по замене датчика давления. Причина инцидента – разгерметизация крышечного комплекта задвижки на стоянке отбора давления Д-50.	Ориентировочная площадь разлива конденсата – 50 м ² с дальнейшим разбрызгиванием по снежному покрову на приблизительной площади 100 м ² .	-

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	658/2023-00-000-ДПБ2	Лист
							23

Дата и место	Вид аварии	Описание аварии и основные причины	Масштабы развития аварии, максимальные зоны действия поражающих факторов	Число пострадавших, ущерб
13.04.13 ХМАО-Югра, Тюменская область, ООО «Газпром переработка» магистральный конденсаторпровод Уренгой-Сургут	Выброс конденсата, пожар	Во время проведения работ по прокладке трубопровода методом наклонно-направленного бурения фрезой от бура повреждён магистральный конденсаторпровод с выходом и возгоранием нефтепродукта. Причины: 1.Несоответствие фактически выполняемых работ по бурению проектным решениям в части глубины прокладки трубопровода; 2.Некорректное профессиональное использование системы локации, повлекшее за собой неправильное расположение буровой галовки в процессе бурения; 3.При разработке проекта производства работ для выполнения пилотного бурения не предусмотрены работы по выполнению шурфа на месте начала футляра для проведения замеров фактической глубины прохода буровой головки и сверки ее с протоколом бурения.	-	1 пострадавший
09.01.14 ООО «Лукойл-Коми» ТПП «Лукойл-Усинск-нефтегаз», КЦДНГ №7 Харьягинского нефтяного месторождения	Выброс опасного вещества	На действующем нефтесборном коллекторе произошла разгерметизация фланцевого соединения заглушки пропарочного стояка, с последующим разливом нефтесодержащей жидкости на снежный покров. Причины: разгерметизация фланцевого соединения заглушки пропарочного стояка нефтесборного коллектора произошла вследствие некачественной сборки фланцевого соединения	Площадь загрязнения составила 25 м ²	Пострадавших нет 201366 руб.
10.11.2014 ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь» Промысловый нефтепровод «Чашкино – УППН-1105 «Каменный Лог»	Пожар	В результате наезда тяжёлой гусеничной техники на нефтепровод произошло его повреждение с последующим разливом нефтесодержащей жидкости и возгоранием. Технические причины: Механическое повреждение трубопровода навесным оборудованием гусеничной техники. Организационные причины: Самовольное использование спецтехники.	-	Общий ущерб от аварии составил 8000000 руб. Травмирован 1 человек
14.01.15 ПК 153+40 газопровода-коллектора	Выброс опасного вещества	Разрушение тройника 530×15, расположенного на узле приеме очистного устройства, выброс газожидкостной смеси.	-	Пострадавших нет 146 993 707 руб.

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	658/2023-00-000-ДПБ2	Лист
							24

Дата и место	Вид аварии	Описание аварии и основные причины	Масштабы развития аварии, максимальные зоны действия поражающих факторов	Число пострадавших, ущерб
УКПГ-2В, входящий в состав «Система межромисловых трубопроводов Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения» ООО «Газпром добыча Ямбург»		Причины: Заводской дефект тройника		
11.01.15 Трасса трубопровода от Троицкой УППНиВ до Крымской ЛПДС ЦТОРТ и ЛПА №2 ООО «РН-Краснодарнефтегаз» 5 км от УППНиВ Троицкой в сторону г.Крымска	Выброс опасного вещества	Обнаружен выход углеводородного сырья Причины: Локальная сквозная коррозия тела нефтепровода. Недостаточный производственный контроль со стороны эксплуатирующей организации.	-	Пострадавших нет 1 954 509,51 руб.
17.01.15 Конденсатопровод Западный Соплес-Вуктыл (Система межпромысловых трубопроводов №5 ЛПУ МТ ООО "Газпром добыча Краснодар" филиал ЛПУМТ)	Выброс конденсата	При строительстве конденсатопровода был допущен дефект изоляционного покрытия с последующим его отслоением в процессе эксплуатации. Образовался доступ влаги непосредственно к металлу и ее накопление, что послужило катализатором коррозии под покрытием до полного разрушения тела трубы. Причины: Не проведена внутритрубная диагностика трубопровода в установленные законодательством сроки, нарушены сроки проведения ревизии и диагностики.	Разлив конденсата на площади 27 м ²	-
06.02.2015 ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» Кунгурский	Выброс опасных веществ, пожар, разрушение технических устройств	В результате наезда тяжелой гусеничной техники на газопровод произошло его повреждение с последующим возгоранием. Технические причины:	-	Бульдозер «KOMATSU – D355A» сгорел полностью Травмированы

Индв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Вып.	№ док.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	658/2023-00-000-ДПБ2	Лист
							25

Дата и место	Вид аварии	Описание аварии и основные причины	Масштабы развития аварии, максимальные зоны действия поражающих факторов	Число пострадавших, ущерб
район Пермского края, 2 км. от деревни Баташи, ПК25+00 Система промысловых трубопроводов попутного нефтяного газа, природного газа «Курбаты-Кокуй, Кокуй-Кыласово, Куласово-Пермь, Кыласово-Кунгур» ЦТГ-3, ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»		Механическое повреждение газопровода ножом отвала бульдозера. Организационные причины: Нарушение технологии проведения строительного-монтажных работ, выразившееся в отсутствии контроля по обеспечению безопасности и безопасного ведения земляных работ в охранной зоне действующего промыслового газопровода.		1 человек. Общий ущерб от аварии составил 1 466 000 руб.
14.05.2015 ООО «Газпром добыча Ямбург» «Система межпромысловых трубопроводов Ямбургского НГКМ»	Повреждение, разрушение технических устройств	В результате разгерметизации узла приема очистного устройства, на ПК 153+40 газопровода-коллектора УКПГ-2В – УКПГ-1В, произошёл выброс газа, с последующим его разрушением. Технические причины аварии: Разрушения тройника 530х15 (зав. №1-9623), расположенного на узле приема очистного устройства, на ПК 153+40 газопровода-коллектора УКПГ-2В – УКПГ-1В из-за заводского дефекта. Организационные причины аварии: Не обеспечен должный входной контроль материалов и изделий, при проведении строительного-монтажных работ на объекте.	-	Экономический ущерб от аварии составил 146 993,707 тыс. руб.
22.09.2016 ПАО «ЛУКОЙЛ» Система внутрипромысловых трубопроводов КСП-56 Верхне-Возейского	Повреждение, разрушение технических устройств, Выброс опасных веществ	В результате разгерметизации участка трубопровода «ГЗУ -2463 - до УЗ № 5», произошел выход нефтесодержащей жидкости. Технические причины аварии: Образование раскрытой трещины трубы в зоне сплавления сварного шва под воздействием коррозионно-активной жидкости. Организационные причины аварии:	-	Экономический ущерб от аварии составил 61 397 000 руб. в том числе экологический ущерб 15 008 000 руб.

Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Вып.	№ док.
			0	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	658/2023-00-000-ДПБ2	Лист
							26

Дата и место	Вид аварии	Описание аварии и основные причины	Масштабы развития аварии, максимальные зоны действия поражающих факторов	Число пострадавших, ущерб
нефтяного месторождения (ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»)		Неудовлетворительное проведение работ по обслуживанию (ревизии) и ремонту трубопровода эксплуатирующей организацией.		
19.01.2018 ООО «Башнефть-Добыча» Система промысловых трубопроводов Ахтинского месторождения	Отказ или повреждение технических устройств	Разгерметизация трубопровода ДНС «Ахта»-УПС «Чермасан» с попаданием в ручей Кудушлинка. Технические причины аварии: Внутренняя язвенная электрохимическая коррозия (толщина стенки трубы 8 мм, размер сквозного выхода - 17 мм×8 мм) вызванная воздействием агрессивной перекачиваемой среды на незащищенную внутренним полимерным покрытием стенку трубопровода. Организационные причины аварии: 1. Не проведена предпусковая внутритрубная диагностика нефтесборного трубопровода от ДНС «Ахта» до УПС «Чермасан». 2. Недостаточный производственный контроль за соблюдением требований промышленной безопасности на опасном производственном объекте, в части осуществления контроля за безопасной эксплуатацией напорного нефтепровода.	-	Экономический ущерб от аварии составил 3 млн 936 тыс. руб., из них экологический ущерб 290 тыс. руб.

2.1.3. Анализ основных причин произошедших аварий на декларируемом объекте

Приведенные в п. 2.1.2 данные свидетельствуют, что на объектах, аналогичных декларируемому и содержащих подобные опасные вещества, возможны аварии, сопровождающиеся взрывами, пожарами и загрязнением территории. При этом наибольшее негативное воздействие объектов газо-, нефтедобычи и транспортировки связано с загрязнением окружающей природной среды, пожарами при воспламенении разлитой жидкости, взрывами.

Основными причинами аварий на трубопроводах транспортировки нефти и газа являются:

- физический износ и коррозия металлов;
- несоблюдение правил техники безопасности обслуживающим персоналом;

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	658/2023-00-000-ДПБ2	Лист
							27

– качество строительно-монтажных и сварочных работ, технология и сезон строительства;

– механические повреждения землеройной и гусеничной техникой, подвижка грунта.

Также не исключены внешние природные и техногенные опасности, которые могут стать причиной возникновения аварийной ситуации: возможные лесные пожары, смерчи и ураганы, землетрясения, удары молнии, а также террористические акты, падения летательных аппаратов и метеоритов.

Опасные вещества, которые обращаются на декларируемом объекте способны вызывать загрязнение окружающей природной среды, чувствительно к воздействию огня, искр, сильных разрядов электричества, тепловому воздействию.

По данным Ростехнадзора причинами значительной части аварий на предприятиях добычи нефти и газа являются нарушения требований промышленной безопасности эксплуатирующими организациями, заключающиеся в неэффективной организации и осуществлении производственного контроля, использовании неисправного оборудования, а также нарушения технологий производства работ.

2.2 Анализ условий возникновения и развития аварий на декларируемом объекте

2.2.1 Определение возможных причин возникновения аварии на декларируемом объекте и факторов, способствующих возникновению и развитию аварий на декларируемом объекте

Причины возникновения аварий и неполадок технологического процесса можно условно объединить в следующие группы:

- разрушение (разгерметизация) трубопровода;
- ошибки, запаздывание, бездействие персонала в штатных и нештатных ситуациях, несанкционированные действия персонала;
- внешние воздействия природного и техногенного характера.

Причины, связанные с разрушением (разгерметизацией) трубопровода

К основным причинам, приводящим к разрушению трубопровода, относятся:

- нарушение прочности арматуры и трубопроводов;
- внешнее механическое повреждение арматуры и трубопроводов;
- причины, связанные с типовыми процессами.

Нарушение прочности трубопроводов может быть вызвано заводскими дефектами труб, дефектами сварочно-монтажных работ, хрупкостью металла, физическим износом, температурной деформацией, коррозионными процессами.

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						658/2023-00-000-ДПБ2	Лист
							28
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Не выявленные на стадии испытаний дефекты могут обуславливать образование трещин, которые постепенно увеличиваются и достигают критических размеров. Причинами медленного роста трещин могут быть усталость металла, водородная хрупкость, коррозия, возрастающие напряжения.

Трубопроводные системы транспортирования нефтепродуктов и газа непосредственно связаны с гидродинамическими процессами.

Трубопроводные системы являются источником повышенной опасности из-за значительной протяженности, большого количества сварных и фланцевых соединений, запорной арматуры, жестких условий эксплуатации и значительных объемов горючих веществ, перемещаемых по ним. Причинами разгерметизации трубопроводных систем могут быть:

остаточное напряжение в материале труб в сочетании с напряжением, возникающем при монтаже и ремонте, что может вызвать поломку элементов запорных устройств, прокладок, образование трещин, разрыв трубопровода;

- разрушения под воздействием температурных деформаций;
- гидравлические удары;
- вибрация;
- превышения давления и т.п.

Причины, связанные с ошибками, запаздыванием, бездействием персонала в штатных и нештатных ситуациях, несанкционированными действиями персонала

К этой группе относятся следующие причины:

нарушение должностных инструкций и инструкций по выполнению технологических операций;

- ошибочные действия при ремонтных работах;
- бездействие и ошибка в действиях в нештатной ситуации;
- проведение постоянных или временных огневых работ без специального разрешения;
- самовольное возобновление работ, остановленных органами Ростехнадзора;
- выдача должностными лицами указаний или распоряжений, принуждающих подчинённых нарушать правила безопасности и охраны труда;
- эксплуатация трубопроводов при параметрах, выходящих за пределы технических условий;
- несоблюдение правил пожарной безопасности.

Причины, связанные с внешними воздействиями природного и техногенного характера

К внешним воздействиям природного и техногенного характера относятся:

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	658/2023-00-000-ДПБ2	Лист
							29

- грозовые разряды и разряды от статического электричества;
- смерч, ураган, лесные пожары и т.п.;
- снежные заносы и понижение температуры воздуха;
- подвижка, посадка, пучение грунта;
- опасности, связанные с опасными промышленными производствами, расположенными в районе объекта;
- опасности, связанные с перевозкой опасных грузов в районе расположения объекта;
- аварии воздушных судов;
- специально спланированная диверсия.

Основными факторами, способствующими возникновению и развитию аварий на трубопроводах транспортировки нефтепродуктов и газов, являются следующие специфические особенности данных производственных объектов:

- обращение в технологическом процессе значительных количеств ЛВЖ и горючих газов;
- значительная протяженность трубопроводов;
- проведение процесса перекачки продукта под давлением;
- значительный эксплуатационный срок;
- наличие пересечений трассы трубопровода с транспортными коммуникациями и водными объектами, обуславливающих конструктивно-технологические особенности участков объекта;
- возможность внешнего антропогенного воздействия;
- время реагирования и эффективность действий персонала и противоаварийных сил;
- региональные условия: рельеф местности, ее ландшафт, время года и т.п.

Как правило, возникновение аварии является следствием совокупности перечисленных выше причин и факторов, интенсивности их воздействия на технологические системы и последовательности появления их во времени. По мере накопления факторов, снижающих устойчивость и безопасность эксплуатации технологической системы, существенно расширяется круг возможных инициирующих событий, способных обусловить цепь самопроизвольных неуправляемых нежелательных событий, т.е. способных привести к развитию аварии. Результаты инициирующего события – разгерметизация трубопровода с последующим выбросом нефтепродукта/горючего газа, распространением пролива, воспламенением и взрывом.

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						658/2023-00-000-ДПБ2	Лист
							30
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

2.2.2 Определение сценариев аварий на декларируемом объекте для опасных веществ

Применительно к декларируемому объекту 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 (физическое проявление аварии) → воздействие поражающих факторов аварии на реципиентов → поражение реципиентов.

Наибольшая энергия при аварии на декларируемом объекте выделяется при горении газа, с чем связаны и наиболее тяжелые последствия аварии. По этой причине воспламенение или невоспламенение газа определяет следующие наиболее значимые при анализе риска типы физических проявлений аварий, различающиеся, кроме факта горения/негорения, характером инициирующего события и параметрами истечения опасного вещества.

Возможные физические проявления аварий на составляющих декларируемого объекта определяются, прежде всего, взрыво- и/или пожароопасностью природного газа и газоконденсата, а также метанола и высокими значениями давления в оборудовании и трубопроводах составляющих декларируемого объекта.

С учетом этого основными физическими проявлениями аварий и сопровождающими их поражающими факторами на декларируемом объекте являются:

- разрыв газопровода со срывом его концов с опор с воспламенением опасного вещества и образованием струевого пламени (поражающие факторы: разлет осколков, ВВС, скоростной напор струи газа, прямое воздействие пламени, тепловое излучение);
- разрыв газопровода со срывом его концов с опор без воспламенения опасного вещества, истекающего в виде свободной(ых) струи(й) из концов разрушенного газопровода (поражающие факторы: разлет осколков, ВВС, скоростной напор струи газа, загазованность).

Описание групп сценариев приведено в таблице 5.

Таблица 5 – Описание групп сценариев

Обозначение и название группы	Группа сценариев (типичная последовательность событий)	Поражающие факторы
Сгп-1 «Факельное горение»	Разрыв надземного газопровода → истечение газа из концов разорванного газопровода в виде высокоскоростных струй с образованием ВВС в момент разрыва → разлет фрагментов трубы → сброс плети газопровода со ступеней с повреждением свай и ригельных устройств, а также соседней нитки газопровода (при наличии) за счет гидродинамического импульса струй → воспламенение истекающего газа с образованием двух высокоскоростных струй пламени – факелов → свободная ориентация факелов в горизонтальном направлении →	Тепловое излучение от пламени. Загрязнение атмосферы продуктами сгорания

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	658/2023-00-000-ДПБ2	Лист
							31

- Руководство по безопасности «Методические основы анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах» (Приказ Ростехнадзора от 03.11.2022 N 387);
- Руководство по безопасности «Методика оценки последствий аварийных взрывов топливно-воздушных смесей» (Приказ Ростехнадзора от 28.11.2022 N 412);
- Руководство по безопасности "Методика моделирования распространения аварийных выбросов опасных веществ" (Приказ Ростехнадзора от 02.11.2022 N 385);
- Руководство по безопасности "Методика оценки риска аварий на опасных производственных объектах магистрального трубопроводного транспорта газа" (Приказ Ростехнадзора от 22.12.2022 N 454);
- РД 03-496-02. Методические рекомендации по оценке ущерба от аварий на опасных производственных объектах (Утверждены Постановлением Госгортехнадзора России от 29.10.2002 № 63);
- «Методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах», утверждена приказом МЧС России от 10.07.2009 № 404.

2.2.4 Оценка количества опасных веществ, участвующих в аварии и в создании поражающих факторов

Масса опасных веществ, способных участвовать в идентифицированных сценариях аварий, оценивается на основе анализа технологии и режимных параметров обращения опасных веществ.

Исходя из консервативного подхода при оценке риска аварий и с учетом специфики декларируемого объекта при определении количества опасных веществ, участвующих в аварии, сделан ряд допущений.

В случае аварии, связанной с разгерметизацией (разрывом) трубопровода, количество опасного вещества, участвующего в аварии, принималось равным сумме:

- массы опасного вещества, находящейся в трубопроводе, ограниченном запорной арматурой;
- массы опасного вещества, поступившей в окружающую среду из аварийного участка трубопровода с момента возникновения аварии до остановки перекачки и закрытия задвижек (время отключения оборудования принято равным 300 с).

При определении количества вещества, принимающего участие в создании поражающих факторов (ПФ), были сделаны следующие допущения:

- при авариях, сопровождающихся факельным горением, учитывалась вся масса

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						658/2023-00-000-ДПБ2	Лист
							33
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

опасного вещества, выброшенная из аварийного оборудования, трубопровода;
 – коэффициент участия горючих паров во взрыве принимается равным 0,1;

При авариях, связанных с проколом трубопровода, основным опасным последствием является загрязнение окружающей среды.

Количество опасного вещества, участвующего в авариях на декларируемом объекте, приведено в таблице 6.

Таблица 6 – Количество ОВ, участвующего в авариях

Номер сценария аварии	Краткая характеристика сценария	Количество опасного вещества, т	
		участвующего в аварии	участвующего в создании поражающего фактора
Сгп-1	Факельное горение двух высокоскоростных струй пламени при разгерметизации газопровода-шлейфа (Куст У09 - ПК 38+48)	14,1	14,1
Сгп-2	Рассеивание струй газа без воспламенения при разгерметизации газопровода-шлейфа (Куст У09 - ПК 38+48)	14,1	14,1

2.2.5 Расчет вероятных зон действия поражающих факторов

Размеры зоны поражения открытым пламенем в случае горения струи газа ограничиваются геометрическими размерами факела.

Расчет длины факела при струевом горении газа (горизонтальный факел) проводился в соответствии с «Методикой определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах», при этом приняты следующие допущения:

- зона непосредственного контакта пламени с окружающими объектами, т.е. область наиболее опасного теплового воздействия, интенсивность которого может быть принята 100 кВт/м2, определяется размерами факела;
- длина факела не зависит от направления истечения продукта и скорости ветра;
- расчеты проводятся для горизонтального направления факела, т.к. они представляют наибольшую опасность;
- поражение человека в горизонтальном факеле происходит в 30-градусном секторе с радиусом равным длине факела;
- за пределами указанного сектора на расстоянии до 1,5 длин факела тепловое излучение от горизонтального факела составляет 10 кВт/м2.

Результаты расчетов вероятных зон действия поражающих факторов для сценария Сгп-1 «Факельное горение» приведены в таблице 10.

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						658/2023-00-000-ДПБ2	Лист
							34
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Таблица 7 – Зоны действия поражающих факторов для сценария Сгп-1

Параметры поражения	Ед. изм.	Газопровод-шлейф (Куст У09 - ПК 38+48)
Длина пламени	м	22,9
Ширина пламени	м	3,4
Зона воздействия теплового излучения 10 кВт/м ²	м	34,3

Размеры зоны загазованности (с учетом того, что метан не обладает выраженным токсическим действием) определены по двум концентрационным пределам метана (Приказ Ростехнадзора от 22.12.2022 N 454 "Об утверждении Руководства по безопасности "Методика оценки риска аварий на опасных производственных объектах магистрального трубопроводного транспорта газа"):

– 30% об. - определяет границу зоны асфиксионной опасности, в пределах которой в результате снижения концентрации кислорода в воздухе нарушаются обменные процессы в организме человека и животных и происходит удушье;

– 2,5% об. (НКПР/2) - определяет границу зоны потенциального термического воздействия на реципиентов в случае так называемого "позднего поджигания" облака ГВС.

Зона асфиксионного воздействия намного меньше указанной зоны потенциального теплового воздействия и полностью поглощается последней.

Таблица 8 – Зоны действия поражающих факторов для сценария Сгп-2

Параметры поражения	Ед. изм.	Газопровод-шлейф (Куст У09 - ПК 38+48)
Радиус НКПР	м	20,72
Зона потенциального теплового воздействия (НКПР/2)	м	10,36

2.2.6 Оценка возможного числа пострадавших, в том числе погибших, среди работников декларируемого объекта и иных физических лиц, которым может быть причинен вред здоровью или жизни в результате аварии на декларируемом объекте

Расчет количества погибших и пострадавших выполнен согласно РБ «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценка риска аварии на опасных производственных объектах», утв. Приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 3 ноября 2022 г. № 387.

Возможное число пострадавших людей при i-м сценарии определяется по формуле:

$$N_{ср}^{ikp} = \sum_{l=1}^L \left(\iint_{\Omega_l} \mu_l^{kp}(x, y) \cdot q_l^{kp}(x, y) dx dy \right)$$

где:

Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Вып.	№ док.							Лист
											35
					Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	658/2023-00-000-ДПБ2

$q_i^{kp}(x, y)$ – доля времени нахождения k -ой подгруппы P -ой группы людей в точке x, y в состоянии l (то есть доля времени, в течение которого сохраняется территориальное распределение k -ой подгруппы P -ой группы людей, находящихся в состоянии l , $\mu_j^{kp}(x, y)$);

$\mu_j^{kp}(x, y)$ – функция, описывающая территориальное распределение k -ой подгруппы P -ой группы людей в состоянии l в пределах зоны действия поражающих факторов (плотность распределения людей, чел/м²) в течение времени, когда сохраняется территориальное распределение k -ой подгруппы P -ой группы людей.

Для проектируемого объекта выделяются две группы людей:

- персонал ОПО, осуществляю ежедневный осмотр (группа $p=1$);
- население вблизи ОПО (группа $p=2$).

Доля времени, при которой субъект подвергается опасности:

- для проектируемого объекта без постоянного пребывания персонала – 0,0068;
- для мест постоянного проживания – 0 (ближайший населенный пункт к ОПО расположен в 38 км (пгт. Уренгой) и не попадает в зоны действия поражающих факторов).

Результаты определения возможное число пострадавших с учетом смертельно пораженных среди персонала в случае аварии представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Количество погибших и пострадавших в результате аварий на объекте

Сценарий	Количество погибших, чел.	Количество пострадавших, чел.
Сгп-1	0	1
Сгп-2	0	0

2.2.7 Оценка возможного ущерба имуществу юридическим и физическим лицам и вреда окружающей среде

В составе возможного ущерба от аварий на декларируемом объекте рассматриваются:

- прямые потери (ущерб) организации, эксплуатирующей опасный производственный объект;
- социально-экономические потери (ущерб) – ущерб от причинения вреда жизни и здоровью людей;
- экологический ущерб.

Возможный полный ущерб при авариях на декларируемом объекте определяется прямыми потерями, затратами на локализацию (ликвидацию последствий) аварии, 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:

Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Вып.	№ док.							Лист
											36
					Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	658/2023-00-000-ДПБ2

- потерями предприятия в результате уничтожения основных фондов;
- потерями предприятия 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) аварии;
- расходами на расследование причин аварии.

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

Экологический ущерб определяется как сумма ущербов от различных видов вредного воздействия на объекты окружающей среды.

При прогнозировании возможного ущерба от аварий на декларируемом объекте приняты следующие допущения:

1) Затраты на локализацию (ликвидацию последствий) аварии приняты в размере 10% от стоимости прямого ущерба.

2) При расчете социально-экономических потерь учитываются две составляющие: компенсационные выплаты в случае получения смертельных поражений и стоимость лечения одного пострадавшего с клиническими симптомами поражения за весь период временной нетрудоспособности. Компенсационные выплаты в случае получения смертельных поражений составляют 2000 тыс. руб. за человека. Стоимость лечения одного пострадавшего принимается равной 200 тыс. руб.

3) Оборотные фонды (продукция, сырье), находящиеся в технологическом оборудовании в зоне полного разрушения (зоне пожара), полностью утрачивают свою стоимость.

4) Величина прямых потерь от утраты продукции и сырья определяется исходя из среднегодового объема заполнения оборудования и оптовых цен на данные виды сырья и продукции.

5) Величина составляющей, связанной с экологическим ущербом будет определяться главным образом размером взысканий за вред, причиненный атмосфере продуктами горения при пожарах.

6) Расчет косвенного ущерба не проводился из-за отсутствия объективных статистических данных о времени вынужденного простоя аналогичных узлов (установок) при прогнозируемых авариях.

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						658/2023-00-000-ДПБ2	Лист
							37
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Таблица 10 – Возможный ущерб при авариях

Сценарий аварии	Прямой ущерб, тыс. руб.	Затраты на локализацию (ликвидацию) аварии, тыс. руб.	Социально-экономические потери, тыс. руб.	Экологический ущерб, тыс. руб.	Суммарный ущерб, тыс. руб.
Сгп-1	147,81	14,78	200,0	82,39	444,98
Сгп-2	147,81	14,78	0	0	162,59

2.3 Оценка риска аварий, включающую данные о вероятности аварий, показателях риска причинения вреда работникам декларируемого объекта и физическим лицам, ущерба имуществу юридическим и физическим лицам и вреда окружающей среде

Выбор значений частот возникновения событий, инициирующих аварии произведен на основе обобщенных статистических данных и мнения экспертов. Учитывая, что в настоящее время отсутствует нормализованный механизм по сбору статистики отказов оборудования, при использовании статистических данных из литературных источников следует оценивать степень их достоверности и понимать, что такие данные, как правило, дают лишь порядок величины. В данной работе при оценке риска используются сведения, рекомендованные РБ «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах», утвержденные приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 03.11.2022 г. №387:

– разрыв трубопровода/частичная разгерметизация ($> \text{Ду}150 \text{ мм}$): $1,0 \cdot 10^{-7} / 5,0 \cdot 10^{-7} \text{ год}^{-1} \cdot \text{м}^{-1}$.

Результаты расчета частот реализации различных сценариев развития аварий (с учетом протяженности участков трубопроводов) на декларируемом объекте приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Частоты реализации сценариев аварий

Номер сценария аварии	Частота разгерметизации газопровода-шлейфа (Куст У09-ПК38+48), 1/год	Частота аварии, 1/год
Сгп-1	$3,85 \cdot 10^{-4}$	$1,54 \cdot 10^{-4}$
Сгп-2	$3,85 \cdot 10^{-4}$	$2,31 \cdot 10^{-4}$

Потенциальный риск

Величина потенциального риска $P(a)$, год^{-1} , в определенной точке местности, где расположен декларируемый объект, определяется по формуле:

$$P(a) = \sum_{i=1}^1 Q_{di}(a) \cdot Q(A_i),$$

где i – число сценариев развития аварии (ветвей логического «дерева событий» возникновения и развития аварии);

$Q_{di}(a)$ – условная вероятность поражения человека в определенной точке местности в результате реализации i -го сценария развития аварии,

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

отвечающего определенному инициирующему аварии событию;

$Q(A_i)$ – частота реализации в течение года i -го сценария развития аварии, год⁻¹.

Условные вероятности поражения человека $Q_{di}(a)$ определяются по значениям пробит-функций, являющейся вероятностным критерием поражения людей и/или зданий и сооружений вследствие воздействия опасных факторов.

Величина $P(a)$ определяется посредством наложения зон поражения опасными факторами аварии с учетом частоты реализации каждого сценария развития аварии на декларируемом объекте с привязкой их к соответствующему инициирующему аварии событию (элементу оборудования, технологической установке) и ориентированию зоны поражения в соответствии с метеорологическими условиями (для пожара пролива).

Процедура расчета риска предусматривает рассмотрение различных аварий и определение зон поражения опасными факторами пожара и частот их реализации.

Изолинии функции $P(a)$ называются контурами риска. Их физический смысл состоит в том, что они разделяют территорию декларируемого объекта (также как и местность вокруг объекта) на области, в которых ожидаемая частота возникновения опасных факторов аварии, приводящих к гибели людей, заключена в определенных пределах.

Контуров риска не зависят от количества работающих на декларируемом объекте или их должностных обязанностей, а определяются исключительно используемой технологией и надежностью применяемого оборудования. Потенциальный риск используется как мера (критерий допустимости/недопустимости) уровня безопасности объекта.

Индивидуальный риск

Оценка индивидуального риска выполнена для персонала декларируемого объекта.

Величина индивидуального риска R_m , год⁻¹, в течении года для m -го работника при его нахождении в j -ой области декларируемого объекта, определяется по формуле:

$$R = \sum_{i=1}^i q_{im} \cdot P_i,$$

где P_i – величина потенциального риска в j -ой области территории объекта, год⁻¹;

q_{im} – вероятность присутствия m -го работника в j -ой области территории.

Вероятность q_{im} определяется, исходя из доли времени нахождения рассматриваемого человека в определенной области территории в течении года.

Вероятность присутствия персонала декларируемого объекта на линейных объектах в течении года составит:

$$q_{im} = (30 \text{ мин} \times 120 \text{ раб. дней}) / (60 \text{ мин} \times 8760 \text{ час}) = 0,0068.$$

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	№ док.
						Вып.
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Взам. инв. №
						Подпись и дата
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Инд. № подл.

Коллективный риск

Для персонала декларируемого объекта в целом имеется ненулевая вероятность гибели части работников при возникновении аварии.

Количество погибших в течение определенного периода времени (года) является случайной величиной, зависящей от опасности производства, количества работающих и ряда других факторов.

Для целей управления безопасностью персонала используется математическое ожидание этой случайной величины или коллективный риск.

Величина коллективного риска персонала C , чел./год⁻¹ определяется по соотношению

$$C = \sum_{i=1}^I \cdot Q(A_i) \cdot N_i,$$

где $Q(A_i)$ – частота реализации в течение года i -го сценария развития аварии, год⁻¹;

N_i – ожидаемое число погибших в результате реализации i -го сценария.

Расчетные значения показателей риска для персонала представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Значения показателей рисков

Участок трубопровода	Численность riskующих, чел	Коэффициент присутствия	Значение потенциального риска, 1/год	Индивидуальный риск, 1/год	Коллективный риск, чел./год
Газопровод-шлейф (Куст У09-ПК38+48)	2	0,0068	$1,54 \cdot 10^{-4}$	$1,05 \cdot 10^{-6}$	$2,09 \cdot 10^{-6}$

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Вып.	№ док.							Лист
											40
					Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	658/2023-00-000-ДПБ2

3 РАЗДЕЛ 3 "ВЫВОДЫ И ПРЕДЛОЖЕНИЯ "

3.1 Перечень составляющих декларируемого объекта с указанием рассчитанных показателей риска для работников и иных юридических и физических лиц

В результате проведенного анализа риска определены наиболее вероятные и наиболее опасные сценарии развития аварий на декларируемом объекте.

Перечень наиболее опасных и наиболее вероятных аварий по составляющим декларируемого объекта приведен в таблице 13.

Таблица 13 – Краткое описание сценариев аварий

Наименование	Наиболее опасная авария	Наиболее вероятная авария
<i>Газопровод-шлейф (Куст У09-ПК38+48)</i>		
Номер сценария аварии	Сгп-1	Сгп-2
Краткая характеристика сценария	Факельное горение двух высокоскоростных струй пламени при полном разрушении газопровода	Выброс газа в результате разгерметизации газопровода, загрязнение атмосферы
Частота аварии, год ⁻¹	$1,54 \cdot 10^{-4}$	$2,31 \cdot 10^{-4}$

В таблице 14 представлен перечень составляющих декларируемого объекта с указанием рассчитанных показателей риска аварий.

Таблица 14 – Перечень рассчитанных показателей риска аварий

Участок трубопровода	Значение потенциального риска, 1/год	Индивидуальный риск, 1/год	Коллективный риск, чел./год
Газопровод-шлейф (Куст У09-ПК38+48)	$1,54 \cdot 10^{-4}$	$1,05 \cdot 10^{-6}$	$2,09 \cdot 10^{-6}$

3.2 Сравнительный анализ рассчитанных показателей риска аварии на декларируемом объекте со среднестатистическими показателями риска, риска гибели людей по неестественным причинам (пожары, дорожно-транспортные происшествия), риска чрезвычайных ситуаций техногенного характера и (или) критериями приемлемого (допустимого) риска

Согласно сайту Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору (www.gosnadzor.ru) значения фоновых рисков смертельных случаев в отраслях нефтегазового комплекса составляют:

2018 год – $8,2 \times 10^{-5}$ год⁻¹;

2019 год – $7,8 \times 10^{-5}$ год⁻¹.

Вывод: Для проектируемого объекта сравнением установлено, что рассчитанные значения индивидуального риска не превышают фоновые значения риска гибели в отраслях нефтегазового комплекса.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	658/2023-00-000-ДПБ2	Лист
							41

3.3 Предложения по внедрению мер, направленных на уменьшение риска аварий

Основными мерами, направленными на уменьшение риска аварий на декларируемом объекте, являются технические и организационные решения, предусматривающие:

- снижение вероятности разгерметизации оборудования;
- минимизацию количества опасных веществ, поступающих к месту аварии;
- локализацию места аварии;
- ограничение времени нахождения персонала эксплуатирующей организации в опасных зонах.

Деятельность АО «Арктикгаз» по управлению и организации безопасной эксплуатации декларируемого объекта направлена на предотвращение всех аварий, травм и профессиональных заболеваний. АО «Арктикгаз» осуществляется работа по поддержанию необходимого уровня безопасности и приемлемого риска на декларируемом объекте.

АО «Арктикгаз» руководствуется следующими принципами в работе по обеспечению безопасности:

- своевременная разработка инструктивных документов, необходимых для проведения безопасных работ;
- внедрение в практику работ мероприятий по промышленной безопасности и охране труда с целью контроля рисков;
- быстрое и эффективное реагирование на все аварии, возникшие в процессе производства работ;
- осуществление технического обслуживания систем декларируемого объекта, обучение персонала эксплуатирующей организации, проведение ремонтно-профилактических работ;
- проведение анализа и оценки работы организации с точки зрения обеспечения промышленной безопасности и охраны труда.

Руководство АО «Арктикгаз» реализует на практике конструктивно-технические и административно-организационные меры для снижения риска аварий на декларируемом объекте:

- применение технологического оборудования повышенной надежности (с максимальным запасом прочности);
- использование прогрессивных технологических процессов, направленных на уменьшение вредного воздействия на окружающую среду и персонал эксплуатирующей организации;

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						658/2023-00-000-ДПБ2	Лист
							42
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

- обеспечение надежного функционирования систем предупредительной сигнализации, систем предохранительных блокировок, систем оповещения о ЧС;
- систематический контроль средствами диагностики за состоянием труб и технологического оборудования;
- обеспечение постоянного контроля за герметичностью газопроводов, аппаратов, фланцевых соединений и затворов запорной арматуры;
- организация охраны декларируемого объекта от несанкционированного и криминального вмешательства в работу;
- разработка и утверждение в установленном порядке Плана мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на декларируемом объекте;
- регулярное обучение персонала эксплуатирующей организации способам защиты и действиям в ЧС;
- регулярное проведение учебных тревог по основным ЧС;
- поддержание в постоянной готовности к применению технических средств по локализации и ликвидации последствий аварий.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

№ док.	Вып.	Взам. инв. №	Подпись и дата	Инд. № подл.
	0			

658/2023-00-000-ДПБ2						Лист
						43

4 СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

4.1 Перечень нормативно-правовых документов, регулирующих требования промышленной безопасности на декларируемом объекте

1. Федеральный закон РФ от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».
2. Федеральный закон РФ от 21.12.1994 г. №68-ФЗ «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера».
3. Постановление Правительства РФ № 2168 от 18.12.2020 г. «Об организации и осуществлении производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности».
4. Порядок оформления декларации промышленной безопасности опасных производственных объектов и перечень включаемых в нее сведений (утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 16 октября 2020 года N 414).
5. РД 03-496-02. Методические рекомендации по оценке ущерба от аварий на опасных производственных объектах.
6. ГОСТ 5542–87 «Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия».
7. РБ «Методические основы анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах» (Приказ Ростехнадзора от 03.11.2022 N 387);
8. РБ «Методика оценки последствий аварийных взрывов топливно-воздушных смесей» (Приказ Ростехнадзора от 28.11.2022 N 412);
9. РБ «Методика моделирования распространения аварийных выбросов опасных веществ» (Приказ Ростехнадзора от 02.11.2022 N 385);
10. Руководство по безопасности «Методика оценки риска аварий на опасных производственных объектах магистрального трубопроводного транспорта газа» (Приказ Ростехнадзора от 22.12.2022 N 454);
11. РД 03-496-02. Методические рекомендации по оценке ущерба от аварий на опасных производственных объектах (Утверждены Постановлением Госгортехнадзора России от 29.10.2002 № 63);
12. «Методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах», утверждена приказом МЧС России от 10.07.2009 № 404.
13. СТО Газпром 2-2.3-400-2009 «Методика анализа риска для опасных производственных объектов газодобывающих предприятий ОАО «Газпром»

№ док.	
Вып.	0
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						658/2023-00-000-ДПБ2	Лист
							44
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

- 14. ГОСТ Р 54389-2011. Конденсат газовый стабильный. Технические условия.
- 15. ГОСТ 2222–95. Метанол технический. Технические условия

4.2 Перечень документации организации, используемый при разработке расчетно-пояснительной записки

- 1. Декларация промышленной безопасности ОПО «Система промысловых трубопроводов Яро-Яхинского лицензионного участка» (рег.№ 18-18(00).0364-00-ДР).

4.3 Перечень литературных источников

- 1. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов и средств их тушения: Справочник / под ред. Д.А. Корольченко А.Я. Корольченко. – М: Ассоциация Пожнаука», 2004.
- 2. Справочник «Вредные вещества в промышленности» Т.1. – М.: Химия, 1976.
- 3. Химический энциклопедический словарь. – М.: Советская энциклопедия, 1983.
- 4. Справочник химика. Т.3, – М.:Наука,1985.
- 5. Сафонов В.С., Одишария Г.Э., Швыряев А.А. Теория и практика анализа рисков в газовой промышленности. – М.: НУМЦ Минприроды России, 1996.
- 6. Аварии и катастрофы. Предупреждение и ликвидация последствий. Под ред. Кочеткова К.Е., Котляревского В.А., Забегаева А.В., М., АСВ, 1995. – Кн.1.; 1996. – Кн.2; 1998. – Кн.3; 1998. – Кн.4.
- 7. Покровский Г.И. Взрыв. – М.: Недра, 1973.
- 8. Блинов В. Абдурагимов И.М., Андросов А.С., Исаева Л.К., Крылов Е.В. Процессы горения. – М.: ВИПТШ, 1984.
- 9. Безопасные уровни содержания вредных веществ в окружающей среде. – ГосНИИТБХП, Северодонецк, 1994.
- 10. Материалы официального сайта Ростехнадзора (www.gosnadzor.ru).

Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Вып.	№ док.
			0	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	658/2023-00-000-ДПБ2	Лист
							45

Таблица регистрации изменений

Изм.	Номера листов (страниц)				Всего листов (страниц) в док.	Номер док.	Подп.	Дата
	измененных	замененных	новых	аннулированных				

Изм. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Вып.	№ док.							Лист
											46
					Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	658/2023-00-000-ДПБ2