



**ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ**

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

**Заказчик – ООО «ГПН-Развитие»**

**«Обустройство Вакунайского  
нефтегазоконденсатного месторождения.  
Куст скважин № 27»**

*ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ*

**Раздел 10. Иная документация в случаях,  
предусмотренных законодательными и иными  
нормативными правовыми актами Российской  
Федерации**

**Часть 4. Декларация промышленной безопасности  
опасных производственных объектов**

**Расчетно-пояснительная записка  
к декларации промышленной безопасности.  
Система промысловых трубопроводов Вакунайского  
нефтегазоконденсатного месторождения  
ООО «Газпромнефть-Заполярье»**

**ЧОНФ.ГАЗ-КГС.27-П-ДПБ.02.00**

**Том 10.4.2**



**РАСЧЕТНО-ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА  
К ДЕКЛАРАЦИИ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ.  
Система промысловых трубопроводов Вакунайского  
нефтегазоконденсатного месторождения  
ООО «Газпромнефть-Заполярье»**

Регистрационный номер декларируемого объекта в государственном реестре опасных производственных объектов \_\_\_\_\_

**В СОСТАВЕ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОПАСНОГО  
ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ОБЪЕКТА**

«Обустройство Вакунайского нефтегазоконденсатного месторождения. Куст скважин  
№ 27»

г. Самара 2024

## ОГЛАВЛЕНИЕ

1 СВЕДЕНИЯ О ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРОЦЕССАХ .....	5
1.1 СВЕДЕНИЯ ОБ ОПАСНЫХ ВЕЩЕСТВАХ (ПРЕДСТАВЛЯЕТСЯ ДЛЯ ВЕЩЕСТВ, УЧИТЫВАЕМЫХ ПРИ ИДЕНТИФИКАЦИИ ДЕКЛАРИРУЕМОГО ОБЪЕКТА) .....	5
1.2 ДАННЫЕ О ТЕХНОЛОГИИ И ОБОРУДОВАНИИ, ПРИМЕНЯЕМЫХ НА ДЕКЛАРИРУЕМОМ ОБЪЕКТЕ .....	7
1.2.1 Принципиальная технологическая схема с обозначением основного технологического оборудования, указанием направлений потоков опасных веществ и отсекающей арматуры и кратким описанием технологического процесса.....	8
1.2.1.1 Фонд скважин.....	8
1.2.1.2 Система промысловых трубопроводов.....	10
1.2.2 План и перечень размещения основного технологического оборудования, в котором получают, используются, хранятся, транспортируются, уничтожаются опасные вещества.....	10
1.2.2.1 Фонд скважин.....	10
1.2.2.2 Система промысловых трубопроводов.....	16
1.2.3 Данные о распределении опасных веществ по оборудованию.....	21
1.3 ОПИСАНИЕ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ БЕЗОПАСНОСТИ .....	29
1.3.1 Описание решений, направленных на исключение разгерметизации оборудования и предупреждение аварийных выбросов опасных веществ .....	29
1.3.2 Описание решений, направленных на предупреждение развития аварий и локализацию выбросов опасных веществ.....	29
1.3.3 Описание решений, направленных на обеспечение взрывопожаробезопасности и химической безопасности .....	30
1.3.4 Описание систем автоматического регулирования, блокировок, сигнализаций и других средств обеспечения безопасности .....	30
2 АНАЛИЗ РИСКА АВАРИИ.....	34
2.1 АНАЛИЗ АВАРИЙ НА ДЕКЛАРИРУЕМОМ ОБЪЕКТЕ.....	34
2.1.1 Перечень аварий и обобщенные данные об инцидентах, произошедших на декларируемом объекте (для действующих объектов) .....	34
2.1.2 Перечень наиболее опасных по последствиям аварий, произошедших на других аналогичных объектах, или аварий, связанных с опасными веществами .....	34
2.1.3 Анализ основных причин, произошедших аварий на декларируемом объекте .....	36
2.2 АНАЛИЗ УСЛОВИЙ ВОЗНИКНОВЕНИЯ И РАЗВИТИЯ АВАРИЙ НА ДЕКЛАРИРУЕМОМ ОБЪЕКТЕ.....	38
2.2.1 Определение возможных причин возникновения аварии на декларируемом объекте и факторов, способствующих возникновению и развитию аварий на декларируемом объекте .....	38
2.2.2 Определение сценариев аварий на декларируемом объекте для опасных веществ.....	41
2.2.3 Обоснование применяемых физико-математических моделей и методов расчета с оценкой влияния исходных данных на результаты анализа риска аварии.....	43
2.2.4 Оценка количества опасных веществ, участвующих в аварии и в создании поражающих факторов.....	45
2.2.5 Расчет вероятных зон действия поражающих факторов .....	48
2.2.6 Оценка возможного числа потерпевших, в том числе погибших, среди работников декларируемого объекта и иных физических лиц, которым может быть причинен вред здоровью и или жизни в результате аварии на декларируемом объекте .....	51
2.2.7 Оценка возможного ущерба имуществу юридическим и физическим лицам и вреда окружающей среде .....	52
2.2.7.1 Прямые потери.....	53
2.2.7.2 Упущенная экономическая выгода предприятия .....	54
2.2.7.3 Социально-экономические потери (затраты, понесенные вследствие гибели и травматизма людей) .....	55
2.2.7.4 Экологический ущерб.....	56
2.3 ОЦЕНКА РИСКА АВАРИЙ .....	60
3 ВЫВОДЫ И ПРЕДЛОЖЕНИЯ.....	64
3.1 ПЕРЕЧЕНЬ СОСТАВЛЯЮЩИХ ДЕКЛАРИРУЕМОГО ОБЪЕКТА С УКАЗАНИЕМ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РИСКА ДЛЯ РАБОТНИКОВ И ИНЫХ ЮРИДИЧЕСКИХ И ФИЗИЧЕСКИХ ЛИЦ.....	64
3.2 СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ РАССЧИТАННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ АВАРИИ НА ДЕКЛАРИРУЕМОМ ОБЪЕКТЕ СО СРЕДНЕСТАТИСТИЧЕСКИМИ ПОКАЗАТЕЛЯМИ РИСКА АВАРИЙ, РИСКА ГИБЕЛИ ЛЮДЕЙ ПО НЕЕСТЕСТВЕННЫМ ПРИЧИНАМ, РИСКА ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЙ ТЕХНОГЕННОГО ХАРАКТЕРА И (ИЛИ) КРИТЕРИЯМИ ПРИЕМЛЕМОГО (ДОПУСТИМОГО) РИСКА .....	65

---

3.3 ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ВНЕДРЕНИЮ МЕР, НАПРАВЛЕННЫХ НА УМЕНЬШЕНИЕ РИСКА АВАРИЙ .....	67
4 СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	69
4.1 ПЕРЕЧЕНЬ НОРМАТИВНО-ПРАВОВЫХ ДОКУМЕНТОВ, РЕГУЛИРУЮЩИХ ТРЕБОВАНИЯ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ НА ДЕКЛАРИРУЕМОМ ОБЪЕКТЕ.....	69
4.2 ПЕРЕЧЕНЬ ДОКУМЕНТАЦИИ ОРГАНИЗАЦИИ, ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ПРИ РАЗРАБОТКЕ РАСЧЕТНО- ПОЯСНИТЕЛЬНОЙ ЗАПИСКИ .....	69
4.3 ПЕРЕЧЕНЬ ЛИТЕРАТУРНЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	70

# 1 СВЕДЕНИЯ О ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРОЦЕССАХ

## 1.1 Сведения об опасных веществах (представляется для веществ, учитываемых при идентификации декларируемого объекта)

Характеристика опасных веществ, обращающихся в технологическом процессе, приведена в таблице (Таблица 1).

**Таблица 1 – Характеристика опасных веществ**

Наименование параметра	Параметр	Источник информации*
<b>Углеводородный газ</b>		
1.Название вещества	Углеводородный газ. Представляет собой смесь углеводородов	
1.1. Химическое	Газ углеводородный	2
1.2. Торговое	Воспламеняющийся газ	2
2. Вид вещества		
3. Формула	Смесь углеводородов	
3.1. Эмпирическая	Углеводородный газ. Представляет собой смесь углеводородов	2
3.2. Структурная	-	2
4. Состав, (% мол.)		1
4.1. Основной продукт		
двуокись углерода	0,0010	
азот	4,4516	
водород	0,1911	
гелий	0,1245	
метан	86,6528	
этан	5,2438	
пропан	1,9198	
изобутан	0,2865	
нормальный бутан	0,5337	
изопентан	0,1539	
нормальный пентан	0,1698	
остаток C <sub>6+</sub>	0,2715	
4.2. Примеси (с идентификацией), % масс.	-	
5. Физико-химические данные:		1
5.1. Молекулярная масса, г/моль	18,56	
5.2 Плотность, кг/м <sup>3</sup>	146,1	
5.3. Температура начала кипения, °С	81,25	
5.4. Вязкость при 20 С, мм <sup>2</sup> /с	68,3	
при 50 С, мм <sup>2</sup> /с	20,2	
6. Данные о взрывоопасности		3
6.1. Температура вспышки, °С	-	
6.2. Температура самовоспламенения, °С	535	

Наименование параметра	Параметр	Источник информации*
6.3. Пределы взрываемости, % об.	От 5 до 15	
7. Данные о токсичной опасности, % объемные		
7.1. ПДК в воздухе рабочей зоны мг/м <sup>3</sup>	300	4
7.2. ПДК в атмосферном воздухе	50	
7.3. Летальная токсодоза, $LCt_{50}$	От 400 до 500	
7.4. Пороговая токсодоза, $PCt_{50}$	-	
7.5. Класс опасности	IV	4
7.6. Нет последствий после пребывания в течении 1 часа	-	
7.7. Ощущение раздражения гортани	При концентрации летучих более 0,3 мг/л – ощущение горечи во рту, раздражение слизистых оболочек горла и глаз.	2
7.8. Концентрация, вызывающая кашель	-	
7.9. Возможная опасность для жизни при пребывании в этой атмосфере от 0,5 до 1 часа.	От 25 до 30 % (по метану)	2
8. Реакционная способность	Образует взрывоопасные смеси с воздухом	2
9. Запах	Слабый специфический запах нефтепродукта	2
10. Коррозионное воздействие	-	
11. Меры предосторожности	Герметизация производственных помещений, вентиляция. Герметичность оборудования, трубопроводов, взрывозащищенное исполнение. Необходимо соблюдение норм и правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности, использование средств индивидуальной защиты органов дыхания. Периодические медицинские осмотры	2
12. Информация о воздействии на людей	Признаки асфиксии, снижение пульса, кровяного давления и световой чувствительности глаз, головная боль, головокружение	2
13. Средства защиты	Промышленный противогаз марки А.	2
14. Методы перевода вещества в безвредное состояние	Утилизация (сжигание на факеле)	2
15. Меры первой помощи пострадавшим от воздействия вещества	Свежий воздух, покой. При легких отравлениях лечение обычно не требуется. В тяжелых случаях, при резком ослаблении или остановке дыхания - искусственное дыхание	2

Наименование параметра	Параметр	Источник информации*
	немедленно после извлечения пострадавшего из опасной атмосферы, освободить от стесняющей дыхание одежды и продолжать до восстановления самостоятельного дыхания или до прибытия врача. Комбинировать искусственное дыхание с применением кислорода или карбогена (кислород с примесью CO <sub>2</sub> ). При тяжелом отравлении – госпитализация.	
<p>* Источники информации обозначены цифрами:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Том 4.6.1 1513/24-1.1-П-ИЛО.06.01-ТЧ-001;</li> <li>2) Вредные вещества в промышленности. Справочник для химиков, инженеров и врачей. Том 1,2. Органические вещества. Под редакцией Н.В. Лазарева и Э.Н. Левиной. «Химия», Л., 1976 г;</li> <li>3) А.Я. Корольченко. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов, и средства их тушения, том 2, Ассоциация «Пожнаука», Москва, 2000 г.;</li> <li>4) ГОСТ 12.1.005-88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. ИПК Издательство стандартов, 2001 г;</li> <li>5) СанПиН 1.2.3685-21 Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания.</li> </ol>		

## **1.2 Данные о технологии и оборудовании, применяемых на декларируемом объекте**

На основании Задания на проектирование разработаны основные технические решения по обустройству куста добывающих скважин №27 Вакунайского нефтегазоконденсатного месторождения, а также строительству линейной части газопровода для транспортировки газа по газосборному трубопроводу от кустовой площадки №27 до УКПП, и ингибиторопровода для подачи ингибитора гидратообразования от УКПП на кустовую площадку скважин №27.

Границами проектирования являются фланцы фонтанной арматуры добывающих скважин кустов с одной стороны и точки врезки промышленных нефтегазосборных трубопроводов - с другой стороны.

Общий фонд добывающих скважин обустраиваемого куста составляет 9 шт.

Расчетное давление для выкидных газопроводов до клапана отсекавателя составляет 16,0 МПа, после – 10,8 МПа.

Расчетное давление для проектируемых трубопроводов от газовых скважин после клапана-отсекателя принято 10,8 МПа, для оборудования и запорно-регулирующей арматуры (ЗРА) на данных линиях расчетное давление принято 16,0 МПа.

Расчетное давление метанолопроводов на кустах составляет 16,0 МПа.

Расчетное давление трубопроводов системы сбора составляет 10,8 МПа.

Рабочее давление для газопроводов от кустовой площадки №27 принято равным 10,8 МПа.

Для ингибиторопровода расчетное давление принято равным 16,0 МПа.

Режим работы проектируемых сооружений – круглосуточный, расчетное время работы 8760 ч/год.

Срок эксплуатации проектируемых сооружений – 20 лет, нормативный срок эксплуатации трубопроводов - 20 лет.

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

### **1.2.1.1 Фонд скважин**

Схема технологическая принципиальная куста скважин №27 представлена на рисунке (Рисунок 1).

Сбор продукции скважин осуществляется в пределах куста по технологическим трубопроводам, проложенным надземно. Границей проектирования являются, с одной стороны, фланцы фонтанной арматуры, с другой стороны – ограждение УКПГ, на которое продукция поступает от газового куста №27.

Принципиальные технологические решения сбора продукции скважин обеспечивают выполнение следующих требований:

- 1) надежность эксплуатации трубопроводов и оборудования;
- 2) полную герметизацию процессов;
- 3) максимальное использование природных ресурсов;
- 4) охрану окружающей природной среды;
- 5) максимальную централизацию объектов обустройства на месторождении;
- 6) максимальную автоматизацию процесса добычи и транспорта, исключая необходимость постоянного пребывания персонала на объекте.

Каждая скважина на кусте оборудуется задвижкой с ручным приводом, регулирующим устройством, механическим клапаном-отсекателем с электромагнитным дублером, расположенными в обвязке арматурного блока скважин №1 - №9.

Клапан-отсекатель, расположенный в арматурном блоке, предназначен для защиты выкидного трубопровода от превышения давления, закрытие которого происходит в случае превышения давления в выкидном трубопроводе.

После клапана-отсекателя продукция скважин по выкидному трубопроводу поступает в эксплуатационный коллектор и далее на УКПГ.

Для исключения гидратообразования во время эксплуатации газосборных трубопроводов предусмотрена подача на устья скважин метанола из метанолопровода от УКПГ до кустовой площадки.

Подача метанола предусматривается в трубное и затрубное пространство скважины.

Для отключения подачи метанола в составе узла запуска СОД устанавливается отключающая запорная арматура с электроприводом.

Замер дебита скважин предусматривается при помощи ультразвукового расходомера газа, расположенного в обвязке арматурного блока скважины.

Для сжигания газа, при продувке скважин, предусматривается горизонтальная факельная установка с дистанционным розжигом и контролем пламени.

На всех технологических площадках куста предусмотрен контроль загазованности с использованием датчиков контроля загазованности. Срабатывание предупредительной сигнализации производится при 20% НКПР, аварийная сигнализация срабатывает при 50% НКПР.

На выходе с куста №27 размещается узел запуска СОД, на котором предусмотрена запорная арматура K27-XV-002 DN400 PN125 с электроприводом для отключения куста от системы промысловых трубопроводов.



### **1.2.1.2 Система промысловых трубопроводов**

Проектом предусмотрено строительство линейной части промысловых трубопроводов:

- 1) газосборного трубопровода от кустовой площадки №27 до УКПГ;
- 2) ингибиторопровода для подачи ингибитора гидратообразования от УКПГ на кустовую площадку скважин №27.

Началом проектируемого газопровода от кустовой площадки № 27 до точки сбора УКПГ является отключающая запорная арматура с электроприводом на выходе с куста K27-XV-002 в составе узла запуска СОД DN400. Конец проектируемого газопровода – точка подключения на УКПГ.

Начало проектируемого ингибиторопровода - точка подключения на УКПГ. Конец проектируемого ингибиторопровода - запорная арматура на кусте K27-XV-003 в составе узла запуска СОД DN400.

Схема технологическая принципиальная газосборного трубопровода от кустовой площадки № 27 до точки сбора УКПГ представлена на рисунке (Рисунок 2).

## **1.2.2 План и перечень размещения основного технологического оборудования, в котором получают, используются, хранятся, транспортируются, уничтожаются опасные вещества**

### **1.2.2.1 Фонд скважин**

Технологические сооружения куста №27 имеют следующий состав:

- 1) устье скважин с технологической обвязкой – 9 скважин;
- 2) площадка ремонтный агрегат – 9 шт.;
- 3) площадка под передвижные мостки – 9 шт.;
- 4) места для крепления передвижных якорей растяжек (4 места на каждую скважину);
- 5) площадка узла подключения агрегата для глушения скважины – 9 узлов;
- 6) площадка арматурных блоков – 9 шт.;
- 7) площадка узла подключения замерного сепаратора;
- 8) узел запуска мобильной камеры СОД DN300 совмещенный с отключающей арматурой;
- 9) факельный амбар;
- 10) площадка блока управления ГФУ;
- 11) площадка под шкаф управления ГФУ;
- 12) блок предохранительных клапанов;
- 13) технологические трубопроводы.

#### *Обустройство приустевых площадок газовых скважин*

Для обвязки добывающих скважин применяется типовая устьевая фонтанная арматура типа АФК6-100-65х21, конструкция которой обеспечивает выполнение требований п. 618 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Регулирование давления производится на устье скважины посредством дросселя, входящего в состав фонтанной арматуры. В обвязке устьев газовых скважин предусмотрен пробоотборник. Конструкция пробоотборника позволяет производить отбор проб продукции, выходящей из скважины в любой точке сечения трубопровода.

В технологической обвязке добывающих скважин №1 - №9, на фонтанной арматуре, размещаются устройства для ввода реагента в трубное и затрубное пространство скважины.

Проектом предусмотрена установка одного датчика ДВК для контроля загазованности вокруг обвязки устья скважины.

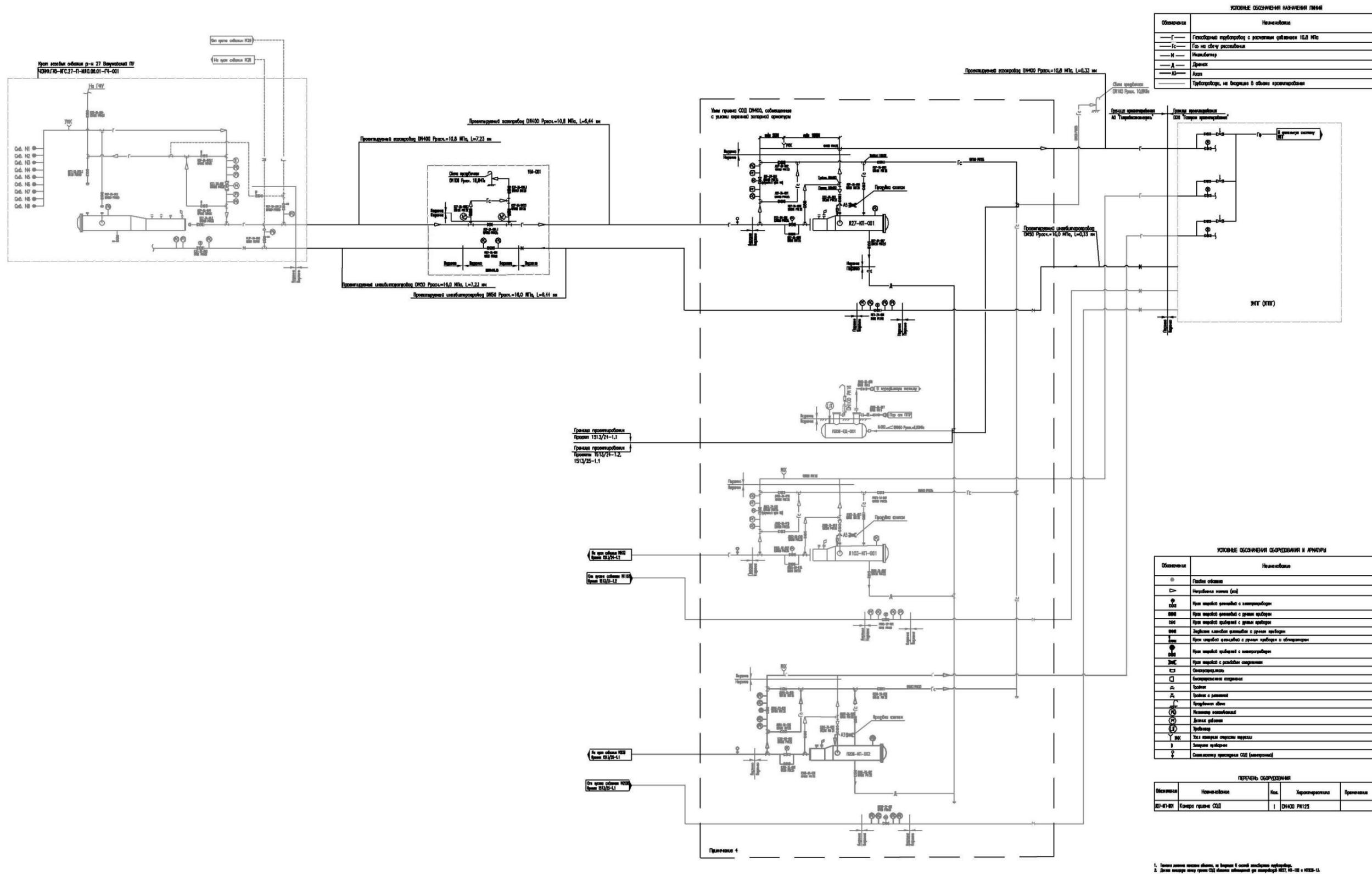


Рисунок 2 - Схема технологическая принципиальная газосборного трубопровода от кустовой площадки № 27 до точки сбора УКПГ

Для проведения подземного ремонта скважин, операций по подъему и установке подземного оборудования у каждой скважины предусматриваются следующие сооружения:

- 1) устье скважины;
- 2) место под приемные мостки, совмещенное с площадкой под ремонтный агрегат;
- 3) места под якоря оттяжек подъемного агрегата.

Якоря для оттяжек агрегатов по ремонту скважин предусмотрены передвижными. Якоря поставляются Заказчиком. В качестве якорей используются железобетонные блоки, которые испытаны на нагрузки, установленные инструкцией по эксплуатации завода изготовителя. На территории кустов предусмотрены места для хранения якорей. После монтажа агрегата по ремонту над устьем скважины, якоря оттяжек располагаются в соответствии со схемой, указанной в паспорте агрегата по ремонту скважин (установки). Соединение оттяжек с якорями должно соответствовать требованиям инструкции по эксплуатации завода-изготовителя.

Вокруг устьев всех обустраиваемых скважин при необходимости проведения работ на скважинах будут использоваться инвентарные поддоны.

Для проведения работ по капитальному ремонту скважин участок выкидного трубопровода от фонтанной арматуры до арматурного блока газовых скважин предусматривается съемным на фланцах.

#### *Арматурный блок*

В соответствии с технологической схемой, продукция от добывающих скважин по трубопроводу DN100  $P_{ст}=14,35$  МПа направляется в арматурный блок открытого исполнения.

Арматурный блок скважин, представляет собой участок выкидного и сбросного (на ГФУ) надземных трубопроводов с запорной, регулирующей и предохранительной арматурой и приборами КИП. Изделие полной заводской готовности, с оборудованием, арматурой и трубопроводами на единой раме, с выполненными межблочными электрическими соединениями, которое устанавливается в непосредственной близости от скважины на свайное основание и подключается к шлейфу скважины. Для арматурного блока на кустовой площадке №27 предусматривается унифицированная обвязка диаметром DN100. В арматурном блоке расположена следующая арматура и оборудование:

- 1) расходомер газа для учета продукции;
- 2) регулирующее устройство для регулирования давления продукции;
- 3) клапан-отсекатель механический DN100 PN160 с электромагнитным дублером для аварийного отключения скважины в случае порыва трубопровода или превышения давления на устье скважины. Закрытие клапана-отсекателя осуществляется по аварийно-низкому (до 2,75 МПа) и аварийно-высокому (свыше 10,8 МПа) значениям давления до или после клапана-отсекателя, а также при пожаре или загазованности 50% НКПР на одной из площадок куста;
- 4) расчетное давление от фонтанной арматуры до запорной арматуры с ручным управлением в арматурном блоке составляет 16,0 МПа, расчетное давление от запорной арматуры с ручным управлением до запорной арматуры с электроприводом на площадке запуска СОД составляет 10,8 МПа.
- 5) приборы для местного и дистанционного контроля параметров добываемого продукта;
- 6) система подачи ингибитора (СПИ) гидратообразования включает в себя две линии DN25 PN160 для подачи ингибитора в трубное и затрубное пространство скважины.

На каждой выкидной линии установлен расходомер и регулятор расхода для корректировки количества подаваемого в скважину реагента, а также устройство ввода реагента. В качестве ингибитора гидратообразования используется раствор метанола.

Запорная арматура DN25 PN160 K27-АБ-УЗР-001.1/001.2/001.3/001.4/001.5/001.6/001.7/001.8/001.9 с электроприводом на линии

метанолопровода для возможности дистанционного отключения отдельной скважины от общей системы метанолопроводов.

#### *Узел глушения скважин*

Для обеспечения безопасности, своевременного выполнения работ по глушению скважин, проведения специальных, ремонтных и аварийных работ, на скважинах предусматриваются передвижные инвентарные линии глушения с запорной арматурой, обратными клапанами и БРС.

Линии глушения предусмотрены на инвентарных опорах. Подключение агрегатов осуществляется посредством быстроразъемных соединений типа БРС, которые располагаются вместе с запорной арматурой и обратным клапаном.

Узел глушения и линии глушения предусматриваются в количестве 1 шт. на весь куст. Расстояние от узла глушения до скважины составляет не менее 15 м.

#### *Горизонтальная факельная установка*

В случае пуска скважины, ее продувки, проведения исследований или необходимости сброса давления из участка выкидного трубопровода, проектом предусматривается факельный коллектор DN100, рассчитанный на давление 10,8 МПа, который прокладывается с естественным уклоном 0,003 в сторону амбара, проходит сквозь обваловку амбара и присоединяется к ГФУ. Расчетное давление основной горелки ГФУ составляет 6,3 МПа. Снижение давления перед горелкой осуществляется за счет использования УЗР. Вторая горелка, входящая в состав ГФУ, предназначена для приема сброса от СППК с давлением не более 4,0 МПа.

Для розжига ГФУ используется запальная горелка, на которую поступает топливный газ от баллонов с пропаном.

Отвод газа в факельный коллектор предусмотрен в составе обвязки арматурного блока из участка трубопровода DN100 после обратного клапана. Перевод потока осуществляется вручную с помощью запорной арматуры DN100 PN160 с ручным управлением. Также, для арматурного блока имеется возможность отвода газа в факельный коллектор с участка выкидного трубопровода после клапана-отсекателя и регулирующего устройства. Перевод потока осуществляется вручную с помощью запорной арматуры DN100 PN160 с ручным управлением. Данная запорная арматура расположена в арматурном блоке и является частью блочной поставки.

В комплект поставки ГФУ входят:

- 1) горелочное устройство (Гф);
- 2) блок подачи газа на дежурную горелку с баллонами пропана (не более 6 шт.) на 8 часов;
- 3) шкаф управления ГФУ (узел автоматического розжига и контроля пламени).

Для предотвращения попадания воздуха в факельный коллектор в составе блочной поставки ГФУ предусмотрен обратный клапан.

Работа дежурной горелки предусмотрена от баллонов с пропаном, расположенных на площадке блока подачи газа на дежурную горелку

В соответствии с п.105 Руководства по безопасности факельных систем, уклон дна амбара выполнен в направлении от горелочного устройства. Факельные трубопроводы прокладываются надземно, на эстакадах, с уклоном в сторону ГФУ не менее 0,003. Все трубопроводы, прокладываемые до ГФУ, предусматриваются без теплоизоляции. В соответствии с п. 105 «Руководства по безопасности факельных систем» объем амбара вмещает полуторакратный объем одной скважины, а также с учетом размером теплового потока от горелки ГФУ.

Размеры амбара по осям обвалования составляют 30x21 м, высота обвалования около 3 м.

### *Узел запуска СОД*

Узел запуска СОД К27-К3-001 на территории кустовой площадки предназначен для запуска очистных и диагностических устройств в газосборный коллектор системы сбора. Камера запуска выполнена в мобильном исполнении. Обязка камеры – стационарная. В режиме запуска снаряда, перевод продукции куста производится на вход камеры для создания необходимого давления для запуска снаряда. При обычном режиме, продукция куста проходит по байпасному трубопроводу камер. В технологической обвязке камеры установлен тройник с решеткой.

На площадках запуска СОД предусматриваются следующие технологические операции:

- 1) запуск очистного или диагностического устройства;
- 2) технологические операции на вспомогательных трубопроводах узлов приема СОД:
  - а) заполнение продуктом камеры из трубопроводов во время запуска снаряда;
  - б) отключение камеры от трубопроводов;
  - в) опорожнение камеры в передвижную технику;
  - г) подача пара или инертного газа во внутреннюю полость камеры СОД.

Все применяемое оборудование соответствует климатическому исполнению (ХЛ1 по ГОСТ 15150-69), позволяющему его размещение на открытом воздухе без укрытий.

Дренаж камеры запуска производится в передвижную технику.

### *Узел подключения исследовательского сепаратора*

На факельном коллекторе DN100, рассчитанном на давление 10,8 МПа, предусмотрен узел для подключения передвижного исследовательского сепаратора, который будет использоваться для периодических замеров дебита и исследований скважин. Замерный сепаратор имеет расчетное давление, не менее 10,8 МПа. Узел состоит из трех линий с запорной арматурой DN100 PN160, одна из них – для подачи продукции скважины в сепаратор, другая – выходная линия из сепаратора для сжигания на ГФУ, третья линия – для возврата замеряемой среды обратно в газосборный коллектор и для подачи инертного газа (азота) для продувки газосборного коллектора. Передвижной сепаратор присоединяется к технологической обвязке с помощью БРС.

Для замера газа необходимо подать газоконденсатную смесь в сепаратор, в котором произойдет отделение капельной жидкости. Выделившийся газ поступает в линию факельного коллектора DN100, проходит через УЗР – устройство запорно-регулирующее, далее сжигается на ГФУ.

### *Узел отключающей арматуры на выходе с куста скважин*

Для аварийного отключения подачи добываемой продукции на площадке запуска СОД проектом предусматривается отключающая арматура с электроприводом К27-XV-002 DN400 PN125.

Проектом предусматривается местный и дистанционный контроль давления до и после отключающей арматуры с электроприводом К27-XV-002, а также дистанционный контроль температуры до запорной арматуры.

Так же на площадке запуска СОД проектом предусмотрена аварийное отключение подачи метанола отключающая арматура с электроприводом К27-XV-003 DN50 PN160.

Проектом предусматривается местный контроль давления до и после отключающей арматуры с электроприводом К27-XV-003.

### *Запорная регулирующая арматура*

Проектом предусматривается надземная установка всей запорной арматуры на кусте скважин.

В качестве запорной арматуры для газопроводов применяются шаровые краны с ручным и электрическим приводом. В качестве запорной арматуры для метаноопроводов применяются задвижки клиновые с ручным и электрическим приводом.

В качестве регулирующей арматуры применяются регулирующие клапаны с электроприводом, классом герметичности 4 по ГОСТ 9544-2015.

Управление электроприводной арматурой осуществляется как автоматически, так и дистанционно из операторной.

Арматура размещается в местах, доступных для удобного и безопасного ее обслуживания и ремонта. Ручной привод арматуры располагается на высоте не более 1,6 м от уровня пола помещения или площадки, с которой ведется управление.

В качестве запорной арматуры на газопроводах применяются краны шаровые с герметичностью затвора по классу А, в соответствии с ГОСТ 9544-2015. В качестве запорной арматуры на метаноопроводах применяются штурвальные задвижки с герметичностью затвора по классу А, в соответствии с ГОСТ 9544-2015. Для обслуживания запорной арматуры, размещаемой на кусте, предусматриваются стационарные площадки обслуживания. Оборудование и вся арматура на кусте предусматриваются климатического исполнения ХЛ1. В соответствии с п.84 Приказа №444 Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов" вся арматура подлежит заводским испытаниям на прочность и плотность.

Все узлы отключающей арматуры размещаются на поверхности - на открытых площадках и рядом со скважинами.

Все электроприводы, устанавливаемые на запорную и регулирующую, арматуру, имеют климатическое исполнение ХЛ1, взрывозащищенное исполнение (группа II), вид взрывозащиты не менее IExdIIAT3 по ГОСТ 31610.20-1-2020, температурный класс электрооборудования – Т3.

Арматура с ручным приводом – в соответствии с типовыми техническими требованиями ТТТ-01.02-03.

#### *Технологические трубопроводы*

Все трубопроводы, прокладываемые по территории куста №27 относятся к технологическим и проектируются в соответствии ГОСТ 32569-2013 «Трубы технологические стальные».

Принятые проектные решения соответствуют Федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности "Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов", утвержденным приказом Ростехнадзора от 21.12.2021 N 444.

В соответствии с п.4 ТР ТС 032/2013 группа рабочих сред в технологических трубопроводах – 1.

Все проектируемые трубопроводы прокладываются надземно, на эстакадах. Для закрепления надземных трубопроводов на траверсах используются корпусные хомутовые и тавровые хомутовые опоры по ОСТ 36-146-88.

Высота прокладки надземных трубопроводов составляет не менее 0,8 м от поверхности земли до оси трубопровода.

Расстояние между осями смежных трубопроводов и от трубопроводов до строительных конструкций как по горизонтали, так и по вертикали приняты в соответствии с ГОСТ 32569-2013 п. 10.1.9.

Расстояние между осями смежных технологических трубопроводов и от технологических трубопроводов до строительных конструкций как по горизонтали, так и по вертикали, в соответствии с п.34 приказа Ростехнадзора от 21.12.2021 N 444, предусматривает возможность сборки, ремонта, осмотра, нанесения изоляции, а также учитывает величины смещения технологического трубопровода при температурных деформациях.

Расстояние от электрических сетей и трубопроводами в «свету» принято не менее 500 мм в соответствии с требованиями правил устройства электроустановок, ПУЭ -7.

Трубопроводы сброса с СППК на горелку Гпк, трубопроводы подачи газа от узла редуцирования до дежурной горелки ГФУ оборудуются электрообогревом саморегулируемыми нагревательными кабелями. Факельные коллекторы прокладываются с уклоном 0,003 в сторону факельного сепаратора.

Монтаж теплоизоляции и электрообогрева на трубопроводах производится после нанесения антикоррозионного покрытия труб и соединительных деталей. В качестве теплоизоляции используются полуцилиндры из пенополиуретана. Толщина теплоизоляции составляет для трубопроводов DN25 - 40, DN100, DN150 - 50 мм.

Участки трубопроводов, на которых применяется только теплоизоляция либо теплоизоляция и электрообогрев, указаны на схеме технологической принципиальной куста скважин №27.

В качестве покровного слоя для теплоизоляции используется сталь тонколистовая оцинкованная по ГОСТ 14918-2020 толщиной 0,5 мм.

В качестве отводов применяются отводы с радиусом изгиба 1,5DN. Материальное исполнение деталей трубопроводов и фланцев должно соответствовать материалу исполнению труб, на которых они установлены.

Для прокладки надземных трубопроводов применяются опоры по ОСТ 36-146-88 (применять в положениях, не противоречащих действующему законодательству):

По окончании строительно-монтажных работ технологические трубопроводы подлежат промывке и гидравлическому испытанию.

Все пересечения проектируемых трубопроводов с проектируемыми коммуникациями выполнены в соответствии с ГОСТ 32569-2013.

Пересечения проектируемых трубопроводов с надземными кабелями выполняются надземно, с обеспечением минимального расстояния «в свету» по вертикали и по горизонтали от пересекаемых кабелей до образующей трубопровода не менее 500 мм.

При пересечении трубопроводов расстояние между ними составляет не менее указанных в ГОСТ 32569-2013.

### **1.2.2.2 Система промышленных трубопроводов**

#### *Линейная часть*

Система сбора газа включает в себя газопровод для транспортировки газа по газосборному трубопроводу от кустовой площадки №27 до УКПГ и ингибиторопровод для подачи ингибитора гидратообразования от УКПГ на кустовую площадку скважин №27.

Протяженность газопровода DN400  $P_{расч.}=10,8$  МПа на участке от кустовой площадки № 27 до УКПГ составляет 14,0 км (от К27-ХV-002 до ограждения УКПГ).

При подходе газосборного трубопровода к УКПГ на территории узла приема СОД предусматривается установка охранной запорной арматуры. В качестве охранной арматуры предусмотрено применение шарового крана DN400 PN125 с электроприводом с возможностью автоматического отключения и дистанционным управлением из УКПГ. В соответствии с п.9.2.1 ГОСТ Р 55990-2014 охранный арматура для трубопровода диаметром 426 мм предусматривается на расстоянии не менее 300 м до границы территории площадки УКПГ. Охранный арматура предназначена для автоматического и дистанционного отсечения потоков при аварийных ситуациях на трубопроводах, при пожарах и авариях на УКПГ и на кустовой площадке №27.

Также на данном узле предусмотрена установка охранной запорной арматуры на ингибиторопроводе. В качестве охранной арматуры предусмотрено применение шарового крана DN50 PN160 с электроприводом с возможностью автоматического отключения и дистанционным управлением из УКПГ.

По всей протяженности газопровода в одной траншее с ним прокладывается ингибиторопровод от УКПГ до кустовой площадки № 27. Протяженность ингибиторопровода DN50  $P_{расч.}=16,0$  МПа на участке от УКПГ до кустовой площадки № 27 составляет 14,0 км.

Выбор трасс проектируемых трубопроводов выполнен в соответствии с требованиями п.7.2 ГОСТ Р 55990-2014, Федерального Закона «Об охране окружающей среды». Основные критерии при выборе трассы – минимальное нанесение ущерба окружающей природной среде, коридорная прокладка с другими коммуникациями.

Способ прокладки трубопроводов на участках между площадками УЗА, СОД - подземный. Газопровод и ингибиторопровод на подземных участках прокладываются в одной траншее.

Расстояние между осями проектируемого газопровода DN400 и ингибиторопроводом DN50 – 0,8 м; DN400 и ингибиторопроводом DN50 – 1,1 м.

Расстояние от проектируемых трубопроводов до притрассовой постоянной дороги, предназначенной для обслуживания данных трубопроводов, при их параллельном следовании составляет не менее 10 м от оси трубопровода в коридоре коммуникаций ближайшего к дороге до подошвы дороги.

Для линий ВЛ до 20 кВ проектом от крайнего неотклоненного провода до любой части трубопровода установлено расстояние не менее 10 м. Пересечения проектируемого газопровода с ВЛ напряжением свыше 20 кВ отсутствуют.

Для проектируемых газопроводов применяются трубы и детали трубопровода с заводским антикоррозионным покрытием на основе экструдированного полиэтилена, соединительные детали трубопроводов – с заводским наружным трехслойным покрытием на основе термоусаживающихся материалов. Изоляция сварных стыков трубопроводов предусмотрена заводскими комплектами манжет на основе термоусаживающихся лент.

С целью беспрепятственного прохождения диагностического снаряда для проектируемых газопроводов применяются отводы радиусом изгиба 5DN. Материальное исполнение деталей трубопроводов и фланцев должно соответствовать материалу исполнению трубопроводов, на которых они установлены.

Согласно ГОСТ Р 55990-2014 п. 9.1.11 на ответвлениях, врезках проектируемых газопроводов в существующие трубопроводы предусмотрены тройники с решетками, исключающие попадание средств очистки и диагностики в проектируемые газопроводы.

Проектируемые газопроводы наружным диаметром, на участках, относящиеся к особо опасным (пересечение с водными преградами, автомобильными дорогами, технологическими коммуникациями, участки на подходе к УКПГ в пределах 250 м, узлы линейной запорной арматуры, а также участки трубопроводов по 250 м, примыкающие к ним), должны быть подвергнуты предпусковой внутритрубной приборной диагностике либо внутритрубной приборной диагностике в составе всего трубопровода, установленной проектной документацией (п.890 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утверждённые от 15.12.2020 приказ Ростехнадзора № 534.)

В соответствии с требованиями таблицы 1 п. 6.2 ГОСТ Р 55990-2014 продукт, транспортируемый по газосборному трубопроводу, относится к категории 4 (горючие нетоксичные продукты в виде газа или двухфазной среды, не содержащие сероводорода и других сернистых соединений); по метанолопроводу – к категории 6 (горючие и токсичные продукты, которые находятся в жидкой фазе при стандартных условиях транспортирования).

В соответствии с требованиями п. 7.1.1 и таблицами 3, 4 ГОСТ Р 55990-2014 проектируемые газопроводы относятся ко II классу ( $10 \text{ МПа} < P_{\text{раб}} \leq 20 \text{ МПа}$ ), категории С.

Данная категория принимается для всей трассы, а также для следующих участков:

- 1) переходы через автомобильные дороги общего пользования IV, V категории с участками по 25 м в обе стороны от подошвы дороги.
- 2) узлы линейной запорной арматуры, узлы подключения, а также участки трубопроводов по 250 м, примыкающие к ним;
- 3) узлы приема СОД, а также участки трубопроводов по 250 м, примыкающие к ним;
- 4) участки на подходе к УКПГ и кустовой площадке в пределах 250 м от ограждения.

В соответствии с требованиями п. 7.1.3 ГОСТ Р 55990-2014 проектируемый ингибиторопровод относится к III классу, категории С и В. Категория В для ингибиторопровода принимается для следующих участков:

- 1) узлы линейной запорной арматуры, узлы подключения, а также участки трубопроводов по 250 м, примыкающие к ним;
- 2) узлы приема СОД, а также участки трубопроводов по 250 м, примыкающие к ним;
- 3) участки на подходе к УКПП и кустовой площадке в пределах 250 м от ограждения;
- 4) участки на переходах через водные преграды, а также прибрежных участках, примыкающих по 25 м в обе стороны от водной преграды.

#### *Узлы запорной арматуры*

В соответствии с требованиями п. 9.2.1 ГОСТ Р 55990-2014 по трассе проектируемых трубопроводов предусмотрены узлы запорной арматуры.

Узел УЗА-001 расположен на ПК0+09,35 по трассе газопровода от УЗА-001 до узла приема СОД DN400.

Предусматривается применение стальной фланцевой полнопроходной запорной арматуры с ручным управлением для газопровода DN200, для ингибиторопровода DN50 и трубопроводов на свечу рассеивания. В качестве запорной арматуры для газопровода и ингибиторопровода применяются краны шаровые.

Арматура принята в северном (хладостойком) исполнении ХЛ1, герметичность затвора – класс А по ГОСТ 9544-2015. Расчетный срок эксплуатации арматуры указан в ее паспортах и определяется количеством срабатываний.

В соответствии с п. 9.2.5 ГОСТ Р 55990-2014 на обоих концах участков газопроводов до и после арматуры на УЗА-001 установлены продувочные свечи DN100, на расстоянии не менее 15 м от запорной арматуры.

#### *Узлы приема средств очистки и диагностики*

Для диагностики внутренней полости трубопроводов, а также для восстановления их пропускной способности необходима периодическая очистка их внутренней полости. С этой целью предусмотрена установка узлов запуска и приема СОД. Установка камеры запуска СОД предусмотрена на территории кустовой площадки №27. Установка камер приема СОД предусмотрена в конце трассы перед подключением к существующей инфраструктуре.

Согласно п.9.2.5 ГОСТ Р 55990-2014 продувка камеры приема СОД предусмотрена на продувочную свечу. Установка продувочной свечи предусмотрена на расстоянии не менее 15 м от запорной арматуры.

Согласно п.9.2.5 ГОСТ Р 55990-2014 продувка камеры приема СОД предусмотрена на продувочную свечу. Установка продувочной свечи предусмотрена на расстоянии не менее 15 м от запорной арматуры.

Дренаж из камеры приема СОД DN400 предусматривается в подземную емкость дренажную  $V=8 \text{ м}^3$  с дальнейшей перекачкой в передвижные емкости (автоцистерны).

На проектируемом узле приема СОД предусмотрено измерение давления показывающими манометрами и датчиками давления, которые установлены на камере приема, кроме того, предусматривается устанавливать с каждой стороны запорной арматуры (охранного крана), а также сигнализаторы прохождения СОД (для сокращения времени обнаружения приборов СОД по трассе трубопровода в случае возникновения аварийной ситуации).

Совместно с узлом приема СОД запроектированы охранные краны на газопроводе и ингибиторопроводе.

Охранные краны предназначены для автоматического и дистанционного отсечения потоков при аварийных ситуациях на трубопроводах, при пожарах и авариях на УКПП и на кустовой площадке №27.

Частота операций по очистке в процессе эксплуатации трубопроводов определяется регламентом эксплуатирующей организации.

В состав узла камеры приема СОД входят:

- 1) камера приема;
- 2) отключающая арматура, позволяющая подключать и отключать камеру СОД от технологического процесса;
- 3) тяговый механизм с тросовой системой;
- 4) приборы КИПиА (манометр, датчик давления);
- 5) сигнализатор прохождения СОД;
- 6) лоток;
- 7) комплект инструментов и принадлежностей.

Технологическая обвязка камер приема СОД обеспечивает возможность проведения следующих операций:

- 1) прием очистных и диагностических устройств, обслуживание камеры без остановки перекачки;
- 2) продувка камеры инертным газом;
- 3) освобождение камеры от продукта;
- 4) проведение очистки и диагностики трубопровода.

На надземных участках узла применяются трубы и трубодетали с наружным антикоррозионным покрытием, в теплоизоляции из минеральной ваты с защитным оцинкованным покрытием, нанесенной в трассовых условиях. Изоляция сварных стыков трубопроводов также предусмотрена минеральной ватой с защитным оцинкованным покрытием.

Для применения во взрывоопасных зонах, предусматривается электрооборудование для внутренней и наружной установки (группа II, подгруппа IIА), повышенной надежности против взрыва (уровень взрывозащиты 2), с взрывонепроницаемой оболочкой (вид взрывозащиты "d") с температурным классом ТЗ. Маркировка взрывозащиты электрооборудования согласно ПУЭ 2ExdIIATЗ.

Электрооборудование и полевой КИПиА, размещаемый во взрывоопасных зонах, предусмотрен во взрывозащищенном исполнении с предпочтительным уровнем взрывозащиты - "взрывонепроницаемая оболочка" (Exd) по ГОСТ 30852.1-2002, или при отсутствии Exd - "искробезопасная электрическая цепь" (Exi) по ГОСТ 30852.10-2002, соответствующие категории и группе взрывоопасных смесей.

#### *Узлы контроля коррозии*

На узлах приема СОД предусматриваются поточные узлы контроля скорости коррозии (УКК) для мониторинга скорости коррозии гравиметрическим методом. Данный метод основан на контрольном взвешивании образцов-свидетелей коррозии, которые помещаются в перекачиваемую среду на определенный период времени. При данном методе контроля коррозии места установки УКК выбираются из учета беспрепятственного прохождения снаряда.

#### *Переходы трубопроводов через естественные и искусственные препятствия*

Проектируемые промышленные трубопроводы пересекают внутрипромысловые автодороги автозимник. В соответствии с таблицами 4 и 5 ГОСТ Р 55990-2014 на переходах через автомобильные дороги общего пользования IV, V категорий с участками по 25 м в обе стороны от подошвы дороги для газопровода и ингибиторопровода принята категория С.

Переходы трубопроводов через автодороги выполнены подземно.

В соответствии с требованиями п. 891 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» на переходах через автодороги предусматривается прокладка трубопроводов в защитных

футлярах из стальных труб. Внутренний диаметр футляра должен быть на 200 мм больше наружного диаметра трубопровода.

В соответствии с п.10.3.8 ГОСТ Р 55990-2014 на конце защитных футляров устанавливаются вытяжные свечи DN100, высотой не менее 5 м, на расстоянии не менее 25 м от подошвы земляного полотна.

На торцах футляров устанавливаются герметизирующие резиноканевые манжеты для исключения попадания воды в полость между футляром и проектируемым трубопроводом. Для манжет предусмотрено укрытие, которое служит защитой от механических воздействий и давления грунта.

Для защиты от почвенной коррозии предусмотрена изоляция внешней поверхности футляров.

Минимальное заглубление трубопроводов до верха футляра трубопровода составляет:

- 1) от верха покрытия дороги до верхней образующей защитного футляра – 1,4 м;
- 2) от дна кювета, водоотводной канавы или дренажа до верхней образующей защитного футляра – 0,5 м.

Пересечение трубопровода с автомобильными дорогами выполняется под углом, близким к 90°, но не менее 60°.

На переходе через автодорогу по обе стороны от перехода на расстоянии 1 м от оси трубопровода с правой стороны по ходу продукта устанавливаются знаки закрепления трассы.

На автодорогах, на расстоянии 100 м от оси перехода с каждой стороны устанавливаются предупредительный знак и знак «Остановка запрещена». Вдоль оси трассы трубопроводов (на расстоянии 1 м от нее) с каждой стороны от перехода устанавливаются знаки закрепления трассы, на которых указано:

- 1) наименование трубопровода;
- 2) диаметр трубопровода;
- 3) наименование транспортируемой среды;
- 4) рабочее давление трубопровода;
- 5) глубина залегания трубопровода;
- 6) наименование и контактная информация эксплуатирующей организации.

Проектируемые трубопроводы пересекают проектируемую ВЛ от УКПГ до куста скважин № 27 Вакунайского нефтегазоконденсатного месторождения (ПК2+20,34, угол пересечения 89°55').

Угол пересечения ВЛ 35 кВ и ниже с подземными трубопроводами не нормируется.

В местах пересечения, сближения и параллельного следования проектируемых трубопроводов с линиями ВЛ наименьшее расстояние от заземлителя или подземной части (фундаментов) опоры ВЛ до ближайшей точки трубопровода составляет не менее 10 м для ВЛ напряжением до 20 кВ.

Перечень основного технологического оборудования, в котором обращаются опасные вещества на декларируемом объекте, представлен в таблице (Таблица 2).

**Таблица 2 - Перечень основного технологического оборудования, в котором обращаются опасные вещества**

№ поз по схеме	Наименование оборудования, материал	Кол-во	Расположение	Назначение	Техническая характеристика
Фонд скважин					
K27-K3-001	Камера запуска СОД	1 шт.	Надземное	Для запуска очистного и диагностического устройства х	DN400 PN125

№ поз по схеме	Наименование оборудования, материал	Кол-во	Расположение	Назначение	Техническая характеристика
				трубопроводах системы сбора	
<b>Система промышленных трубопроводов</b>					
Л27-КП-001	Камера приема СОД	1 шт.	Надземное	Для приема очистного и диагностического устройств трубопроводах системы сбора	DN400 PN125
	Газосборный трубопровод	7230,08 м	Подземное	Транспорт продукции от КП27 до УЗА-001	DN400 Pрасч.=10,8 МПа
		6443,62 м	Подземное	Транспорт продукции от УЗА-001 до Узла приема СОД DN400	DN400 Pрасч.=10,8 МПа
		330,38 м	Подземное	Транспорт продукции от Узла приема СОД DN400 до УКПГ	DN400 Pрасч.=10,8 МПа
	Ингибиторопровод	7230,08 м	Подземное	Подача ингибитора гидратообразования от УЗА-001 до КП27	DN50 Pрасч.=16,0 МПа
		6443,62 м	Подземное	Подача ингибитора гидратообразования от Узла приема СОД DN400 до УЗА-001	DN50 Pрасч.=16,0 МПа
		330,38 м	Подземное	Подача ингибитора гидратообразования от УКПГ до Узла приема СОД DN400	DN50 Pрасч.=16,0 МПа

### 1.2.3 Данные о распределении опасных веществ по оборудованию

Данные о распределении опасных веществ по технологическому оборудованию с учетом всех технологических узлов представлены в таблице (Таблица 3).

**Таблица 3 - Распределение опасных веществ по основному технологическому оборудованию**

Технологический блок, оборудование			Количество опасного вещества, т		Физические условия содержания опасного вещества		
наименование блока	наименование оборудования, № по схеме, опасное вещество	количество единиц оборудования	в единице оборудования	в блоке	агрегатное состояние	давление, МПа (изб.)	температура, °С
Фонд скважин							
Газосборный трубопровод от скважины до арматурного блока (скв. № 1)	Трубопровод Ø114x8, горючий газ	9,0 м	-	0,0099	газ	16,0	Минус 8,6 ÷ минус 0,7
Газосборный трубопровод от скважины до арматурного блока (скв. № 2)	Трубопровод Ø114x8, горючий газ	9,0 м	-	0,0099	газ	16,0	Минус 8,6 ÷ минус 0,7
Газосборный трубопровод от скважины до арматурного блока (скв. № 3)	Трубопровод Ø114x8, горючий газ	9,0 м	-	0,0099	газ	16,0	Минус 8,6 ÷ минус 0,7
Газосборный трубопровод от скважины до арматурного блока (скв. № 4)	Трубопровод Ø114x8, горючий газ	9,0 м	-	0,0099	газ	16,0	Минус 8,6 ÷ минус 0,7
Газосборный трубопровод от скважины до арматурного блока (скв. № 5)	Трубопровод Ø114x8, горючий газ	9,0 м	-	0,0099	газ	16,0	Минус 8,6 ÷ минус 0,7

Технологический блок, оборудование			Количество опасного вещества, т		Физические условия содержания опасного вещества		
наименование блока	наименование оборудования, № по схеме, опасное вещество	количество единиц оборудования	в единице оборудования	в блоке	агрегатное состояние	давление, МПа (изб.)	температура, °С
Газосборный трубопровод от скважины до арматурного блока (скв. № 6)	Трубопровод Ø114x8, горючий газ	9,0 м	-	0,0099	газ	16,0	Минус 8,6 ÷ минус 0,7
Газосборный трубопровод от скважины до арматурного блока (скв. № 7)	Трубопровод Ø114x8, горючий газ	9,0 м	-	0,0099	газ	16,0	Минус 8,6 ÷ минус 0,7
Газосборный трубопровод от скважины до арматурного блока (скв. № 8)	Трубопровод Ø114x8, горючий газ	9,0 м	-	0,0099	газ	16,0	Минус 8,6 ÷ минус 0,7
Газосборный трубопровод от скважины до арматурного блока (скв. № 9)	Трубопровод Ø114x8, горючий газ	9,0 м	-	0,0099	газ	16,0	Минус 8,6 ÷ минус 0,7
Арматурный блок - выкидной трубопровод в эксплуатационный коллектор (скв. №1)	Трубопровод Ø114x8, горючий газ	6,2 м	-	0,0068	газ	12,5	Минус 8,0 ÷ минус 2,1
Арматурный блок - выкидной трубопровод в	Трубопровод Ø114x8, горючий газ	6,2 м	-	0,0068	газ	12,5	Минус 8,0 ÷ минус 2,1

Технологический блок, оборудование			Количество опасного вещества, т		Физические условия содержания опасного вещества		
наименование блока	наименование оборудования, № по схеме, опасное вещество	количество единиц оборудования	в единице оборудования	в блоке	агрегатное состояние	давление, МПа (изб.)	температура, °С
эксплуатационный коллектор (скв. № 2)							
Арматурный блок - выкидной трубопровод в эксплуатационный коллектор (скв. № 3)	Трубопровод Ø114x8, горючий газ	6,2 м	-	0,0068	газ	12,5	Минус 8,0 ÷ минус 2,1
Арматурный блок - выкидной трубопровод в эксплуатационный коллектор (скв. № 4)	Трубопровод Ø114x8, горючий газ	6,2 м	-	0,0068	газ	12,5	Минус 8,0 ÷ минус 2,1
Арматурный блок - выкидной трубопровод в эксплуатационный коллектор (скв. № 5)	Трубопровод Ø114x8, горючий газ	6,2 м	-	0,0068	газ	12,5	Минус 8,0 ÷ минус 2,1
Арматурный блок - выкидной трубопровод в эксплуатационный коллектор (скв. № 6)	Трубопровод Ø114x8, горючий газ	6,2 м	-	0,0068	газ	12,5	Минус 8,0 ÷ минус 2,1
Арматурный блок - выкидной трубопровод в эксплуатационный коллектор (скв. № 7)	Трубопровод Ø114x8, горючий газ	6,2 м	-	0,0068	газ	12,5	Минус 8,0 ÷ минус 2,1
Арматурный блок - выкидной	Трубопровод Ø114x8, горючий газ	6,2 м	-	0,0068	газ	12,5	Минус 8,0 ÷ минус 2,1

Технологический блок, оборудование			Количество опасного вещества, т		Физические условия содержания опасного вещества		
наименование блока	наименование оборудования, № по схеме, опасное вещество	количество единиц оборудования	в единице оборудования	в блоке	агрегатное состояние	давление, МПа (изб.)	температура, °С
трубопровод в эксплуатационный коллектор (скв. № 8)							
Арматурный блок - выкидной трубопровод в эксплуатационный коллектор (скв. № 9)	Трубопровод Ø114x8, горючий газ	6,2 м	-	0,0068	газ	12,5	Минус 8,0 ÷ минус 2,1
Эксплуатационный коллектор от 1 скважины до точки врезки трубы 114x6 от крана шарового K27-3A-007	Трубопровод Ø426x14, горючий газ	163,8 м	-	2,976	газ	12,5	Минус 8,0 ÷ минус 2,1
Коллектор продувки от крана шарового K27-3A-003 до ГФУ	Трубопровод Ø114x6, горючий газ	231,2 м	-	0,276	газ	12,5	Минус 49 ÷ плюс 39
Трубопровод сброса газа от СППК на ГФУ	Трубопровод Ø159x8, горючий газ	265,0 м	-	0,621	газ	4,0	Минус 34,8 ÷ плюс 8
Трубопровод от крана шарового K27-3A-004 до крана на выходе с куста K27-XV-002	Трубопровод Ø426x14, горючий газ	51,0 м	-	0,927	газ	12,5	Плюс 6,8 ÷ минус 1,7
Трубопровод от крана шарового K27-3A-004 до крана на выходе с куста K27-XV-002	Трубопровод Ø114x6, горючий газ	7,8 м	-	0,009	газ	12,5	Плюс 6,8 ÷ минус 1,7
Трубопровод от крана шарового K27-3A-007	Трубопровод Ø426x14, горючий газ	37,4 м	-	0,679	газ	12,5	Плюс 6,8 ÷ минус 1,7

Технологический блок, оборудование			Количество опасного вещества, т		Физические условия содержания опасного вещества		
наименование блока	наименование оборудования, № по схеме, опасное вещество	количество единиц оборудования	в единице оборудования	в блоке	агрегатное состояние	давление, МПа (изб.)	температура, °С
до крана на выходе с куста К27-XV-002							
Трубопровод от крана шарового К27-3А-007 до крана на выходе с куста К27-XV-002	Трубопровод Ø114х6, горючий газ	5,6 м	-	0,007	газ	12,5	Плюс 6,8 ÷ минус 1,7
Трубопровод от крана шарового К27-3А-003 на точке врезки трубопровода для исследовательского сепаратора до крана шарового К27-3А-005	Трубопровод Ø114х6, горючий газ	11,0 м	-	0,013	газ	12,5	Плюс 6,8 ÷ минус 1,7
Коллектор продувки от арматурного блока до крана шарового К27-3А-003 в точке врезки трубопровода для исследовательского сепаратора	Трубопровод Ø114х6, горючий газ	177,3 м	-	0,212	газ	12,5	Плюс 8,0 ÷ минус 2,1
Коллектор подачи реагента к скважинам от К27-XV-003 до 1 скважины К27-АБ-3А-009.1	Трубопровод Ø57х6, горючая жидкость	221,0 м	-	0,278	жидкость	16,0	Минус 61 ÷ плюс 39
Всего опасного вещества – горючая жидкость - на составляющей «Фонд скважин», т					0,278		
в аппаратах, т					-		

Технологический блок, оборудование			Количество опасного вещества, т		Физические условия содержания опасного вещества		
наименование блока	наименование оборудования, № по схеме, опасное вещество	количество единиц оборудования	в единице оборудования	в блоке	агрегатное состояние	давление, МПа (изб.)	температура, °С
в трубопроводах, т			0,278				
Всего опасного вещества – горючий газ - на составляющей «Фонд скважин», т			5,870				
в аппаратах, т			-				
в трубопроводах, т			5,870				
Система промышленных трубопроводов							
Газосборный трубопровод от КП27 до УЗА-001	Трубопровод Ø426x12, горючий газ	7230,08 м	-	134,003	газ	10,8	Минус 10,6 ÷ минус 1,3
Газосборный трубопровод от УЗА-001 до Узла приема СОД DN400	Трубопровод Ø426x12, горючий газ	6443,62 м	-	119,427	газ	10,8	Минус 10,6 ÷ минус 1,3
Газосборный трубопровод от Узла приема СОД DN400 до УКПГ	Трубопровод Ø426x12, горючий газ	330,38 м	-	6,123	газ	10,8	Минус 10,6 ÷ минус 1,3
Ингибиторопровод от УЗА-001 до КП27	Трубопровод Ø57x6, горючая жидкость	7230,08 м	-	9,103	жидкость	15,565	Минус 3,1 ÷ плюс 7,5
Ингибиторопровод от Узла приема СОД DN400 до УЗА-001	Трубопровод Ø57x6, горючая жидкость	6443,62 м	-	8,112	жидкость	15,565	Минус 3,1 ÷ плюс 7,5
Ингибиторопровод от УКПГ до Узла приема СОД DN400	Трубопровод Ø57x6, горючая жидкость	330,38 м	-	0,416	жидкость	15,565	Минус 3,1 ÷ плюс 7,5
Камера приема СОД DN400	Л27-КП-001	1 шт.	-	0,098	газ	10,8	Минус 10,6 ÷ минус 1,3

Технологический блок, оборудование			Количество опасного вещества, т		Физические условия содержания опасного вещества		
наименование блока	наименование оборудования, № по схеме, опасное вещество	количество единиц оборудования	в единице оборудования	в блоке	агрегатное состояние	давление, МПа (изб.)	температура, °С
Всего опасного вещества – горючая жидкость – на составляющей «Система промышленных трубопроводов», т			17,631				
В аппаратах, т			-				
В трубопроводах, т			17,631				
Всего опасного вещества – горючий газ – на составляющей «Система промышленных трубопроводов», т			259,651				
В аппаратах, т			0,098				
В трубопроводах, т			259,553				

### **1.3 Описание технических решений по обеспечению безопасности**

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

- 1) применение закрытой герметичной системы трубопроводов и дренажа аппаратов;
- 2) применение автоматизированной системы управления технологическим процессом, предупреждающее возникновение аварийных ситуаций и обеспечивающее минимизацию ошибочных действий обслуживающего персонала (сбор технологических параметров с оборудования и датчиков, анализ технологических параметров и вычисления управляющего воздействия, подаваемого на исполнительные механизмы, согласно заданному технологическому алгоритму);
- 3) применение технологического оборудования и материального исполнения трубопроводов в соответствии с климатическими условиями эксплуатации, рабочими параметрами процесса и физико-химическими свойствами обращающихся в технологическом процессе веществ;
- 4) применение электрооборудования во взрывозащищенном исполнении;
- 5) работа технологических установок без постоянного присутствия обслуживающего персонала;
- 6) размещение технологического оборудования на открытых территориях куста или площадках с обеспечением необходимых проходов;
- 7) соблюдение безопасных максимально допустимых расстояний между сооружениями;
- 8) автоматическое закрытие клапана-отсекателя с электромагнитным дублером для защиты выкидного трубопровода от превышения давления;
- 9) для предупреждения преждевременной коррозии трубопроводов предусмотрена подача ингибитора коррозии от установок дозирования химреагента в газосборный коллектор;
- 10) контроль загазованности на технологических площадках и в блок-боксах;
- 11) применение теплоизоляции трубопроводов и арматуры;
- 12) проектируемые технологические трубопроводы прокладываются надземно, на эстакадах;
- 13) предусмотрена проверка на прочность и герметичность трубопроводов после монтажа;
- 14) промывка и гидравлическое испытание на прочность и герметичность трубопроводов по окончании строительно-монтажных работ;
- 15) проведения систематического визуального осмотра (по графику) объектов с целью контроля состояния линейной части, арматуры и сооружений, а также объектов электроснабжения и КИПиА;
- 16) управление электроприводной арматурой осуществляется как автоматически, так и дистанционно из операторной;
- 17) узлы отключающей арматуры размещаются на поверхности - на открытых площадках;
- 18) система инженерно-технических средств охраны площадок и линейной части промысловых трубопроводов.

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

Для предупреждения развития аварий и локализации выбросов опасных веществ на декларируемом объекте предусмотрены следующие мероприятия:

- 1) высокий уровень автоматизации производственного процесса, обеспечивающий сигнализацию об отклонениях технологических параметров от допустимых значений при возможных аварийных ситуациях;

- 2) снабжение оборудования запорной, регулирующей арматурой и контрольно-измерительными приборами;
- 3) молниезащита и защита от статического электричества путем присоединения металлических конструкций технологических трубопроводов и аппаратов к заземляющему устройству.

### **1.3.3 Описание решений, направленных на обеспечение взрывопожаробезопасности и химической безопасности**

На декларируемом объекте предусмотрено:

- 1) полная герметизация технологических процессов;
- 2) обеспечены необходимые (по нормам) проходы и проезды при размещении технологического оборудования;
- 3) соблюдение правил взрывопожаробезопасности проведения огневых, газоопасных работ и работ повышенной опасности;
- 4) применение взрывозащищенного оборудования;
- 5) поддержание в исправном состоянии и соблюдение правил эксплуатации электрооборудования, средств молниезащиты и защиты от статического электричества;
- 6) своевременное обучение и регулярная аттестация персонала по безопасным приемам работы и действиям в чрезвычайных ситуациях;
- 7) проведение работ по техническому обслуживанию и планово-предупредительному ремонту установок пожарной автоматики в соответствии с графиком и календарным планом работ.

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

Объем автоматизации обеспечивает работу всех объектов без присутствия дежурного персонала у технологического оборудования при контроле и управлении из операторной.

#### *Арматурный блок*

Предусмотрен следующий объем автоматизации:

- 1) измерения расхода рабочей среды от скважины;
- 2) измерения расхода метанола в метанолопроводе;
- 3) местный контроль давления среды в трубопроводе до и после клапана-отсекателя;
- 4) дистанционный контроль давления рабочей среды после клапана-отсекателя;
- 5) дистанционный контроль до и регулирование давления рабочей среды, поступающей со скважины до регулирующего клапана;
- 6) дистанционный контроль до и регулирование расхода метанола в метанолопроводе;
- 7) местный контроль температуры в трубопроводе после клапана-отсекателя;
- 8) местный и дистанционный контроль давления в метанолопроводе;
- 9) автоматического закрытие клапана-отсекателя при аварийно-высоком и аварийно-низком давлении в выкидном трубопроводе от скважины после клапана-отсекателя, через 30 секунд закрытие электроприводной запорной арматуры на метанолопроводе газа к скважинам N1...N9 от УКПГ и трубопроводе газа от скважин N1...N9 на УКПГ на совмещенной площадке узла запуска СОД с узлом отключающей арматуры, при аварийно-низком и аварийно-высоком давлении до и после электроприводной запорной арматуры на трубопроводе газа от скважин N1...N9 на УКПГ на совмещенной площадке узла запуска СОД с узлом отключающей арматуры, при пожаре и загазованности 50% НКПР на площадке куста, при отключении электроэнергии на УКПГ или на площадке узла подключения, по сигналу «авария» на УКПГ;
- 10) автоматическое закрытие электроприводной запорной арматуры на метанолопроводе газа к скважинам N1...N9 от УКПГ на совмещенной площадке узла запуска

СОД с узлом отключающей арматуры на при аварийно-низком и аварийно-высоком давлении в трубопроводе подачи метанола в скважину;

11) автоматическая подача газа на дежурные и запальные горелки ГФУ из блока управления ГФУ при повышении давления в выкидном трубопроводе после клапана-отсекателя предупредительного значения Н и автоматическое отключение ГФУ при предупредительном значении Н1;

12) дистанционный контроль состояния и управление электроприводной арматурой;

13) дистанционный контроль положения и управление клапаном-отсекателем.

На площадке блока арматурного и площадке скважины предусматривается автоматический контроль загазованности с установкой свето-звуковой аппаратуры на площадке и сигнализацией на АРМ оператора.

При  $H=20\%$  НКППРП включается световая сигнализация, при  $HN=50\%$  НКППРП световая и звуковая сигнализация на кустовой площадке, и на АРМ оператора.

В составе арматурного блока предусматривается технологический учет добываемого газа, приведенного к стандартным условиям, измерение температуры и давления на линии DN100.

#### *ГФУ, СИКГ на ГФУ*

Проектом предусматривается автоматическая подача газа на дежурную горелку Гд, автоматический розжиг горелки ГФУ при аварийно-высоком показании давления в трубопроводе на устье газовой скважины после клапана-отсекателя.

Шкафы управления (блок автоматического розжига и контроля пламени) установки ГФУ, с системой контроля и автоматики, обеспечивают контроль пламени, сигнализацию и автоматическую отсечку топливного газа при погасании пламени. В блоке управления ГФУ предусмотрены пожарные извещатели, газоанализаторы и светозвуковая аппаратура оповещения о пожаре и загазованности.

Объем автоматизации на линиях продувки и сброса от СППК на ГФУ:

- 1) местный и дистанционный контроль давления на трубопроводе;
- 2) местный и дистанционный контроль температуры на трубопроводе;
- 3) предусматривается аварийная и предупредительная сигнализация максимального и минимального значения давления.

Проектной документацией предусматривается установка систем измерений количества и параметров газа К27-СИКГ-001 на факельном коллекторе от скважин N1...N9 и К27-СИКГ-002 газопроводе сброса от СППК сжигаемого на горелке К27-ГФУ-001 (далее по тексту – СИКГ).

Шкаф СОИ с одним вычислителем для двух СИКГ располагается в отсеке ТМиС в блоке БЭЛП куста N27. Вычислитель обеспечивает сбор информации с первичных средств измерений СИКГ, приведение объема и объемного расхода газа к стандартным условиям и передачу информации на верхний уровень.

В объеме СИКГ предусматривается следующий объем автоматизации:

- 1) измерение расхода газа в рабочих условиях;
- 2) измерение объема газа в рабочих условиях;
- 3) измерение температуры газа;
- 4) измерение абсолютного давления газа;
- 5) вычисление объема и расхода газа, приведенного к стандартным условиям;
- 6) автоматическое визуальное отображение информации о значениях измеряемых параметров на АРМ оператора. Место размещения данного АРМ - в помещении «операторная УКПГ».
- 7) автоматический контроль значений измеряемых величин, предупредительная сигнализация при их выходе за допускаемые пределы;
- 8) автоматическая регистрация отклонений от заданного режима работы СИКГ;

9) формирование и хранение отчетов результатов измерений за отдельные периоды (час, сутки, месяц, год).

На площадке блока подачи газа на дежурную горелку ГФУ предусматривается автоматический контроль загазованности с установкой свето-звуковой аппаратуры на площадке и сигнализацией на АРМ оператора.

При  $H=20\%$  НКППП включается световая сигнализация, при  $HH=50\%$  НКППП световая и звуковая сигнализация на кустовой площадке, и на АРМ оператора.

#### *Узел запуска СОД совмещенный с узлом отключающей арматуры*

Предусмотрен следующий объём автоматизации:

- 1) местный и дистанционный контроль давления до и после электроприводной запорной арматуры на трубопроводе газа от скважин N1...N9 на УКППГ;
- 2) местный и дистанционный контроль температуры до электроприводной запорной арматуры на трубопроводе газа от скважин N1...N9 на УКППГ;
- 3) местный контроль давления до и после электроприводной запорной арматуры K27-XV-003 на метанолопроводе от УКППГ;
- 4) дистанционный контроль давления до электроприводной запорной арматуры K27-XV-003 на метанолопроводе от УКППГ;
- 5) местный контроль давления в камере запуска СОД;
- 6) сигнализация по месту прохождения очистного устройства в камере запуска СОД;
- 7) автоматическое закрытие электроприводной запорной арматуры K27-XV-002 на трубопроводе газа от скважин N1...N9 на УКППГ, при аварийно-низком и аварийно-высоком значении давления на выкидном трубопроводе от скважины после клапана-отсекателя, при пожаре и загазованности 50% НКПП на площадке куста, при отключении электроэнергии на УКППГ или на площадке узла подключения, по сигналу «авария» на УКППГ;
- 8) автоматическое закрытие электроприводной запорной арматуры K27-XV-003 на метанолопроводе от УКППГ, при аварийно-низком и аварийно-высоком значении давления на метанолопроводе до электроприводной запорной арматуры K27-XV-003 и выкидном трубопроводе скважины после клапана-отсекателя, при пожаре и загазованности 50% НКПП на площадке куста, при отключении электроэнергии на УКППГ или на площадке узла подключения, по сигналу «авария» на УКППГ;
- 9) - предусматривается аварийная сигнализация максимального и минимального значения давления до и после запорной электроприводной арматуры.

На площадке камеры запуска СОД, совмещенной с узлом отключающей арматуры, предусматривается автоматический контроль загазованности с установкой свето-звуковой аппаратуры на площадке и сигнализацией на АРМ оператора.

При  $H=20\%$  НКППП включается световая сигнализация, при  $HH=50\%$  НКППП световая и звуковая сигнализация на кустовой площадке, и на АРМ оператора.

#### *Площадка для подключения исследовательского сепаратора*

Предусмотрен местный контроль давления на входном и выходном трубопроводе подключения к исследовательскому сепаратору.

#### *Узел запорной арматуры УЗА -001*

Предусмотрен местный контроль давления до и после ручной запорной арматуры (УЗА-001) на трубопроводе газа от куста скважин N27 и метанолопроводе от УКППГ.

#### *Узел приема СОД K27-КП-001*

Предусмотрен следующий объём автоматизации:

- 1) местный контроль давления в камере запуска СОД и на байпасной линии;
- 2) сигнализация по месту прохождения очистного устройства в камере запуска СОД.

*Узел приема СОД совмещенный с узлом запорной арматуры*

Предусмотрен следующий объём автоматизации:

- 1) местный и дистанционный контроль давления до и после электроприводной запорной арматуры (охранный кран) на трубопроводе газа от куста скважин N27 на УКПГ;
- 2) местный контроль давления до и после электроприводной запорной арматуры M27-ZV-001 на метанолопроводе от УКПГ;
- 3) дистанционный контроль прохождения очистного устройства на трубопроводе подачи газа на УКПГ;
- 4) местный контроль давления в камере приема СОД;
- 5) сигнализация по месту прохождения очистного устройства в камере приема СОД;
- 6) предусматривается аварийная сигнализация максимального и минимального значения давления до и после запорной электроприводной арматуры;
- 7) автоматическое закрытие электроприводной запорной арматуры Л27-ZV-001 (охранный кран) на трубопроводе газа от куста N27 на УКПГ, при аварийно-низком и аварийно-высоком значении давления до и после электроприводной запорной арматуры Л27-ZV-001 (охранный кран) на трубопроводе газа от куста N27 на УКПГ, при отключении электроэнергии на УКПГ, по сигналу «авария» на УКПГ;
- 8) автоматическое закрытие электроприводной запорной арматуры M27-ZV-001 на метанолопроводе от УКПГ, при аварийно-низком и аварийно-высоком значении давления до и после электроприводной запорной арматуры M27-ZV-001 на метанолопроводе от УКПГ, при отключении электроэнергии на УКПГ, по сигналу «авария» на УКПГ;
- 9) автоматическое закрытие электроприводной запорной арматуры Л27-XV-001 на трубопроводе газа от куста N27 на УКПГ перед камерой приема СОД, при аварийно-низком и аварийно-высоком значении давления до и после электроприводной запорной арматуры Л27-ZV-001 (охранный кран) на трубопроводе газа от куста N27 на УКПГ;
- 10) автоматическое закрытие электроприводной запорной арматуры Л27-XV-001 на трубопроводе газа от куста N27 на УКПГ и метанолопроводе от УКПГ M27-ZV-001 на совмещенной площадке узла запуска СОД с узлом запорной арматуры, при аварийно-низком и аварийно-высоком значении давления до и после электроприводной запорной арматуры (охранный кран) на трубопроводе газа от куста N27 на УКПГ.

На площадке камеры приема СОД, совмещенной с запорной арматурой, предусматривается автоматический контроль загазованности с установкой свето-звуковой аппаратуры на площадке и сигнализацией на АРМ оператора.

При Н=20% НКПРП включается световая сигнализация, при НН=50% НКПРП световая и звуковая сигнализация на площадке узла приема СОД, и на АРМ оператора.

## 2 АНАЛИЗ РИСКА АВАРИИ

### 2.1 Анализ аварий на декларируемом объекте

#### 2.1.1 Перечень аварий и обобщенные данные об инцидентах, произошедших на декларируемом объекте (для действующих объектов)

Декларируемый объект является вновь проектируемым.

#### 2.1.2 Перечень наиболее опасных по последствиям аварий, произошедших на других аналогичных объектах, или аварий, связанных с опасными веществами

Согласно Федеральному закону № 116-ФЗ от 21 июля 1997 г. «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», авария – это разрушение сооружений и (или) технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, неконтролируемый взрыв и (или) выброс опасных веществ.

Для оценки возможной опасности проектируемых объектов в проекте проведен анализ причин и последствий наиболее характерных аварий, произошедших на аналогичных объектах отрасли. Перечень аварий, имевших место на других аналогичных объектах, представлен в таблице (Таблица 4).

**Таблица 4 - Перечень аварий, имевших место на других аналогичных объектах**

Дата	Вид аварии	Описание аварии и основные причины	Масштабы развития аварии
12.08.2007	Выброс газа с возгоранием	ООО «Томскнефтехим». Разгерметизация оборудования с последующим факельным горением. Причина аварии – данные отсутствуют, предположительно-неисправность оборудования	Данные отсутствуют
28.08.2010	Выброс газа с возгоранием	ОАО «Белгородоблгаз», Белгородская область. В результате попадания молнии в изолирующее фланцевое соединение задвижки подземного газопровода высокого давления произошла разгерметизация задвижки и возгорание газа	Зона пожара в месте утечки
24.03.2012	Разрыв одной нити газопровода с выходом и возгоранием газа. ХМАО-Югра, ООО «Газпромтрансгаз Югорск»	Разрыв одной нити МГ с выходом и возгоранием газа в результате развития трещиноподобного дефекта по линии сплавления продольного заводского шва с основным металлом трубы протяженностью 750 мм и максимальной глубиной 7	Нет данных

Дата	Вид аварии	Описание аварии и основные причины	Масштабы развития аварии
		мм, образованного по механизму коррозионного растрескивания под напряжением.	
29.08.2012	Возгорание газа	ООО «Газпром трасгаз Югорск», Тюменская область, ХМАО-Югра. Произошло разрушение магистрального трубопровода с возгоранием газа. Коррозионное растрескивание под напряжением. Не проводилась внутритрубная диагностика участка	Количество стравленного газа при остановке участка около 4 млн. куб.м. Пострадавших нет
28.10.2012	Утечка и возгорание газа	ООО «Газпромтрансгаз Чайковский», Пермский край, п. Суксун, магистральный газопровод - отвод на ГРС «Суксун». В процессе эксплуатации магистрального газопровода - отвода Ду-150 мм произошло его разрушение, утечка и возгорание газа. Нарушение технологии нанесения изоляции при строительстве.	Пострадавших нет
08.09.2014	Выброс газа	При проведении буровых работ на кустовой площадке №47 газового месторождение ЯНАО, Ямал СПГ, возникло газопроявление с последующим возгоранием газа.	Пострадало 9 человек.
23.08.2017	Выброс и возгорание газа	В режиме эксплуатации магистрального газопровода «Ямбург-Тула-1» Пильнинского ЛПУ МГ произошло разрушение участка магистрального газопровода протяженностью 33 м с выбросом и возгоранием газа из-за	Материальный ущерб составил 38 362,2 тыс. руб.

Дата	Вид аварии	Описание аварии и основные причины	Масштабы развития аварии
		коррозионного растрескивания под напряжением	
20.11.2017	Возгорание газа	Разрыв магистрального газопровода «Средняя Азия-Центр-2» диаметром 1200 мм с последующим возгоранием.	Пострадавших и погибших нет.

Анализ аварий на объектах нефтегазодобычи позволил установить основные причины и факторы, оказывающие наибольшее влияние на возникновение и развитие аварий:

- 1) отказы (неполадки) оборудования;
- 2) внешние физические воздействия на трубопроводы (повреждения посторонними лицами при производстве земляных работ вблизи нефтегазосборных трубопроводов, наезд тяжелого транспорта, несанкционированные врезки) повлекшие утечки и оказывающие наибольшее влияние на окружающую среду, людей и близлежащие объекты;
- 3) нарушения норм и правил производства работ при строительстве и ремонте;
- 4) отступления от проектных решений;
- 5) коррозионные повреждения труб, запорной и регулирующей арматуры;
- 6) нарушения технических условий изготовления труб и оборудования;
- 7) ошибочные действия эксплуатационного и ремонтного персонала;
- 8) внешние воздействия природного и техногенного характера.

### 2.1.3 Анализ основных причин, произошедших аварий на декларируемом объекте

Для оценки возможной опасности объектов в проекте проведен анализ причин и последствий аварий, произошедших на объектах отрасли, аналогичных проектируемым.

В таблице (Таблица 5) приведены обобщенные данные по наиболее часто встречающимся видам аварий в нефтегазодобывающей отрасли.

**Таблица 5 - Обобщенные данные по наиболее часто встречающимся видам аварий**

Объект	Причины аварий	Последствия аварий
Линейная часть газопровода	Внутренняя и наружная коррозия, повышение давления, перепад температур, наезд техникой.	Повреждение газопровода, выброс газа, загазованность. При воспламенении газа возможны человеческие жертвы.
	Образование конденсата при низких температурах	Замерзание конденсата, порыв газопровода, загазованность, пожар.
Технологические трубопроводы	Физический износ, внутренняя и наружная коррозия, заводские дефекты, дефекты сварных соединений, механическое повреждение, повышение давления, перепад температур.	Порывы, разлив реагента, возгорания, возможны жертвы.
		Образование свищей, порывы, выброс газа, загазованность. При воспламенении газа

Объект	Причины аварий	Последствия аварий
		возможны человеческие жертвы.

Аварии на трубопроводах наносят большой ущерб экономике предприятий и окружающей среде. Последствиями аварий являются выбросы газа в атмосферу, возгорания.

Для линейной части трубопроводов наиболее характерны два вида повреждений:

- 1) трещины и разрывы в стенке трубопроводов и сварных стыках;
- 2) сквозные коррозионные точечные повреждения стенок.

Анализ актов технического расследования причин аварий на линейной части трубопроводов показал, что основными причинами аварий на трубопроводах является коррозионное растрескивание трубопровода под напряжением, различные механические повреждения, а также опасные природные процессы и явления (стихийные бедствия).

Наибольшее количество аварий, обусловленных стихийными бедствиями, происходит в результате:

- 1) активизации оползневых процессов;
- 2) дождевых паводков;
- 3) потери несущей способности многолетнемерзлых грунтов;
- 4) просадки грунта.

Значительная доля аварий вследствие коррозии имеет свои объективные причины. В отечественной практике основным способом пассивной защиты трубопроводов от коррозии являлось нанесение в трассовых условиях липких полимерных лент, хотя известно, что необходимый уровень антикоррозионной защиты трубопроводов может быть обеспечен только при наличии заводской изоляции.

Анализ информации показал, что аварии происходили не только из-за длительного срока эксплуатации, но и по другим причинам (нарушение технологического режима, нарушение правил техники безопасности, природные явления, повреждение объектов техникой и т.п.).

При авариях загрязнению в большинстве случаев подвержены атмосфера. Реальную опасность представляют случаи загорания и взрыва. Источниками воспламенения могут быть:

- 1) накопленное тепло;
- 2) открытое пламя;
- 3) электрическая дуга;
- 4) появление механической энергии (удар, сжатие, трение).

К основным проблемам, влияющим на промышленную безопасность трубопроводов относятся:

- 1) недостаточный объем капитального ремонта трубопроводов;
- 2) недостаточный уровень телемеханики и автоматизации объектов трубопроводного транспорта;
- 3) отсутствие комплекса мероприятий по соблюдению охранных зон и зон минимально допустимых расстояний от трубопроводов до зданий и сооружений и устранению выявленных нарушений.

Одной из основных причин тяжелого и смертельного травматизма на объектах нефтегазодобычи является неумение персонала своевременно определять и оценивать реальные опасности, возникающие на рабочих местах. Многие аварии с тяжелыми последствиями и случаи производственного травматизма на нефтегазодобывающих предприятиях можно было предотвратить за счет своевременного выявления опасных условий эксплуатации, реагирования на них и устранения наиболее серьезных факторов опасности.

Неоправданный риск возникновения аварий и случаев травматизма можно существенно снизить путем своевременного принятия компенсационных мер. Для

обеспечения безопасности функционирования проектируемых объектов и сооружений применяются методы анализа риска аварий.

Неоправданный риск возникновения аварий и случаев травматизма можно существенно снизить путем своевременного принятия компенсационных мер. Для обеспечения безопасности функционирования проектируемых объектов и сооружений применяются методы анализа риска аварий.

Для обеспечения безопасности функционирования проектируемых объектов и сооружений применяются методы анализа риска аварий.

## **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**

Определение возможных причин возникновения аварии и факторов, способствующих возникновению и развитию аварий.

Для выявления факторов риска, приводящих к авариям, были изучены и проанализированы:

- 1) климатические характеристики;
- 2) география района расположения объектов;
- 3) проектные решения;
- 4) возможные антропогенные влияния.

В результате анализа вышеуказанных материалов выявлены факторы риска, которые с определенной вероятностью могут привести к возникновению производственных аварий с различными последствиями для экономики, людей и окружающей среды, и приведены в таблице (Таблица 6).

**Таблица 6 - Характеристика факторов риска способствующих возникновению и развитию аварий**

Фактор	Характеристика факторов риска
1. Природные явления: 1.1. Гидрометеорологические: землетрясения	Сейсмичность района составляет 5 баллов.
Климат	Климат района работ резко континентальный с большими годовыми колебаниями температур и недостаточным количеством выпадающих осадков. Абсолютный минимум температуры воздуха приходится на февраль и составляет – минус 61°С, абсолютный максимум – плюс 39 °С. Среднегодовая температура воздуха равняется минус 6,7°С.
Влажность	В течении года относительная влажность воздуха значительно меняется. Наиболее

Фактор	Характеристика факторов риска
Осадки	высокой она бывает зимой, наименьшей — в конце весны.
Снеговой покров	Суточный максимум осадков составляет 50 мм. Количество осадков за апрель-октябрь – 397 мм. Количество осадков за ноябрь-март – 117 мм.
Метели	Расчетная максимальная высота снежного покрова обеспеченностью 5% составляет 74 см. Наибольшая декадная высота снежного покрова по постоянной рейке составляет 81 см.
Грозы	Среднее многолетнее число дней с метелью в год достигает 65 дней. Первые метели отмечаются в сентябре и могут быть даже в июне. Наибольшее зарегистрированное годовое количество дней с метелью составляет 105 дней.
Туманы	Грозы чаще наблюдаются с июня по август, в среднем, за год наблюдаются 12 дней, при наибольшем количестве дней с грозой за год 21.
Гололед	Туманы наблюдаются в течение всего года с преобладанием в осенний и весенний периоды (май-июнь и сентябрь-октябрь). В среднем, в году отмечается 17 дней с туманами. Наименьшее количество дней с туманами отмечается в феврале. Наибольшее зарегистрированное годовое количество дней с туманами составляет 31 день.
Ветровой режим	Выпадение осадков в виде мокрого снега, ледяного дождя и изморози в условиях температур воздуха, близких к 0°С, приводит к образованию гололеда. Возникновение гололеда возможно сентября по июнь.
1.2. Геоморфологические:	Среднегодовая скорость ветра в районе изысканий составляет 0,9 м/с.
грунты	Абсолютный наблюденный максимум скорости ветра за многолетний период составил 14 м/с; абсолютный максимум скорость ветра с учетом порывов – 21 м/с. Скорость ветра 5% обеспеченности – 9 м/с.
	Территория относится к зоне островного распространения многолетнемерзлых

Фактор	Характеристика факторов риска
	<p>пород. Непосредственно в пределах исследуемого участка многолетнемерзлые грунты не вскрыты.</p>
<p>2. Особенности технологического процесса, применяемого технологического оборудования: наличие давления в системе</p> <p>взрывопожароопасность</p> <p>проявление статического электричества</p>	<p>Принятое расчетное давление проектируемых объектов составляет: расчетное давление для выкидных газопроводов до клапана отсекавателя составляет 16,0 МПа, после – 10,8 МПа. расчетное давление для проектируемых трубопроводов от газовых скважин после клапана-отсекателя принято 10,8 МПа, для оборудования и запорно-регулирующей арматуры (ЗРА) на данных линиях расчетное давление принято 16,0 МПа. расчетное давление метаноопроводов на кустах составляет 16,0 МПа. расчетное давление трубопроводов системы сбора составляет 10,8 МПа. рабочее давление для газопроводов от кустовой площадки №27 принято равным 10,8 МПа. для ингибиторопровода расчетное давление принято равным 16,0 МПа.</p> <p>Технологический процесс связан с наличием легковоспламеняющихся газов и горючих жидкостей. Технологическая среда взрывопожароопасная.</p> <p>Возможность возникновения опасных искровых разрядов с поверхности оборудования, трубопроводов.</p>
<p>3. Особенности размещения проектируемых объектов: относительно населенных пунктов</p> <p>относительно водных преград</p>	<p>Куст скважин № 27 расположен в 277,7 км на юго-запад от г. Ленск, в 190 км на северо-запад от пгт. Витим, в 111 км на северо-восток от с. Преображенка.</p> <p>Гидрография района представлена ближайшими и пересекаемыми поверхностными водотоками постоянного стока в основном левобережной и частично правобережной</p>

Фактор	Характеристика факторов риска
	части бассейна верхнего течения р. Нюя (левого притока первого порядка р. Лена).
4. Зависимость от подачи электроэнергии	Основными потребителями электроэнергии являются технологическое оборудование, задвижек и освещение
5. Эксплуатация объектов (участие человека)	Режим работы круглосуточный, непрерывный. Участие человека в процессе технического обслуживания и профилактического ремонта.

Как следует из таблицы, к основным факторам риска следует отнести:

- 1) географию, геологию и климатологию района расположения объектов;
- 2) свойства добываемого из недр продукта;
- 3) особенности технологического процесса и применяемого оборудования (наличие давления в аппаратах и трубопроводах, взрывопожароопасность);
- 4) особенности размещения объектов;
- 5) участие человека в процессе технического обслуживания и профилактического ремонта.

При анализе факторов риска введены некоторые ограничения, не рассматриваются преднамеренные действия - диверсия, саботаж и т.п.

## 2.2.2 Определение сценариев аварий на декларируемом объекте для опасных веществ

Возникающие на декларируемом объекте возможные аварии необходимо рассматривать с точки зрения возможности развития аварийных ситуаций, которые связаны с выбросами и утечками из трубопроводов и оборудования взрывопожароопасного вещества.

При разрывах трубопроводов, разъемных соединений, неисправности запорной и регулирующей арматуры, повреждениях или полном разрушении оборудования может произойти выброс веществ в зависимости от характера и места разрушения, а также в зависимости от температуры, при которой находится рассматриваемое вещество.

Объем выброса определяется количеством вещества, находящимся в оборудовании, его давлением, температурой, расходом, размером отверстия разгерметизации (площадью разрыва) и принимаемыми превентивными мерами. При низкой скорости выброса и сравнительно продолжительной его длительности количество выброшенного вещества будет зависеть в основном от времени обнаружения утечки и оперативности действия персонала по локализации аварии и ликвидации ее последствий.

Практика показывает, что наиболее вероятными являются сравнительно небольшие выбросы, т.к. полное разрушение оборудования и трубопроводов маловероятно. В то же время незначительные утечки, в случае неконтролируемого развития аварийной ситуации, могут привести к полному разрушению оборудования и последующему выбросу его содержимого.

Поэтому рассмотрены и оценены сценарии как наиболее вероятных аварий, так и наиболее опасных по своим последствиям аварии с максимально возможным выбросом веществ.

Сценарии возможных аварий по составляющим декларируемого объекта представлены в таблице (Таблица 7).

Таблица 7 - Сценарии возможных аварий

Код сценария	Сценарии развития аварии
Фонд скважин	
С <sub>1</sub>	Разгерметизация трубопровода от скважины до арматурного блока → выброс газа без воспламенения → образование газовой воздушной облака → рассеяние облака, загрязнение окружающей среды
С <sub>2</sub>	Разгерметизация трубопровода от скважины до арматурного блока → мгновенный выброс газа под высоким давлением → при появлении источника инициирования - воспламенение газа → независимое горение в противоположных направлениях двух настильных (слабонаклонных к горизонту) струй газа с их ориентацией близкой к оси трубопровода («струевое пламя») → тепловое воздействие на людей и окружающие объекты, загрязнение атмосферы продуктами горения
С <sub>3</sub>	Разгерметизация трубопровода от скважины до арматурного блока → выброс газа → образование газовой воздушной облака → при появлении источника инициирования – сгорание парогазовой воздушной смеси с образованием избыточного давления ударной волны взрыва → воздействие избыточного давления ударной волны взрыва на людей и окружающие объекты
С <sub>4</sub>	Разгерметизация выкидного трубопровода от скважины в эксплуатационный коллектор → выброс газа без воспламенения → образование газовой воздушной облака → рассеяние облака, загрязнение окружающей среды
С <sub>5</sub>	Разгерметизация выкидного трубопровода от скважины в эксплуатационный коллектор → мгновенный выброс газа под высоким давлением → при появлении источника инициирования - воспламенение газа → независимое горение в противоположных направлениях двух настильных (слабонаклонных к горизонту) струй газа с их ориентацией близкой к оси трубопровода («струевое пламя») → тепловое воздействие на людей и окружающие объекты, загрязнение атмосферы продуктами горения
С <sub>6</sub>	Разгерметизация выкидного трубопровода от скважины в эксплуатационный коллектор → выброс газа → образование газовой воздушной облака → при появлении источника инициирования – сгорание парогазовой воздушной смеси с образованием избыточного давления ударной волны взрыва → воздействие избыточного давления ударной волны взрыва на людей и окружающие объекты
С <sub>7</sub>	Разгерметизация коллектора → выброс газа без воспламенения → образование газовой воздушной облака → рассеяние облака, загрязнение окружающей среды
С <sub>8</sub>	Разгерметизация коллектора → мгновенный выброс газа под высоким давлением → при появлении источника инициирования - воспламенение газа → независимое горение в противоположных направлениях двух настильных (слабонаклонных к горизонту) струй газа с их ориентацией близкой к оси трубопровода («струевое пламя») → тепловое воздействие на людей и окружающие объекты, загрязнение атмосферы продуктами горения
С <sub>9</sub>	Разгерметизация коллектора → выброс газа → образование газовой воздушной облака → при появлении источника инициирования – сгорание парогазовой воздушной смеси с образованием избыточного давления ударной волны взрыва → воздействие избыточного давления ударной волны взрыва на людей и окружающие объекты
С <sub>10</sub>	Разгерметизация трубопровода → пролив реагента → загрязнение территории
С <sub>11</sub>	Разгерметизация трубопровода → пролив реагента → испарение с поверхности пролива → образование паровой воздушной облака → при появлении источника

Код сценария	Сценарии развития аварии
	инициирования - воспламенение и пожар пролива → тепловое воздействие на людей и окружающие объекты → загрязнение атмосферы продуктами горения
<b>Система промысловых трубопроводов</b>	
С <sub>12</sub>	Разгерметизация газосборного трубопровода → выброс газа без воспламенения → образование облака парогазовоздушной смеси → рассеяние облака, загрязнение окружающей среды.
С <sub>13</sub>	Разгерметизация газосборного трубопровода → мгновенный выброс газа под высоким давлением → при появлении источника инициирования - воспламенение газа → независимое горение в противоположных направлениях двух настильных (слабонаклонных к горизонту) струй газа с их ориентацией близкой к оси трубопровода («струевое пламя») → тепловое воздействие на людей и окружающие объекты, загрязнение атмосферы продуктами горения
С <sub>14</sub>	Разгерметизация газосборного трубопровода → выброс газа → образование газозвушного облака → при появлении источника инициирования – сгорание парогазовоздушной смеси с образованием избыточного давления ударной волны взрыва → воздействие избыточного давления ударной волны взрыва на людей и окружающие объекты
С <sub>15</sub>	Разгерметизация трубопровода → пролив реагента → загрязнение территории
С <sub>16</sub>	Разгерметизация трубопровода → пролив реагента → испарение с поверхности пролива → образование паровоздушного облака → при появлении источника инициирования - воспламенение и пожар пролива → тепловое воздействие на людей и окружающие объекты → загрязнение атмосферы продуктами горения

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

При анализе степени риска аварий и оценки последствий аварий по возможным сценариям на декларируемом объекте были использованы:

- 1) ГОСТ Р 12.3.047-2012. Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля.
- 2) СП 12.13130.2009. Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.
- 3) Приказ МЧС РФ от 10 июля 2009 г. № 404 «Об утверждении методики определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах».
- 4) Приказ Ростехнадзора от 28.11.2022 № 412 «Об утверждении Руководства по безопасности «Методика оценки последствий аварийных взрывов топливно-воздушных смесей».
- 5) Приказ Ростехнадзора от 03.11.2022 № 387 «Об утверждении Руководства по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах».

При выполнении расчетов массы выброшенного газа были сделаны следующие допущения:

- 1) в результате порыва трубопровода отсекается поврежденный участок трубопровода задвижками с электроприводом или ручными;
- 2) из аварийного участка после его отключения происходит выброс газа;
- 3) пары легких компонентов поступают в атмосферу.

При оценке риска приняты следующие предположения и допущения:

- 4) для оценки последствий теплового воздействия на человека при «струевом горении» приняты следующие значения интенсивности теплового излучения:
- а)  $10,0 \text{ кВт/м}^2$  – непереносимая боль через 3-5 с.: ожог 1-ой степени через 6-8 с, ожог 2-ой степени через 12-16 с;
  - б)  $100,0 \text{ кВт/м}^2$  – соответствует расчетной длине факела;
- 5) при расчете пожара разлития предполагается, что вся жидкая фаза выброса может быть вовлечена в пожар;
- б) время аварийного перекрытия запорной арматуры принимается равным 12 секунд для и 120 секунд для электроприводных задвижек и 300 секунд - для ручных;
- 7) для оценки последствий теплового воздействия на человека приняты следующие значения интенсивности теплового излучения:
- а)  $1,4 \text{ кВт/м}^2$  – без негативных последствий в течение длительного времени;
  - б)  $4,2 \text{ кВт/м}^2$  – безопасно для человека в брезентовой одежде;
  - в)  $7,0 \text{ кВт/м}^2$  – непереносимая боль через 20-30 с: ожог 1-ой степени через 15-20 с, ожог 2-ой степени через 30-40 с;
  - г)  $10,5 \text{ кВт/м}^2$  – непереносимая боль через 3-5 с.: ожог 1-ой степени через 6-8 с., ожог 2-ой степени через 12-16 с;
- 8) с целью определения максимальных размеров зон поражения приняты наихудшие условия рассеяния:
- а) температура окружающей среды –  $+ 39^\circ\text{C}$ ;
  - б) скорость ветра –  $3,5 \text{ м/с}$ ;
  - в) класс стабильности атмосферы – инверсия;
  - г) в качестве характеристики окружающего пространства степень загроможденности принята средней, характеризующийся наличием длинных труб, полостей, каверн, заполненных горючей смесью;
- 9) доля массы парогазовоздушных веществ, участвующих в создании поражающих факторов при взрыве, для незамкнутых пространств, принята равной 0,1;
- 10) после выброса опасного вещества возможны несколько аварийных исходов (при условии воспламенения), которые зависят от того, происходит ли воспламенение немедленно или с задержкой, происходит ли выброс в открытом или в замкнутом пространстве;
- 11) условная вероятность поражения человека избыточным давлением ударной волны взрыва при сгорании паровоздушной смеси в открытом пространстве рассчитывается на основании значения «пробит» - функции;
- 12) при определении условной вероятности присутствия человека (индивидуума) в данной точке (области) пространства при i-м сценарии аварии учитывалась продолжительность рабочей смены и время нахождения человека в зоне действия поражающих факторов;
- 13) на территориях, попадающих в зоны поражения, находится максимальное возможное количество людей;
- 14) распределение потенциального территориального риска представлено на ситуационном плане в виде изолиний, показывающих распределение значений риска гибели людей от поражающих факторов аварий по территории ОПО и прилегающей местности в течение 1 года. Распределение поля потенциального риска построено с использованием сертифицированного программного комплекса ТОКСИ+Risk.

Наибольшее влияние на результаты расчета зон поражения оказывают значения количеств опасных веществ, вовлекаемых в аварийную ситуацию. При количественной оценке приняты значения близкие или равные максимально возможным количествам опасных веществ, которые могут быть вовлечены в аварию.

Приведенные выше допущения согласуются с современной практикой количественного анализа риска. При возникновении неопределенностей, не достаточно полно описываемых применяемыми моделями, при расчетах делались консервативные допущения.

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

Количество опасного вещества, участвующего в аварии представлено в таблице (Таблица 8).

**Таблица 8 - Количество опасного вещества, участвующего в аварии**

№ сценария	Последствия	Основной поражающий фактор	Количество опасного вещества, т	
			участвующего в аварии	участвующего в создании поражающих факторов
Фонд скважин				
C <sub>1</sub>	Разгерметизация трубопровода от скважины до арматурного блока → выброс газа без воспламенения → образование газозвдушного облака → рассеяние облака, загрязнение окружающей среды	Загрязнение окружающей среды	0,56	0,56
C <sub>2</sub>	Разгерметизация трубопровода от скважины до арматурного блока → мгновенный выброс газа под высоким давлением → при появлении источника инициирования - воспламенение газа → независимое горение в противоположных направлениях двух настильных (слабонаклонных к горизонту) струй газа с их ориентацией близкой к оси трубопровода («струевое пламя») → тепловое воздействие на людей и окружающие объекты, загрязнение атмосферы продуктами горения	Тепловое воздействие	0,56	0,56
C <sub>3</sub>	Разгерметизация трубопровода от скважины до арматурного блока → выброс газа → образование газозвдушного облака → при появлении источника инициирования – сгорание парогазозвдушной смеси с образованием избыточного давления ударной волны взрыва → воздействие избыточного давления ударной волны взрыва на людей и окружающие объекты	Ударное воздействие	0,56	0,56
C <sub>4</sub>	Разгерметизация выкидного трубопровода от скважины в эксплуатационный коллектор → выброс газа без воспламенения → образование газозвдушного облака	Загрязнение окружающей среды	1,39	1,39

№ сценария	Последствия	Основной поражающий фактор	Количество опасного вещества, т	
			участвующего в аварии	участвующего в создании поражающих факторов
	→ рассеяние облака, загрязнение окружающей среды			
C <sub>5</sub>	Разгерметизация выкидного трубопровода от скважины в эксплуатационный коллектор → мгновенный выброс газа под высоким давлением → при появлении источника инициирования - воспламенение газа → независимое горение в противоположных направлениях двух настильных (слабонаклонных к горизонту) струй газа с их ориентацией близкой к оси трубопровода («струевое пламя») → тепловое воздействие на людей и окружающие объекты, загрязнение атмосферы продуктами горения	Тепловое воздействие	1,39	1,39
C <sub>6</sub>	Разгерметизация выкидного трубопровода от скважины в эксплуатационный коллектор → выброс газа → образование газозвдушного облака → при появлении источника инициирования – сгорание парогазозвдушной смеси с образованием избыточного давления ударной волны взрыва → воздействие избыточного давления ударной волны взрыва на людей и окружающие объекты	Ударное воздействие	1,39	1,39
C <sub>7</sub>	Разгерметизация коллектора → выброс газа без воспламенения → образование газозвдушного облака → рассеяние облака, загрязнение окружающей среды	Загрязнение окружающей среды	10,40	10,40
C <sub>8</sub>	Разгерметизация коллектора → мгновенный выброс газа под высоким давлением → при появлении источника инициирования - воспламенение газа → независимое горение в противоположных направлениях двух настильных (слабонаклонных к горизонту) струй газа с их ориентацией близкой к оси	Тепловое воздействие	10,40	10,40

№ сценария	Последствия	Основной поражающий фактор	Количество опасного вещества, т	
			участвующего в аварии	участвующего в создании поражающих факторов
	трубопровода («струевое пламя») → тепловое воздействие на людей и окружающие объекты, загрязнение атмосферы продуктами горения			
C <sub>9</sub>	Разгерметизация коллектора → выброс газа → образование газозвдушного облака → при появлении источника инициирования – сгорание парогазозвдушной смеси с образованием избыточного давления ударной волны взрыва → воздействие избыточного давления ударной волны взрыва на людей и окружающие объекты	Ударное воздействие	10,40	10,40
C <sub>10</sub>	Разгерметизация трубопровода → пролив реагента → загрязнение территории	Загрязнение окружающей среды	0,46	0,46
C <sub>11</sub>	Разгерметизация трубопровода → пролив реагента → испарение с поверхности пролива → образование парозвдушного облака → при появлении источника инициирования - воспламенение и пожар пролива → тепловое воздействие на людей и окружающие объекты → загрязнение атмосферы продуктами горения	Тепловое воздействие	0,46	0,46
<b>Система промысловых трубопроводов</b>				
C <sub>12</sub>	Разгерметизация газосборного трубопровода → выброс газа без воспламенения → образование облака парогазозвдушной смеси → рассеяние облака, загрязнение окружающей среды.	Загрязнение окружающей среды	105,25	105,25
C <sub>13</sub>	Разгерметизация газосборного трубопровода → мгновенный выброс газа под высоким давлением → при появлении источника инициирования - воспламенение газа → независимое горение в противоположных направлениях двух настильных (слабонаклонных к горизонту) струй газа с их	Тепловое воздействие	105,25	105,25

№ сценария	Последствия	Основной поражающий фактор	Количество опасного вещества, т	
			участвующего в аварии	участвующего в создании поражающих факторов
	ориентацией близкой к оси трубопровода («струевое пламя») → тепловое воздействие на людей и окружающие объекты, загрязнение атмосферы продуктами горения			
C <sub>14</sub>	Разгерметизация газосборного трубопровода → выброс газа → образование газоздушного облака → при появлении источника инициирования – сгорание парогазовоздушной смеси с образованием избыточного давления ударной волны взрыва → воздействие избыточного давления ударной волны взрыва на людей и окружающие объекты	Ударное воздействие	105,25	105,25
C <sub>15</sub>	Разгерметизация трубопровода → пролив реагента → загрязнение территории	Загрязнение окружающей среды	14,62	14,62
C <sub>16</sub>	Разгерметизация трубопровода → пролив реагента → испарение с поверхности пролива → образование паровоздушного облака → при появлении источника инициирования - воспламенение и пожар пролива → тепловое воздействие на людей и окружающие объекты → загрязнение атмосферы продуктами горения	Тепловое воздействие	14,62	14,62

## 2.2.5 Расчет вероятных зон действия поражающих факторов

Расчет вероятных зон действия поражающих факторов приведен в таблице (Таблица 9).

**Таблица 9 - Основные результаты расчета вероятных зон действия поражающих факторов при авариях**

Параметр	Номер группы сценария		
«Струевое горение» газа, тепловое воздействие на окружающую среду, ГОСТ Р 12.3.047-2012 «Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля»			
Фонд скважин			
Сценарий	C <sub>2</sub>	C <sub>5</sub>	C <sub>8</sub>

Параметр	Номер группы сценария		
Уровни поражения тепловым излучением:	Расстояние от центра пожара до облучаемого объекта при заданной интенсивности теплового излучения, м		
Зона интенсивности излучения 10,0 кВт/м <sup>2</sup>	164,87	149,87	368,93
Зона интенсивности излучения 100,0 кВт/м <sup>2</sup>	109,91	99,91	245,96
<b>Система промышленных трубопроводов</b>			
Сценарий	С <sub>13</sub>		
Уровни поражения тепловым излучением:	Расстояние от центра пожара до облучаемого объекта при заданной интенсивности теплового излучения, м		
Зона интенсивности излучения 10,0 кВт/м <sup>2</sup>	406,40		
Зона интенсивности излучения 100,0 кВт/м <sup>2</sup>	270,93		
Пожар пролива, тепловое воздействие на окружающую среду ГОСТ Р 12.3.047-2012 «Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля».			
<b>Фонд скважин</b>			
Сценарий	С <sub>11</sub>		
Уровни поражения тепловым излучением:	Расстояние от центра пожара до облучаемого объекта при заданной интенсивности теплового излучения, м		
без негативных последствий в течение длительного времени (1,4 кВт/м <sup>2</sup> )	10,58		
безопасно для человека в брезентовой одежде (4,2 кВт/м <sup>2</sup> )	6,47		
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 (7,0 кВт/м <sup>2</sup> )	4,98		
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 <sup>2</sup> )	3,86		
<b>Система промышленных трубопроводов</b>			
Сценарий	С <sub>16</sub>		
Уровни поражения тепловым излучением:	Расстояние от центра пожара до облучаемого объекта при заданной интенсивности теплового излучения, м		

Параметр	Номер группы сценария		
без негативных последствий в течение длительного времени (1,4 кВт/м <sup>2</sup> )	52,60		
безопасно для человека в брезентовой одежде (4,2 кВт/м <sup>2</sup> )	31,11		
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 (7,0 кВт/м <sup>2</sup> )	24,02		
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 <sup>2</sup> )	19,23		
Давление ударной волны взрыва, воздействие избыточного давления ударной волны взрыва на окружающую среду Приказ Ростехнадзора от 28.11.2022 № 412 «Об утверждении Руководства по безопасности «Методика оценки последствий аварийных взрывов топливно-воздушных смесей»			
Фонд скважин			
Сценарий	С <sub>3</sub>	С <sub>6</sub>	С <sub>9</sub>
Уровни поражения ударной волной:	Радиусы зон воздействия, м		
полное разрушение зданий и сооружений (100 кПа)	-	-	-
50% - ное разрушение зданий и сооружений (53 кПа)	-	-	-
среднее повреждение зданий (28 кПа)	-	-	-
частичное разрушение стен (12 кПа)	-	-	53,91
нижний порог повреждения человека волной давления (5 кПа)	17,52	36,68	157,90
малые повреждения (разбитая часть остекления) 3 кПа	35,27	67,63	273,57
Система промысловых трубопроводов			
Сценарий	С <sub>14</sub>		
Уровни поражения ударной волной:	Радиусы зон воздействия, м		
полное разрушение зданий и сооружений (100 кПа)	-		
50% - ное разрушение зданий и сооружений (53 кПа)	-		
среднее повреждение зданий (28 кПа)	-		

Параметр	Номер группы сценария			
частичное разрушение стен (12 кПа)	112,23			
нижний порог повреждения человека волной давления (5 кПа)	359,88			
малые повреждения (разбитая часть остекления) 3 кПа	629,06			
Аварийный выход газа, пролив горючей жидкости Приказ МЧС от 10.07.2009 г №404 «Об утверждении методики определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах»				
Фонд скважин				
Сценарий	C <sub>1</sub>	C <sub>4</sub>	C <sub>7</sub>	C <sub>10</sub>
Количество вышедшего газа, т	0,56	1,39	10,4	-
Масса вылитого реагента, т	-	-	-	0,46
Расчетная площадь пролива, м <sup>2</sup>	-	-	-	9,24
Система промысловых трубопроводов				
Сценарий	C <sub>12</sub>		C <sub>15</sub>	
Количество вышедшего газа, т	105,25		-	
Масса вылитого реагента, т	-		14,62	
Расчетная площадь пролива, м <sup>2</sup>	-		292,41	

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

При развитии аварий по различным сценариям число потерпевших из числа персонала декларируемого опасного производственного объекта будет зависеть от места и характера аварии, возможности появления того или иного поражающего фактора, поведения людей в ходе аварии.

При аварии с наиболее тяжелыми последствиями и при наиболее неблагоприятных условиях рассеяния размеры зон поражения могут достичь нескольких сот метров.

При возникновении аварийной ситуации на декларируемом объекте по сценариям С<sub>2</sub>, С<sub>3</sub>, С<sub>5</sub>, С<sub>6</sub>, С<sub>8</sub>, С<sub>9</sub>, С<sub>11</sub>, С<sub>13</sub>, С<sub>14</sub>, С<sub>16</sub> максимально возможное количество потерпевших составит - 2 человека, из них погибших – 1 человек.

Потерпевших при возникновении аварийных ситуаций по другим сценариям развития не ожидается.

Основным поражающим фактором, вызывающими летальный исход персонала декларируемого объекта является тепловое воздействие, воздействие избыточного давления ударной волны взрыва.

Приведенные оценки являются консервативными, т.е. получены для случаев наиболее неблагоприятного по последствиям развития аварии:

1) наихудшие условия рассеяния (высокая температура окружающей среды, низкая скорость ветра, инверсия);

2) на территориях, попадающих в зоны поражения, находится максимально возможное количество людей.

В реальной ситуации число потерпевших может быть существенно меньше (вплоть до их полного отсутствия). Этому будут способствовать следующие факторы:

1) погодные условия могут оказаться более благоприятными (более низкая температура окружающей среды и подстилающей поверхности, более высокая скорость ветра для рассеяния выброса опасного вещества) и размеры зон поражения будут меньше;

2) рассматривался случай, когда на административных единицах декларируемого объекта находится максимально возможное количество персонала (по штатному расписанию), что возможно (и то не всегда) только в дневную смену по рабочим дням;

3) не учитывались навыки персонала по действиям в случае возникновения аварийных ситуаций и оснащенность средствами индивидуальной защиты;

4) большая часть персонала в рабочее время находится в помещениях, которые служат дополнительной защитой (действие опасных веществ, распространяющихся снаружи, ослаблено из-за затрудненного их проникновения внутрь);

5) на территории декларируемого объекта существуют определенные сооружения (приподнятые насыпи) ограничивающие распространение облака (пролива) опасного вещества, и существенно снижающие размеры зон поражения;

6) как правило, существует временная задержка между моментом возникновения поражающего фактора и появлением его в прогнозируемой точке, что при своевременном оповещении и адекватной реакции персонала (своевременный выход из зоны поражения или укрытие в помещениях) существенно снижает степень поражения (при средней скорости пешехода 4-5 км/ч (65-80 м/мин.) человек покидает зону поражения в течение 1 минуты).

Расчеты показали, что населенные пункты в зоны возможных поражений не попадают.

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

Количественная оценка экономического ущерба от аварий на опасных производственных объектах при разработке декларации промышленной безопасности в настоящей работе выполнена в соответствии со следующими нормативными документами:

1) «Методика расчета выбросов вредных веществ в атмосферу при сжигании попутного нефтяного газа на факельных установках» (утверждён Приказом Госкомэкологии России № 199 от 08.04.1998 г.);

2) Методика расчета выбросов вредных веществ в атмосферу при свободном горении нефти и нефтепродуктов (утверждена Самарским областным комитетом охраны окружающей среды и природных ресурсов Российской Федерации 03.07.1996 с согласования Минприроды России);

3) «Методика определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах» (утв. Приказом Минэнерго России от 01.11.1995 г.);

4) Постановление Правительства РФ № 913 от 13.09.2016 «О ставках платы за негативное воздействие на окружающую среду и дополнительных коэффициентах»;

5) Постановление Правительства РФ № 492 от 17 апреля 2024 г. «О применении в 2024 году ставок платы за негативное воздействие на окружающую среду».

6) Федеральный закон № 125-ФЗ от 24.07.1998 г. «Об обязательном социальном страховании от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний»;

7) Федеральный закон № 225-ФЗ от 27.07.2010 «Об обязательном страховании гражданской ответственности владельца опасного объекта за причинение вреда в результате аварии на опасном объекте».

При оценке ущерба рассмотрены возможные аварийные сценарии в рамках проекта – 1513/24-1.1 (ЧОНФ.ГАЗ-КГС.27) - «Обустройство Вакунайского нефтегазоконденсатного месторождения. Куст скважин № 27». Возможный ущерб от рассмотренных аварий заключается в убытках предприятия в связи с прямыми потерями, упущенной экономической выгодой и загрязнением окружающей среды. Расчёты выполнены в рублях, в ценах 2024 года.

Состав объектов, попадающих в зоны основных и частичных разрушений по рассматриваемым сценариям, представлен в таблице (Таблица 10).

**Таблица 10 - Состав объектов, подвергающихся разрушениям при возникновении аварийных ситуаций**

Наименование аварийно-опасного сценария	Перечень объектов и сооружений попадающих в зону основных и частичных разрушений
Фонд скважин	
C <sub>1</sub>	Трубопроводная обвязка устья скважины
C <sub>2</sub>	Участки газосборных трубопроводов, обвязка устьев скважин, инженерные сети, площадка узла запуска СОД
C <sub>3</sub>	Трубопроводная обвязка устья скважины
C <sub>4</sub>	Участок газосборного трубопровода
C <sub>5</sub>	Участки газосборных трубопроводов, обвязка устьев скважин, инженерные сети, площадка узла запуска СОД
C <sub>6</sub>	Участок газосборного трубопровода
C <sub>7</sub>	Участок газосборного трубопровода
C <sub>8</sub>	Участки газосборных трубопроводов, обвязка устьев скважин, инженерные сети, площадка узла запуска СОД
C <sub>9</sub>	Участки газосборных трубопроводов, обвязка устьев скважин, инженерные сети, площадка узла запуска СОД
C <sub>10</sub>	Участок газосборного трубопровода
C <sub>11</sub>	Участок газосборного трубопровода
Система промысловых трубопроводов	
C <sub>12</sub>	Участок газосборного трубопровода
C <sub>13</sub>	Участок газосборного трубопровода, площадка узлов приёма СОД
C <sub>14</sub>	Участок газосборного трубопровода, площадка узлов приёма СОД
C <sub>15</sub>	Участок метанолопровода
C <sub>16</sub>	Участок метанолопровода, площадка узлов приёма СОД

### **2.2.7.1 Прямые потери**

Прямые потери производственного предприятия слагаются из следующих видов работ по ликвидации последствий аварии:

- 1) расходы по локализации, ликвидации последствий аварий и демонтажу разрушенных объектов;
- 2) ущерб от уничтожения или повреждения основных фондов и затраты на аварийно-восстановительные работы;
- 3) потери товарно-материальных ценностей (готовой продукции; запасов сырья, материалов, топлива; прочее).

Величина прямого ущерба определена на основании выпущенной проектной сметной документации по рассматриваемым объектам и сооружениям. Оценка ограничивается проектируемыми объектами и сооружениями.

Расчеты прямых потерь при возникновении аварийных ситуаций представлены в таблице (Таблица 11).

**Таблица 11 - Расчет прямых потерь**

Наименование аварийно-опасного объекта (№ сценария)	Расходы по локализации, ликвидации последствий аварий и демонтажу разрушенных объектов, тыс. руб.	Затраты на аварийно-восстановительные работы, тыс. руб.	Потери товарно-материальных ценностей, тыс. руб.	Суммарный показатель прямых потерь, тыс. руб.
<b>Фонд скважин</b>				
C <sub>1</sub>	155,8	865,1	0,5	1 021,5
C <sub>2</sub>	36 352,6	306 724,2	0,5	343 077,3
C <sub>3</sub>	1 090,9	6 055,8	0,5	7 147,2
C <sub>4</sub>	44,0	220,0	1,2	265,2
C <sub>5</sub>	35 689,3	298 667,2	1,2	334 357,7
C <sub>6</sub>	307,9	1 539,7	1,2	1 848,9
C <sub>7</sub>	44,0	220,0	9,3	273,3
C <sub>8</sub>	37 751,7	318 460,4	9,3	356 221,4
C <sub>9</sub>	8 401,7	70 054,1	9,3	78 465,2
C <sub>10</sub>	44,0	220,0	24,8	288,8
C <sub>11</sub>	293,4	7 456,1	24,8	7 774,3
<b>Система промысловых трубопроводов</b>				
C <sub>12</sub>	48,9	245,5	94,1	388,6
C <sub>13</sub>	2 798,1	25 179,3	94,1	28 071,6
C <sub>14</sub>	6 368,0	57 390,0	94,1	63 852,2
C <sub>15</sub>	10,3	51,6	788,2	850,1
C <sub>16</sub>	7 216,7	65 172,9	788,2	73 177,7

### **2.2.7.2 Упущенная экономическая выгода предприятия**

Упущенная экономическая выгода предприятия оценена для условий нормального функционирования как средняя чистая прибыль предприятия, недополученная им от реализации потерянному объёму газа.

Оценка упущенной выгоды по сценариям развития аварийных ситуаций приведена в таблице (Таблица 12).

**Таблица 12 - Показатели упущенной экономической выгоды предприятия в результате возникновения рассматриваемых аварийных ситуаций**

Наименование аварийно-опасного объекта (№ сценария)	Упущенная выгода, тыс. руб.
<b>Фонд скважин</b>	

Наименование аварийно-опасного объекта (№ сценария)	Упущенная выгода, тыс. руб.
C <sub>1</sub>	0,2
C <sub>2</sub>	0,2
C <sub>3</sub>	0,2
C <sub>4</sub>	0,4
C <sub>5</sub>	0,4
C <sub>6</sub>	0,4
C <sub>7</sub>	3,3
C <sub>8</sub>	3,3
C <sub>9</sub>	3,3
C <sub>10</sub>	0,0
C <sub>11</sub>	0,0
Система промысловых трубопроводов	
C <sub>12</sub>	33,5
C <sub>13</sub>	33,5
C <sub>14</sub>	33,5
C <sub>15</sub>	0,0
C <sub>16</sub>	0,0

### **2.2.7.3 Социально-экономические потери (затраты, понесенные вследствие гибели и травматизма людей)**

Под социально-экономическими потерями понимаются затраты на компенсацию и проведение мероприятий вследствие гибели или травмирования персонала и третьих лиц. При возникновении аварийных ситуаций, в которых могут пострадать люди, социально-экономический ущерб (расходы по выплате пособий на погребение погибших, расходы по выплате пенсий по случаю потери кормильца, расходы на медицинскую, социальную и профессиональную реабилитацию пострадавших от аварии и т. п.) определяется количеством пострадавших и погибших.

Социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний является видом обязательного социального страхования.

В соответствии с Федеральным законом № 125-ФЗ «Об обязательном социальном страховании от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний» от 24 июля 1998 года, обеспечение по страхованию осуществляется:

- 1) в виде пособия по временной нетрудоспособности, назначаемого в связи со страховым случаем и выплачиваемого за счёт средств на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний;
- 2) в виде страховых выплат:
  - а) единовременной страховой выплаты застрахованному либо лицам, имеющим право на получение такой выплаты в случае его смерти;
  - б) ежемесячных страховых выплат застрахованному либо лицам, имеющим право на получение таких выплат в случае его смерти;
- 3) в виде оплаты дополнительных расходов, связанных с медицинской, социальной и профессиональной реабилитацией застрахованного.

Таким образом, пострадавший в аварии при наступлении страхового случая в зависимости от степени утраты профессиональной трудоспособности имеет право на получение: пособия по временной нетрудоспособности, единовременной страховой выплаты, ежемесячных страховых выплат и оплаты дополнительных расходов, связанных с

медицинской, социальной и профессиональной реабилитацией. При наступлении смерти в результате аварии лица, указанные в статье 7 вышеуказанного Федерального закона, имеют право на получение: единовременной страховой выплаты и ежемесячных страховых выплат.

Размеры страховых выплат устанавливаются федеральным законом № 125-ФЗ и определяются в соответствии со степенью утраты застрахованным профессиональной трудоспособности.

В случае утраты застрахованным профессиональной трудоспособности размер единовременной страховой выплаты определяется в соответствии со ст. 1 и ст. 1\_1 № 125-ФЗ. В случае смерти застрахованного размер единовременной страховой выплаты составляет 1 миллион рублей.

Помимо вышеуказанного Федерального закона № 125-ФЗ отношения, связанные с обязательным страхованием гражданской ответственности владельца опасного объекта за причинение вреда в результате аварии на опасном объекте, регулируются Федеральным законом № 225-ФЗ от 27.07.2010 г. «Об обязательном страховании гражданской ответственности владельца опасного объекта за причинение вреда в результате аварии на опасном объекте», в соответствии с которым обязательному страхованию подлежат имущественные интересы владельца опасного объекта, связанные с его обязанностью возместить вред, причинённый потерпевшим.

Размеры страховых выплат по договору обязательного страхования составляют:

- 1) три миллиона рублей - в части возмещения вреда, причиненного жизни каждого потерпевшего;
- 2) не более 40 тысяч рублей - в счет возмещения расходов на погребение каждого потерпевшего;
- 3) не более трех миллионов рублей - в части возмещения вреда, причиненного здоровью каждого потерпевшего;
- 4) не более 300 тысяч рублей - в части возмещения вреда, причиненного в связи с нарушением условий жизнедеятельности каждого потерпевшего;
- 5) не более 750 тысяч рублей - в части возмещения вреда, причиненного имуществу каждого потерпевшего - физического лица, за исключением вреда, причиненного в связи с нарушением условий жизнедеятельности;
- 6) не более одного миллиона рублей - в части возмещения вреда, причиненного имуществу каждого потерпевшего - юридического лица.

Таким образом, в процессе осуществления производственной деятельности вне зависимости от возникновения какой-либо аварийной ситуации организация, эксплуатирующая опасный производственный объект, в составе своих эксплуатационных затрат будет нести только фиксированные затраты по обязательному страхованию в виде:

- 1) отчислений на социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний в Фонд социального страхования Российской Федерации;
- 2) договорных обязательств по обязательному страхованию гражданской ответственности владельца опасного объекта.

В случае гибели работников возможен ущерб государству от выбытия трудовых ресурсов, связанный с тем, что погибшие больше не будут принимать участие в трудовой деятельности.

#### **2.2.7.4 Экологический ущерб**

Все виды экологического ущерба в стоимостном выражении являются суммированным итогом штрафов и платежей за загрязнение того или иного компонента природной среды. Ставки и база для них определяется законодательными и нормативными документами (Постановление Правительства РФ № 913 от 13.09.2016 «О ставках платы за негативное воздействие на окружающую среду и дополнительных коэффициентах» и Постановление Правительства РФ № 492 от 17 апреля 2024 г. «О применении в 2024 году ставок платы за

негативное воздействие на окружающую среду»). Экологический ущерб определялся как сумма ущербов от различных видов вредного воздействия на объекты окружающей природной среды.

Расчёт платы за выбросы загрязняющих веществ в атмосферу, а также суммарный показатель экологического ущерба по рассматриваемым сценариям возникновения аварийных ситуаций представлены в таблице (Таблица 13).

**Таблица 13 - Суммарный показатель экологического ущерба**

№ сценария	Площадь загрязнения территории, м <sup>2</sup>	Ущерб атмосфере, тыс. руб.	Ущерб водным объектам, тыс. руб.	Суммарный экологический ущерб, тыс. руб.
<b>Фонд скважин</b>				
C <sub>1</sub>	0,0	0,0	1,9	0,0
C <sub>2</sub>	0,0	0,0	0,0	0,0
C <sub>3</sub>	0,0	0,0	0,0	0,0
C <sub>4</sub>	0,0	0,0	4,8	0,0
C <sub>5</sub>	0,0	0,0	0,0	0,0
C <sub>6</sub>	0,0	0,0	0,0	0,0
C <sub>7</sub>	0,0	0,0	35,8	0,0
C <sub>8</sub>	0,0	0,0	0,3	0,0
C <sub>9</sub>	0,0	0,0	0,3	0,0
C <sub>10</sub>	9,2	0,0	0,2	0,0
C <sub>11</sub>	9,2	0,0	0,0	0,0
<b>Система промысловых трубопроводов</b>				
C <sub>12</sub>	0,0	0,0	362,0	0,0
C <sub>13</sub>	0,0	0,0	2,8	0,0
C <sub>14</sub>	0,0	0,0	2,8	0,0
C <sub>15</sub>	292,4	0,0	6,5	0,0
C <sub>16</sub>	292,4	0,0	0,0	0,0

Показатели суммарных потерь, связанных с возникновением аварийных ситуаций по рассматриваемым сценариям, представлены в таблице (Таблица 14).

**Таблица 14 - Показатели суммарных потерь, связанных с возникновением аварийных ситуаций по рассматриваемым сценариям**

Наименование аварийно-опасного объекта (№ сценария)	Расходы по локализации, ликвидации последствий аварий и демонтажу разрушенных объектов, тыс. руб.	Затраты на аварийно-восстановительные работы, тыс. руб.	Потери ТМЦ, тыс. руб.	. Упущенная экономическая выгода, тыс. руб.	Плата за экологический ущерб, тыс. руб.	Суммарный показатель ущерба, тыс. руб.
<b>Фонд скважин</b>						
C <sub>1</sub>	155,8	865,1	0,5	0,2	1,9	1 023,6
C <sub>2</sub>	36 352,6	306 724,2	0,5	0,2	0,0	343 077,5
C <sub>3</sub>	1 090,9	6 055,8	0,5	0,2	0,0	7 147,4
C <sub>4</sub>	44,0	220,0	1,2	0,4	4,8	270,4
C <sub>5</sub>	35 689,3	298 667,2	1,2	0,4	0,0	334 358,2
C <sub>6</sub>	307,9	1 539,7	1,2	0,4	0,0	1 849,4
C <sub>7</sub>	44,0	220,0	9,3	3,3	35,8	312,3
C <sub>8</sub>	37 751,7	318 460,4	9,3	3,3	0,3	356 225,0
C <sub>9</sub>	8 401,7	70 054,1	9,3	3,3	0,3	78 468,7
C <sub>10</sub>	44,0	220,0	24,8	0,0	0,2	289,0
C <sub>11</sub>	293,4	7 456,1	24,8	0,0	0,0	7 774,3
<b>Система промышленных трубопроводов</b>						
C <sub>12</sub>	48,9	245,5	94,1	33,5	362,0	784,1
C <sub>13</sub>	2 798,1	25 179,3	94,1	33,5	2,8	28 108,0
C <sub>14</sub>	6 368,0	57 390,0	94,1	33,5	2,8	63 888,5

Наименование аварийно-опасного объекта (№ сценария)	Расходы по локализации, ликвидации последствий аварий и демонтажу разрушенных объектов, тыс. руб.	Затраты на аварийно-восстановительные работы, тыс. руб.	Потери ТМЦ, тыс. руб.	. Упущенная экономическая выгода, тыс. руб.	Плата за экологический ущерб, тыс. руб	Суммарный показатель ущерба, тыс. руб.
C <sub>15</sub>	10,3	51,6	788,2	0,0	6,5	856,5
C <sub>16</sub>	7 216,7	65 172,9	788,2	0,0	0,0	73 177,7

### 2.3 Оценка риска аварий

Вероятность возникновения инициирующего события (аварии) для трубопроводов оценивается на основании статистических данных по аварийности. Для характеристики аварийности на трубопроводах используются показатели, принятые в отрасли – количество порывов (аварий) на 1 км трубопроводов в год (удельная аварийность).

Частоты (вероятности) утечек из технологических трубопроводов принимаются в соответствии с «Методикой определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах», утвержденной Министерством Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий (Приказ МЧС РФ № 404 от 10.07.2009 г.).

С позиции вероятностной логики понятие риск, в классическом определении характеризуется сочетанием вероятностей: вероятностью возникновения неблагоприятного воздействия, вероятностью того, что возникает неблагоприятное воздействие именно данного типа и масштаба; вероятностью того, что именно данный тип воздействия вызывает определенную величину отклонений состояния субъекта от его динамического равновесия.

В общем случае потенциальная опасность в промышленности характеризуется, по крайней мере, двумя составляющими величинами – вероятностью возникновения аварии и зоной возможного поражения.

Для оценки риска используются следующие показатели:

- 1) риск или степень риска – сочетание вероятности и последствий определенного опасного события;
- 2) потенциальный территориальный риск – пространственное распределение частоты реализации негативного воздействия определенного уровня;
- 3) приемлемый риск – риск, уровень которого допустим и обоснован, исходя из экономических и социальных соображений;
- 4) коллективный риск – ожидаемое количество пострадавших в результате аварий на объекте за определенный период времени;
- 5) индивидуальный риск – частота (вероятность) поражения отдельного индивидуума в результате воздействия исследуемых факторов опасности.

Индивидуальный риск (потенциальная опасность) в конкретной точке характеризует риск от рассматриваемой опасности, которому подвергался бы человек, находящийся в этой точке в течение года. Величина индивидуального риска не зависит от распределения персонала, а отражает тот уровень потенциальной опасности, который создаст по объективным причинам конкретный объект.

Индивидуальный риск определяется потенциальным территориальным риском и вероятностью нахождения человека в районе возможного действия опасных факторов. Индивидуальный риск во многом определяется квалификацией и готовностью индивидуума к действиям в опасной ситуации, его защищенностью.

Потенциальный территориальный, или потенциальный риск не зависит от факта нахождения человека в данной точке пространства (предполагается, что условная вероятность присутствия человека равна 1).

Количественное значение степени риска является величиной, описывающей опасность (безопасность) проектируемого производства, т.к. эта величина позволяет сравнивать уровень опасности объектов с фоновым уровнем существующих опасностей, идентифицировать и оценить возможные последствия, разработать мероприятия по управлению риском (предупреждению аварий и ликвидации последствий).

Обобщенные статистические данные по оценке частоты возникновения отказов (разгерметизации) технологического оборудования и сооружений, и соответствующие им приближенные объемы выброса опасных веществ, приведены в таблице (Таблица 15).

В качестве статистических данных по аварийности технологических трубопроводов используются удельные вероятности в соответствии с приказом МЧС РФ от 10 июля 2009 г. № 404 «Об утверждении методики определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах».

**Таблица 15 - Обобщенные статистические данные по оценке частоты возникновения отказов**

Тип отказа	Частота отказа (инцидента), в год	Масштабы выброса опасных веществ
Трубопроводы на территории куста скважин:  Разгерметизация полным сечением	$1,00 \times 10^{-6} \div 1,00 \times 10^{-7}$ на 1 м трубопровода в год	Объем выброса, равный объему трубопровода, ограниченного арматурой, с учетом поступления из соседних блоков за время перекрытия потока
Линейная часть газопровода  Разгерметизация полным сечением	$1,00 \times 10^{-7}$ на 1 м трубопровода в год	Объем выброса, равный объему трубопровода, ограниченного арматурой, с учетом поступления из соседних блоков за время перекрытия потока
Линейная часть ингибиторопровода  Разгерметизация полным сечением	$1,00 \times 10^{-6}$ на 1 м трубопровода в год	Объем выброса, равный объему трубопровода, ограниченного арматурой, с учетом поступления из соседних блоков за время перекрытия потока

При проведении расчетов, по количественной оценке, вероятности возникновения аварий, связанных с взрывами, пожарами, по определению территориального риска и риска смертельных исходов в случае аварии на объекте приняты следующие исходные данные:

- 1) вероятность разгерметизации оборудования и трубопроводов;
- 2) вероятность образования взрывоопасной среды;
- 3) вероятность ошибок производственного персонала при управлении процессом во время возникновения аварийной ситуации;
- 4) вероятность появления источника инициирования взрыва и пожара.

Оценка риска проведена на основе построения логических схем с учетом различных инициирующих событий и возможных вариантов их развития.

При разработке логической схемы развития аварийных ситуаций использовался программный комплекс «ТОКСИ+Risk».

Расчетные вероятности возникновения максимальных порывов (максимальной аварии) представлены в таблице (Таблица 16).

**Таблица 16 - Вероятности возникновения максимальных порывов**

№ сценария	Вероятность возникновения максимальной аварии, в год
Фонд скважин	
$C_1$	$2,70 \times 10^{-6}$

№ сценария	Вероятность возникновения максимальной аварии, в год
C <sub>4</sub>	1,86 x10 <sup>-6</sup>
C <sub>7</sub>	1,64 x10 <sup>-5</sup>
C <sub>10</sub>	2,21 x10 <sup>-4</sup>
Система промысловых трубопроводов	
C <sub>12</sub>	7,23 x10 <sup>-4</sup>
C <sub>15</sub>	7,23 x10 <sup>-3</sup>

Расчетные вероятности возникновения поражения тепловым излучением при «пожаре пролива» на проектируемых объектах и сооружениях, индивидуальный риск представлены в таблице (Таблица 17).

**Таблица 17 - Вероятность возникновения поражения тепловым излучением при «пожаре пролива» на проектируемых объектах и сооружениях, индивидуальный риск**

№ сценария	Вероятность возникновения пожара пролива, в год	Индивидуальный риск от теплового воздействия при пожаре пролива, в год
Фонд скважин		
C <sub>11</sub>	1,15 x10 <sup>-5</sup>	9,23 x10 <sup>-7</sup>
Система промысловых трубопроводов		
C <sub>16</sub>	3,77 x10 <sup>-4</sup>	3,02 x10 <sup>-5</sup>

Расчетные вероятности возникновения избыточного давления ударной волны взрыва и индивидуальный риск представлены в таблице (Таблица 18).

**Таблица 18 - Расчетные вероятности возникновения максимальной аварии с избыточным давлением ударной волны взрыва, индивидуальный риск**

№ сценария	Вероятность возникновения избыточного давления ударной волны взрыва, в год	Индивидуальный риск гибели от воздействия избыточного давления ударной волны взрыва, в год
Фонд скважин		
C <sub>3</sub>	3,11 x10 <sup>-7</sup>	2,49 x10 <sup>-8</sup>
C <sub>6</sub>	2,14 x10 <sup>-7</sup>	1,71 x10 <sup>-8</sup>
C <sub>9</sub>	1,89 x10 <sup>-6</sup>	1,51 x10 <sup>-7</sup>
Система промысловых трубопроводов		
C <sub>14</sub>	8,33 x10 <sup>-5</sup>	6,66 x10 <sup>-6</sup>

Расчетные вероятности возникновения поражения тепловым излучением при «струевом горении газа» на проектируемых объектах и сооружениях, индивидуальный риск представлены в таблице (Таблица 19).

Таблица 19 - Вероятности возникновения струевого горения газа

№ сценария	Вероятность возникновения поражения тепловым излучением при «струевом горении» газа, в год	Индивидуальный риск гибели от теплового излучения при «струевом горении» газа, в год
Фонд скважин		
C <sub>2</sub>	5,40 x10 <sup>-7</sup>	4,32 x10 <sup>-8</sup>
C <sub>5</sub>	3,72 x10 <sup>-7</sup>	2,98 x10 <sup>-8</sup>
C <sub>8</sub>	3,28 x10 <sup>-6</sup>	2,62 x10 <sup>-7</sup>
Система промысловых (межпромысловых) трубопроводов		
C <sub>13</sub>	1,45 x10 <sup>-4</sup>	1,16 x10 <sup>-5</sup>

Приведенные оценки являются консервативными, т.е. получены для случаев наиболее неблагоприятного по последствиям развития аварии:

- 1) наихудшие условия рассеяния (высокая температура окружающей среды, низкая скорость ветра, инверсия);
- 2) на территориях, попадающих в зоны поражения, находится максимальное возможное количество людей.

Индивидуальный риск для производственного персонала объекта не превышает уровень профессионального риска в производственной сфере и ниже фоновых показателей риска, связанных с обыденной жизнью человека в России, риск гибели человека в ДТП –  $1,9 \cdot 10^{-4}$  1/год, при пожаре –  $7,4 \cdot 10^{-5}$  1/год (Гражданкин А.И., Печеркин А.С., Сидоров В.И. Допустимый риск - мера неприемлемой опасности промышленной аварии. Безопасность труда в промышленности, вып.3, 2015, с.66-70).

Фоновый риск смертельных случаев на предприятиях нефтедобычи, нефтеперерабатывающих и нефтехимических производств и нефтепродуктообеспечения в 2018 году составил  $8,2 \cdot 10^{-5}$ , прогнозируемый уровень на 2019 год -  $7,8 \cdot 10^{-5}$ .

Допустимый индивидуальный риск ЧС для субъектов Российской Федерации (Ямало-Ненецкий автономный округ) по ГОСТ Р 22.10.02-2016 составляет  $2,01 \cdot 10^{-5}$  1/год.

### 3 ВЫВОДЫ И ПРЕДЛОЖЕНИЯ

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

В состав декларируемого объекта входят следующие опасные составляющие:

- 1) Фонд скважин;
- 2) Система промысловых трубопроводов.

В настоящей декларации приведен сравнительный анализ по составляющим декларируемого объекта на основе следующих показателей:

- 1) максимально возможные зоны поражения при наиболее опасной аварии;
- 2) максимально возможное количество потерпевших при наиболее опасной аварии;
- 3) величина максимально возможного материального ущерба.

По результатам расчета был определен вклад проектируемых объектов и сооружений в показатели опасности декларируемого объекта. Определены ежегодные ожидаемые потери имущества, показатели смертности и числа потерпевших.

Основная опасность эксплуатации проектируемого объекта связана с разрывом трубопроводов, выбросом опасного вещества в окружающую среду, загрязнением атмосферы, возможным в некоторых случаях пожаром, взрывом.

Расчеты показали, что наиболее опасной аварией на составляющей «Фонд скважин» является авария на эксплуатационном коллекторе от скважины до точки врезки трубы от крана шарового К27-ЗА-007.

При возникновении аварийной ситуации, связанной с тепловым излучением при «струевом горении» газа при разгерметизации трубопровода максимально возможное количество потерпевших, составит 2 человека, из них погибших – 1 человек. Суммарный показатель ущерба составит 356 225,0 тыс. руб.

Вероятность такого события мала и составляет –  $3,28 \times 10^{-6}$  в год.

Индивидуальный риск гибели человека при такой аварии составит  $2,62 \times 10^{-7}$  в год.

Коллективный риск составит  $5,24 \times 10^{-7}$  чел./год.

Расстояния от центра пожара до облучаемого объекта (при заданной интенсивности теплового излучения) составят:

- 1) зона интенсивности излучения  $10,0 \text{ кВт/м}^2$  - 368,93 м;
- 2) зона интенсивности излучения  $100,0 \text{ кВт/м}^2$  – 245,96 м.

Наиболее опасная авария на составляющей «Система промысловых трубопроводов» может возникнуть на участке ингибиторопровода от УЗА-001 до КП27.

При возникновении аварийной ситуации, связанной с тепловым излучением от пожара пролива при разгерметизации трубопровода максимально возможное количество потерпевших, составит 2 человека, из них погибших – 1 человек. Суммарный показатель ущерба составит 73 177,7 тыс. руб.

Вероятность такого события мала и составляет –  $3,77 \times 10^{-4}$  в год.

Индивидуальный риск гибели человека при такой аварии составит  $3,02 \times 10^{-5}$  в год.

Коллективный риск составит  $6,04 \times 10^{-5}$  чел./год.

Расстояния от центра пожара до облучаемого объекта (при заданной интенсивности теплового излучения) составят:

- 1)  $1,4 \text{ кВт/м}^2$  - 52,60 м;
- 2)  $4,2 \text{ кВт/м}^2$  - 31,11 м;
- 3)  $7,0 \text{ кВт/м}^2$  - 24,02 м;
- 4)  $10,0 \text{ кВт/м}^2$  - 19,23 м.

В расчетах были учтены наихудшие условия развития аварий, поэтому указанные размеры зон поражения являются консервативными, т.е. завышенными.

Показатели индивидуального риска соответствуют нормативным значениям, установленным Федеральным законом РФ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» № 123-ФЗ.

Населенные пункты в зоны поражения при максимальных авариях на проектируемых объектах и сооружениях не попадают.

Так как абсолютную безопасность достичь невозможно, обслуживающий персонал должен знать, как вопросы безопасности, так и специфику решения вопросов в аварийных ситуациях, методы локализации и ликвидации аварий, оказания первой медицинской помощи пострадавшим.

Высокая степень безопасности должна обеспечиваться не только грамотной эксплуатацией объектов, но и осуществлением системы планового предупредительного ремонта. Так как абсолютную безопасность достичь невозможно, обслуживающий персонал должен знать, как вопросы безопасности, так и специфику решения вопросов в аварийных ситуациях, методы локализации и ликвидации аварий, оказания первой медицинской помощи пострадавшим.

Весь обслуживающий персонал должен быть застрахован, в соответствии с Федеральным законом РФ «Об обязательном социальном страховании от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний» № 125-ФЗ.

В соответствии с Федеральным законом № 225-ФЗ «Об обязательном страховании гражданской ответственности владельца опасного объекта за причинение вреда в результате аварии на опасном объекте» от 27 июля 2010 года, обязательному страхованию подлежат имущественные интересы владельца опасного объекта, связанные с его обязанностью возместить вред, причиненный потерпевшим в результате аварии.

В соответствии с требованиями ст. 4 Федерального закона № 225-ФЗ ввод в эксплуатацию опасного объекта не допускается в случае неисполнения владельцем опасного объекта обязанности по страхованию.

### ***3.2 Сравнительный анализ рассчитанных показателей аварии на декларируемом объекте со среднестатистическими показателями риска аварий, риска гибели людей по неестественным причинам, риска чрезвычайных ситуаций техногенного характера и (или) критериями приемлемого (допустимого) риска***

В соответствии с Приказом Ростехнадзора №331 от 12.09.23 «Руководство по безопасности «Методика установления допустимого риска аварии при обосновании безопасности опасных производственных объектов нефтегазового комплекса» выполнено сравнение полученных показателей риска аварий на проектируемом ОПО с фоновыми показателями риска аварий на ОПО нефтегазодобывающей промышленности, с целью подтверждения допустимого риска на проектируемом ОПО.

Фоновый риск гибели людей в отраслях нефтегазового комплекса представлен в таблице (Таблица 20).

**Таблица 20 - Фоновый риск гибели людей в отраслях нефтегазового комплекса**

Отрасль нефтегазового комплекса	Величина фонового риска за период 2013-2022 гг.	
	Уровень риска ( $R_{дВ}$ ), дБР	Среднегодовое число погибших на 100 тыс. рискующих ( $R_{НГ}$ )
Нефтегазодобывающая промышленность	-4,3	7,3

Значение фонового риска гибели людей в техногенных происшествиях по данным Федеральной службы государственной статистики о гибели при дорожно-транспортных происшествиях и пожарах составляет 195 ppm.

Фоновые уровни риска для некоторых видов смертельных опасностей в России (2013 - 2022 гг.) представлены в таблице (Таблица 21).

**Таблица 21 - Фоновые уровни риска для некоторых видов смертельных опасностей в России (2013-2022 гг)**

Вид смертельной опасности	Уровень риска, дБР
Риск смерти от всех причин	+18,4
Риск смерти для мужчин трудоспособного возраста	+16,1
Риск младенческой смертности	+14,7
Риск гибели от болезней кровообращения	+15,9
Риск смерти для людей трудоспособного возраста от внешних причин	+8,4
Риск смерти от внешних причин (убийств и самоубийств, отравлений, травм и др.)	+7,4
Риск гибели при ДТП и пожарах	+/-0
Риск гибели в транспортном происшествии	-0,4
Риск гибели от самоубийства	-0,5
Риск гибели при ДТП	-1,0
Риск случайного смертельного отравления алкоголем	-3,7
Риск гибели от убийства	-4,4
Риск гибели при пожаре	-4,8
Допустимый риск гибели при пожаре	-22,9

Риск гибели человека при наиболее опасной аварии составит  $4,10 \times 10^{-10}$  в год.

Риск гибели персонала от поражающих факторов аварии на опасном производственном объекте составит 0,004 ppm, что соответствует уровню риска менее - 50 дБР и не превышает уровней фоновых показателей риска в соответствии с Приказом Ростехнадзора №331 от 12.09.23 «Руководство по безопасности «Методика установления допустимого риска аварии при обосновании безопасности опасных производственных объектов нефтегазового комплекса».

Проектные решения соответствуют требованиям законов РФ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» Утв. 30.12.09 г. №384, «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» Утв. 21.07.97 г. № 116-ФЗ.

Принятые технические решения соответствуют требованиям промышленной безопасности.

Отступления от требований действующих нормативных документов в части обеспечения промышленной безопасности объектов нефтяной и газовой промышленности отсутствуют.

Таким образом, уровень безопасности декларируемого объекта можно считать приемлемым.

### **3.3 Предложения по внедрению мер, направленных на уменьшение риска аварий**

Рекомендации по снижению риска аварийной ситуации разработаны с учетом требований приказа Ростехнадзора от 03.11.2022 года № 387 «Об утверждении Руководства по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах».

**Мероприятия по уменьшению вероятности возникновения инцидентов** включают:

- 1) применение закрытой герметичной системы трубопроводов и дренажа аппаратов;
- 2) применение автоматизированной системы управления технологическим процессом, предупреждающее возникновение аварийных ситуаций и обеспечивающее минимизацию ошибочных действий обслуживающего персонала (сбор технологических параметров с оборудования и датчиков, анализ технологических параметров и вычисления управляющего воздействия, подаваемого на исполнительные механизмы, согласно заданному технологическому алгоритму);
- 3) применение технологического оборудования и материального исполнения трубопроводов в соответствии с климатическими условиями эксплуатации, рабочими параметрами процесса и физико-химическими свойствами обрабатываемых в технологическом процессе веществ;
- 4) применение электрооборудования во взрывозащищенном исполнении;
- 5) работа технологических установок без постоянного присутствия обслуживающего персонала;
- 6) размещение технологического оборудования на открытых территориях куста или площадках с обеспечением необходимых проходов;
- 7) соблюдение безопасных максимально допустимых расстояний между сооружениями;
- 8) автоматическое закрытие клапана-отсекателя с электромагнитным дублером для защиты выкидного трубопровода от превышения давления; контроль загазованности на технологических площадках и в блок-боксах;
- 9) для предупреждения преждевременной коррозии трубопроводов предусмотрена подача ингибитора коррозии от установок дозирования химреагента в газосборный коллектор;
- 10) контроль загазованности на технологических площадках и в блок-боксах;
- 11) применение теплоизоляции трубопроводов и арматуры;
- 12) проектируемые трубопроводы прокладываются надземно, на эстакадах;
- 13) предусмотрена проверка на прочность и герметичность трубопроводов после монтажа;
- 14) промывка и гидравлическое испытание на прочность и герметичность трубопроводов по окончанию строительно-монтажных работ;
- 15) проведения систематического визуального осмотра (по графику) объектов с целью контроля состояния линейной части, арматуры и сооружений, а также объектов электроснабжения и КИПиА;
- 16) управление электроприводной арматурой осуществляется как автоматически, так и дистанционно из операторной;
- 17) узлы отключающей арматуры размещаются на поверхности - на открытых площадках;

18) система инженерно-технических средств охраны площадок и линейной части промысловых трубопроводов.

**Мероприятия по уменьшению вероятности перерастания инцидента в аварию** включают.

- 1) применение системы автоматического регулирования, блокировок, сигнализации;
- 2) размещение оборудования и сооружений с учетом противопожарных разрывов;
- 3) применение электрооборудования, соответствующего по исполнению классу взрывоопасной зоны;
- 4) обеспечение молниезащиты и защиты от статического электричества.

**Меры, снижающие тяжесть последствий возможных аварий, включают:**

- 1) размещение оборудования и сооружений с учетом противопожарных разрывов;
- 2) стальные конструкции, эксплуатируемые на открытом воздухе, защищаются цинконаполненными покрытиями;
- 3) дистанционное управление технологическим процессом, исключающее постоянное присутствие персонала в зоне повышенного риска.

**Меры обеспечения готовности к локализации и ликвидации последствий аварий** включают:

- 1) разработан План мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на опасных производственных объектах в соответствии с требованиями Постановления Правительства РФ от 15 сентября 2020 г. № 1437;
- 2) заключен договор с Обществом Ограниченной Ответственности «Пожарная охрана» (ООО «Пожарная охрана») на осуществление неотложных мер по ликвидации аварийных ситуаций для выполнения сложных аварийно - восстановительных работ, проведения профилактической работы;
- 3) своевременное обучение и регулярная аттестация персонала по безопасным приемам работы и действиям в чрезвычайных ситуациях;
- 4) разработан комплекс организационно- технических мероприятий по обеспечению безопасности.

## 4 СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

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

- 1) Федеральный закон от 21.07.97 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».
- 2) Федеральный закон от 21.12.94 г. № 68-ФЗ «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера».
- 3) Федеральный закон от 04.05.99 г. № 96-ФЗ «Об охране атмосферного воздуха».
- 4) Федеральный закон № 99 от 04.05.2011 г. «О лицензировании отдельных видов деятельности».
- 5) Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Утв. Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору, Приказ №534 от 15.12.2020 г.
- 6) ГОСТ 12.1.010-76. ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.
- 7) ГОСТ 12.1.004-91. ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.
- 8) ГОСТ Р 12.3.047-2012. ССБТ. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля.
- 9) ГОСТ 27.310-95. Надежность в технике. Анализ видов, последствий и критичности отказов. Основные положения.
- 10) ГОСТ Р 22.0.05–2020. БЧС. Техногенные чрезвычайные ситуации. Термины и определения.
- 11) ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
- 12) ГОСТ 12.1.007-76. ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
- 13) ПУЭ. Правила устройства электроустановок (седьмое издание 1999-2003 гг.).
- 14) ПУЭ. Правила устройства электроустановок (шестое издание 1985 г. с изменениями).
- 15) РД 03-357-00. Методические рекомендации по составлению декларации промышленной безопасности опасного производственного объекта. Утв. Постановлением ГГТН России, 2000 г.
- 16) СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности. Приказ МЧС России от 25.03.09 г. № 182.
- 17) Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 03.11.2022 г. № 387 «Об утверждении Руководства по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах».
- 18) Приказ МЧС России от 10 июля 2009 г. №404 «Об утверждении методики определения расчётных величин пожарного риска на производственных объектах».
- 19) Приказ Ростехнадзора от 16.10.2020 № 414 «Об утверждении порядка оформления декларации промышленной безопасности опасных производственных объектов и перечень включаемых в нее сведений».

### **4.2 Перечень документации организации, используемой при разработке расчетно-пояснительной записки**

- 1) Анализ действующих нормативных документов по проектированию и строительству объектов нефтяной и газовой промышленности с учетом повышения

требований безопасности и защиты окружающей среды с целью приведения их в соответствие к требованиям международных стандартов. Отчет «Гипровостокнефть», Самара, 1992 г.

2) Методическое руководство по анализу и управлению риском, связанным с техногенным воздействием на человека и окружающую среду при сооружении и эксплуатации объектов добычи, транспорта, хранения и переработки углеводородного сырья с целью повышения их надежности и безопасности. РАО «Газпром» 1996 г.

3) Годовые отчеты о деятельности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору.

4) Краткий статистический сборник «Россия в цифрах 2022», Федеральная служба государственной статистики, г. Москва 2023 г.

### **4.3 Перечень литературных источников**

1) Хенли Э., Кумамото Х. Надежность технических систем и оценка риска. М.; Машиностроение», 1984 г.

2) Елохин А.Н. Анализ и управление риском: теория и практика. М.; страховая группа «ЛУКОЙЛ», 2000 г.

3) Елохин А.Н. Декларирование безопасности промышленной деятельности: методы и практические рекомендации. М.; Потенциал России, 1999 г.

4) Акимов В.А., Лапин В.Л., Попов В.М. Надежность технических систем и техногенный риск. М: Деловой экспресс. 2002 г.

5) Гражданкин А.И., Лисанов М.В. Анализ риска газонаполнительной станции. Безопасность труда в промышленности. 2001. № 8.

6) Кульчев В.М., Иванов Е.А., Додонов Ю.А., Мокроусов С.Н. Трубопроводный транспорт природного газа, нефти и нефтепродуктов, и его роль в обеспечении развития и стабильности топливно-энергетического комплекса. Безопасность труда в промышленности. 2002 г. № 7.

7) Печеркин А.С., Сидоров В.И., Лисанов М.В., Симакин В.В. Нормативно-правовое обеспечение декларирования промышленной безопасности опасных производственных объектов //Безопасность труда в промышленности № 1'00 - С. 08.

8) Печеркин А.С., Сидоров В.И., Лисанов М.В., Лыков С.М. Методическое обеспечение декларирования промышленной безопасности //Безопасность труда в промышленности № 7'00 - С. 12.

9) Печеркин А.С., Сидоров В.И., Лисанов М.В. Декларирование промышленной безопасности опасных производственных объектов магистральных трубопроводов //Всероссийская научно-практическая конференция «Управление рисками чрезвычайных ситуаций». -2001 г. -20-21 марта. /МЧС России.

10) Печеркин А.С., Кловач Е.В., Кручинина И.А., Сидоров В.И., Додонов Ю.А., Мокроусов С.Н., Лисанов М.В. Обеспечение безопасности магистрального и промыслового трубопроводного транспорта природного газа и опасных жидкостей в свете формируемого законодательства Российской Федерации о техническом регулировании //Безопасность труда в промышленности № 5, 2003 г. - С. 3.