



**ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ**

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

**Заказчик – ООО «Газпромнефть-Заполярье»**

**Обустройство Песцового месторождения.  
Расширение кустов скважин №1, №5**

*ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ*

**Раздел 10. Иная документация в случаях,  
предусмотренных федеральными законами**

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

**Расчетно-пояснительная записка  
к декларации промышленной безопасности.  
Фонд скважин Песцового месторождения. Кусты скважин  
№1, №5. Расширение.  
ООО «Газпромнефть-Заполярье»**

**ЕПФ1-ПКС1.5.РС-П-ДПБ.02.00**

**Том 10.1.2**



**ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ**

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

**Заказчик – ООО «Газпромнефть-Заполярье»**

**Обустройство Песцового месторождения.  
Расширение кустов скважин №1, №5**

*ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ*

**Раздел 10. Иная документация в случаях,  
предусмотренных федеральными законами**

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

**Расчетно-пояснительная записка  
к декларации промышленной безопасности.  
Фонд скважин Песцового месторождения. Кусты скважин  
№1, №5. Расширение.  
ООО «Газпромнефть-Заполярье»**

**ЕПФ1-ПКС1.5.РС-П-ДПБ.02.00**

**Том 10.1.2**



**Главный инженер**

**Главный инженер проекта**

**Н.П. Попов**

**М.В. Безменов**

2022

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

**РАСЧЕТНО-ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА  
К ДЕКЛАРАЦИИ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ  
Фонд скважин Песцового месторождения. Кусты скважин  
№1, № 5. Расширение  
ООО «Газпромнефть-Заполярье»**

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

**В СОСТАВЕ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОПАСНОГО  
ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ОБЪЕКТА  
«Обустройство Песцового месторождения. Расширение кустов скважин №1, №5»**

АО «Гипрвостокнефть, г. Самара 2022 г.

## 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 .....	8
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
1.2.2 План и перечень размещения основного технологического оборудования, в котором получают, используются, хранятся, транспортируются, уничтожаются опасные вещества.....	9
1.2.3 Данные о распределении опасных веществ по оборудованию.....	14
1.3 ОПИСАНИЕ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ БЕЗОПАСНОСТИ .....	17
1.3.1 Описание решений, направленных на исключение разгерметизации оборудования и предупреждение аварийных выбросов опасных веществ .....	17
1.3.2 Описание решений, направленных на предупреждение развития аварий и локализацию выбросов опасных веществ.....	17
1.3.3 Описание решений, направленных на обеспечение взрывопожаробезопасности и химической безопасности .....	18
1.3.4 Описание систем автоматического регулирования, блокировок, сигнализаций и других средств обеспечения безопасности .....	18
2 АНАЛИЗ РИСКА АВАРИИ.....	21
2.1 АНАЛИЗ АВАРИЙ НА ДЕКЛАРИРУЕМОМ ОБЪЕКТЕ.....	21
2.1.1 Перечень аварий и обобщенные данные об инцидентах, произошедших на декларируемом объекте (для действующих объектов) .....	21
2.1.2 Перечень наиболее опасных по последствиям аварий, произошедших на других аналогичных объектах, или аварий, связанных с опасными веществами .....	21
2.1.3 Анализ основных причин, произошедших аварий на декларируемом объекте .....	24
2.2 АНАЛИЗ УСЛОВИЙ ВОЗНИКНОВЕНИЯ И РАЗВИТИЯ АВАРИЙ НА ДЕКЛАРИРУЕМОМ ОБЪЕКТЕ .....	26
2.2.1 Определение возможных причин возникновения аварии на декларируемом объекте и факторов, способствующих возникновению и развитию аварий на декларируемом объекте .....	26
2.2.2 Определение сценариев аварий на декларируемом объекте для опасных веществ.....	30
2.2.3 Обоснование применяемых физико-математических моделей и методов расчета с оценкой влияния исходных данных на результаты анализа риска аварии.....	33
2.2.4 Оценка количества опасных веществ, участвующих в аварии и в создании поражающих факторов.....	35
2.2.5 Расчет вероятных зон действия поражающих факторов .....	43
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 .....	44
2.2.7 Оценка возможного ущерба имуществу юридическим и физическим лицам и вреда окружающей среде .....	46
2.2.7.1 Прямые потери.....	48
2.2.7.2 Упущенная экономическая выгода предприятия.....	49
2.2.7.3 Социально-экономические потери (затраты, понесенные вследствие гибели и травматизма людей).....	50
2.2.7.4 Экологический ущерб .....	51
2.3 ОЦЕНКА РИСКА АВАРИЙ .....	55
3 ВЫВОДЫ И ПРЕДЛОЖЕНИЯ.....	60
3.1 Перечень составляющих декларируемого объекта с указанием показателей риска для работников и иных юридических и физических лиц .....	60
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.....	61
3.3 Предложения по внедрению мер, направленных на уменьшение риска аварий .....	61
4 СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	64

---

4.1 ПЕРЕЧЕНЬ НОРМАТИВНО-ПРАВОВЫХ ДОКУМЕНТОВ, РЕГУЛИРУЮЩИХ ТРЕБОВАНИЯ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ НА ДЕКЛАРИРУЕМОМ ОБЪЕКТЕ .....	64
4.2 ПЕРЕЧЕНЬ ДОКУМЕНТАЦИИ ОРГАНИЗАЦИИ, ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ПРИ РАЗРАБОТКЕ РАСЧЕТНО- ПОЯСНИТЕЛЬНОЙ ЗАПИСКИ.....	65
4.3 ПЕРЕЧЕНЬ ЛИТЕРАТУРНЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	65

# 1 СВЕДЕНИЯ О ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРОЦЕССАХ

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

Характеристика опасного вещества, обращающегося в технологическом процессе, приведена в таблице (Таблица 1).

**Таблица 1 – Характеристика опасных веществ**

Наименование параметра	Параметр	Источник информации*
<b>Нефть</b>		
1. Название вещества		
1.1. Химическое	Смесь углеводородов	2
1.2. Торговое	Нефть	2
2. Вид вещества	Горючая жидкость	
3. Формула	-	
3.1. Эмпирическая	$C_nH_m$	2
3.2. Структурная	В состав нефти входят: 1) Предельные углеводороды $C_nH_{2n+2}$ ; 2) Циклопарафины $C_nH_{2n-6}$ (в основном это циклопентан, циклогексан и их гомологи); 3) Ароматические углеводороды $C_nH_{2n-6}$ (в основном гомологи бензола); 4) Многоядерные полинафтеновые и ароматические углеводороды, содержащие различные боковые цепи	2
4. Состав, (% масс.)		
4.1. Основной продукт	Нефть ступенчатой сепарации	1
Углекислый газ	-	
Азот + редкие	-	
Гелий	-	
Водород	-	
Метан	0,0091	
Этан	0,0331	
Пропан	0,1763	
Изобутан	0,1449	
Н-Бутан	0,3876	
Изопентан	0,4036	
Н-Пентан	0,6877	
Гексаны (C <sub>6</sub> )	1,7438	
Гептаны (C <sub>7</sub> )	4,2976	
Октаны (C <sub>8</sub> )	6,1580	
Нонаны (C <sub>9</sub> )	4,8608	
Деканы (C <sub>10</sub> )	5,2793	

Наименование параметра	Параметр	Источник информации*
Ундеканы (C <sub>11</sub> )	4,0291	
Додеканы (C <sub>12</sub> )	3,9382	
Тридеканы (C <sub>13</sub> )	3,9445	
Тетрадеканы (C <sub>14</sub> )+высшие	63,9064	
Всего	100,0	
4.2. Примеси (с идентификацией)	-	
5. Физико-химические данные:		1
5.1. Плотность рабочей среды, кг/м <sup>3</sup>	823,0	
5.2. Динамическая вязкость разгазированной нефти при 20 °С, сПз	5,03	
5.3. Температура застывания нефти, °С	Плюс 4	
6. Данные о взрывопожароопасности		3
6.1. Температура вспышки, °С	ниже 19	
6.2. Температура самовоспламенения, °С	Выше 280	
6.3. Пределы взрываемости, % об.	От 5 до 15 (по метану)	3
7. Данные о токсичной опасности, % объемные		
7.1. ПДК в воздухе рабочей зоны мг/м <sup>3</sup>	10	5
7.2. ПДК в атмосферном воздухе	5	
7.3. Летальная токсодоза, <i>L</i> Ct <sub>50</sub>	-	
7.4. Пороговая токсодоза, <i>P</i> Ct <sub>50</sub>	227	
7.5. Класс опасности	III	4
7.6. Нет последствий после пребывания в течение 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.	Мгновенное отравление летучими парами нефти наступает при концентрации углеводородов 15-20 мг/л.-	2
8. Реакционная способность	При нормальных условиях нереакционноспособна с большинством химических соединений, с воздухом пары образуют взрывопожароопасную смесь	2
9. Запах	Специфический запах нефтепродукта	2
10. Коррозионное воздействие	Скорость общей коррозии, определенная	2

Наименование параметра	Параметр	Источник информации*
	по величине парциального давления кислых компонентов с учетом температуры, условий смачивания металла водной фазой и ряда других параметров.	
11. Меры предосторожности	При работе с нефтью не допускать разлива, испарения; осторожность при использовании огня и источников повышенных температур. При работе с нефтяными парами необходимо соблюдение норм и правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности, использование средств индивидуальной защиты органов дыхания и кожи. Периодические медицинские осмотры.	2
12. Информация о воздействии на людей	Вызывает повышенную заболеваемость органов дыхания, функциональные изменения со стороны центральной нервной системы, полиневриты. При контакте – дерматиты, пигментация, эритема, угри, бородавки, шелушение	2
13. Средства защиты	Спецодежда, резиновые перчатки, очки. При длительных работах и при высоких концентрациях (зачистка аппаратов, емкостей и т.д.) изолирующие шланговые противогазы с принудительной подачей воздуха (ПШ-1, ПШ-2, ДПА-5 и др.). При меньших концентрациях углеводородов в нефти фильтрующий противогаз марка А. Для предупреждения кожных поражений предохранительные мази из смеси ланолина с растительным маслом с добавлением хинина, салицилатов, окиси титана	2
14. Методы перевода вещества в безвредное состояние	Вентиляция помещений и другие мероприятия, направленные на уменьшение концентрации паров в воздухе. При разливе нефти необходимо засыпать ее опилками или песком, собрать загрязненные опилки и сжечь в специально отведенном месте, песок прокалить	2
15. Меры первой помощи пострадавшим от воздействия вещества	При остром отравлении вынести потерпевшего из отравленной атмосферы, освободить от стесняющей дыхание одежды, покой, тепло. Настойка валерианы или пустырника, аскорбиновая кислота. Глютаминовая кислота (1,0 г),	2



Наименование параметра	Параметр	Источник информации*
	витамин В <sub>6</sub> (0,02 г), пангамат натрия (0,01 г). Промывание глаз 2 % раствором соды. При потере сознания вдыхание хлора, нашатырного спирта на ватке в течение 15÷30 с. Сердечные средства: раунатин (по 1 мл), кофеин (10 %), кордиамин (25 %), камфара (20 %). В тяжелых случаях при резком ослаблении или остановке дыхания немедленно начать искусственное дыхание «рот в рот» с последующим подключением аппарата искусственного дыхания (до самостоятельного дыхания или появления трупных пятен). Внутривенно лобелин (1 мл 1 %-го раствора) или бемеград (2 мл 0,5 %-го раствора), либо внутримышечно цититон (1 мл), обложить грелками. Применение адреналина и адреналиноподобных препаратов противопоказано! При попадании на кожу смыть мылом с водой; при воспалении кожи смазывать 2 % раствором борной кислоты	

\* Источники информации обозначены цифрами:

- 1) Том 3.1 1325/3-П-ТКР.01;
- 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;
- 3) А.Я. Корольченко. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов, и средства их тушения, том 2, Ассоциация «Пожнаука», Москва, 2000 г.;
- 4) ГОСТ 12.1.005-88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. ИПК Издательство стандартов, 2001 г;
- 5) СанПиН 1.2.3685-21 Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания.

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

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

Обустройство кустов скважин №1 и №5 Песцового месторождения включает проектирование технологических сооружений, необходимых для добычи, замера и подачи продукции добывающих скважин на ЦПС подготовки продукции, а также сооружений для предотвращения коррозии и гидратообразований.

В проекте технологическими схемами предусматривается сбор продукции нефтяных скважин кустов №1 и №5 Песцового месторождения, ее замер и транспорт на центральный пункт сбора (ЦПС). Особенностью данной системы сбора является высокое статическое давление на устье скважин (до 25,0 МПа) и газовый фактор.

Схема технологическая принципиальная куста скважин №1 представлена на рисунке (

Рисунок 1) Схема технологическая принципиальная куста скважин №5 представлена на рисунке (Рисунок 2).

Сбор продукции скважин осуществляется по лучевой системе сбора, с подземной прокладкой технологических трубопроводов.

Продукция скважин кустов №1 и №5 с рабочим давлением, не превышающим 6,3 МПа, после дросселя регулирующего, по выкидным трубопроводам DN100 направляется на измерительные установки ИУ-003 на кусте №1 и К5-ИЗУ-001 на кусте №5. После замера продукция скважин по нефтегазосборным трубопроводам направляется на ЦПС.

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

Проектируемые технологические сооружения площадке куста №1:

- 1) обвязка устья скважины с запорной и регулирующей арматурой – 4 шт.;
- 2) место под ремонтный агрегат - 4 шт.;
- 3) место под передвижные мостки – 4 шт.;
- 4) место для лубрикаторной площадки – 4 шт.;
- 5) место установки якорей-оттяжек – 16 шт. (4 шт. на каждую скважину);
- 6) место для СУДР – 4 шт.;
- 7) блок измерительной установки для подключения 6 скв. – 1 шт.;
- 8) площадка емкости подземной дренажной V=8 м<sup>3</sup> – 1 шт.;
- 9) узел врезки нефтегазосборного трубопровода от ИУ-003 – 1 шт.;
- 10) технологические трубопроводы.

Проектируемые технологические сооружения площадке куста №5:

- 1) обвязка устья скважины с запорной и регулирующей арматурой – 4 шт.;
- 2) место под ремонтный агрегат - 4 шт.;
- 3) место под передвижные мостки – 4 шт.;
- 4) место для лубрикаторной площадки – 4 шт.;
- 5) место установки якорей-оттяжек – 16 шт. (4 шт. на каждую скважину);
- 6) место для СУДР – 4 шт.;
- 7) технологические трубопроводы.

В соответствии с требованиями СП 231.1311500.2015, расстояние между устьем эксплуатируемой скважины и скважины, находящейся в бурении, должно быть не менее высоты буровой вышки плюс 10 м. Скважины, законченные бурением и находящиеся от бурящейся скважины на расстоянии менее высоты буровой вышки плюс 10 м, необходимо временно законсервировать.

При проведении работ по бурению и эксплуатации скважин (с учетом указанного выше условия), а также при эксплуатации и монтаже оборудования ООО «Газпромнефть – Заполярье» разрабатывает Положение о порядке организации безопасного производства работ на кустовой площадке для обеспечения промышленной безопасности.





Радиус оттаивания мерзлых грунтов вокруг устьев скважин на кустовых площадках нефтяных скважин не превышает 3,8 м (при расстоянии между скважинами 9 метров). Эксплуатация скважин, при принятом расстоянии в 9 метров между скважинами, возможна. Для компенсации теплового воздействия при эксплуатации скважин применяется система температурной стабилизации грунтов.

Статическое давление на устье скважины принято равным пластовому давлению за вычетом гидростатического столба жидкости и составляет 25,0 МПа из-за возможности прорыва в скважину газа из газовой шапки. Давление трубопроводной системы сбора на участке от устья скважины до клапана-отсекателя установленного на выкидной линии, на приустьевой площадке, принято 25,0 МПа. После клапана-отсекателя давление в системе сбора принято 6,3 МПа.

Клапан-отсекатель диаметром DN100 и расчетным давлением PN250 кгс/см<sup>2</sup> предусматривается с двумя приводами (механическим и электромагнитным), закрытие которого производится при повышении давления 6,3 МПа и в аварийных ситуациях. Письмо о возможности изготовления клапана представлено в приложении Е.

Герметичность затвора клапана-отсекателя по классу А в соответствии с ГОСТ 9544-2015.

Для глушения скважин на приустьевой площадке предусматриваются линии глушения скважин в составе узла глушения скважин. Узел глушения является передвижным и применяется 1 шт. на куст. Арматура, шланги высокого давления, БРС, инвентарные опоры и другое оборудование необходимое для передвижного узла глушения находится в зоне ответственности управления внутрискважинных работ (УВР) Заказчика.

Для защиты от превышения давления на каждом выкидном трубопроводе устанавливается механический клапан-отсекатель (K0-016...019 на кусте №1, K0-013...016 на кусте №5) с электромагнитным дублером, автоматическое закрытие которого происходит в случае повышения давления в выкидном трубопроводе свыше 6,3 МПа. Также закрытие клапана-отсекателя происходит в случае порыва трубопровода и падения давления до 0,8 МПа. Расчетное давление трубопроводов до клапана-отсекателя принято равным 25,0 МПа.

На устье скважины располагаются фонтанная арматура с местными и дистанционными приборами замера давления и температуры продукта, пробоотборник, механический клапан-отсекатель с электромагнитным дублером, дроссель регулирующий.

Для закрытия скважины предусматриваются задвижки с ручным приводом устанавливаемые на каждой скважине, после клапана-отсекателя.

На кусте №1 проектом предусматривается измерительная установка ИУ-003 на шесть подключений для поочередного замера дебита каждой скважины. Максимальная производительность измерительной установки по жидкости составляет 400 т/сут. Расчетное давление измерительной установки составляет 6,3 МПа.

Для опорожнения трубопроводной обвязки измерительной установки ИУ-003 на кусте скважин №1 предусмотрена подземная дренажная емкость ЕД-003 объемом 8 м<sup>3</sup>. В емкость ЕД-003 по отдельному трубопроводу DN80 производится сброс дренажа от оборудования и технологической обвязки блока ИУ-003. Емкость оснащается воздушником с огнепреградителем DN100. Высота воздушника составляет 5,0 м.

На емкости предусмотрен штуцер для пропарки, оснащенный запорной арматурой с ручным приводом и быстроразъемным соединением (БРС).

Емкость устанавливается подземно в теплоизоляции толщиной 100 мм из пенополиуретана, поверх теплоизоляции нанесен защитный гидроизоляционный слой.

Дренажная емкость размещается в обваловании, обвалование дренажной емкости ограждается.

При эксплуатации подземной дренажной емкости объемом 8 м<sup>3</sup> принят I принцип использования ММГ в качестве основания.

Для защиты от почвенной коррозии подземной емкости предусмотрено заводское антикоррозионное абразивостойкое эпоксидное мастичное покрытие.

Откачка продукта из дренажной емкости производится в передвижную технику.

На кусте №5 для поочередного замера дебита каждой скважины предусмотрено подключение выкидных трубопроводов к существующей измерительной установке К5-ИЗУ-001 на двенадцать подключений, запроектированной в проекте 1101/10.

Около каждой добывающей скважины предусматривается место для установки шкафа СУДР, который может использоваться для защиты от гидратообразования. Подача ингибитора гидратообразования предусматривается в устье скважины, в трубное и затрубное пространство.

Защита от возможных гидратообразований осуществляется поочередной подачей ингибитора от передвижной СУДР в каждую скважину.

К технологическим трубопроводам относятся:

1) на кусте №1 трубопроводы обвязки устьев скважин, выкидные трубопроводы от устьев скважин до измерительной установки ИУ-003, нефтегазосборный трубопровод DN150 от ИУ-003 до точки врезки в трубопровод от ИУ-002, дренажные трубопроводы, обвязка дренажной емкости;

2) на кусте №5 трубопроводы обвязки устьев скважин, выкидные трубопроводы, замерный DN100 и эксплуатационный DN100 коллекторы.

Технологические трубопроводы проектируются в соответствии с требованиями ГОСТ 32569-2013.

Расчетное давление проектируемых трубопроводов составляет 25,0 МПа от фонтанной арматуры до клапана-отсекателя и 6,3 МПа после клапана-отсекателя.

Выкидные трубопроводы проектируются из труб 114x10 (до клапана-отсекателя) бесшовных горячедеформированных из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, (Cr 0,5 – 1,2), класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01.

После клапана-отсекателя применяются трубы 114x6 бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, (Cr 0,5 – 1,2), класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01.

Нефтегазосборный трубопровод на кусте №1 проектируется из трубы 159x6 бесшовных горячедеформированной из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, (Cr 0,5 – 1,2), класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01.

Замерный и эксплуатационный коллекторы на кусте №5 из труб 114x6 бесшовных горячедеформированных из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, (Cr 0,5 – 1,2), класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01.

Дренажные трубопроводы проектируются из труб 57x6, 89x6 бесшовных горячедеформированных из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, (Cr 0,5 – 1,2), класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01.

На территории кустов скважин №1 и №5 все трубопроводы прокладываются подземно, кроме трубопроводов обвязки фонтанной арматуры. Технологических блоков и площадки дренажной емкости.

Согласно ГОСТ 32569-2013 глубина заложения подземных трубопроводов не менее 0,6 м от поверхности земли до верхней части трубы или теплоизоляции в тех местах, где не предусмотрено движение транспорта, а на остальных участках глубину заложения принимают исходя из условий сохранения прочности трубопровода с учетом всех действующих нагрузок.

Дренажные трубопроводы прокладываются с уклоном 0,003 в сторону дренажных емкостей.

При подземной прокладке трубопроводов и взаимном их пересечении расстояние в свету между образующими трубопроводов составляет не менее 0,35 м. При прокладке в одной траншее двух и более трубопроводов они располагаются в один ряд (в одной горизонтальной плоскости) с расстоянием между ними в свету не менее 0,5 м.

В соответствии с СП 4.13130.2013 «Системы противопожарной защиты. Ограничение распространения пожара на объектах защиты. Требования к объемно-планировочным и конструктивным решениям» расстояние от подземных трубопроводов до строительных конструкций составляет не менее 1,5 м в свету.

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
	Технологический трубопровод	4 шт.	Подземное	Сбор и транспорт продукции скважин кустов №1 (№16-19), №5 (№13-16)	Расчетное давление – 6,3 МПа (изб). Ø114х6
		1 шт.			Расчетное давление – 6,3 МПа (изб). Ø159х6
	Измерительная установка ИУ-003	1 шт.	Надземное	Для замера продукция скважин на кусте №1	$Q_{ж} = 400$ т/сут, $P_{расч.} = 6,3$ МПа
	Емкость дренажная ЕД-003	1 шт.	Подземное	Для опорожнения трубопроводной обвязки измерительной установки ИУ-003 на кусте скважин №1	$V = 8$ м <sup>3</sup> ; $P_{расч.} = 0,07$ 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
Куст 1							
Обвязка устья скважины 17	Трубопровод Ø114х6, нефть	10,0 м	-	0.016	жидкость	6,3	от плюс 4 до плюс 23
Выкидной трубопровод от скважины 17	Трубопровод Ø114х6, нефть	50,4м	-	0.080	жидкость	6,3	от плюс 4 до плюс 23
Нефтегазосборный трубопровод от ИУ-003 до узла врезки на кусте №1	Трубопровод Ø159х6, нефть	225,0 м	-	0.591	жидкость	6,3	от плюс 4 до плюс 23
Куст 5							
Обвязка устья скважины 13	Трубопровод Ø114х6, нефть	10,0 м	-	0.013	жидкость	6,3	от плюс 4 до плюс 23
Выкидной трубопровод от скважины №13 до сущ. ИУ-001	Трубопровод Ø114х6, нефть	245,0 м	-	0.318	жидкость	6,3	от плюс 4 до плюс 23
Замерный коллектор скважин №14,15,16 на кусте №5 до подключения к сущ. ИУ-001	Трубопровод Ø114х6, нефть	245,0 м	-	0.260	жидкость	6,3	от плюс 4 до плюс 23
Эксплуатационный коллектор на кусте №5 до узла врезки в сущ. НГС от ИУ-001	Трубопровод Ø114х6, нефть	277,8 м	-	0.250	жидкость	6,3	от плюс 4 до плюс 23
Всего опасного вещества – нефти – на составляющей «Фонд					1,527		



Технологический блок, оборудование			Количество опасного вещества,		Физические условия содержания		
наименование блока	наименование оборудования, № по схеме, опасное вещество	количество единиц оборудования	т		агрегатное состояние	давление, МПа (изб.)	температура, °С
			в единице оборудования	в блоке			
скважин», т							
в аппаратах, т							
в трубопроводах, т							
			-				
			1,527				

### **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) в обвязке устьев скважин предусмотрены дроссели регулирующие, незамерзающие устьевые обратные клапаны;
- 9) для предупреждения возможного гидратообразования в устье скважины, в трубное и затрубное пространство предусмотрена подача ингибитора гидратообразования от СУДР;
- 10) проектируемые технологические трубопроводы прокладываются подземно;
- 11) применение теплоизоляции трубопроводов;
- 12) предусмотрена проверка на прочность и герметичность трубопроводов после монтажа;
- 13) промывка и гидравлическое испытание на прочность и герметичность трубопроводов по окончанию строительно-монтажных работ;
- 14) проведения систематического визуального осмотра (по графику) объектов с целью контроля состояния линейной части, арматуры и сооружений, а также объектов электроснабжения и КИПиА;
- 15) управление электроприводной арматурой осуществляется как автоматически, так и дистанционно из операторной;
- 16) 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.

### **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 ЦПС Песцовое месторождение.

*Устье добывающей скважины (куст № 1)*

Предусмотрен следующий объем автоматизации скважин №16, 17, 18, 19:

- 1) местный и дистанционный контроль буферного и затрубного давлений;
- 2) местный и дистанционный контроль давления в выкидном трубопроводе до клапана-отсекателя;
- 3) дистанционный контроль температуры в выкидном трубопроводе до клапана-отсекателя;
- 4) дистанционный контроль положения клапана-отсекателя;
- 5) местное и дистанционное управление насосом ЭЦН;
- 6) контроль состояния ЭЦН (температура обмотки двигателя, сопротивление изоляции, состояние вкл/выкл, работа, неисправность);
- 7) блокировка включения ЭЦН при закрытом клапане-отсекателе;
- 8) автоматическое отключение ЭЦН при аварийно-минимальном и аварийно-высоком значении давления в трубопроводе до клапана-отсекателя;
- 9) автоматическое закрытие клапана-отсекателя при аварийно-высоком давлении до клапана;
- 10) автоматическое закрытие задвижки К1-XV-001 при аварийно-высоком и аварийно-низком давлении в нефтегазосборном трубопроводе, при загазованности более 50% в блоках ИЗУ и БДР, при пожаре в блоках ИЗУ и БДР, при закрытии клапана-отсекателя КО-016...КО-0018;
- 11) аварийная сигнализация максимального буферного и затрубного давления
- 12) аварийная сигнализация минимального и максимального значения давления в трубопроводах до клапана-отсекателя.

*Индивидуальная замерная установка (куст № 1)*

Проектной документацией предусматривается оснащение локальной системой управления (ЛСУ) в объеме блочной поставки ИЗУ.

ЛСУ обеспечивает:

- 1) измерение и контроль основных технологических параметров работы установок;
- 2) выдачу команд управления на исполнительные механизмы (в случае возникновения нештатной ситуации) для перевода в безаварийное состояние;
- 3) сигнализацию нарушения регламентного режима работы установок;
- 4) обмен данными с системой автоматизации вышестоящего уровня по цифровому протоколу.

Автоматизация ИЗУ предусматривается в следующем объеме:

- 1) замер дебита жидкости;
- 2) замер дебита газа;
- 3) давление в коллекторе;
- 4) измерение обводненности;
- 5) газовый фактор продукции;
- 6) измерение температуры продукта;
- 7) контроль загазованности;
- 8) температура в помещении;
- 9) состояние системы вентиляции;
- 10) местная и дистанционная сигнализация при достижении до взрывоопасной концентрации горючих газов и паров в помещении блока технологического (БТ) 10 % и 50 % от нижнего концентрационного предела распространения пламени;
- 11) включение вентиляции при достижении ДВК горючих газов и паров в помещении БТ 10 % НКПР, отключение всех электроприемников, расположенных в помещении БТ (кроме вентилятора) при достижении ДВК горючих газов и паров 50 % НКПР;
- 12) закрытие электроприводных задвижек узлов переключения, ЭЦН и задвижек узла отключения куста на при 50 % НКПВ и пожаре внутри блока
- 13) отключение отопительно-вентиляционного оборудования при пожаре в помещении БТ.

*Емкость дренажная подземная ЕД-003 (куст № 1)*

Предусмотрен следующий объём автоматизации:

- 1) дистанционный контроль температуры в емкости;
- 2) дистанционный контроль уровня в емкости;
- 3) предупредительная сигнализация высокого и низкого уровня в емкости;
- 4) аварийная сигнализация максимального уровня в емкости;
- 5) предупредительная сигнализация высокой и низкой температуры в емкости;
- 6) аварийная сигнализация низкой температуры в емкости.

*КТП (куст № 1)*

Автоматизация трансформаторной подстанции 2КТПН-10/0,4 кВ предусматривается в следующем объеме:

- 1) измерение напряжения на шинах 0,4 кВ фазное;
- 2) технический учет активной и реактивной мощности, учет потребляемой электроэнергии по каждому вводу счетчиками, обеспечивающими передачу всех аналоговых сигналов (напряжение, ток, мощность, энергия), осуществляется от шкафов учета электроэнергии, расположенных в КТП по интерфейсу RS-485 в АСДУЭ;
- 3) управление наружным освещением в автоматическом режиме с помощью фотореле с возможностью телеуправления;
- 4) управление освещением кустовой площадки в автоматическом (от ящика управления освещением ЯУО с фотореле и реле времени (ЯУО установлен в помещении РУНН КТП на кусте скважин №1), с возможностью телеуправления по кустовой телемеханике АСДУЭ) и ручном режимах.

*Устье добывающей скважины (куст № 5)*

Предусмотрен следующий объём автоматизации скважин №13, 14, 15, 16:

- 1) местный и дистанционный контроль буферного и затрубного давлений;
- 2) местный и дистанционный контроль давления в выкидном трубопроводе до клапана-отсекателя;
- 3) дистанционный контроль температуры в выкидном трубопроводе до клапана-отсекателя;
- 4) дистанционный контроль положения клапана-отсекателя;
- 5) местное и дистанционное управление насосом ЭЦН;
- 6) контроль состояния ЭЦН (температура обмотки двигателя, сопротивление изоляции, состояние вкл/выкл, работа, неисправность);
- 7) блокировка включения ЭЦН при закрытом клапане-отсекателе;
- 8) автоматическое отключение ЭЦН при аварийно-минимальном и аварийно-высоком значении давления в трубопроводе до клапана-отсекателя;
- 9) автоматическое закрытие клапана-отсекателя при аварийно-высоком давлении до клапана;
- 10) автоматическое закрытие задвижки K5-ZV-001 при аварийно-высоком и аварийно-низком давлении в нефтегазосборном трубопроводе, при загазованности более 50% в блоках ИЗУ и БДР, при пожаре в блоках ИЗУ и БДР, при закрытии клапана-отсекателя КО-013...КО-0016;
- 11) аварийная сигнализация максимального буферного и затрубного давления;
- 12) аварийная сигнализация минимального и максимального значения давления в трубопроводах до клапана-отсекателя.

*КТП (куст № 5)*

Автоматизация трансформаторной подстанции 2КТПН-10/0,4 кВ предусматривается в следующем объеме:

- 1) измерение напряжения на шинах 0,4 кВ фазное;
- 2) технический учет активной и реактивной мощности, учет потребляемой электроэнергии по каждому вводу счетчиками, обеспечивающими передачу всех аналоговых сигналов (напряжение, ток, мощность, энергия), осуществляется от шкафов учета электроэнергии, расположенных в КТП по интерфейсу RS-485 в АСДУЭ;
- 3) управление наружным освещением в автоматическом режиме с помощью фотореле с возможностью телеуправления;
- 4) управление освещением кустовой площадки в автоматическом (от ящика управления освещением ЯУО с фотореле и реле времени (ЯУО установлен в помещении РУНН КТП на кусте скважин №5), с возможностью телеуправления по кустовой телемеханике АСДУЭ) и ручном режимах.

## 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
23.01.12	Выброс нефти	Авария произошла в ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» - при плановом обходе системы сбора нефти обнаружен выход на поверхность нефтесодержащей жидкости в результате разгерметизации нефтесборного коллектора между ДНС-10 и ДНС-1В (пикет А3).	Ориентировочный объем утечки 50 м <sup>3</sup> .
26.03.13	Выброс нефти	Сахалинская обл., Ногликский район, нефтепровод "РН-Сахалинморнефтегаз" Произошел порыв и утечка нефтепродуктов с центрального коллектора нефтепровода с последующим возгоранием.	Разлив нефти на участке составил 200 м <sup>2</sup>
26.08.13	Выброс нефти	ЯНАО, Красноселькупский район На нефтепроводе "Ванкорское месторождение - КНПС "Пурпе" произошел выход	Загрязнению подверглась территория тундры площадью 55 м <sup>2</sup>

Дата	Вид аварии	Описание аварии и основные причины	Масштабы развития аварии
		нефти на поверхность в объеме около 4,2 тонн.	
09.01.14	Выброс нефти	<p>ООО "Лукойл-Коми" ТПП "Лукойл-Усинскнефтегаз", КЦДНГ №7 Харьягинского нефтяного месторождения</p> <p>На действующем нефтесборном коллекторе произошла разгерметизация фланцевого соединения заглушки пропарочного стояка, с последующим разливом нефтесодержащей жидкости на снежный покров</p> <p>Разгерметизация фланцевого соединения заглушки пропарочного стояка нефтесборного коллектора произошла вследствие некачественной сборки фланцевого соединения</p>	<p>Площадь загрязнения составила 25 м<sup>2</sup>.</p> <p>В результате происшествия погибших и потерпевших нет.</p>
06.03.14	Выброс нефти	<p>Республика Коми, ТПП «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтегаз», ООО «ЛУКОЙЛ-Коми</p> <p>В результате разгерметизации на 15-й км межпромыслового нефтепровода «ДНС Макарьельское - УПН Щельяюр» произошёл разлив нефтесодержащей жидкости.</p> <p>Причиной возникновения сквозного катастрофического повреждения поперечного сварного шва фрагментов труб 273x8 нефтепровода ДНС «Макарьельское» - УПН «Щельяюр» КЦДНГ-5 явились дефекты сварного соединения, полученные в результате нарушения технологии выполнения строительно-монтажных работ.</p> <p>В процессе эксплуатации на дефектах внутренней поверхности шва образовались коррозионные повреждения в виде крупных каверн с</p>	Количество вытекшей жидкости - 1-2 м <sup>3</sup>

Дата	Вид аварии	Описание аварии и основные причины	Масштабы развития аварии
		последующим эрозионным процессом выноса материала из зоны повреждения скоростным потоком технологической жидкости до полного сквозного разрушения сварного шва	
10.04.14	Выброс нефти	<p>Иультинский район, Чукотский АО, ОГУП «Чукотснаб»</p> <p>На складе ГСМ участка «Эгвекинот» во время расчистки снега бульдозером произошёл порыв технологического трубопровода.</p> <p>Порыв участка трубопровода в поперечном направлении, непосредственно по шву, в месте стыковки труб.</p> <p>Порыв сварного шва. произошёл в результате воздействия дополнительной нагрузки, возникшей в результате наезда на технологический трубопровод бульдозера массой 18,8 тонн.</p>	Выброс 10 м <sup>3</sup> нефтепродуктов в окружающую среду
11.01.15	Выброс нефти	<p>Обнаружен выход углеводородного сырья на трассе трубопровода от Троицкой УППНиВ до Крымской ЛПДС ЦТОРТ и ЛПА №2 ООО "РН-Краснодарнефтегаз" 5 км от УППНиВ Троицкой в сторону г. Крымска</p> <p>Причины:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) локальная сквозная коррозия тела нефтепровода;</li> <li>2) недостаточный производственный контроль со стороны эксплуатирующей организации</li> </ol>	Ущерб составил 1954509,51 руб.

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 нефтяной отрасли.

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

Объект	Причины аварий	Последствия аварий
Площадка устья скважины (трубопроводная обвязка устья скважины):	Сильные морозы. Нарушение герметичности устьевого оборудования.	. Прихват оборудования. Образование свищей, утечка нефти, возгорание, взрыв, человеческие жертвы, травмы.
	Нарушение технологии исследования скважин, возникновение статического электричества.	Возгорание, взрыв, человеческие жертвы, травмы.
	Нарушение технологии ремонта, правил техники безопасности при проведении ремонтных работ.	Разливы нефти, загазованность, взрыв, загорание, человеческие жертвы, травмы.
Выкидные и нефтегазосборные трубопроводы	Физический износ, внутренняя и наружная коррозия, заводские дефекты, дефекты сварных соединений, механическое повреждение, повышение давления, перепад температур.	Образование свищей, порывы, разлив нефти в водоемы, на почву, возгорания. При загазованности в районе пересечения нефтепроводов с автодорогами имели место воспламенения и взрывы при движении автотранспорта, жертвы.
Замерная установка	Внутренняя и наружная коррозия, повышение давления, перепад температур.	Образование свищей, утечка нефти, возгорание, взрыв, человеческие жертвы, травмы

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).

Аварийные утечки газа при разрыве газопроводов относятся к разряду неорганизованных выбросов, которые, как правило, бесконтрольны, трудно управляемы и представляют серьезную опасность для близлежащих населенных пунктов. Масштабы и тяжесть последствий от аварии на газопроводах в значительной мере зависят не только от объема газовых выбросов, но и от состава природного газа.

Обычно при разрыве газопровода происходит мгновенное высвобождение механической энергии, приводящее к повреждениям почвенно-растительного покрова и возгоранию газа. Анализ статистических данных показал, что из 235 крупных аварий зафиксировано 130 (55,3 %) аварий, сопровождавшихся воспламенением газа. Взрывы газовоздушных облаков, образованные в результате утечек газа из трубопровода, маловероятны.

При возникновении аварийной разгерметизации подземного газопровода возможно образование котлована, ширина и глубина которого во многом зависит от параметров технологического режима работы газопровода. Например, в натурных исследованиях при разрушении газопровода диаметром 500 мм с рабочим давлением не более 2,44 МПа на месте взрыва образовался котлован длиной 15 м, шириной 6 м и глубиной 3 м. При воспламенении газа в трубопроводе разрушаются достаточно протяженные участки трубы (до 40 м) что способствует увеличению выброса газа через разрушенный участок.

Ущерб от аварий на газопроводах связан с потерей газа, а также с потерями от вынужденных перерывов при производстве ремонтно-восстановительных работ. Аварии на газопроводах могут стать причиной возникновения лесных пожаров, привести к выгоранию посевов на площадях в сотни гектаров и спеканию грунта на глубину в несколько

сантиметров, при нахождении людей в зоне действия поражающих факторов возможны человеческие жертвы.

К основным проблемам, влияющим на промышленную безопасность газопроводов 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
<p>1. Природные явления:</p> <p>1.1. Гидрометеорологические:</p> <p>землетрясения</p> <p>Климат</p> <p>Влажность</p> <p>Осадки</p> <p>Снеговой покров</p> <p>Метели</p> <p>Грозы</p>	<p>Сейсмичность района составляет 5 баллов.</p> <p>Климат района работ резко континентальный с суровой продолжительной зимой и непродолжительным теплым летом, короткими переходными весенним и осенним сезонами.</p> <p>Абсолютно минимальная температура – минус 60,0 °С (февраль).</p> <p>Абсолютно максимальная температура – плюс 32,0 °С (июнь).</p> <p>В течение года относительная влажность воздуха значительно меняется. Наиболее высокой она бывает зимой, наименьшей – в конце весны. Средняя годовая относительная влажность воздуха составляет 70 %.</p> <p>Годовое количество осадков составляет в среднем 429 мм, из них примерно 317 мм приходится на теплый период года (май-сентябрь). Среднее количество дней с осадками – 180.</p> <p>Снежный покров появляется во второй декаде сентября. Разница в днях между средними датами появления снега и образования устойчивого снежного покрова составляет 7 дней.</p> <p>Число дней с снежным покровом – 238.</p> <p>Среднегодовое максимальная высота снежного покрова составляет 35 см.</p> <p>Метели возникают чаще всего при температурах воздуха от минус 50 °С до минус 100 °С. Перенос снега начинается при скорости ветра 5-8 м/с. Наибольшее число дней с метелью приходится на январь. Среднее число дней за год составляет 92 дня.</p> <p>Район характеризуется слабой грозовой активностью. Грозы, обусловленные</p>

Фактор	Характеристика факторов риска
Туманы	<p>процессом конвекции и мощными восходящими потоками в атмосфере, возникают обычно в летнее время, продолжительность их невелика и в среднем составляет 1,4 часа. В среднем за год отмечается 8 дней с грозой.</p> <p>Туманы наблюдаются не часто. На распределение туманов и числа дней с туманами оказывает влияние континентальность климата и особенности подстилающей поверхности. В зимние месяцы туманы чаще всего образуются днем. Летом туманы рассеиваются. Основной максимум числа дней с туманами отмечается в августе-сентябре. В среднем за год отмечается до 40 дней с туманами.</p>
Гололед	<p>Выпадение осадков в виде мокрого снега, ледяного дождя и изморози в условиях температур воздуха, близких к 0°C, приводит к образованию гололеда. Возникновение гололеда возможно сентября по июнь.</p>
Ветровой режим	<p>Ветровой режим на территории определяется характером атмосферной циркуляции. В зимний период преобладают ветра южных направлений, летом – северных. Годовой ход скорости ветра выражен незначительно. Среднемесячные скорости ветра во все сезоны года не превышают 7,0 м/с.</p>
1.2. Геоморфологические: грунты	<p>Техногенные грунты представлены песками насыпными в основном мелкими и средней крупности, реже пылеватыми и единично супесями мощностью от 0,8 до 3,2 м.</p> <p>До глубины исследования преобладающий цвет грунтов - серый, так же встречаются грунты коричневато-серые до глубин и глинистые грунты голубовато-серые.</p> <p>Грунты находятся в основном в многолетнемерзлом состоянии, на участках с заглубленной кровлей ММГ - в талом состоянии.</p>

Фактор	Характеристика факторов риска
<p>2. Особенности технологического процесса, применяемого технологического оборудования:</p> <p>наличие давления в системе</p> <p>взрывопожароопасность</p> <p>проявление статического электричества</p>	<p>Расчетное давление трубопроводов принято равным 6,3 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:</p> <p>относительно населенных пунктов</p> <p>относительно водных преград</p>	<p>В географическом отношении Песцовое месторождение расположено в северной части Западно-Сибирской низменности, в 150 км северо-западнее г. Новый Уренгой. Ближайшими населенными пунктами являются поселки: Самбург, Тазовский, Уренгой, Тарко-Сале и г. Новый Уренгой.</p> <p>Главной водной артерией является р. Пур, крупными притоками которой в пределах района работ являются реки Ен-Яха и Хадуттэ, а также множество мелких речек и ручьев. В июле-августе реки сильно мелеют. Лишь до поселка Тарко-Сале возможно продвижение речным транспортом в течение всей навигации. Река Пур и некоторые ее притоки пригодны для сплава леса.</p>
<p>4. Зависимость от подачи электроэнергии</p>	<p>Основными потребителями электроэнергии являются технологическое оборудование, задвижек и освещение</p>
<p>5. Эксплуатация объектов (участие человека)</p>	<p>Режим работы круглосуточный, непрерывный.</p> <p>Участие человека в процессе технического обслуживания и профилактического ремонта.</p>

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
Куст №1	
C <sub>1</sub>	Разгерметизация трубопроводной обвязки устья скважины (надземной части трубопровода) → выход нефтяного попутного газа → пролив нефти на приустьевую площадку скважины → испарение нефти → образование облака парогазовоздушной смеси → рассеяние облака, загрязнение окружающей среды.
C <sub>2</sub>	Разгерметизация трубопроводной обвязки устья скважины (надземной части трубопровода) → выход нефтяного попутного газа → пролив нефти на приустьевую площадку скважины → испарение нефти → образование облака парогазовоздушной смеси → при появлении источника инициирования - воспламенение нефти, пожар пролива → тепловое воздействие на людей и окружающие объекты, загрязнение атмосферы продуктами горения.
C <sub>3</sub>	Разгерметизация трубопроводной обвязки устья скважины (надземной части трубопровода) → выброс нефтяного попутного газа → 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

Код сценария	Сценарии развития аварии
	воздействие на людей и окружающие объекты, загрязнение атмосферы продуктами горения
С <sub>4</sub>	Разгерметизация трубопроводной обвязки устья скважины (надземной части трубопровода) → выход нефтяного попутного газа → пролив нефти на приустьевую площадку скважины → испарение нефти → образование облака парогазовоздушной смеси → при появлении источника инициирования – сгорание облака с образованием избыточного давления ударной волны взрыва → воздействие избыточного давления ударной волны взрыва на людей и окружающие объекты.
С <sub>5</sub>	Разгерметизация выкидного трубопровода → выброс газа → пролив нефти → испарение нефти → образование облака парогазовоздушной смеси → рассеяние облака, загрязнение окружающей среды.
С <sub>6</sub>	Разгерметизация выкидного трубопровода → выброс газа → пролив нефти → испарение нефти → образование облака парогазовоздушной смеси → при появлении источника инициирования - воспламенение нефти, пожар пролива → тепловое воздействие на людей и окружающие объекты, загрязнение атмосферы продуктами горения.
С <sub>7</sub>	Разгерметизация выкидного трубопровода → выброс газа → 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>8</sub>	Разгерметизация выкидного трубопровода → выброс газа → пролив нефти → испарение нефти → образование облака парогазовоздушной смеси → при появлении источника инициирования - сгорание облака с образованием избыточного давления ударной волны взрыва → воздействие избыточного давления ударной волны взрыва на людей и окружающие объекты.
С <sub>9</sub>	Разгерметизация нефтегазосборного трубопровода → выброс газа → пролив нефти → испарение нефти → образование облака парогазовоздушной смеси → рассеяние облака, загрязнение окружающей среды
С <sub>10</sub>	Разгерметизация нефтегазосборного трубопровода → выброс газа → пролив нефти → испарение нефти → образование облака парогазовоздушной смеси → при появлении источника инициирования - воспламенение нефти, пожар пролива → тепловое воздействие на людей и окружающие объекты, загрязнение атмосферы продуктами горения.
С <sub>11</sub>	Разгерметизация нефтегазосборного трубопровода → выброс газа → 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>12</sub>	Разгерметизация нефтегазосборного трубопровода → выброс газа → пролив нефти → испарение нефти → образование облака парогазовоздушной смеси → при появлении источника инициирования - сгорание облака с образованием избыточного давления ударной волны взрыва → воздействие избыточного давления ударной волны взрыва на людей и окружающие объекты.



Код сценария	Сценарии развития аварии
Куст № 5	
С <sub>13</sub>	Разгерметизация трубопроводной обвязки устья скважины (надземной части трубопровода) → выход нефтяного попутного газа → пролив нефти на приустьевую площадку скважины → испарение нефти → образование облака парогазовоздушной смеси → рассеяние облака, загрязнение окружающей среды.
С <sub>14</sub>	Разгерметизация трубопроводной обвязки устья скважины (надземной части трубопровода) → выход нефтяного попутного газа → пролив нефти на приустьевую площадку скважины → испарение нефти → образование облака парогазовоздушной смеси → при появлении источника инициирования - воспламенение нефти, пожар пролива → тепловое воздействие на людей и окружающие объекты, загрязнение атмосферы продуктами горения.
С <sub>15</sub>	Разгерметизация трубопроводной обвязки устья скважины (надземной части трубопровода) → выброс нефтяного попутного газа → 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>16</sub>	Разгерметизация трубопроводной обвязки устья скважины (надземной части трубопровода) → выход нефтяного попутного газа → пролив нефти на приустьевую площадку скважины → испарение нефти → образование облака парогазовоздушной смеси → при появлении источника инициирования – сгорание облака с образованием избыточного давления ударной волны взрыва → воздействие избыточного давления ударной волны взрыва на людей и окружающие объекты.
С <sub>17</sub>	Разгерметизация выкидного трубопровода → выброс газа → пролив нефти → испарение нефти → образование облака парогазовоздушной смеси → рассеяние облака, загрязнение окружающей среды.
С <sub>18</sub>	Разгерметизация выкидного трубопровода → выброс газа → пролив нефти → испарение нефти → образование облака парогазовоздушной смеси → при появлении источника инициирования - воспламенение нефти, пожар пролива → тепловое воздействие на людей и окружающие объекты, загрязнение атмосферы продуктами горения.
С <sub>19</sub>	Разгерметизация выкидного трубопровода → выброс газа → 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>20</sub>	Разгерметизация выкидного трубопровода → выброс газа → пролив нефти → испарение нефти → образование облака парогазовоздушной смеси → при появлении источника инициирования - сгорание облака с образованием избыточного давления ударной волны взрыва → воздействие избыточного давления ударной волны взрыва на людей и окружающие объекты.
С <sub>21</sub>	Разгерметизация замерного коллектора скважин → выброс газа → пролив нефти → испарение нефти → образование облака парогазовоздушной смеси → рассеяние облака, загрязнение окружающей среды
С <sub>22</sub>	Разгерметизация замерного коллектора скважин → выброс газа → пролив нефти

Код сценария	Сценарии развития аварии
	→ испарение нефти → образование облака парогазовоздушной смеси → при появлении источника инициирования - воспламенение нефти, пожар пролива → тепловое воздействие на людей и окружающие объекты, загрязнение атмосферы продуктами горения.
C <sub>23</sub>	Разгерметизация замерного коллектора скважин → выброс газа → 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
C <sub>24</sub>	Разгерметизация замерного коллектора скважин → выброс газа → пролив нефти → испарение нефти → образование облака парогазовоздушной смеси → при появлении источника инициирования - сгорание облака с образованием избыточного давления ударной волны взрыва → воздействие избыточного давления ударной волны взрыва на людей и окружающие объекты.
C <sub>25</sub>	Разгерметизация эксплуатационного коллектора скважин → выброс газа → пролив нефти → испарение нефти → образование облака парогазовоздушной смеси → рассеяние облака, загрязнение окружающей среды
C <sub>26</sub>	Разгерметизация эксплуатационного коллектора скважин → выброс газа → пролив нефти → испарение нефти → образование облака парогазовоздушной смеси → при появлении источника инициирования - воспламенение нефти, пожар пролива → тепловое воздействие на людей и окружающие объекты, загрязнение атмосферы продуктами горения.
C <sub>27</sub>	Разгерметизация эксплуатационного коллектора скважин → выброс газа → 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
C <sub>28</sub>	Разгерметизация эксплуатационного коллектора скважин → выброс газа → пролив нефти → испарение нефти → образование облака парогазовоздушной смеси → при появлении источника инициирования - сгорание облака с образованием избыточного давления ударной волны взрыва → воздействие избыточного давления ударной волны взрыва на людей и окружающие объекты.

### 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) РД 03-357-00 Методические рекомендации по составлению декларации промышленной безопасности опасного производственного объекта.
- 4) Приказ МЧС РФ от 10 июля 2009 г. № 404 «Об утверждении методики определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах».

5) Приказ Ростехнадзора от 31.03.2016 № 137 «Об утверждении Руководства по безопасности «Методика оценки последствий аварийных взрывов топливно-воздушных смесей».

6) Приказ Ростехнадзора от 11.04.2016 № 144 «Об утверждении Руководства по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах».

7) Приказ Ростехнадзора от 16.10.2020 № 414 «Об утверждении порядка оформления декларации промышленной безопасности опасных производственных объектов и перечень включаемых в нее сведений».

При выполнении расчетов количества пролитой нефти при полном порыве трубопровода были сделаны следующие допущения:

1) в результате порыва трубопровода отсекается поврежденный участок трубопровода задвижками с электроприводом;

2) учитывается, излив жидкости из аварийного участка после его отключения за счет геодезического напора, определяемого рельефом местности;

3) жидкость в трубопроводе стремится занять пониженный участок трассы;

4) вылившаяся жидкость аккумулируется в траншее вокруг трубопровода, выливается на поверхность, впитывается в грунт в месте порыва, а пары легких компонентов за счет испарения с поверхности поступают в атмосферу;

5) при поражении открытым пламенем (сгорание облака) предполагалось, что смертельное поражение получает любой человек, оказавшийся в облаке в момент его горения.

«Струевое горение» - горение двух свободных высокоскоростных струй газа (настильных или наклонных), истекающих из двух концов (плетей) разрушенного трубопровода, вырванных из грунта на поверхность земли для подземного газопровода.

Расчет «струевого горения» газа выполнен в соответствии «Методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах, 2010/ГОСТ Р 12.3.047-2012 «Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля».

Расчет интенсивности теплового излучения при пожаре пролива выполнен в соответствии с Приказом МЧС России от 10 июля 2009 г. №404 «Об утверждении методики определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах» и

ГОСТ Р 12.3.047-2012 «Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля».

При оценке риска приняты следующие предположения и допущения:

1) при выбросе жидкой фазы на неограниченную спланированную поверхность за для оценки последствий теплового воздействия на человека при «струевом горении» приняты следующие значения интенсивности теплового излучения:

а) 10,0 кВт/м<sup>2</sup> – без негативных последствий в течение длительного времени;

б) 100,0 кВт/м<sup>2</sup> – 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;

2) для оценки последствий теплового воздействия на человека при пожаре пролива приняты следующие значения интенсивности теплового излучения:

а) 1,4 кВт/м<sup>2</sup> – без негативных последствий в течение длительного времени;

б) 4,2 кВт/м<sup>2</sup> – безопасно для человека в брезентовой одежде;

в) 7,0 кВт/м<sup>2</sup> – 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 кВт/м<sup>2</sup> – непереносимая боль через 3-5 с.: ожог 1-ой степени через 6-8 с, ожог 2-ой степени через 12-16 с;

3) с целью определения максимальных размеров зон поражения приняты наихудшие условия рассеяния:

- а) температура окружающей среды – + 27,6°С;
  - б) скорость ветра – 6,2 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;
- 4) для оценки последствий воздействия избыточного давления ударной волны взрыва при сгорании парогазовоздушного облака в открытом пространстве приняты следующие значения избыточного давления:
- а) 5 кПа – величина избыточного давления на фронте падающей ударной волны, принимаемая безопасной для человека;
  - б) 12 кПа – умеренные разрушения (разрушение оконных проёмов, дверей, внутренних перегородок, легкобрасываемых конструкций);
  - в) 28 кПа – средние повреждения зданий (возможно их восстановление);
  - г) 53 кПа – 50%-ное разрушение зданий;
  - д) 100 кПа – полное разрушение зданий;
- 5) доля массы парогазовоздушных веществ, участвующих в создании поражающих факторов при взрыве, для незамкнутых пространств, принята равной 0,1;
- 6) 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;
- 7) условная вероятность поражения человека избыточным давлением ударной волны взрыва при сгорании паровоздушной смеси в открытом пространстве рассчитывается на основании значения «пробит» - функции;
- 8) 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;
- 9) на территориях, попадающих в зоны поражения, находится максимальное возможное количество людей;
- 10) 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
Куст №1				
C <sub>1</sub>	Разгерметизация трубопроводной обвязки устья скважины (надземной части трубопровода) → выход нефтяного попутного газа → пролив нефти на приустьевую площадку скважины → испарение нефти → образование облака парогазовоздушной смеси → рассеяние облака, загрязнение окружающей среды.	Загрязнение окружающей среды	0,41	0,41
C <sub>2</sub>	Разгерметизация трубопроводной обвязки устья скважины (надземной части трубопровода) → выход нефтяного попутного газа → пролив нефти на приустьевую площадку скважины → испарение нефти → образование облака парогазовоздушной смеси → при появлении источника инициирования - воспламенение нефти, пожар пролива → тепловое воздействие на людей и окружающие объекты, загрязнение атмосферы продуктами горения.	Тепловое воздействие	0,41	0,41
C <sub>3</sub>	Разгерметизация трубопроводной обвязки устья скважины (надземной части трубопровода) → выброс нефтяного попутного газа → 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	0,25	0,25
C <sub>4</sub>	Разгерметизация трубопроводной обвязки устья скважины (надземной части трубопровода) → выход нефтяного попутного газа → пролив	Ударное воздействие	0,254	0,0254

№ сценария	Последствия	Основной поражающий фактор	Количество опасного вещества, т	
			участвующего в аварии	участвующего в создании поражающих факторов
	нефти на приустьевую площадку скважины → испарение нефти → образование облака парогазовоздушной смеси → при появлении источника инициирования – сгорание облака с образованием избыточного давления ударной волны взрыва → воздействие избыточного давления ударной волны взрыва на людей и окружающие объекты.			
C <sub>5</sub>	Разгерметизация выкидного трубопровода → выброс газа → пролив нефти → испарение нефти → образование облака парогазовоздушной смеси → рассеяние облака, загрязнение окружающей среды.	Загрязнение окружающей среды	0,51	0,51
C <sub>6</sub>	Разгерметизация выкидного трубопровода → выброс газа → пролив нефти → испарение нефти → образование облака парогазовоздушной смеси → при появлении источника инициирования - воспламенение нефти, пожар пролива → тепловое воздействие на людей и окружающие объекты, загрязнение атмосферы продуктами горения.	Тепловое воздействие	0,51	0,51
C <sub>7</sub>	Разгерметизация выкидного трубопровода → выброс газа → 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	0,26	0,26
C <sub>8</sub>	Разгерметизация выкидного трубопровода → выброс газа → пролив нефти → испарение нефти → образование облака	Ударное воздействие	0,262	0,0262

№ сценария	Последствия	Основной поражающий фактор	Количество опасного вещества, т	
			участвующего в аварии	участвующего в создании поражающих факторов
	парогазовоздушной смеси → при появлении источника инициирования - сгорание облака с образованием избыточного давления ударной волны взрыва → воздействие избыточного давления ударной волны взрыва на людей и окружающие объекты.			
C <sub>9</sub>	Разгерметизация нефтегазосборного трубопровода → выброс газа → пролив нефти → испарение нефти → образование облака парогазовоздушной смеси → рассеяние облака, загрязнение окружающей среды	Загрязнение окружающей среды	1,92	1,92
C <sub>10</sub>	Разгерметизация нефтегазосборного трубопровода → выброс газа → пролив нефти → испарение нефти → образование облака парогазовоздушной смеси → при появлении источника инициирования - воспламенение нефти, пожар пролива → тепловое воздействие на людей и окружающие объекты, загрязнение атмосферы продуктами горения.	Тепловое воздействие	1,92	1,92
C <sub>11</sub>	Разгерметизация нефтегазосборного трубопровода → выброс газа → 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	1,96	1,96
C <sub>12</sub>	Разгерметизация нефтегазосборного трубопровода → выброс газа → пролив нефти → испарение нефти → образование облака парогазовоздушной смеси → при появлении источника инициирования - сгорание облака с	Ударное воздействие	1,961	0,196

№ сценария	Последствия	Основной поражающий фактор	Количество опасного вещества, т	
			участвующего в аварии	участвующего в создании поражающих факторов
	образованием избыточного давления ударной волны взрыва → воздействие избыточного давления ударной волны взрыва на людей и окружающие объекты.			
Куст №5				
C <sub>13</sub>	Разгерметизация трубопроводной обвязки устья скважины (надземной части трубопровода) → выход нефтяного попутного газа → пролив нефти на приустьевую площадку скважины → испарение нефти → образование облака парогазовоздушной смеси → рассеяние облака, загрязнение окружающей среды.	Загрязнение окружающей среды	0,32	0,32
C <sub>14</sub>	Разгерметизация трубопроводной обвязки устья скважины (надземной части трубопровода) → выход нефтяного попутного газа → пролив нефти на приустьевую площадку скважины → испарение нефти → образование облака парогазовоздушной смеси → при появлении источника инициирования - воспламенение нефти, пожар пролива → тепловое воздействие на людей и окружающие объекты, загрязнение атмосферы продуктами горения.	Тепловое воздействие	0,32	0,32
C <sub>15</sub>	Разгерметизация трубопроводной обвязки устья скважины (надземной части трубопровода) → выброс нефтяного попутного газа → 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	0,26	0,26



№ сценария	Последствия	Основной поражающий фактор	Количество опасного вещества, т	
			участвующего в аварии	участвующего в создании поражающих факторов
C <sub>16</sub>	Разгерметизация трубопроводной обвязки устья скважины (надземной части трубопровода) → выход нефтяного попутного газа → пролив нефти на приустьевую площадку скважины → испарение нефти → образование облака парогазовоздушной смеси → при появлении источника инициирования – сгорание облака с образованием избыточного давления ударной волны взрыва → воздействие избыточного давления ударной волны взрыва на людей и окружающие объекты.	Ударное воздействие	0,259	0,0259
C <sub>17</sub>	Разгерметизация выкидного трубопровода → выброс газа → пролив нефти → испарение нефти → образование облака парогазовоздушной смеси → рассеяние облака, загрязнение окружающей среды.	Загрязнение окружающей среды	0,81	0,81
C <sub>18</sub>	Разгерметизация выкидного трубопровода → выброс газа → пролив нефти → испарение нефти → образование облака парогазовоздушной смеси → при появлении источника инициирования - воспламенение нефти, пожар пролива → тепловое воздействие на людей и окружающие объекты, загрязнение атмосферы продуктами горения.	Тепловое воздействие	0,81	0,81
C <sub>19</sub>	Разгерметизация выкидного трубопровода → выброс газа → 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	0,51	0,51

№ сценария	Последствия	Основной поражающий фактор	Количество опасного вещества, т	
			участвующего в аварии	участвующего в создании поражающих факторов
C <sub>20</sub>	Разгерметизация выкидного трубопровода → выброс газа → пролив нефти → испарение нефти → образование облака парогазовоздушной смеси → при появлении источника инициирования - сгорание облака с образованием избыточного давления ударной волны взрыва → воздействие избыточного давления ударной волны взрыва на людей и окружающие объекты.	Ударное воздействие	0,512	0,0512
C <sub>21</sub>	Разгерметизация замерного коллектора → выброс газа → пролив нефти → испарение нефти → образование облака парогазовоздушной смеси → рассеяние облака, загрязнение окружающей среды	Загрязнение окружающей среды	1,11	1,11
C <sub>22</sub>	Разгерметизация замерного коллектора → выброс газа → пролив нефти → испарение нефти → образование облака парогазовоздушной смеси → при появлении источника инициирования - воспламенение нефти, пожар пролива → тепловое воздействие на людей и окружающие объекты, загрязнение атмосферы продуктами горения.	Тепловое воздействие	1,11	1,11
C <sub>23</sub>	Разгерметизация замерного коллектора → выброс газа → 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	1,13	1,13
C <sub>24</sub>	Разгерметизация замерного коллектора → выброс газа → пролив нефти → испарение нефти →	Ударное воздействие	1,128	0,113

№ сценария	Последствия	Основной поражающий фактор	Количество опасного вещества, т	
			участвующего в аварии	участвующего в создании поражающих факторов
	образование облака парогазовоздушной смеси → при появлении источника инициирования - сгорание облака с образованием избыточного давления ударной волны взрыва → воздействие избыточного давления ударной волны взрыва на людей и окружающие объекты.			
C <sub>25</sub>	Разгерметизация эксплуатационного коллектора скважин → выброс газа → пролив нефти → испарение нефти → образование облака парогазовоздушной смеси → рассеяние облака, загрязнение окружающей среды	Загрязнение окружающей среды	7,02	7,02
C <sub>26</sub>	Разгерметизация эксплуатационного коллектора скважин → выброс газа → пролив нефти → испарение нефти → образование облака парогазовоздушной смеси → при появлении источника инициирования - воспламенение нефти, пожар пролива → тепловое воздействие на людей и окружающие объекты, загрязнение атмосферы продуктами горения.	Тепловое воздействие	7,02	7,02
C <sub>27</sub>	Разгерметизация эксплуатационного коллектора скважин → выброс газа → 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	8,22	8,22
C <sub>28</sub>	Разгерметизация эксплуатационного коллектора скважин → выброс газа → пролив нефти → испарение нефти → образование облака парогазовоздушной смеси → при появлении источника	Ударное воздействие	8,224	0,822

№ сценария	Последствия	Основной поражающий фактор	Количество опасного вещества, т	
			участвующего в аварии	участвующего в создании поражающих факторов
	инициирования - сгорание облака с образованием избыточного давления ударной волны взрыва → воздействие избыточного давления ударной волны взрыва на людей и окружающие объекты.			

### 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 Методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах, 2010/ГОСТ Р 12.3.047-2012 «Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля»							
Сценарий	C <sub>3</sub>	C <sub>7</sub>	C <sub>11</sub>	C <sub>15</sub>	C <sub>19</sub>	C <sub>23</sub>	C <sub>27</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>	22,40	22,40	34,43	20,70	20,70	34,73	79,75
Зона интенсивности излучения 100,0 кВт/м <sup>2</sup>	14,93	14,93	22,95	13,80	13,80	23,15	53,17
Пожар пролива, тепловое воздействие на окружающую среду ГОСТ Р 12.3.047-2012 «Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля».							
Сценарий	C <sub>2</sub>	C <sub>6</sub>	C <sub>10</sub>	C <sub>14</sub>	C <sub>18</sub>	C <sub>22</sub>	C <sub>26</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> )	16,55	10,77	18,64	15,23	13,60	16,43	29,84
безопасно для человека в брезентовой одежде (4,2 кВт/м <sup>2</sup> )	12,54	8,31	14,05	11,57	10,39	12,44	22,06
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	10,81	7,16	12,10	9,98	8,96	10,73	18,94

Параметр	Номер группы сценария						
через 15 мин (7,0 кВт/м <sup>2</sup> )							
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> )	8,96	5,80	10,08	8,24	7,36	8,89	15,96
Давление ударной волны взрыва, воздействие избыточного давления ударной волны взрыва на окружающую среду Приказ Ростехнадзора от 31.03.2016 № 137 «Об утверждении Руководства по безопасности «Методика оценки последствий аварийных взрывов топливно-воздушных смесей».							
Сценарий	C <sub>4</sub>	C <sub>8</sub>	C <sub>11</sub>	C <sub>16</sub>	C <sub>20</sub>	C <sub>24</sub>	C <sub>28</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)	-	-	-	-	-	-	46,81
нижний порог повреждения человека волной давления (5 кПа)	-	-	49,75	-	17,10	32,74	139,52
малые повреждения (разбитая часть остекления) 3 кПа	20,26	20,77	89,73	20,59	34,33	60,73	242,24
Аварийный разлив нефти Приказ МЧС от 10.07.2009 г №404 "Об утверждении методики определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах"							
Сценарий	C <sub>1</sub>	C <sub>5</sub>	C <sub>9</sub>	C <sub>13</sub>	C <sub>17</sub>	C <sub>21</sub>	C <sub>25</sub>
Масса вылитой нефти, т	0,41	0,51	1,92	0,32	0,81	1,11	7,02
Расчетная площадь пролива, м <sup>2</sup>	10,61	3,30	14,60	8,47	6,24	10,39	50,90

## 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 всем рассмотренным сценариям максимально возможное количество потерпевших составит:

- 1) по сценарию C<sub>2</sub> - 3 человека, из них погибших – нет;

- 2) по сценарию С<sub>3</sub> - 3 человека, из них погибших – 1 человек;
- 3) по сценарию С<sub>4</sub> - 3 человека, из них погибших – 1 человек;
- 4) по сценарию С<sub>7</sub> - 3 человека, из них погибших – 1 человек;
- 5) по сценарию С<sub>8</sub> - 3 человека, из них погибших – 1 человек;
- 6) по сценарию С<sub>10</sub> - 3 человека, из них погибших – нет;
- 7) по сценарию С<sub>11</sub> - 3 человека, из них погибших – 1 человек;
- 8) по сценарию С<sub>12</sub> - 3 человека, из них погибших – 1 человек;
- 9) по сценарию С<sub>14</sub> - 3 человека, из них погибших – нет;
- 10) по сценарию С<sub>15</sub> - 3 человека, из них погибших – 1 человек;
- 11) по сценарию С<sub>16</sub> - 3 человека, из них погибших – 1 человек;
- 12) по сценарию С<sub>18</sub> - 3 человека, из них погибших – нет;
- 13) по сценарию С<sub>19</sub> - 3 человека, из них погибших – 1 человек;
- 14) по сценарию С<sub>20</sub> - 3 человека, из них погибших – 1 человек;
- 15) по сценарию С<sub>22</sub> - 3 человека, из них погибших – нет;
- 16) по сценарию С<sub>23</sub> - 3 человека, из них погибших – 1 человек;
- 17) по сценарию С<sub>24</sub> - 3 человека, из них погибших – 1 человек;
- 18) по сценарию С<sub>26</sub> - 3 человека, из них погибших – нет;
- 19) по сценарию С<sub>27</sub> - 3 человека, из них погибших – 1 человек;
- 20) по сценарию С<sub>28</sub> - 3 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) РД 03-357-00 «Методические рекомендации по составлению декларации промышленной безопасности опасного производственного объекта»;
- 2) РД 03-496-02 «Методические рекомендации по оценке ущерба от аварий на опасных производственных объектах»;
- 3) «Методикой расчета выбросов вредных веществ в атмосферу при сжигании попутного нефтяного газа на факельных установках» (утверждён Приказом Госкомэкологии России № 199 от 08.04.98 г.);
- 4) «Методика определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах» (утв. Приказом Минэнерго России от 01.11.1995 г.);
- 5) «Методика исчисления размера вреда, причинённого почвам, как объекту охраны окружающей среды» (утв. Приказом Минприроды России от 8 июля 2010 г. N 238);
- 6) Постановлением Правительства РФ от 13.09.2016 № 913 «О ставках платы за негативное воздействие на окружающую среду и дополнительных коэффициентах»;
- 7) Постановление Правительства РФ от 29.06.2018 № 758 «О ставках платы за негативное воздействие на окружающую среду при размещении твердых коммунальных отходов IV класса опасности (малоопасные) и внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации»;
- 8) Постановление Правительства РФ от 24 января 2020 г. № 39 «О применении в 2020 году ставок платы за негативное воздействие на окружающую среду»;
- 9) Постановление Правительства РФ от 11 сентября 2020г. № 1393 «О применении в 2021 году ставок платы за негативное воздействие на окружающую среду»;
- 10) Постановление Правительства РФ от 1 марта 2022г. № 274 «О применении в 2022 году ставок платы за негативное воздействие на окружающую среду».

При оценке ущерба рассмотрены возможные аварийные сценарии в рамках проекта – «Обустройство Песцового месторождения. Расширение кустов скважин №1, №5». 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 2022 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**

№ сценария	Перечень объектов и сооружений, попадающих в зону основных и частичных разрушений
C <sub>1</sub>	Обвязка устья скв. 17 Куст 1
C <sub>2</sub>	Сооружения скв. №16, №17, №18, Место установки дозирования ингибитора гидратообразования
C <sub>3</sub>	Сооружения скв. №15, №16, №17, №18, Место установки дозирования ингибитора гидратообразования

№ сценария	Перечень объектов и сооружений, попадающих в зону основных и частичных разрушений
С <sub>4</sub>	Сооружения скв. №15, №16, №17, №18, Место установки дозирования ингибитора гидратообразования
С <sub>5</sub>	Выкидной трубопровод от скв. 17
С <sub>6</sub>	Место установки дозирования ингибитора гидратообразования
С <sub>7</sub>	Сооружения скв. №15, №16, №17, №18, Место установки дозирования ингибитора гидратообразования
С <sub>8</sub>	Сооружения скв. №15, №16, №17, №18, Место установки дозирования ингибитора гидратообразования
С <sub>9</sub>	Нефтегазосборный трубопровод от ИУ-003 до узла врезки
С <sub>10</sub>	Сооружения скв. №19, Блок измерительной установки, Место установки дозирования ингибитора гидратообразования, Площадка подземной дренажной емкости ЕД=8м <sup>3</sup>
С <sub>11</sub>	Сооружения скв. №17, №18, №19, Блок измерительной установки, Место установки дозирования ингибитора гидратообразования, Площадка подземной дренажной емкости ЕД=8м <sup>3</sup> , Прожекторная мачта с молниеотводом
С <sub>12</sub>	Сооружения скв. №13, №14, №15, №16, №17, №18, №19, Блок измерительной установки, Место установки дозирования ингибитора гидратообразования, Площадка подземной дренажной емкости ЕД=8м <sup>3</sup> , Прожекторная мачта с молниеотводом, КТП и СУ, БКУ, Стоянка пожтехники
С <sub>13</sub>	Обвязка устья скв. 13
С <sub>14</sub>	Сооружения скв. №13, №14, Место установки дозирования ингибитора гидратообразования, Прожекторная мачта с молниеотводом
С <sub>15</sub>	Сооружения скв. №13, №14, №15, Место установки дозирования ингибитора гидратообразования, Прожекторная мачта с молниеотводом
С <sub>16</sub>	Сооружения скв. №12, №13, №14, №15, Место установки дозирования ингибитора гидратообразования, Прожекторная мачта с молниеотводом
С <sub>17</sub>	Выкидной трубопровод от скважины №13 до сущ. ИУ-001
С <sub>18</sub>	Сооружения скв. №13, №14, Прожекторная мачта с молниеотводом
С <sub>19</sub>	Сооружения скв. №13, №14, №15, Прожекторная мачта с молниеотводом
С <sub>20</sub>	Сооружения скв. №11, №12, №13, №14, №15, №16, Место установки дозирования ингибитора гидратообразования, Прожекторная мачта с молниеотводом
С <sub>21</sub>	Замерный коллектор скважин №14,15,16 на кусте №5 до подключения к сущ. ИУ-001
С <sub>22</sub>	Сооружения скв. №1, Блок дозирования реагента
С <sub>23</sub>	Сооружения скв. №1, №2, Блок дозирования реагента, Место установки дозирования ингибитора гидратообразования, Блок измерительной установки, Прожекторная мачта с молниеотводом
С <sub>24</sub>	Сооружения скв. №1, №2, №3, №4, Блок дозирования реагента, Место установки дозирования ингибитора гидратообразования, Блок измерительной установки, Прожекторная мачта с молниеотводом, Площадка подземной дренажной емкости ЕД=8м <sup>3</sup> , БКУ, Площадка узла запуска СОД
С <sub>25</sub>	Эксплуатационный коллектор на кусте №5 до узла врезки в сущ. НГС от ИУ-001
С <sub>26</sub>	Сооружения скв. №1, Блок дозирования реагента, Площадка подземной дренажной емкости ЕД=8м <sup>3</sup> , Место установки дозирования ингибитора гидратообразования, Блок измерительной установки, Площадка узла запуска СОД
С <sub>27</sub>	Сооружения скв. №1, №2, №3, №4, Блок измерительной установки, Блок дозирования реагента, Площадка подземной дренажной емкости ЕД=8м <sup>3</sup> , Прожекторная мачта с молниеотводом, Площадка узла запуска СОД, Место установки дозирования ингибитора гидратообразования, БКУ



№ сценария	Перечень объектов и сооружений, попадающих в зону основных и частичных разрушений
C <sub>28</sub>	Сооружения скв. №1, №2, №3, №4, №5, №6, №7, №8, №9, Блок измерительной установки, Блок дозирования реагента, Площадка подземной дренажной емкости ЕД=8м3, Прожекторная мачта с молниеотводом, Площадка узла запуска СОД, Место установки дозирования ингибитора гидратообразования, Стоянка пожарной техники, КТП и СУ, БКУ, ВЛ-10кВ

### 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) затраты на аварийно-восстановительные работы (ущерб от уничтожения или повреждения основных фондов);
- 3) потери товарно-материальных ценностей (готовой продукции; запасов сырья, материалов, топлива; прочее).

Величина ущерба от уничтожения или повреждения основных фондов (затраты на аварийно-восстановительные работы) определена на основе выпущенной рабочей сметной документации по рассматриваемым объектам и сооружениям. Ввиду отсутствия выпущенной проектной сметной документации настоящая оценка выполнена на основе стоимости строительства, оценённой в рамках стадии основных технических решений. 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	Затраты на аварийно-восстановительные работы, тыс. руб.	Потери товарно-материальных ценностей, тыс. руб.	Суммарный показатель прямых потерь, тыс. руб.
C <sub>1</sub>	153,85	769,24	1,23	924,32
C <sub>2</sub>	5 738,39	32 811,44	1,23	38 551,06
C <sub>3</sub>	6 994,89	39 965,54	1,23	46 961,66
C <sub>4</sub>	1 233,02	6 992,53	1,23	8 226,78
C <sub>5</sub>	2,94	14,71	1,53	19,18
C <sub>6</sub>	296,12	1 480,60	1,53	1 778,24
C <sub>7</sub>	6 348,24	36 093,04	1,53	42 442,81
C <sub>8</sub>	980,22	5 551,30	1,53	6 533,05
C <sub>9</sub>	16,73	83,65	5,76	106,15
C <sub>10</sub>	2 672,28	26 655,82	5,76	29 333,87
C <sub>11</sub>	6 572,99	49 262,75	5,76	55 841,49
C <sub>12</sub>	3 027,95	20 693,65	5,76	23 727,37
C <sub>13</sub>	283,93	1 419,64	0,96	1 704,53
C <sub>14</sub>	4 361,96	23 988,16	0,96	28 351,09
C <sub>15</sub>	6 636,81	36 476,90	0,96	43 114,67
C <sub>16</sub>	1 521,74	8 362,45	0,96	9 885,15
C <sub>17</sub>	2,94	14,71	2,43	20,08

Наименование аварийно-опасного объекта (№ сценария)	Расходы по локализации, ликвидации последствий аварий и демонтажу разрушенных объектов	Затраты на аварийно-восстановительные работы, тыс. руб.	Потери товарно-материальных ценностей, тыс. руб.	Суммарный показатель прямых потерь, тыс. руб.
C <sub>18</sub>	3 611,05	20 081,64	2,43	23 695,12
C <sub>19</sub>	6 340,69	34 996,31	2,43	41 339,43
C <sub>20</sub>	2 098,95	11 730,90	2,43	13 832,28
C <sub>21</sub>	3,08	15,40	3,33	21,81
C <sub>22</sub>	1 934,04	18 447,08	3,33	20 384,46
C <sub>23</sub>	6 721,65	70 300,60	3,33	77 025,57
C <sub>24</sub>	2 647,81	25 609,49	3,33	28 260,63
C <sub>25</sub>	3,08	15,40	21,06	39,54
C <sub>26</sub>	5 494,22	68 225,82	21,06	73 741,09
C <sub>27</sub>	14 103,32	136 639,60	21,06	150 763,98
C <sub>28</sub>	9 427,47	84 673,44	21,06	94 121,97

### 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 потерянного объема нефти и 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.
C <sub>1</sub>	1,72
C <sub>2</sub>	1,72
C <sub>3</sub>	1,72
C <sub>4</sub>	1,72
C <sub>5</sub>	2,14
C <sub>6</sub>	2,14
C <sub>7</sub>	2,14
C <sub>8</sub>	2,14
C <sub>9</sub>	8,06
C <sub>10</sub>	8,06
C <sub>11</sub>	8,06
C <sub>12</sub>	8,06
C <sub>13</sub>	1,34
C <sub>14</sub>	1,34
C <sub>15</sub>	1,34
C <sub>16</sub>	1,34
C <sub>17</sub>	3,40
C <sub>18</sub>	3,40

Наименование аварийно-опасного объекта (№ сценария)	Упущенная выгода, тыс. руб.
C <sub>19</sub>	3,40
C <sub>20</sub>	3,40
C <sub>21</sub>	4,66
C <sub>22</sub>	4,66
C <sub>23</sub>	4,66
C <sub>24</sub>	4,66
C <sub>25</sub>	29,46
C <sub>26</sub>	29,46
C <sub>27</sub>	29,46
C <sub>28</sub>	29,46

### **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 с изменениями 25 февраля 2022 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 выше указанного 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.

Размер единовременной страховой выплаты определяется в соответствии со степенью утраты застрахованным профессиональной трудоспособности исходя из максимальной

суммы, равной 94018,0 рублей. В местностях, где установлены районные коэффициенты, процентные надбавки к заработной плате, размер единовременной страховой выплаты, назначаемой застрахованному в зависимости от степени утраты им профессиональной трудоспособности, определяется с учетом этих коэффициентов и надбавок.

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 «Об обязательном страховании гражданской ответственности владельца опасного объекта за причинение вреда в результате аварии на опасном объекте» от 27 июля 2010 года (с изменениями на 8 марта 2022 года), в соответствии с которым обязательному страхованию подлежат имущественные интересы владельца опасного объекта, связанные с его обязанностью возместить вред, причиненный потерпевшим.

Размеры страховых выплат по договору обязательного страхования составляют:

- 1) два миллиона рублей - в части возмещения вреда, причиненного жизни каждого потерпевшего;
- 2) не более 25 тысяч рублей - в счет возмещения расходов на погребение каждого потерпевшего;
- 3) не более двух миллионов рублей - в части возмещения вреда, причиненного здоровью каждого потерпевшего;
- 4) не более 200 тысяч рублей - в части возмещения вреда, причиненного в связи с нарушением условий жизнедеятельности каждого потерпевшего;
- 5) не более 500 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 750 тысяч 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.

Также возможен ущерб государству от выбытия трудовых ресурсов, связанный с тем, что погибшие больше не будут принимать участие в трудовой деятельности, так же зависит от возможного числа погибших в результате аварии.

#### **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. 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 почвам, тыс. руб.	Ущерб атмосфере, тыс. руб.	Ущерб водным объектам, тыс. руб.	Суммарный экологический ущерб, тыс. руб.
C <sub>1</sub>	10,6	0,00	0,43	0,00	0,43
C <sub>2</sub>	10,6	0,00	0,53	0,00	0,53
C <sub>3</sub>	10,6	0,00	0,53	0,00	0,53
C <sub>4</sub>	10,6	0,00	0,53	0,00	0,53
C <sub>5</sub>	3,3	0,00	0,52	0,00	0,52
C <sub>6</sub>	3,3	0,00	0,21	0,00	0,21
C <sub>7</sub>	3,3	0,00	0,21	0,00	0,21
C <sub>8</sub>	3,3	0,00	0,21	0,00	0,21
C <sub>9</sub>	14,6	0,00	4,70	0,00	4,70
C <sub>10</sub>	14,6	0,00	1,28	0,00	1,28
C <sub>11</sub>	14,6	0,00	1,28	0,00	1,28
C <sub>12</sub>	14,6	0,00	1,28	0,00	1,28
C <sub>13</sub>	8,5	0,00	0,46	0,00	0,46
C <sub>14</sub>	8,5	0,00	0,44	0,00	0,44
C <sub>15</sub>	8,5	0,00	0,44	0,00	0,44
C <sub>16</sub>	8,5	0,00	0,44	0,00	0,44
C <sub>17</sub>	6,2	0,00	1,12	0,00	1,12
C <sub>18</sub>	6,2	0,00	0,43	0,00	0,43
C <sub>19</sub>	6,2	0,00	0,43	0,00	0,43
C <sub>20</sub>	6,2	0,00	0,43	0,00	0,43
C <sub>21</sub>	10,4	0,00	1,98	0,00	1,98
C <sub>22</sub>	10,4	0,00	0,73	0,00	0,73
C <sub>23</sub>	10,4	0,00	0,73	0,00	0,73
C <sub>24</sub>	10,4	0,00	0,73	0,00	0,73
C <sub>25</sub>	50,9	0,00	12,64	0,00	12,64
C <sub>26</sub>	50,9	0,00	3,94	0,00	3,94
C <sub>27</sub>	50,9	0,00	3,94	0,00	3,94
C <sub>28</sub>	50,9	0,00	3,94	0,00	3,94

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)	Загрязнения на демонтаж, тыс. руб.	Загрязнения на аварийно-восстановительные работы, тыс. руб.	Потери товарно-материальных ценностей, тыс. руб.	Упущенная экономическая выгода, тыс. руб.	Плата за экологический ущерб, тыс. руб.	Суммарный показатель ущерба, тыс. руб.
C1	153,85	769,24	1,23	1,72	0,43	926,47
C2	5 738,39	32 811,44	1,23	1,72	0,53	38 553,32
C3	6 994,89	39 965,54	1,23	1,72	0,53	46 963,91
C4	1 233,02	6 992,53	1,23	1,72	0,53	8 229,04
C5	2,94	14,71	1,53	2,14	0,52	21,83
C6	296,12	1 480,60	1,53	2,14	0,21	1 780,60
C7	6 348,24	36 093,04	1,53	2,14	0,21	42 445,16
C8	980,22	5 551,30	1,53	2,14	0,21	6 535,40
C9	16,73	83,65	5,76	8,06	4,70	118,90
C10	2 672,28	26 655,82	5,76	8,06	1,28	29 343,20
C11	6 572,99	49 262,75	5,76	8,06	1,28	55 850,82
C12	3 027,95	20 693,65	5,76	8,06	1,28	23 736,70
C13	283,93	1 419,64	0,96	1,34	0,46	1 706,33
C14	4 361,96	23 988,16	0,96	1,34	0,44	28 352,87
C15	6 636,81	36 476,90	0,96	1,34	0,44	43 116,46
C16	1 521,74	8 362,45	0,96	1,34	0,44	9 886,93
C17	2,94	14,71	2,43	3,40	1,12	24,60
C18	3 611,05	20 081,64	2,43	3,40	0,43	23 698,94

Наименование аварийно-опасного объекта (№ сценария)	Загрязнения на демонтаж, тыс. руб.	Затраты на аварийно-восстановительные работы, тыс. руб.	Потери товарно-материальных ценностей, тыс. руб.	Упущенная экономическая выгода, тыс. руб.	Плата за экологический ущерб, тыс. руб.	Суммарный показатель ущерба, тыс. руб.
C <sub>19</sub>	6 340,69	34 996,31	2,43	3,40	0,43	41 343,26
C <sub>20</sub>	2 098,95	11 730,90	2,43	3,40	0,43	13 836,11
C <sub>21</sub>	3,08	15,40	3,33	4,66	1,98	28,44
C <sub>22</sub>	1 934,04	18 447,08	3,33	4,66	0,73	20 389,84
C <sub>23</sub>	6 721,65	70 300,60	3,33	4,66	0,73	77 030,96
C <sub>24</sub>	2 647,81	25 609,49	3,33	4,66	0,73	28 266,01
C <sub>25</sub>	3,08	15,40	21,06	29,46	12,64	81,63
C <sub>26</sub>	5 494,22	68 225,82	21,06	29,46	3,94	73 774,49
C <sub>27</sub>	14 103,32	136 639,60	21,06	29,46	3,94	150 797,38
C <sub>28</sub>	9 427,47	84 673,44	21,06	29,46	3,94	94 155,37

### 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	$2,4 \times 10^{-7} \div 2,5 \times 10^{-8}$ 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.

Логическая схема развития аварий для проектируемых объектов и сооружений представлена на рисунке (Рисунок 3).

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



**Рисунок 3 - Дерево событий для аварийной ситуации на трубопроводах**

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
C <sub>1</sub>	2,40 × 10 <sup>-6</sup>
C <sub>5</sub>	1,21 × 10 <sup>-5</sup>
C <sub>9</sub>	5,63 × 10 <sup>-6</sup>
C <sub>13</sub>	2,40 × 10 <sup>-6</sup>
C <sub>17</sub>	5,88 × 10 <sup>-5</sup>
C <sub>21</sub>	5,88 × 10 <sup>-5</sup>
C <sub>25</sub>	6,67 × 10 <sup>-5</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
C <sub>2</sub>	1,84 × 10 <sup>-7</sup>	1,47 × 10 <sup>-8</sup>
C <sub>6</sub>	9,29 × 10 <sup>-7</sup>	7,43 × 10 <sup>-8</sup>
C <sub>10</sub>	4,32 × 10 <sup>-7</sup>	3,46 × 10 <sup>-8</sup>

№ сценария	Вероятность возникновения пожара пролива, в год	Индивидуальный риск от теплового воздействия при пожаре пролива, в год
C <sub>14</sub>	1,84 x10 <sup>-7</sup>	1,47 x10 <sup>-8</sup>
C <sub>18</sub>	4,52 x10 <sup>-6</sup>	3,61 x10 <sup>-7</sup>
C <sub>22</sub>	4,52 x10 <sup>-6</sup>	3,61 x10 <sup>-7</sup>
C <sub>26</sub>	5,12 x10 <sup>-6</sup>	4,10 x10 <sup>-7</sup>

Расчетные вероятности возникновения поражения тепловым излучением при «струевом горении» газа на проектируемых объектах и сооружениях, индивидуальный риск представлены в таблице (Таблица 18).

**Таблица 18 - Вероятность возникновения поражения тепловым излучением при «струевом горении» газа на проектируемых объектах и сооружениях, индивидуальный риск**

№ сценария	Вероятность возникновения «струевого горения» газа, в год	Индивидуальный риск от теплового воздействия при «струевом горении» газа, в год
C <sub>3</sub>	4,80 x10 <sup>-7</sup>	3,84 x10 <sup>-8</sup>
C <sub>7</sub>	2,42 x10 <sup>-6</sup>	1,94 x10 <sup>-7</sup>
C <sub>11</sub>	1,13 x10 <sup>-6</sup>	9,00 x10 <sup>-8</sup>
C <sub>15</sub>	4,80 x10 <sup>-7</sup>	3,84 x10 <sup>-8</sup>
C <sub>19</sub>	1,18 x10 <sup>-5</sup>	9,41 x10 <sup>-7</sup>
C <sub>23</sub>	1,18 x10 <sup>-5</sup>	9,41 x10 <sup>-7</sup>
C <sub>27</sub>	1,33 x10 <sup>-5</sup>	1,07 x10 <sup>-6</sup>

Расчетные вероятности возникновения избыточного давления ударной волны взрыва и индивидуальный риск представлены в таблице (Таблица 19).

**Таблица 19 - 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 от воздействия избыточного давления ударной волны взрыва, в год
C <sub>4</sub>	2,76 x10 <sup>-7</sup>	2,21 x10 <sup>-8</sup>
C <sub>8</sub>	1,39 x10 <sup>-6</sup>	1,11 x10 <sup>-7</sup>
C <sub>12</sub>	6,48 x10 <sup>-7</sup>	5,18 x10 <sup>-8</sup>
C <sub>16</sub>	2,76 x10 <sup>-7</sup>	2,21 x10 <sup>-8</sup>
C <sub>20</sub>	6,77 x10 <sup>-6</sup>	5,42 x10 <sup>-7</sup>
C <sub>24</sub>	6,77 x10 <sup>-6</sup>	5,42 x10 <sup>-7</sup>
C <sub>28</sub>	7,68 x10 <sup>-6</sup>	6,14 x10 <sup>-7</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 настоящей декларации приведен сравнительный анализ по проектируемым объектам и сооружениям 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 является авария на эксплуатационном коллекторе на кусте №5 до узла врезки в существующий НГС от ИУ-001.

При возникновении аварийной ситуации, связанной с тепловым излучением от «струевого горения» газа при разгерметизации трубопровода максимально возможное количество потерпевших, составит 3 человека. Суммарный показатель ущерба составит 150797,38 тыс. руб. Вероятность такого события мала и составляет –  $1,33 \times 10^{-5}$  в год. Индивидуальный риск гибели человека при такой аварии составит  $1,07 \times 10^{-6}$  в год.

Коллективный риск составляет  $3,21 \times 10^{-6}$  чел./год.

Максимальные размеры зон поражения незащищенных людей (расстояние от геометрического центра пожара до облучаемого объекта):

- 1) зона интенсивности излучения  $100 \text{ кВт/м}^2$  - 53,17 м;
- 2) зона интенсивности излучения  $10 \text{ кВт/м}^2$  – 79,75 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**

По данным статистического сборника «Российский статистический ежегодник 2021» фоновые показатели риска в России представлены в таблице (Таблица 20).

**Таблица 20 - Фоновые показатели риска в России**

Наименование	Вероятность возникновения события, в год
Риск гибели от всех видов транспортных несчастных случаев	$2,0 \cdot 10^{-4}$
Риск гибели от случайных отравлений алкоголем	$1,07 \cdot 10^{-4}$

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.

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

Рекомендации по снижению риска аварийной ситуации разработаны с учетом требований приказа Ростехнадзора от 11.04.2016 года № 144 «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 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; контроль загазованности на технологических площадках и в блок-боксах;
- 9) для защиты газосборного коллектора от превышения давления на каждом выкидном трубопроводе предусмотрен предохранительный клапан;
- 10) для предупреждения возможного гидратообразования в дроселирующих устройствах и шлейфах предусмотрена подача метанола от блока дозирования метанола;
- 11) контроль загазованности на технологических площадках и в блок-боксах;
- 12) применение теплоизоляции трубопроводов и арматуры;
- 13) проектируемые трубопроводы прокладываются надземно, на эстакадах;
- 14) предусмотрена проверка на прочность и герметичность трубопроводов после монтажа;
- 15) промывка и гидравлическое испытание на прочность и герметичность трубопроводов по окончании строительно-монтажных работ;
- 16) проведения систематического визуального осмотра (по графику) объектов с целью контроля состояния линейной части, арматуры и сооружений, а также объектов электроснабжения и КИПиА;
- 17) управление электроприводной арматурой осуществляется как автоматически, так и дистанционно из операторной;
- 18) узлы отключающей арматуры размещаются на поверхности - на открытых площадках;
- 19) 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, исключаящее 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) заключен договор с Государственным унитарным предприятием Ямало-Ненецкого автономного округа «Аварийно-спасательное формирование «Ямальская военизированная противодивизионная часть (ГУП ЯНАО «АСФ «ЯВПФЧ»);
- 4) своевременное обучение и регулярная аттестация персонала по безопасным приемам работы и действиям в чрезвычайных ситуациях;
- 5) 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**

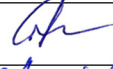
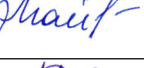

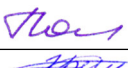
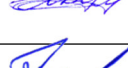
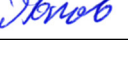
- 1) Федеральный закон от 21.07.97 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» (с изменениями на 11 июня 2021 г.).
- 2) Федеральный закон от 21.12.94 г. № 68-ФЗ «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» (с изменениями на 30 декабря 2021 г.).
- 3) Федеральный закон от 04.05.99 г. № 96-ФЗ «Об охране атмосферного воздуха» (с изменениями на 11 июня 2021 г.).
- 4) Федеральный закон № 99 от 04.05.2011 г. «О лицензировании отдельных видов деятельности» (с изменениями на 30 декабря 2021 г.).
- 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) РД 03-496-02. Методические рекомендации по оценке ущерба от аварий на опасных производственных объектах. ГГТН России, 2003 г.
- 17) 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.
- 18) Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 11 апреля 2016 г. № 144 «Об утверждении Руководства по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах».
- 19) Приказ МЧС России от 10 июля 2009 г. №404 «Об утверждении методики определения расчётных величин пожарного риска на производственных объектах».
- 20) 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 2021», Федеральная служба государственной статистики, г. Москва 2022 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.

Номер п/п	Обозначение документа	Наименование документа	Номер последнего изменения (версии)	
	Раздел ПД N10 ДПБ2	Том 10.1.2. Раздел 10. Иная документация в случаях, предусмотренных федеральными законами. Часть 1. Декларация промышленной безопасности опасных производственных объектов. Расчетно-пояснительная записка к декларации промышленной безопасности. Фонд скважин и система промысловых трубопроводов Песцового месторождения. Кусты скважин №1, №5 ООО «Газпромнефть-Заполярье»	B00	
MD5				
Наименование файла		Дата и время последнего изменения файла	Размер файла, байт	
Раздел ПД N10 ДПБ2.pdf		27.07.2022 15:45		
Характер работы	Фамилия	Подпись	Дата подписания	
Разраб.	Сидорова О.Э.		27.07.2022	
Ведущий инженер	Майорова И.В.		27.07.2022	
Проверил	Козлов В.А.		27.07.2022	
Н. контр.	Поликашина Е.В.		27.07.2022	
Утв.	Безменов М.В.		27.07.2022	
Гл. инженер	Попов Н.П.		27.07.2022	
Информационно-удостоверяющий лист	Раздел ПД N10 ДПБ2-УЛ	Лист	Листов	
			1	