



ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

Заказчик – ООО «Газпромнефть-Заполярье»

**Обустройство Игнялинского НГКМ
на период ОПР. Нефтегазосборные
трубопроводы от КП 2И до МУПН КП 6И
и от МУПН КП 6И до точки налива**

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.
Система промысловых трубопроводов Игнялинского
нефтегазоконденсатного месторождения.
ООО «Газпромнефть-Заполярье»**

ИГНФ1-ПАТ-П-ДПБ.02.00

Том 10.1.2



ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

Заказчик – ООО «Газпромнефть-Заполярье»

**Обустройство Игнялинского НГКМ
на период ОНР. Нефтегазосборные
трубопроводы от КП 2И до МУПН КП 6И
и от МУПН КП 6И до точки налива**

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.
Система промысловых трубопроводов Игнялинского
нефтегазоконденсатного месторождения.
ООО «Газпромнефть-Заполярье»**

ИГНФ1-ПАТ-П-ДПБ.02.00

Том 10.1.2

Главный инженер

Главный инженер проекта

Н.П. Попов

М.В. Безменов



2023

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

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

Регистрационный номер декларируемого объекта в государственном реестре опасных
производственных объектов _____

**В СОСТАВЕ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОПАСНОГО
ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ОБЪЕКТА**
«Обустройство Игнялинского НГКМ на период ОПР. Нефтегазосборные трубопроводы от
КП 2И до МУПН КП 6И и от МУПН КП 6И до точки налива»

г. Самара, 2023

ОГЛАВЛЕНИЕ

1 СВЕДЕНИЯ О ТЕХНОЛОГИИ	4
1.1 СВЕДЕНИЯ ОБ ОПАСНЫХ ВЕЩЕСТВАХ (ПРЕДСТАВЛЯЕТСЯ ДЛЯ ВЕЩЕСТВ, УЧИТЫВАЕМЫХ ПРИ ИДЕНТИФИКАЦИИ ДЕКЛАРИРУЕМОГО ОБЪЕКТА)	4
1.2 ДАННЫЕ О ТЕХНОЛОГИИ И ОБОРУДОВАНИИ	8
1.2.1 Принципиальная технологическая схема.....	8
1.2.2 План и перечень размещения основного технологического оборудования, в котором получают, используются, хранятся, транспортируются, уничтожаются опасные вещества.....	10
1.2.3 Данные о распределении опасных веществ по оборудованию	13
1.3 ОПИСАНИЕ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ БЕЗОПАСНОСТИ	17
1.3.1 Описание решений, направленных на исключение разгерметизации	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.....	17
1.3.4 Описание систем автоматического регулирования, блокировок, сигнализаций и других средств обеспечения безопасности	18
2 АНАЛИЗ РИСКА	19
2.1 АНАЛИЗ ИЗВЕСТНЫХ АВАРИЙ.....	19
2.1.1 Перечень аварий и обобщенных данных об инцидентах, имевших место на декларируемом объекте	19
2.1.2 Перечень наиболее опасных по последствиям аварий, имевших место на других аналогичных объектах, или аварий, связанных с обращающимися опасными веществами	19
2.1.3 Анализ основных причин, произошедших аварии	22
2.2 АНАЛИЗ УСЛОВИЙ ВОЗНИКНОВЕНИЯ И РАЗВИТИЯ АВАРИЙ	24
2.2.1 Определение возможных причин возникновения аварии и факторов, способствующих возникновению и развитию аварии	24
2.2.2 Определение сценариев аварий с участием опасного вещества	26
2.2.3 Обоснование применяемых физико-математических моделей и методов расчета с оценкой влияния исходных данных на результаты анализа риска аварии	27
2.2.4 Оценка количества опасных веществ, участвующих в аварии.....	29
2.2.5 Расчет вероятных зон действия поражающих факторов	31
2.2.6 Оценка возможного числа потерпевших, в том числе погибших, среди работников декларируемого объекта и иных физических лиц	32
2.3 ОЦЕНКА РИСКА АВАРИЙ	34
3 ВЫВОДЫ И ПРЕДЛОЖЕНИЯ.....	37
3.1 Перечень составляющих производственных участков) декларируемого объекта с указанием рассчитанных показателей риска аварии	37
3.2 Сравнительный анализ рассчитанных показателей риска аварии на декларируемом объекте со среднестатистическими показателями риска техногенных происшествий и/или критериями приемлемого риска.....	38
3.3 Предложения по внедрению мер, направленных на уменьшение риска аварий	39
4 СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	41
4.1 Перечень нормативно-правовых документов, регулирующих требования промышленной безопасности на декларируемом объекте	41
4.2 Перечень документации организации, используемой при разработке расчетно-пояснительной записки.....	41
4.3 Перечень литературных источников	42

1 СВЕДЕНИЯ О ТЕХНОЛОГИИ

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

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

Таблица 1 – Характеристика опасных веществ

Наименование параметра	Параметр	Источник информации*
Нефть		
1. Название вещества	Смесь углеводородов	
1.1. Химическое	Нефть	2
1.2. Торговое		
2. Вид вещества	Горючая жидкость	2
3. Формула		
3.1. Эмпирическая	C_nH_m	
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, (% мольный)		1
4.1. Основной продукт (пластовая нефть)		
	CH_4	0,0075
	C_2H_6	0,0007
	C_3H_8	0,0370
	i- C_4H_{10}	0,2466
	n- C_4H_{10}	1,3921
	i- C_5H_{12}	1,9655
	n- C_5H_{12}	3,1949
	C_6	6,4773
	C_7	7,7346
	C_8	9,0511
	C_9	8,0847
	C_{10}	7,1034
	C_{11}	5,8092
	C_{12}	5,1016
	C_{13}	4,4782
	C_{14}	3,9924

Наименование параметра	Параметр	Источник информации*
C ₁₅	3,4829	
C ₁₆	2,8695	
C ₁₇	2,4808	
C ₁₈	2,2583	
C ₁₉	2,0540	
C ₂₀	1,7704	
C ₂₁	1,5677	
C ₂₂	1,3659	
C ₂₃	1,1857	
C ₂₄	1,1135	
C ₂₅	1,0230	
C ₂₆	0,8956	
C ₂₇	0,8576	
C ₂₈	0,8148	
C ₂₉	0,7481	
C ₃₀	0,6395	
C ₃₁	0,5770	
C ₃₂	0,5289	
C ₃₃	0,4943	
C ₃₄	0,4404	
C ₃₅	0,4021	
C ₃₆₊	7,7531	
Всего	100,0	
4.2. Примеси (с идентификацией), % масс.	асфальтенов – 0,09; смола – 6,53; парафина – 1,94 серы, – 0,36; механических примесей – 0,0058	
5. Физико-химические данные:		1
5.1. Молярная масса, г/моль	201,3	
5.2. Плотность при 20 °С, кг/см ³	831,3	
5.3. Кинематическая вязкость, мм ² /с		
при температуре плюс 20 °С	8,665	
при температуре плюс 50 °С	3,693	
5.4. Температура застывания нефти, °С	Минус 50,0	
6. Данные о взрывопожароопасности		
6.1. Температура вспышки, °С	44	
6.2. Температура самовоспламенения, °С	300-450	4
6.3. Пределы взрываемости, % об.	От 1,2 до 9,0	4

Наименование параметра	Параметр	Источник информации*
7. Данные о токсичной опасности, % объемные		
7.1. ПДК в воздухе рабочей зоны мг/м ³	10 (по аэрозолю)	
7.2. ПДК в атмосферном воздухе	0,008 (по сероводороду)	6
7.3. Летальная токсодоза, <i>LCt</i> ₅₀	50 (по смеси углеводородов C ₁ -C ₅)	6
7.4. Пороговая токсодоза, <i>PCt</i> ₅₀	227	6
7.5. Класс опасности	III	5
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	Химические свойства нефти определяются наличием в ее составе различных групп углеводородов	2
9. Запах	Зависит от состава нефти (обусловлен наличием сернистых соединений в нефти)	2
10. Коррозионное воздействие	Оказывают кислые компоненты, содержащиеся в нефти, эффект воздействия зависит от их концентрации	2
11. Меры предосторожности	Герметичность оборудования, трубопроводов, взрывозащищенное исполнение. Необходимо соблюдение норм и правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности, использование средств индивидуальной защиты органов дыхания. Периодические медицинские осмотры	3
12. Информация о воздействии на людей	Углеводороды, входящие в состав нефтяных газов (метан и его ближайшие гомологи) могут оказывать сравнительно слабое наркотическое действие. Значительно сильнее действуют пары менее летучих (жидких) составных частей нефти. Нефти содержащие мало ароматических углеводородов действуют также, как и смесь метановых и нафтеновых углеводородов - их пары вызывают наркоз и судороги. Высокое содержание	3

Наименование параметра	Параметр	Источник информации*
	<p>ароматических соединений может угрожать хроническими отравлениями с изменением состава крови и кроветворных органов. Сернистые соединения могут приводить к острым и хроническим отравлениям, главную роль при этом играет сероводород.</p> <p>Воздействие паров нефти на кожные покровы может приводить к раздражениям, возникновению сухости, шелушению кожи, появлению трещин.</p> <p>Многие химические соединения, содержащиеся в нефти, могут оказывать канцерогенное действие</p>	
13. Средства защиты	<p>При работе с высокими концентрациями (зачистка цистерн, баков и т.д.) шланговые противогазы с принудительно подачей воздуха (ПШ-1, ПШ-2, ДПА-5 и др.), при меньших концентрациях углеводородов нефти - фильтрующий промышленный противогаз марки А. Для смывания нефти с кожных покровов - сульфированное касторовое или прованское масло. Защитные мази и пасты ХИОТ-6, ПМ -1, ИЭР – 1, ИЭР-2.</p> <p>Спецодежда, спецобувь, ее стирка и очистка.</p>	3
14. Методы перевода вещества в безвредное состояние	<p>Вентиляция помещений, с целью уменьшения концентраций паров сернистых и ароматических соединений в воздухе, создание водяных завес и преград</p>	3
15. Меры первой помощи пострадавшим от воздействия вещества	<p>Освободить от стесняющей одежды, обеспечить покой, тепло. Крепкий сладкий чай, настойка валерианы или пустырника, ингаляция увлажненного кислорода, промывание глаз 2% раствором соды. При потере сознания - вдыхание нашатырного спирта. В тяжелых случаях при резком ослаблении или остановке дыхания немедленно начать искусственное дыхание.</p> <p>Обложить грелками. остерегаться от простуды. Срочная госпитализация. Применение адреналина и адриналиноподобных препаратов противопоказано.</p>	3

Наименование параметра	Параметр	Источник информации*
<p>* Источники информации обозначены цифрами:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Письмо от ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-ЗАПОЛЯРЬЕ» ВХ-5886-23 (11/1/008183) от 20.07.2023 г. (Отчет «Лабораторные исследования флюидов Игнялинского месторождения, скважина 204, пласт В10-В13, интервал перфорации 2287.27 – 3279 м., дата отбора 24.03.2023 г.»); 2) Справочник химика. Издательство «Наука» М.,1982; 3) 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.; 4) А.Я. Корольченко. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов, и средства их тушения, том 2, Ассоциация «Пожнаука», Москва, 2000 г.; 5) ГОСТ 12.1.005-88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. ИПК Издательство стандартов, 2001 г.; 6) 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

Проектируемый нефтегазосборный трубопровод от КП 2И до МУПН КП 6И предназначен для транспортирования продукции с куста скважин КП 2И.

Максимальные показатели по добыче для куста скважин КП 2И составляют 25 тыс.тонн/год.

Проектируемый нефтепровод от МУПН КП 6И до площадки налива предназначен для транспортирования продукции МУПН.

Максимальные показатели производительности продукции составляют 125 тыс.тонн/год.

1.2.1 Принципиальная технологическая схема

Проектом предусмотрено проектирование нефтегазосборного трубопровода от площадки узла запуска СОД на кусте 2И до узла приема СОД МУПН на кусте 6И и нефтегазосборного трубопровода от площадки узла запуска СОД МУПН на кусте 6И до точки налива.

По трассе нефтегазосборного трубопровода при пересечении с реками и ручьями предусмотрены узлы запорной арматуры (УЗА-1.1, УЗА-1.2, УЗА-2.1, УЗА-2.2, УЗА-3 – УЗА-9) для отсечения участка переходов через водные преграды.

От узла запуска СОД на кусте 2И нефтегазовая смесь следует по трубопроводу DN100 P_{раб}=10,0 МПа до площадки узла приема СОД на кусте 6И, затем поступает на МУПН.

Частично отсепарированная и обезвоженная продукция кустовых площадок 2И и 6И от МУПН поступает по трубопроводу DN100 P_{раб}=10,0 МПа до площадки налива нефти. Предусматривается установка узлов запуска и приема СОД, а также узлов запорной арматуры по трассе.

В качестве проектируемого трубопровода транспорта продукции используется полимерно-армированный трубопровод (ПАТ). Проектируемые трубопроводы классифицируются как промысловые и прокладываются с теплоизоляцией наземно в насыпи. Предусмотрена теплоизоляция ППУ, толщина теплоизоляции – 51 мм.

Схема линейной части проектируемых нефтегазосборных трубопроводов Игнялинского месторождения представлена на рисунке (Рисунок 1).

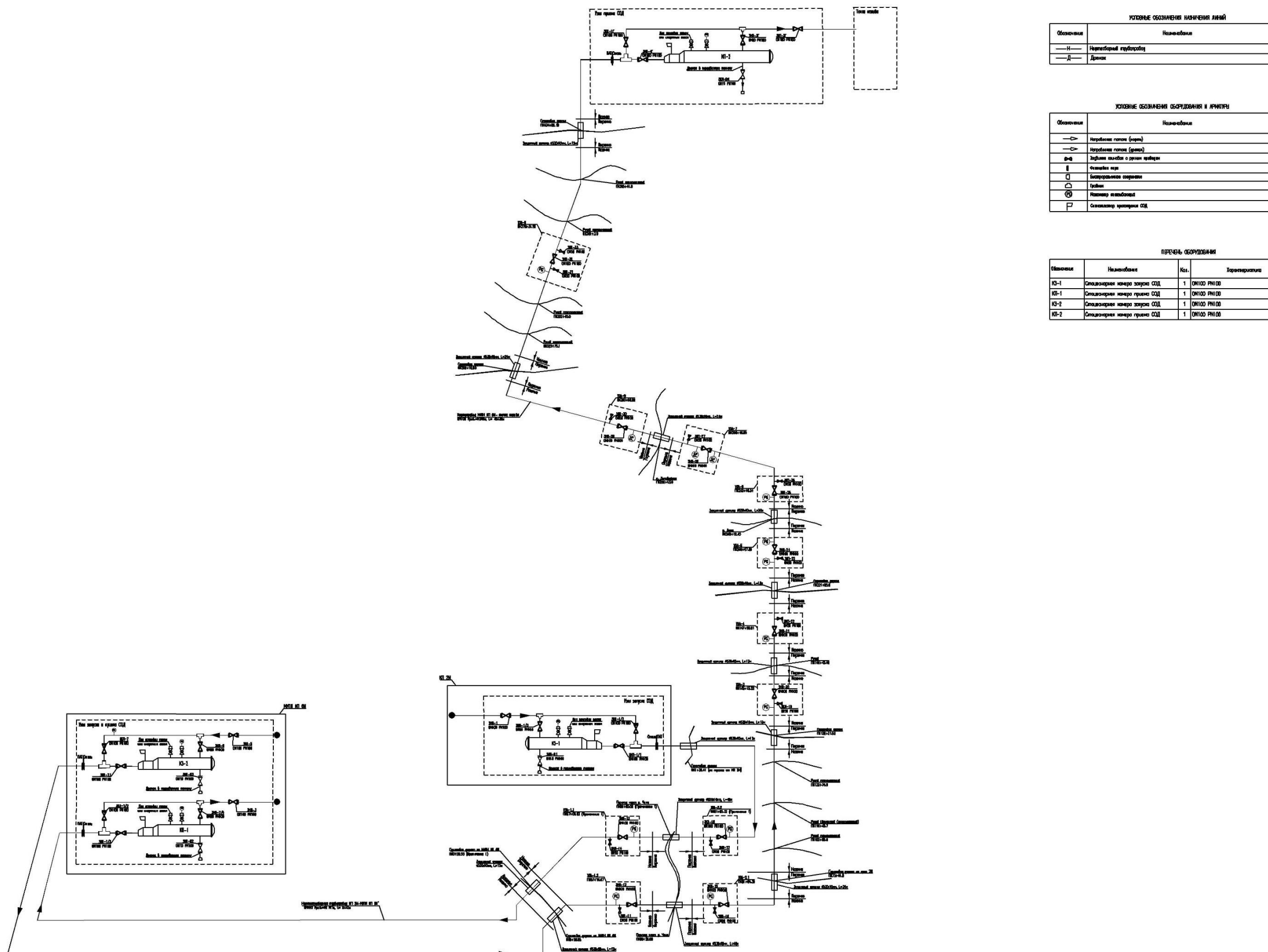


Рисунок 1 - Схема линейной части проектируемых нефтегазосборных трубопроводов Игнаевского месторождения

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

Начальной точкой линейной части нефтегазосборного трубопровода от кустовой площадки КП 2И DN100 Pраб=10,0МПа является отключающая арматура с ручным приводом на узле запуска СОД КЗ-1.

Далее нефтегазовая смесь следует по промысловому трубопроводу до камеры приема СОД КП-1 на площадке МУПН на кустовой площадке КП 6И, а затем поступает на подготовку в установку МУПН.

Протяженность линейной части проектируемого нефтегазосборного трубопровода от кустовой площадки КП 2И до МУПН на КП 6И составляет 8445 м.

Начальной точкой линейной части нефтепровода от кустовой площадки КП 6И DN100 Pраб=10,0МПа является участок до отключающей арматуры с ручным приводом по границе проектирования на узле запуска СОД КЗ-2. Далее продукция следует по промысловому трубопроводу до камеры приема СОД КП-2 в районе площадки налива. Конечной точкой трассы является сварной шов по границе проектирования на территории площадки камеры приема СОД КП-2 после отключающей арматуры с ручным приводом.

Протяженность линейной части проектируемого нефтегазосборного трубопровода от кустовой площадки МУПН на КП 6И до площадки точки налива составляет 45438 м.

Трубопроводы прокладываются наземно в насыпи, с теплоизоляцией. В качестве теплоизоляции используется пенополиуретан. На участках пересечения трубопровода с водными преградами предусматривается подземная прокладка в футляре.

На проектируемых нефтепроводах ПАТ установка узлов запорной арматуры предусмотрена на линейной части при переходах через водные преграды (УЗА-1.1, УЗА-1.2, УЗА-2.1, УЗА-2.2, УЗА-3, УЗА-4, УЗА-5, УЗА-6, УЗА-7, УЗА-8, УЗА-9).

В надземной части используются материалы и оборудование из стали. Стыковка трубопровода ПАТ с участками из стали осуществляется при помощи установки фланцевых пар, поставляемых в комплекте с трубой ПАТ. На надземных участках нефтепровода предусмотрена теплоизоляция ППУ, толщина теплоизоляции – 50 мм.

В качестве запорной арматуры в проекте приняты задвижки клиновые фланцевые с ручным приводом.

Запорная арматура на входных, выходных патрубках и байпасах СОД, площадках УЗА с ручными приводами.

Все узлы запорной арматуры, размещаемые по трассе трубопроводов, предусматриваются в надземном исполнении с ограждением высотой 2,2 м.

По проектируемым трассам полимерно-армированных трубопроводов от КП 2И до КП 6И МУПН и КП 6И МУПН до площадки налива для обеспечения возможности проведения периодической очистки, диагностики трубопроводов и контроля их технического состояния предусмотрены узлы запуска и приема средств очистки и диагностики (СОД) Ду 100.

Узел запуска СОД КЗ-1 располагается на территории кустовой площадки КП 2И. Совмещенный узел приема СОД КП-1 и узла запуска СОД КЗ-2 располагается на территории кустовой площадки КП-6И. Узел приема СОД КП-2 располагается в конце проектируемой трассы в районе площадки налива нефти.

На узлах запорной арматуры и на камерах приема и запуска СОД трубопровод прокладывается наземно - на опорах.

План промыслового трубопровода от КП 2И до МУПН КП 6И и от МУПН КП 6И до точки налива представлен на рисунке (Рисунок 2).

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

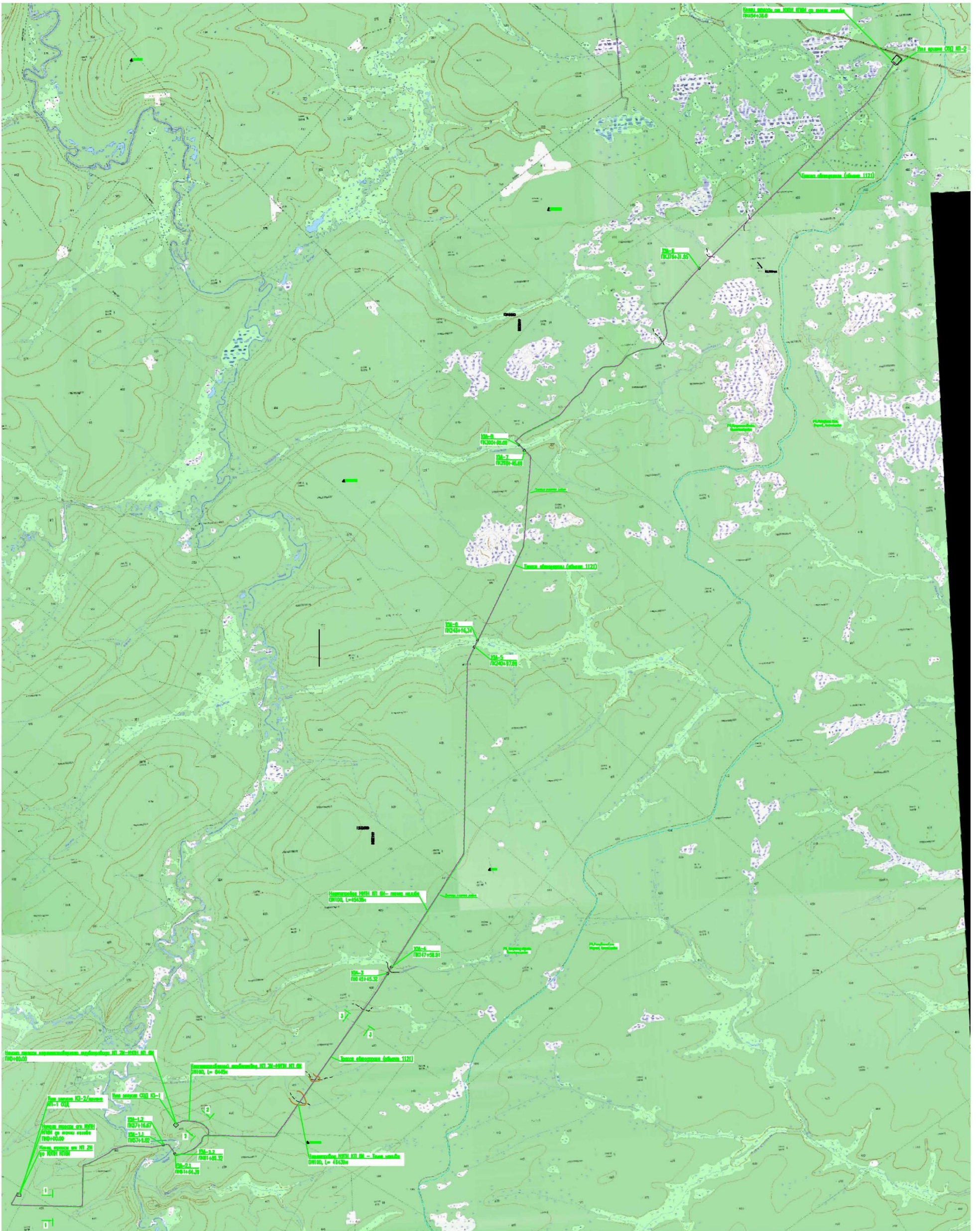


Рисунок 2 - План промышленного трубопровода от КП 2И до МУПН КП 6И и от МУПН КП 6И до точки налива

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

Наименование оборудования	Кол-во, шт.	Расположение	Назначение	Техническая характеристика
Нефтегазосборный трубопровод «Куст 2И-МУПН КП 6И»				
КЗ-1	1	Надземное	Узел запуска СОД	Блок. Расчетное давление – 10,0 МПа (изб)
КП-1 (совмещенная площадка СОД КП-1 и КЗ-2)	1	Надземное	Узел приема СОД (Совмещенная площадка)	Блок. Расчетное давление – 10,0 МПа (изб)
Нефтегазосборный трубопровод «Куст 2И-МУПН КП 6И»	8445	Надземное	Транспорт нефти от куста №2И до МУПН КП №6И	Расчетное давление – 10,0 МПа (изб) DN100
Нефтепровод «МУПН КП 6И- точка налива»				
КЗ-2 (совмещенная площадка СОД КП-1 и КЗ-2)	1	Надземное	Узел запуска СОД (Совмещенная площадка)	Блок. Расчетное давление – 10,0 МПа (изб)
КП-2	1	Надземное	Узел приема СОД	Блок. Расчетное давление – 10,0 МПа (изб)
Нефтепровод МУПН КП 6И – точка налива	45438	Надземное	Транспорт нефти от МУПН КП 6И – точка налива	Расчетное давление – 10,0 МПа (изб) DN100

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
Нефтегазосборный трубопровод от КП 2И до МУПН КП 6И							
КЗ-1 Камера запуска СОД	Трубопровод Ø114x8, нефть	5,5 м	-	0,23	Жидкость	10,0 МПа	Плюс 26 ÷ плюс 70
Участок нефтегазосборного трубопровода от куста 2И до площадки УЗА 2.2	Трубопровод Ø123x12,5, нефть	2260 м	-	13,644	Жидкость	10,0 МПа	Плюс 26 ÷ плюс 70
Участок нефтегазосборного трубопровода от площадки УЗА-2.2 до площадки УЗА-1.1	Трубопровод Ø123x12,5, нефть	475,5 м	-	2,871	Жидкость	10,0 МПа	Плюс 26 ÷ плюс 70
Участок нефтегазосборного трубопровода от площадки УЗА-1.1 до куста МУПН КП 6И	Трубопровод Ø123x12,5, нефть	5709,5 м	-	34,470	Жидкость	10,0 МПа	Плюс 26 ÷ плюс 70
КП-1 Камера приема СОД (совмещенная площадка СОД КП-1 и КЗ-2)	Трубопровод Ø114x8, нефть	5,5 м	-	0,23	Жидкость	10,0 МПа	Плюс 26 ÷ плюс 70
Всего опасного вещества – нефть на составляющей «Нефтегазосборный трубопровод от КП 2И до МУПН КП 6И», т				51,445			
в аппаратах, т				-			
в трубопроводах, т				51,445			

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
Нефтегазосборный трубопровод от МУПН КП 6И до точки налива							
КП-1 Камера приема СОД (совмещенная площадка СОД КП-1 и КЗ-2)	Трубопровод Ø114x8, нефть	5,5 м	-	0,23	Жидкость	10,0 МПа	Плюс 26 ÷ плюс 70
КП-2 Камера приема СОД	Трубопровод Ø114x8, нефть	5,5 м	-	0,23	Жидкость	10,0 МПа	Плюс 26 ÷ плюс 70
Участок нефтепровода от куста МУПН КП 6И до площадки УЗА-1.2	Трубопровод Ø123x12,5, нефть	5716,7	-	37,496	Жидкость	10,0 МПа	Плюс 26 ÷ плюс 70
Участок нефтепровода от площадки УЗА-1.2 до площадки УЗА-2.1	Трубопровод Ø123x12,5, нефть	447,7 м	-	2,936	Жидкость	10,0 МПа	Плюс 26 ÷ плюс 70
Участок нефтепровода от площадки УЗА-1.2 до площадки УЗА-3	Трубопровод Ø123x12,5, нефть	8380,9 м	-	54,971	Жидкость	10,0 МПа	Плюс 26 ÷ плюс 70
Участок нефтепровода от площадки УЗА-3 до площадки УЗА-4	Трубопровод Ø123x12,5, нефть	213,6 м	-	1,401	Жидкость	10,0 МПа	Плюс 26 ÷ плюс 70
Участок нефтепровода от площадки УЗА-4 до площадки УЗА-5	Трубопровод Ø123x12,5, нефть	9339 м	-	61,255	Жидкость	10,0 МПа	Плюс 26 ÷ плюс 70
Участок нефтепровода от площадки УЗА-5 до площадки УЗА-6	Трубопровод Ø123x12,5, нефть	218,4 м	-	1,432	Жидкость	10,0 МПа	Плюс 26 ÷ плюс 70
Участок нефтепровода от площадки УЗА-6 до площадки УЗА-7	Трубопровод Ø123x12,5, нефть	5530,6 м	-	36,275	Жидкость	10,0 МПа	Плюс 26 ÷ плюс 70

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
Участок нефтепровода от площадки УЗА-7 до площадки УЗА-8	Трубопровод Ø123x12,5, нефть	218,2 м	-	1,431	Жидкость	10,0 МПа	Плюс 26 ÷ плюс 70
Участок нефтепровода от площадки УЗА-8 до площадки УЗА-9	Трубопровод Ø123x12,5, нефть	7566,9 м	-	49,632	Жидкость	10,0 МПа	Плюс 26 ÷ плюс 70
Участок нефтепровода от площадки УЗА-9 до точки налива	Трубопровод Ø123x12,5, нефть	7806,6 м	-	51,204	Жидкость	10,0 МПа	Плюс 26 ÷ плюс 70
Всего опасного вещества – нефть на составляющей «Нефтегазосборный трубопровод от МУПН КП БИ до точки налива», т				298,494			
в аппаратах, т				-			
в трубопроводах, т				298,494			

1.3 Описание технических решений по обеспечению безопасности

1.3.1 Описание решений, направленных на исключение разгерметизации

- 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) размещение технологического оборудования на открытых площадках с обеспечением необходимых проходов;
- 6) соблюдение безопасных максимально допустимых расстояний между сооружениями;
- 7) предусмотрены узлы запуска и приема средств очистки и диагностики для проведения периодической очистки, диагностики трубопровода и контроля его технического состояния;
- 8) предусмотрена проверка на прочность и герметичность трубопроводов после монтажа;
- 9) проведения систематического визуального осмотра (по графику) объектов с целью контроля состояния линейной части, арматуры и сооружений, а также объектов электроснабжения и КИПиА;
- 10) узлы отключающей арматуры размещаются на поверхности - на открытых площадках;
- 11) система инженерно-технических средств охраны площадок и линейной части промышленных 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

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

Объектами автоматизации являются нефтегазосборные трубопроводы от КП 2И до МУПН КП 6И и от МУПН КП 6И до точки налива.

Проектом предусматривается следующий объём автоматизации:

- 1) местный контроль давления на узлах запорной арматуры (УЗА);
- 2) местный контроль давления в камере СОД и сигнализатор прохождения СОД. На узлах запуска/приема СОД.

2 АНАЛИЗ РИСКА

2.1 Анализ известных аварий

2.1.1 Перечень аварий и обобщенных данных об инцидентах, имевших место на декларируемом объекте

Декларируемый объект является вновь проектируемым.

2.1.2 Перечень наиболее опасных по последствиям аварий, имевших место на других аналогичных объектах, или аварий, связанных с обращающимися 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 ³ .
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 ²
26.08.13	Выброс нефти	ЯНАО, Красноселькупский район На нефтепроводе "Ванкорское месторождение - КНПС "Пурпе" произошел выход	Загрязнению подверглась территория тундры площадью 55 м ²

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 м².</p> <p>В результате происшествия погибших и пострадавших 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</p>	Количество вытекшей жидкости - 1-2 м ³

Дата	Вид аварии	Описание аварии и основные причины	Масштабы развития аварии
		повреждения в виде крупных каверн с 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 ³ 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"> 1) локальная сквозная коррозия тела нефтепровода; 2) недостаточный производственный контроль со стороны эксплуатирующей организации 	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 аварии

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
Линейная часть нефтепровода	Физический износ, внутренняя и наружная коррозия, заводские дефекты, дефекты сварных соединений, механическое повреждение, повышение давления, перепад температур.	Образование свищей, порывы, разлив нефти, возгорания, взрывы, возможны жертвы.

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

Для линейной части трубопроводов наиболее характерны два вида повреждений:

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

Повреждения вызываются следующими причинами:

- 1) коррозионными повреждениями труб, запорной и регулирующей арматуры;
- 2) скрытыми дефектами труб, дефектами сварки при монтаже труб и несоблюдении правил монтажа;
- 3) отступлениями от проектных решений;
- 4) нарушениями технических условий изготовления труб и оборудования;
- 5) нарушениями правил эксплуатации;
- 6) внешними воздействиями (повреждения посторонними лицами при производстве земляных работ вблизи нефтепровода, наезд тяжелого транспорта), оказывающими при аварии наибольшее влияние на окружающую среду, людей и объекты;
- 7) ошибочными действиями эксплуатационного и ремонтного персонала.

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 техники и т.п.).

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

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

К основным проблемам, влияющим на промышленную безопасность нефтепроводов 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

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

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

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

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

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

Таблица 6 - Характеристика факторов риска способствующих возникновению и развитию аварий

Фактор	Характеристика факторов риска
1. Природные явления: 1.1. Гидрометеорологические: землетрясения	Сейсмичность района составляет 5 баллов.
Климат	Климат района работ резко континентальный с большими годовыми колебаниями температур и недостаточным количеством выпадающих осадков. Абсолютный минимум температуры воздуха приходится на январь и составляет – минус 61,1°С, абсолютный максимум на июль – плюс 35,5 °С. Средняя максимальная температура воздуха наиболее жаркого месяца (июль) плюс 16,7 °С. Средняя минимальная температура воздуха наиболее холодного месяца (январь) минус 30,6 °С.
Влажность	Влажность воздуха в течение всего года колеблется в незначительных пределах от 73 до 89%. Наименьшее значение относительной влажности воздуха отмечается в теплое время с минимумом в июле, наибольшее – в октябре.
Осадки	Суточный максимум осадков за весь период наблюдений – 53 мм.

Фактор	Характеристика факторов риска
<p>Снеговой покров</p> <p>Метели</p> <p>Грозы</p> <p>Туманы</p> <p>Гололед</p> <p>Ветровой режим</p> <p>1.2. Геоморфологические: грунты</p>	<p>Сильный снегопад - количество осадков 200 мм и более за 12 часов и менее.</p> <p>Среднее число дней с метелью в год - 2 дня. Наибольшее годовое количество дней с метелью составляет 19 дней.</p> <p>Среднее число дней с грозой в год - 8 дня. Наибольшее количество дней с грозой за год - 19.</p> <p>Сильный туман – видимость 100 м и менее. Среднее число дней с туманом в год – 11. Наибольшее количество дней с метелью за год - 19.</p> <p>Выпадение осадков в виде мокрого снега, ледяного дождя и изморози в условиях температур воздуха, близких к 0°С, приводит к образованию гололеда. Возникновение гололеда возможно сентября по июнь.</p> <p>Среднее число дней в году с сильным ветром (более 15 м/с) – 3 дня. Наибольшее число дней в году с сильным ветром (более 15 м/с) – 7 дней.</p> <p>Территория относится к зоне островного распространения многолетнемерзлых пород. Непосредственно в пределах исследуемого участка многолетнемерзлые грунты не вскрыты.</p>
<p>2. Особенности технологического процесса, применяемого технологического оборудования:</p> <p>наличие давления в системе</p> <p>взрывопожароопасность</p> <p>проявление статического электричества</p>	<p>Рабочее давление трубопроводов системы транспорта составляет 10,0 МПа.</p> <p>Технологический процесс связан с наличием горючих жидкостей. Технологическая среда взрывопожароопасная.</p> <p>Возможность возникновения опасных искровых разрядов с поверхности оборудования, трубопроводов.</p>
<p>3. Особенности размещения проектируемых объектов:</p>	

Фактор	Характеристика факторов риска
относительно населенных пунктов относительно водных преград	На территории участка населенные пункты отсутствуют. д. Верхне-Калинина – 64 км, с. Преображенка – 72 км. Гидрографическая сеть района изысканий представлена верховьями р. Чоны и её многочисленными притоками
4. Зависимость от подачи электроэнергии	Основными потребителями электроэнергии являются технологическое оборудование, задвижек и освещение
5. Эксплуатация объектов (участие человека)	Режим работы круглосуточный, непрерывный. Участие человека в процессе технического обслуживания и профилактического ремонта.

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

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

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

2.2.2 Определение сценариев аварий с участием опасного вещества

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
Нефтегазосборный трубопровод от КП 2И до МУПН КП 6И	
C ₁	Разгерметизация трубопровода → выброс газа → пролив нефти → испарение нефти → образование парогазовоздушного облака → рассеяние облака, загрязнение окружающей среды.
C ₂	Разгерметизация трубопровода → выброс газа → пролив нефти → испарение нефти → образование парогазовоздушного облака → при появлении источника инициирования - воспламенение нефти, пожар пролива → тепловое воздействие на людей и окружающие объекты, загрязнение атмосферы продуктами горения.
C ₃	Разгерметизация трубопровода → выброс газа → пролив нефти → испарение нефти → образование парогазовоздушного облака → при появлении источника инициирования - сгорание облака с образованием избыточного давления ударной волны взрыва → воздействие избыточного давления ударной волны взрыва на людей и окружающие объекты.
Нефтегазосборный трубопровод от МУПН КП 6И до точки налива	
C ₄	Разгерметизация трубопровода → пролив нефти → испарение нефти → образование облака топливно-воздушной смеси → рассеяние облака, загрязнение окружающей среды.
C ₅	Разгерметизация трубопровода → пролив нефти → испарение нефти → образование облака топливно-воздушной смеси → при появлении источника инициирования - воспламенение нефти, пожар пролива → тепловое воздействие на людей и окружающие объекты, загрязнение атмосферы продуктами горения.
C ₆	Разгерметизация трубопровода → пролив нефти → испарение нефти → образование облака топливно-воздушной 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 28.11.2022 № 412 «Об утверждении Руководства по безопасности «Методика оценки последствий аварийных взрывов топливно-воздушных смесей».

б) Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 03.11.2022 № 387 «Об утверждении Руководства по безопасности «Методические основы 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 были сделаны следующие допущения:

- 1) в результате порыва трубопровода отсекается поврежденный участок трубопровода задвижками с электроприводом или ручными;
- 2) учитывается, излив жидкости из аварийного участка после его отключения за счет геодезического напора;
- 3) вылившаяся жидкость аккумулируется на поверхности грунта, впитывается в грунт в месте порыва, а пары легких компонентов за счет испарения с поверхности поступают в атмосферу.

При оценке риска приняты следующие предположения и допущения:

- 1) при выбросе жидкой фазы на неограниченную спланированную поверхность за максимальный размер пролива принимается размер, при котором толщина слоя жидкости равна 0,05 м (для неспланированной поверхности – толщина слоя жидкости принимается равной 0,2 м);
- 2) при расчете пожара разлития предполагается, что вся жидкая фаза выброса может быть вовлечена в пожар;
- 3) время аварийного перекрытия запорной арматуры принимается равным 12 секунд для и 120 секунд для электроприводных задвижек и 300 секунд - для ручных;
- 4) для оценки последствий теплового воздействия на человека приняты следующие значения интенсивности теплового излучения:
 - а) 1,4 кВт/м² – без негативных последствий в течение длительного времени;
 - б) 4,2 кВт/м² – безопасно для человека в брезентовой одежде;
 - в) 7,0 кВт/м² – 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/м² – непереносимая боль через 3-5 с.: ожог 1-ой степени через 6-8 с., ожог 2-ой степени через 12-16 с;
- 5) доля массы парогазовоздушных веществ, участвующих в создании поражающих факторов при взрыве, для незамкнутых пространств, принята равной 0,1;
- б) 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) 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;
- 8) с целью определения максимальных размеров зон поражения приняты наихудшие условия рассеяния:
 - а) температура окружающей среды – + 37°С;
 - б) скорость ветра – 5,6 м/с;

- в) класс стабильности атмосферы – инверсия;
- г) в качестве характеристики окружающего пространства степень загроможденности принята средней, характеризующийся наличием длинных труб, полостей, каверн, заполненных горючей смесью;
- 9) условная вероятность поражения человека избыточным давлением ударной волны взрыва при сгорании паровоздушной смеси в открытом пространстве рассчитывается на основании значения «пробит» - функции;
- 10) 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;
- 11) на территориях, попадающих в зоны поражения, находится максимальное возможное количество людей;
- 12) 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

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
Нефтегазосборный трубопровод от КП 2И до МУПН КП 6И				
C ₁	Разгерметизация трубопровода → выброс газа → пролив нефти → испарение нефти → образование парогазовоздушного облака → рассеяние облака, загрязнение окружающей среды.	Загрязнение окружающей среды	13,28	13,28
C ₂	Разгерметизация трубопровода → выброс газа → пролив нефти → испарение нефти → образование парогазовоздушного облака → при появлении источника инициирования - воспламенение нефти, пожар пролива → тепловое	Тепловое воздействие	13,28	13,28

№ сценария	Последствия	Основной поражающий фактор	Количество опасного вещества, т	
			участвующего в аварии	участвующего в создании поражающих факторов
	воздействие на людей и окружающие объекты, загрязнение атмосферы продуктами горения.			
C ₃	Разгерметизация трубопровода → выброс газа → пролив нефти → испарение нефти → образование парогазовоздушного облака → 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	4,971	0,497
Нефтегазосборный трубопровод от МУПН КП БИ до точки налива				
C ₄	Разгерметизация трубопровода → пролив нефти → испарение нефти → образование облака топливно-воздушной смеси → рассеяние облака, загрязнение окружающей среды.	Загрязнение окружающей среды	57,587	57,587
C ₅	Разгерметизация трубопровода → пролив нефти → испарение нефти → образование облака топливно-воздушной смеси → при появлении источника инициирования - воспламенение нефти, пожар пролива → тепловое воздействие на людей и окружающие объекты, загрязнение атмосферы продуктами горения.	Тепловое воздействие	57,587	57,587
C ₆	Разгерметизация трубопровода → пролив нефти → испарение нефти → образование облака топливно-воздушной 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	7,319	0,732

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	
Давление ударной волны взрыва, воздействие избыточного давления ударной волны взрыва на окружающую среду Приказ Ростехнадзора от 28.11.2022 № 412 «Об утверждении Руководства по безопасности «Методика оценки последствий аварийных взрывов топливно-воздушных смесей»		
Сценарий	C ₃	C ₆
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)	24,46	28,49
частичное разрушение стен (12 кПа)	80,07	93,26
нижний порог повреждения человека волной давления (5 кПа)	180,58	210,33
малые повреждения (разбитая часть остекления) 3 кПа	274,14	319,31
Пожар пролива, тепловое воздействие на окружающую среду ГОСТ Р 12.3.047-2012 «Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля».		
Сценарий	C ₂	C ₅
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 ²)	56,7	65,71
безопасно для человека в брезентовой одежде (4,2 кВт/м ²)	29,43	33,22
непереносимая боль через 20-30 с ожог 1-й степени через 15-20 с ожог 2-й степени через 30-40 с воспламенение хлопка-волокна через 15 мин (7,0 кВт/м ²)	19,95	22,79
непереносимая боль через 3-5 с ожог 1-й степени через 6-8 с	15,83	21,89

Параметр	Номер группы сценария	
ожог 2-й степени через 12-16 с (10,5 кВт/м ²)		
Аварийный разлив нефти, Приказ МЧС от 10.07.2009 г №404 "Об утверждении методики определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах"		
Сценарий	С ₁	С ₄
Масса вылитой нефти, т	13,28	57,59
Расчетная площадь пролива, м ²	787,96	1506,83

2.2.6 Оценка возможного числа потерпевших, в том числе погибших, среди работников декларируемого объекта и иных физических лиц

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 С₂ - 2 человека, из них погибших – нет;
- 2) по сценарию С₃ - 2 человека, из них погибших – нет;
- 3) по сценарию С₅ - 2 человека, из них погибших – нет;
- 4) по сценарию С₆ - 2 человека, из них погибших – нет.

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

Основным поражающим фактором, вызывающими летальный исход персонала декларируемого объекта является тепловое воздействие.

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.

2.3 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 10).

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 10 - Обобщенные статистические данные по оценке частоты возникновения отказов

Тип отказа	Частота отказа (инцидента), в год	Масштабы выброса опасных веществ
Нефтепровод Разгерметизация полным сечением	$2,4 \times 10^{-7}$ на 1 м трубопровода в год	Объем выброса, равный объему трубопровода, ограниченного арматурой, с учетом поступления из соседних блоков за время перекрытия потока

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

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

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

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

Расчетные вероятности возникновения максимальных порывов (максимальной аварии) представлены в таблице (Таблица 11).

Таблица 11 - Вероятности возникновения максимальных порывов

№ сценария	Вероятность возникновения максимальной аварии, в год
Нефтегазосборный трубопровод от КП 2И до МУПН КП 6И	
C ₁	$1,37 \times 10^{-3}$
Нефтегазосборный трубопровод от МУПН КП 6И до точки налива	
C ₄	$2,01 \times 10^{-3}$

Расчетные вероятности возникновения поражения тепловым излучением при «пожаре пролива» на проектируемых объектах и сооружениях, индивидуальный риск представлены в таблице (Таблица 12).

Таблица 12 - 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
Нефтегазосборный трубопровод от КП 2И до МУПН КП 6И		

№ сценария	Вероятность возникновения пожара пролива, в год	Индивидуальный риск от теплового воздействия при пожаре пролива, в год
C ₂	2,74x10 ⁻⁴	2,19x10 ⁻⁵
Нефтегазосборный трубопровод от МУПН КП 6И до точки налива		
C ₅	2,29x10 ⁻⁴	1,83x10 ⁻⁵

Расчетные вероятности возникновения поражения от взрыва на проектируемых объектах и сооружениях, индивидуальный риск представлены в таблице (Таблица 13).

Таблица 13 - 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
Нефтегазосборный трубопровод от КП 2И до МУПН КП 6И		
C ₃	1,58x10 ⁻⁴	1,26x10 ⁻⁵
Нефтегазосборный трубопровод от МУПН КП 6И до точки налива		
C ₆	1,28x10 ⁻⁵	1,02x10 ⁻⁶

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 – 1,9·10⁻⁴ 1/год, при пожаре – 7,4·10⁻⁵ 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 8,2·10⁻⁵, прогнозируемый уровень на 2019 год - 7,8·10⁻⁵.

Допустимый индивидуальный риск ЧС для субъектов Российской Федерации (Ямало-Ненецкий автономный округ) по ГОСТ Р 22.10.02-2016 составляет 2,01·10⁻⁵1/год.

3 ВЫВОДЫ И ПРЕДЛОЖЕНИЯ

3.1 Перечень составляющих производственных участков) декларируемого объекта с указанием рассчитанных показателей риска аварии

В состав декларируемого объекта входят следующие опасные составляющие:

- 1) Нефтегазосборный трубопровод от КП 2И до МУПН КП 6И;
- 2) Нефтегазосборный трубопровод от МУПН КП 6И до точки налива.

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

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

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

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

Расчеты показали, что наиболее опасной аварией на составляющей «Нефтегазосборный трубопровод от КП 2И до МУПН КП 6И» является авария на участке трубопровода от площадки УЗА-1.1 до куста МУПН КП 6И.

При возникновении аварийной ситуации, связанной с тепловым воздействием от пожара пролива при разгерметизации трубопровода максимально возможное количество потерпевших, составит 2 человека. Вероятность такого события мала и составляет $- 2,74 \times 10^{-4}$ в год. Индивидуальный риск $- 2,19 \times 10^{-5}$ в год. Коллективный риск составляет $4,38 \times 10^{-5}$ чел./год.

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

- 1) $1,4 \text{ кВт/м}^2$ - 56,70 м;
- 2) $4,2 \text{ кВт/м}^2$ - 29,43 м;
- 3) $7,0 \text{ кВт/м}^2$ - 19,95 м;
- 4) $10,5 \text{ кВт/м}^2$ - 15,83 м.

Наиболее опасная авария на составляющей «Нефтегазосборный трубопровод от МУПН КП 6И до точки налива» может возникнуть на участке трубопровода от площадки УЗА-4 до площадки УЗА-5.

При возникновении аварийной ситуации, связанной с тепловым воздействием от пожара пролива при разгерметизации трубопровода максимально возможное количество потерпевших, составит 2 человека. Вероятность такого события мала и составляет $- 2,29 \times 10^{-4}$ в год. Индивидуальный риск $- 1,83 \times 10^{-5}$ в год. Коллективный риск составляет $3,66 \times 10^{-5}$ чел./год.

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

- 1) $1,4 \text{ кВт/м}^2$ - 65,71 м;
- 2) $4,2 \text{ кВт/м}^2$ - 33,22 м;
- 3) $7,0 \text{ кВт/м}^2$ - 22,79 м;
- 4) $10,5 \text{ кВт/м}^2$ - 21,89 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 риска аварии на декларируемом объекте со среднестатистическими показателями риска техногенных происшествий и/или критериями приемлемого риска

По данным статистического сборника «Российский статистический ежегодник 2022» фоновые показатели риска в России представлены в таблице (Таблица 14).

Таблица 14 - 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 03.11.2022 № 387 «Об утверждении Руководства по безопасности «Методические основы анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах».

Мероприятия по уменьшению вероятности возникновения инцидентов включают:

- 1) применение закрытой герметичной системы трубопроводов и дренажа аппаратов;
- 2) применение автоматизированной системы управления технологическим процессом, предупреждающее возникновение аварийных ситуаций и обеспечивающее минимизацию ошибочных действий обслуживающего персонала (сбор технологических параметров с оборудования и датчиков, анализ технологических параметров и вычисления управляющего воздействия, подаваемого на исполнительные механизмы, согласно заданному технологическому алгоритму);
- 3) применение технологического оборудования и материального исполнения трубопроводов в соответствии с климатическими условиями эксплуатации, рабочими параметрами процесса и физико-химическими свойствами обрабатываемых веществ в технологическом процессе;
- 4) применение электрооборудования во взрывозащищенном исполнении;
- 5) размещение технологического оборудования на открытых площадках с обеспечением необходимых проходов;
- 6) соблюдение безопасных максимально допустимых расстояний между сооружениями;
- 7) предусмотрены узлы запуска и приема средств очистки и диагностики для проведения периодической очистки, диагностики трубопровода и контроля его технического состояния;
- 8) предусмотрена проверка на прочность и герметичность трубопроводов после монтажа;
- 9) проведения систематического визуального осмотра (по графику) объектов с целью контроля состояния линейной части, арматуры и сооружений, а также объектов электроснабжения и КИПиА;
- 10) узлы отключающей арматуры размещаются на поверхности - на открытых площадках;
- 11) 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 ООО «Пожарная охрана» и ООО «НПСО» на оказание услуг по обеспечению противопожарной безопасности;

3) заключен договор с ООО Противоданная служба Филиал ВСВЧ ООО Газпромгазобезопасность» г. Красноярск;

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».
- 2) Федеральный закон от 21.12.94 г. № 68-ФЗ «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера».
- 3) Федеральный закон от 04.05.99 г. № 96-ФЗ «Об охране атмосферного воздуха».
- 4) Федеральный закон № 99 от 04.05.2011 г. «О лицензировании отдельных видов деятельности».
- 5) Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Утв. Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору, Приказ №534 от 15.12.2020 г.
- 6) ГОСТ 12.1.010-76. ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.
- 7) ГОСТ 12.1.004-91. ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.
- 8) ГОСТ Р 12.3.047-2012. ССБТ. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля.
- 9) ГОСТ 27.310-95. Надежность в технике. Анализ видов, последствий и критичности отказов. Основные положения.
- 10) ГОСТ Р 22.0.05–2020. БЧС. Техногенные чрезвычайные ситуации. Термины и определения.
- 11) ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
- 12) ГОСТ 12.1.007-76. ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
- 13) ПУЭ. Правила устройства электроустановок (седьмое издание 1999-2003 гг.).
- 14) ПУЭ. Правила устройства электроустановок (шестое издание 1985 г. с изменениями).
- 15) РД 03-357-00. Методические рекомендации по составлению декларации промышленной безопасности опасного производственного объекта. Утв. Постановлением ГГТН России, 2000 г.
- 16) 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 03.11.2022 № 387 «Об утверждении Руководства по безопасности «Методические основы 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 2022», Федеральная служба государственной статистики, г. Москва 2023 г.

4.3 Перечень литературных источников

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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