

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ
РЕСПУБЛИКА БАШКОРОСТАН



Ассоциация «Инженер-Проектировщик», рег. № 177 от 10.11. 2010

ОБУСТРОЙСТВО АРЧИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ. КУСТ СКВАЖИН №6. КОРРЕКТИРОВКА

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 12 «Иная документация в случаях,
предусмотренных федеральными законами»

Часть 2. Анализ и оценка степени риска

A-128-1821-AOP

Том 12.2

Изм.	№ док.	Подп.	Дата
1	368-18	<i>Handwritten signature</i>	04.09.18
2	02-19	<i>Handwritten signature</i>	14.01.19

Разрешение		Обозначение	А-128-1821-АОР		
368-18 от 04.09.18		Наименование объекта строительства	Обустройство Арчинского месторождения. Куст скважин №6. Корректировка		
Изм.	Лист	Содержание изменения		Код	Примечание
1	Все	Том А-128-1821-АОР заменен томом А-128-1821-АОР (изм.1)			На основании доп. ТЗ №2 ООО "Газпромнефть - Восток"

Согласовано
Н. контр.

Изм. внес	Хасанова	<i>[Signature]</i>	04.09.18
Составил	Хасанова	<i>[Signature]</i>	04.09.18
ГИП	Кашаев	<i>[Signature]</i>	04.09.18
Утв.			

ООО ПФ «Уралтрубопроводстройпроект»
Отдел охраны окружающей среды и
промышленной безопасности

Лист	Лис- тов
	1

Разрешение		Обозначение	А-128-1821-АОР		
02-19 от 11.01.19		Наименование объекта строительства	Обустройство Арчинского месторождения. Куст скважин №6. Корректировка		
Изм.	Лист	Содержание изменения		Код	Примечание
2	46	Графическая часть Лист заменен в соответствии с дополнением №3 к заданию на проектирование		3	На основании дополнения №3 к заданию на проектирование, выданное ООО "Газпромнефть- Восток"

Согласовано
 Н. контр.

Изм. внес	Хасанова		14.01.19
Составил	Хасанова		14.01.19
ГИП	Кашаев		14.01.19
Утв.			

ООО ПФ «Уралтрубопроводстройпроект»
 Отдел охраны окружающей среды и
 промышленной безопасности

Лист	Лис- тов
	1

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ
РЕСПУБЛИКА БАШКОРОСТАН



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
ПРОЕКТНАЯ ФИРМА

УРАЛТРУБОПРОВОДСТРОЙПРОЕКТ

(ООО ПФ «УРАЛТРУБОПРОВОДСТРОЙПРОЕКТ»)

Ассоциация «Инженер-Проектировщик», рег. № 177 от 10.11. 2010

ОБУСТРОЙСТВО АРЧИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ. КУСТ СКВАЖИН №6. КОРРЕКТИРОВКА

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

**Раздел 12 «Иная документация в случаях,
предусмотренных федеральными законами»**

Часть 2. Анализ и оценка степени риска

A-128-1821-AOP

Том 12.2

Технический директор



Р.З. Бадртдинов

Главный инженер проекта

Р.Р. Тарзимин

Изм.	№ док.	Подп.	Дата
1	368-18		04.09.18
2	02-19		14.01.19

2017

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

СОДЕРЖАНИЕ ТОМА

Обозначение	Наименование	Примечание
A-128-1821-AOP-C	Содержание тома 12.2	2
A-128-1821-СП	Состав проектной документации	3
A-128-1821-AOP-ТЧ	Текстовая часть	6
	Графическая часть	
A-128-1821-AOP-Ч-001	Зоны действия поражающих факторов при авариях на проектируемом объекте (1:2000)	46

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	A-128-1821-AOP-C						Стадия	Лист	Листов
			1	-	Все	368-18	Подп.	Дата			
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	П		1
			Разраб.		Зинаттуллина			08.2017	Содержание тома 12.2	ООО ПФ «Уралтрубопроводстройпроект»	
			Нач. отд.		Дубровских			08.2017			
			Н.контр.		Тутубалин			08.2017			
			ГИП		Тарзимин			08.2017			

Номер тома	Обозначение	Наименование	Примечание		
			важется		
5.4	A-128-1821-ИОС4	Подраздел 4. Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети			
5.5	A-128-1821-ИОС5	Подраздел 5. Сети связи			
		Подраздел 6. Система газоснабжения	Не разрабатывается		
		Подраздел 7. Технологические решения			
5.7.1	A-128-1821-ИОС7.1	Часть 1. Технологические решения			
5.7.2	A-128-1821-ИОС7.2	Часть 2. Автоматизация, телемеханизация			
6	A-128-1821-ПОС	Раздел 6 «Проект организации строительства»			
7	A-128-1821-ПОД	Раздел 7 «Проект организации работ по сносу или демонтажу объектов капитального строительства»			
		Раздел 8 «Перечень мероприятий по охране окружающей среды»			
8.1	A-128-1821-ООС1	Часть 1. Перечень мероприятий по охране окружающей среды			
8.2	A-128-1821-ООС2	Часть 2. Рекультивация нарушенных земель			
8.3	A-128-1821-ОВОС	Часть 3. Оценка воздействия на окружающую среду			
		Раздел 9 «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности»			
9.1	A-128-1821-ПБ1	Часть 1. Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности			
9.2	A-128-1821-ПБ2	Часть 2. Охранно-пожарная сигнализация			
A-128-1821-СП					
			Лист		
			2		
Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Номер тома	Обозначение	Наименование	Примечание
		Раздел 10 «Мероприятия по обеспечению доступа инвалидов»	Не разрабатывается
10.1	A-128-1821-ЭЭ	Раздел 10.1. «Мероприятия по обеспечению соблюдения требований энергетической эффективности и требований оснащенности зданий, строений и сооружений приборами учета используемых энергетических ресурсов»	
11	A-128-1821-СМ	Раздел 11 «Смета на строительство объектов капитального строительства»	
		Раздел 12 «Иная документация в случаях, предусмотренных федеральными законами»	
12.1	A-128-1821-ГОЧС	Часть 1. Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера, мероприятий по противодействию терроризму	
12.2	A-128-1821-АОР	Часть 2. Анализ и оценка степени риска.	
12.3	A-128-1821-ТБЭ	Часть 3. Требования к обеспечению безопасной эксплуатации объекта капитального строительства	
	A-128-1821-РХ	Приложение 1 Расчет ущерба рыбному хозяйству	

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	A-128-1821-СП	2

СОДЕРЖАНИЕ ТЕКСТОВОЙ ЧАСТИ

1 ВВЕДЕНИЕ	2
2 ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОБЪЕКТЕ ПРОЕКТИРОВАНИЯ.....	3
3 АНАЛИЗ РИСКА	4
3.1 Характеристика и количество обращающегося опасного вещества	4
3.2 Идентификация ОПО	13
3.3 Анализ основных причин произошедших аварий	14
3.4 Предварительный анализ риска	16
3.5 Определение сценариев аварий с участием опасных веществ	16
3.6 Расчет объемов выхода продукта при аварийных ситуациях	17
3.7 Расчет зон поражения при авариях	20
3.8 Оценка риска возникновения аварийных ситуаций	24
3.12 Сравнительный анализ рассчитанных показателей риска аварий на проектируемых объектах со среднестатистическими показателями риска техногенных происшествий и/или критериями приемлемого риска.....	26
3.13 Расчет ущерба	29
3.14 Проектные решения по предупреждению ЧС, возникающих в результате возможных аварий на объекте строительства.....	33
4 ВЫВОДЫ	38
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ НОРМАТИВНО – ТЕХНИЧЕСКОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ.....	39

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							A-128-1821-АОР-ТЧ					
			Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата						
			Разраб.	Зинаттуллина		08.2017	Текстовая часть			Стадия	Лист	Листов		
			Нач. отд.	Дубровских		08.2017				П	1	40		
			Н. контр.	Тутубалин		08.2017				ООО ПФ «Уралтрубопроводстройпроект»				
			ГИП	Гарзимин		08.2017								

1 ВВЕДЕНИЕ

Раздел «Анализ и оценка степени риска» выполнен в составе проекта «Обустройство Арчинского месторождения. Куст скважин №6. Корректировка»

ООО ПФ «Уралтрубопроводстройпроект» является членом саморегулируемой организации Ассоциация «Объединение организаций выполняющих проектные работы в газовой и нефтяной отрасли «Инженер-Проектировщик» (регистрационный номер члена саморегулируемой организации в реестре членов и дата его регистрации в реестре членов – Рег. № 177, 10.11.2010).

В процессе анализа риска ставится задача проведения следующих процедур:

- идентификация опасностей;
- оценка риска;
- разработка рекомендаций по уменьшению риска.

Целью анализа риска в проекте является:

- выявление опасностей и количественная оценка риска с учетом воздействия поражающих факторов аварии на персонал, население, окружающую среду;
- обеспечение информацией для разработки планов ликвидации аварий.

Анализ риска аварий проводился с использованием методических материалов, утвержденных Ростехнадзором РФ и МЧС РФ.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист			
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	A-128-1821-АОР-ТЧ	2

2 ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОБЪЕКТЕ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

В административном отношении участок работ расположен на территории Арчинского нефтяного месторождения в Парабельском районе Томской области

Согласно заданию на проектирование проектной документацией определены двенадцать этапов строительства, включающие следующую последовательность работ:

На кустовой площадке № 6 планируется добыча нефтегазоводяная эмульсия, которая является сырьем для ДНС Арчинского месторождения.

Добываемая из скважин жидкость имеет в своем составе пластовую воду (в эмульгированном состоянии), механические примеси. Газы органического и неорганического происхождения, входящие в состав нефтегазоводяной эмульсии, находятся, в основном, в растворенном состоянии (как в нефти, так и в пластовой воде). Нефть Арчинского месторождения характеризуется как тяжелая, маловязкая, парафинистая, малосернистая, малосмолистая.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	А-128-1821-АОР-ТЧ	3

3 АНАЛИЗ РИСКА

3.1 Характеристика и количество обращающегося опасного вещества

Согласно Федеральному закону от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» реконструируемый объект является опасным производственным объектом, т. к. в нем обращаются опасные вещества (ЛВЖ и ГГ):

- нефть (ЛВЖ);
- нефтяной попутный газ (ГГ);
- реагенты (коррозии и парафиноотложений, ингибитор солеотложений).

Вода пластовая подтоварная не относится к опасным веществам, виды которых указаны в Приложении 1 ФЗ от 21.07.1997 № 116-ФЗ.

Перечень основного технологического оборудования проектируемого объекта, в котором обращаются опасные вещества, представлен в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Перечень основного технологического оборудования проектируемого объекта, в котором обращаются опасные вещества

Обозначение трубопровода, оборудования	Наименование оборудования, материала	Длина участка / объем	Расположение	Назначение	Техническая характеристика
Нефтесборный трубопровод в пределах куста	трубопровод, сталь 09Г2С	193,90	подземно	транспорт нефтегазо-жидкостной смеси	159x8
Выкидные трубопроводы, трубопроводы отработки нагнетательной скважины на нефть	трубопровод, сталь 13ХФА	2033,79	подземно	транспорт нефтегазо-жидкостной смеси	89x8
Скважинная установка дозирования реагента (11 шт)	сталь	0,4 м ³	наземно	подача реагента во все добывающие скважины	Рраб=6,3 МПа, Ннас. = 1 шт, Qнас= от 1,5 до 6,3 л/ч, Nемк = 2 шт V емк = 0.4 м ³
Трубопроводы подачи хим. реагентов	трубопровод, гибкая тонкостенная трубка, защищенная двумя слоями оплетки из стальной проволоки	182,6	надземно	подача реагента	22x4

Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

A-128-1821-AOP-ТЧ

Лист

4

Обозначение трубопровода, оборудования	Наименование оборудования, материала	Длина участка / объем	Расположение	Назначение	Техническая характеристика
Нефтегазосборный трубопровод «Куст 6 - УДР ДНС Арчинское м/р»	трубопровод, сталь 13ХФА	3573,24	подземно	транспорт нефтегазо-жидкостной смеси	159х8, 732 м ³ /сут, 4,0 МПа

Данные о распределении опасных веществ по проектируемому оборудованию приведены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Данные о распределении опасных веществ по оборудованию

Технологический блок, оборудование		Количество опасного вещества*		Физические условия содержания опасного вещества		
наименование оборудования, опасное вещество	длина / объём	обводненная нефть / реагент, м ³	нефть / реагент, т	агрегатное состояние	давление (не более), МПа	температура, °С
Нефтегазосборный трубопровод в пределах куста	193,90 м	3,11	0,96	ж	4,0	5-40
Выкидные трубопроводы, трубопроводы отработки нагнетательной скважины на нефть	2033,79 м	8,51	2,63	ж	4,0	5-40
Скважинная установка дозирования реагента (11 шт)	0,4 м ³	4,40	5,41	ж	6,3	5-40
Трубопроводы подачи хим. реагентов	182,6 м	0,03	0,04	ж	6,3	5-40
Нефтегазосборный трубопровод «Куст 6 - УДР ДНС Арчинское м/р»	3573,24 м	57,36	17,71	ж, г	4,0	5-40
Итого	нефти – 21,30 т реагенты – 5,45 т					
*Примечание – количество опасного вещества (нефти) определено исходя из обводненности 64 %, плотности нефти 857,7 кг/м ³						

Физико-химические свойства поверхностной нефти, компонентный состав и физико-химические свойства нефтяного газа приведены в таблицах 3.3, 3.4.

Инд. № подл.	Взам. инв. №
Подп. и дата	

Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	А-128-1821-АОР-ТЧ	Лист
							5

Таблица 3.3 – Физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти

Наименование параметра	Значение
Плотность при 20 °С, кг/м ³	857,7
Вязкость динамическая, мПа·с при 20 °С при 50 °С	17.9 6.7
Вязкость кинематическая, мм ² /с при 20 °С	29.69
Массовое содержание, % Серы Смол силикагелевых Асфальтенов Парафинов	0.49 4,19 1,36 8.13
Температура застывания, °С	13
Объёмный выход фракций, % до 200 °С до 300 °С	21 41
Классификация нефти	1.1.1.1 ГОСТ Р 51858-2002

Таблица 3.4 – Компонентный состав и физико-химические свойства нефтяного газа

Наименование параметра	Газ, выделившийся при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях, % объёмн.
Диоксид углерода	3,391
Азот+редкие	1,143
Метан	83,802
Этан	5,287
Пропан	3,805
Изобутан	0,827
Н. бутан	1,062
Изопентан	0,259
Н. пентан	0,228
Плотность газа, кг/м ³	0.6956

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

A-128-1821-АОР-ТЧ

Лист

6

Изм. Коп.уч. Лист № док. Подп. Дата

В таблицах 3.5, 3.6, 3.7, 3.8 представлены взрывопожароопасные и токсические свойства опасных веществ, обращающихся на проектируемом объекте – нефти и нефтяного попутного газа.

Таблица 3.5 – Характеристики нефти

Наименование параметра	Параметр	Источник информации
Наименование вещества	Пластовая нефть	
Вид	Маслянистая жидкость	
Химическая формула	Сложная смесь углеводородов	
Реакционная способность	в нормальных условиях в реакции не вступает	Справочник «Химия», т.6, М.: «Химия», 1967
Запах	специфический запах углеводородов	
Коррозионное воздействие	незначительная коррозия при длительной эксплуатации из-за присутствия минерализованной воды	Справочник «Коррозионная стойкость объектов химических производств», М., «Химия», 1990 г.
	Пожаровзрывоопасность	
Температура вспышки, °С не ниже	28	Справочник. Пожаро-взрывоопасность веществ и материалов и средства их тушения. А.Н. Баратов и др.
Температура самовоспламенения, °С	260-310	
Пределы взрываемости, % объемн.	1,25-15	
	Токсические свойства	
Токсическая опасность нефти (аэрозоль)	ПДКр.з. - 10 мг/м ³ класс опасности - 3	Вредные вещества в промышленности. Справочник для химиков, инженеров и врачей. Под общ. ред. Н.В. Лазарева, изд-во «Химия», 1976 г.
Меры предосторожности	Строгое соблюдение мер безопасности при ремонте и чистке резервуаров и трубопровода, при разгрузке аппаратов от нефтешлама.	Вредные вещества в промышленности. Справочник для химиков, инженеров и врачей. Под общ. ред. Н.В. Лазарева, изд-во «Химия», 1976 г.

Инд. № подл.	
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

A-128-1821-AOP-ТЧ

Лист

7

Наименование параметра	Параметр	Источник информации
Воздействие на людей, окружающую среду, в том числе от поражающих факторов аварии	Нефть (аэрозоль) по степени воздействия на организм относятся к III классу опасности, умеренно опасные (ГОСТ 12.1.007-76). Обладает наркотическим действием на людей, вызывают острые отравления, функциональные изменения со стороны центральной нервной системы, нарушения желудочной секреции, понижение гемоглобина в крови, влияют на печень, сердечнососудистую, эндокринную, дыхательную и другие системы. При возникновении пожаров пролива нефти возможно термическое поражение людей тепловым излучением, и воздушной ударной волной при взрыве топливозаздушной смеси. Аварийные разливы нефти, пожары проливов, взрывы ТВС приводят к загрязнению окружающей среды (земель, воды и воздуха), лесным пожаром, деградации почв, гибели флоры и фауны	
Средства защиты	Противогазы ПШ-1, ПШ-2 применяются при производстве газоспасательных, ремонтных и аварийных работ. К средствам индивидуальной защиты относятся: спец.одежда, спец.обувь, фильтрующие противогазы с коробками А, БКФ, с белой полосой.	Долин, П. А. Справочник по технике безопасности Издательство: Энергоатомиздат, 1985 г.
Методы перевода вещества в безвредное состояние	Механический - путем сбора разлившейся нефти. Биологический - использование биологических препаратов. Сжигание	
Меры первой помощи пострадавшим от воздействия вещества	В случае удушья вынести пострадавшего на открытый воздух, вызвать медицинского работника. Давать с перерывами (3-4 подушки в час) кислород. При остановке дыхания немедленно применить искусственное дыхание до восстановления естественного.	Долин, П. А. Справочник по технике безопасности Издательство: Энергоатомиздат, 1985 г.

Инд. № подл.	
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

A-128-1821-AOP-ТЧ

Лист

8

Таблица 3.6 – Характеристика попутного нефтяного газа

Наименование параметра	Параметр	Источник информации
Название вещества	Попутный нефтяной газ	
– химическое	смесь углеводородов	
– торговое	нефтяной попутный газ	
Реакционная способность	В химические реакции в рабочих условиях не вступает	
Запах	Углеводородов	
Коррозионное воздействие	Коррозионная активность низкая	
Данные о взрыво-пожароопасности		
– температура вспышки	-	Справочник. Пожарная опасность веществ и материалов, применяемых в химической промышленности
– температура самовоспламенения	466 °С (по пропану)	
– пределы взрываемости	2,1 – 9,5 % объемн. (по пропану)	
Данные о токсической опасности		
Данные о токсической опасности ОБУВ в атмосферном воздухе населенных мест	Относится к четвертому классу опасности 300 мг/м ³	ГН 2.1.6.2309-07
Меры предосторожности	Герметизация оборудования с постоянным контролем за их состоянием. На территории промплощадок необходимо исключать присутствие источников открытого огня (если только их наличие не связано с проведением разрешенных огневых работ). В помещениях необходимо следить за исправностью систем вентиляции и газоанализаторов.	
Воздействие на людей и окружающую среду, в том числе от поражающих факторов аварии	Главные опасности связаны: 1) с возможной утечкой и воспламенением газа с последующим воздействием тепловой радиации на людей и окружающую среду либо взрывом облака; 2) с удушьем при 15-16%-м снижении содержания кислорода в воздухе, вытесненного газом.	
Меры первой помощи пострадавшим от воздействия вещества	В случае удушья вынести пострадавшего на открытый воздух, вызвать медицинского работника. При остановке	Справочник по технике безопасности. П.А.Долин.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

A-128-1821-AOP-ТЧ

Лист

9

Наименование параметра	Параметр	Источник информации
	дыхания немедленно применить искусственное дыхание до восстановления естественного.	

Таблица 3.7 – Характеристика ингибитора парафиноотложений "Нитон-1020"

Наименование параметра	Параметр	Источник информации
Название вещества а) Химическое б) Торговое	- Ингибитор коррозии "Нитон-1020"	
Внешний вид	Однородная жидкость от желто-коричневого до темно-коричневого цвета, является ЛВЖ	
Плотность, г/см ³	0,86-0,92	
Растворимость	водорастворимый	
Данные о взрыво-пожароопасности		
Температура вспышки в закрытом тигле, °С	21,2	
Температура воспламенения, °С	33,9	
Данные о токсической опасности		
Данные о токсической опасности	Относится к 3 классу опасности по ГОСТ 12.1.007 (алкилдиметиламин, метанол) ПДК в атмосферном воздухе (по алкилдиметиламину) 0,01 мг/м ³ ПДК в атмосферном воздухе (по метанолу) 1,0/0,5 мг/м ³	Свидетельство на продукт
Меры предосторожности	Герметизация оборудования с постоянным контролем за их состоянием. На территории промплощадок необходимо исключать присутствие источников открытого огня (если только их наличие не связано с проведением разрешенных огневых работ). В помещениях необходимо следить за исправностью систем вентиляции и газоанализаторов. При разливе на открытой площадке место разлива засыпать песком с последующим его удалением. При возникновении загорания в качестве средств пожаротушения применяют песок, пенные и углекислотные огнетушители, инертный газ, асбестовое полотно. При возникновении неисправностей	«Пожаровзрывоопасность веществ и материалов и средства их тушения», т. 1,2, под ред. Баратова А.Н.

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

A-128-1821-AOP-ТЧ

Лист

10

Наименование параметра	Параметр	Источник информации
	применять меры по их устранению и предотвращению аварий.	
Воздействие на людей и окружающую среду, в том числе от поражающих факторов аварии	Обладает кумулятивной способностью, вызывает умеренное раздражение кожи и слизистых оболочек глаз, обладает кожно-резорбтивным действием, не обладает сенсibiliзирующим действием. Отдаленные эффекты: эмбриотропное, гонадотропное, тератогенное, мутагенное действия.	Свидетельство на продукт
Меры первой помощи пострадавшим от воздействия вещества	При попадании на кожу необходимо удалить продукт ватным тампоном и промыть место водой с мылом, при попадании в глаза тщательно промыть их водой и обратиться к врачу. Свежий воздух, покой, тепло, освобождение от стесняющей одежды. При попадании в глаза – тщательно промыть водой, затем 2% раствором борной кислоты. При отравлении парами, пострадавшего необходимо удалить из загазованной атмосферы, освободить от стесняющей одежды. При потере сознания – вдыхание нашатырного спирта. В тяжелых случаях при резком ослаблении или остановке дыхания немедленно начать искусственное дыхание. Доставить пострадавшего в медпункт.	Лазарев Н. В. "Вредные вещества в промышленности", том 1

Таблица 3.8 – Характеристика ингибитора солеотложений "Нитон-1041 марка 3"

Наименование параметра	Параметр	Источник информации
Название вещества а) Химическое б) Торговое	- Ингибитор отложений минеральных солей "НИТОН-1041"	
Внешний вид	Однородная жидкость от желто-коричневого до темно-коричневого цвета, является ЛВЖ	
Плотность при 20°C, г/см ³	0,82-1,23	
Растворимость	водорастворимый	
Данные о взрыво-пожароопасности		
Температура вспышки в закрытом тигле, °C	26,6	

Инд. № подл.	
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

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

A-128-1821-AOP-ТЧ

Лист

11

Наименование параметра	Параметр	Источник информации
Температура воспламенения, °С	53,9	
Данные о токсической опасности		
Данные о токсической опасности	Относится к 3 классу опасности по ГОСТ 12.1.007 (нитрилотриметиленфосфоновая кислота, метанол) ПДК в атмосферном воздухе населенных мест (по нитрилотриметиленфосфоновой кислоте) 0,03 мг/м ³ ПДК в атмосферном воздухе (по метанолу) 1,0/0,5 мг/м ³	Свидетельство на продукт
Меры предосторожности	Герметизация оборудования с постоянным контролем за их состоянием. На территории промплощадок необходимо исключать присутствие источников открытого огня (если только их наличие не связано с проведением разрешенных огневых работ). В помещениях необходимо следить за исправностью систем вентиляции и газоанализаторов. При разливе на открытой площадке место разлива засыпать песком с последующим его удалением. При возникновении загорания в качестве средств пожаротушения применяют песок, пенные и углекислотные огнетушители, инертный газ, асбестовое полотно. При возникновении неисправностей применять меры по их устранению и предотвращению аварий.	«Пожаровзрывоопасность веществ и материалов и средства их тушения», т. 1,2, под ред. Баратова А.Н.
Воздействие на людей и окружающую среду, в том числе от поражающих факторов аварии	Обладает кумулятивной способностью, вызывает умеренное раздражение кожи и слизистых оболочек глаз, обладает кожно-резорбтивным действием, не обладает сенсibiliзирующим действием. Отдаленные эффекты: эмбриотропное, гонадотропное, тератогенное действия.	Свидетельство на продукт
Меры первой помощи пострадавшим от воздействия вещества	При попадании на кожу необходимо удалить продукт ватным тампоном и промыть место водой с мылом, при попадании в глаза тщательно промыть их водой и обратиться к врачу. Свежий воздух, покой, тепло, освобождение от стесняющей	Лазарев Н. В. «Вредные вещества в промышленности», том 1

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

A-128-1821-AOP-TC

Лист

12

Наименование параметра	Параметр	Источник информации
	одежды. При попадании в глаза – тщательно промыть водой, затем 2% раствором борной кислоты. При отравлении парами, пострадавшего необходимо удалить из загазованной атмосферы, освободить от стесняющей одежды. При потере сознания – вдыхание нашатырного спирта. В тяжелых случаях при резком ослаблении или остановке дыхания немедленно начать искусственное дыхание. Доставить пострадавшего в медпункт.	

3.2 Идентификация ОПО

В соответствии с Федеральным законом от 21.07.97 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» к опасным объектам относятся объекты, на которых получают, используются, перерабатываются, образуются, хранятся, транспортируются, уничтожаются опасные вещества, способные самовозгораться, а также возгораться от источника зажигания и самостоятельно гореть после его удаления.

В связи с постоянным присутствием горючих веществ проектируемый объект относится к взрывопожароопасным. Согласно требованиям федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» в проектной документации необходимо проведение анализа риска.

Проектируемый объект идентифицируется как опасный производственный объект нефтегазодобывающего комплекса по признаку использования и транспортирования опасных веществ.

Проектируемый объект входит в состав существующего ОПО «Система промысловых трубопроводов Арчинского месторождения» (рег. номер А62-05641-0005, дата рег. 29.11.2006, класс опасности – III).

Аварийные ситуации на рассматриваемых объектах возникают в результате воздействия различных факторов, отражающих особенности проектирования, строительства и эксплуатации технологического оборудования и трубопроводов в конкретных условиях окружающей природной и социальной среды.

Необходимо отметить, что предусмотренные проектные решения обеспечивают надежную безаварийную работу объектов в течение назначенного периода эксплуатации, однако практика показывает, что полностью избежать аварийных ситуаций не удается.

Причинами аварии на рассматриваемых объектах могут быть:

- некачественное строительство;
- отступление от проектных решений;
- коррозия трубопроводов и оборудования;

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

							A-128-1821-AOP-ТЧ	Лист
Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			13

- механические повреждения;
- нарушения промышленной и пожарной безопасности;
- нарушение технологического регламента на эксплуатацию;
- террористические акты и вандализм.

3.3 Анализ основных причин произошедших аварий

Распределение по видам аварий на объектах нефтегазодобычи (по данным годовых отчетов о деятельности Ростехнадзора за 2012-2015 гг.) представлено в таблице 3.9.

Таблица 3.9 – Распределение по видам аварий на объектах нефтегазодобычи

Виды аварий	Число аварий							
	2012		2013		2014		2015	
		%		%		%		%
Открытые фонтаны и выбросы	9	50	4	22	6	39	5	29
Взрывы и пожары на объектах	2	11,1	2	12	2	12	5	29
Падение буровых (эксплуатационных вышек), разрушение их частей	0	0	2	11	1	5	7	1
Падение талевых систем в глубоком бурении и подземном ремонте скважин (1	5,5	0	0	-	-	-	-
Прочие (разрушение технических устройств, разлив нефтесодержащей жидкости)	6	33,3	10	55	9	44	6	35
Всего	18	100	18	100	18	100	17	100

Согласно годовому отчету о деятельности Ростехнадзора за 2013 г. техническое расследование причин аварий на объектах газонефтедобычи показывает, что износ оборудования (50 % числа аварий) является одним из главных факторов опасности, влияющих на состояние промышленной безопасности ОПО, возникновения отказов, разгерметизации трубопроводов, приводящих к авариям, сопровождающимся разливами нефти, взрывами и разрушениями.

Согласно годовым отчетам о деятельности Ростехнадзора за 2014-2015 гг. основными причинами возникновения аварий на объектах нефтегазодобычи явились внутренние опасные факторы, связанные с отказом и разгерметизацией технических устройств, нарушением технологии производства работ (14 случаев (77,8 %) – 2014 г., 13 случаев (76 %) – 2015 гг.); ошибки персонала, связанные с нарушением требований

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

A-128-1821-AOP-ТЧ

Лист

14

организации и производства опасных работ (4 случая (22,2 %) – 2014 г., 4 случая (31 %) – 2015 г.).

Перечень основных возможных причин возникновения аварийных ситуаций и факторов, способствующих их возникновению и развитию, представлен в таблице 3.10.

Таблица 3.10 – Перечень основных возможных причин возникновения аварийных ситуаций и факторов, способствующих возникновению и развитию аварий на проектируемых объектах

Причины и факторы, связанные с отказом оборудования	Причины и факторы, связанные с ошибочными действиями персонала	Причины и факторы, связанные с внешними воздействиями природного и техногенного характера
<ul style="list-style-type: none"> • Опасности, связанные с типовыми процессами. Процессы транспорта нефти происходят под давлением. Среда характеризуется высокой коррозионной активностью (по причине присутствия пластовой воды, солей). • Физический износ, коррозия, эрозия, механическое повреждение, брак при сварке, усталость металла. Коррозия и эрозия технологических трубопроводов может стать причиной разгерметизации оборудования. Исходя из анализа аварий на аналогичных установках, можно сделать вывод, что коррозионное разрушение, при достаточной прочности конструкции трубопроводов, чаще всего имеет локальный характер и не приводит к серьезным последствиям. Однако при несвоевременном устранении оно может привести к цепному развитию аварийной ситуации. Заметное влияние на износ оборудования оказывает то, что в нефти содержится большое количество агрессивных примесей, абразивных частиц (песок), пластовой воды. Физический износ и усталость металла оборудования могут привести как к частичному, так и к полному разрушению трубопроводов и возникновению аварийной ситуации любого масштаба. • Отказы, разрушение и поломки оборудования. Основными отказами/поломками оборудования 	<ul style="list-style-type: none"> • Некачественная диагностика и выявление дефектов во время эксплуатации. • Неликвидирующиеся дефекты из-за отсутствия или неудовлетворительного качества ремонтных работ, или недооценки опасности дефектов. • Нарушение сроков проведения диагностики оборудования (или ее непроведение), ревизии предохранительных устройств, а также сроков ревизии и калибровки приборов КИПиА. • Некачественное строительство, отступление от проекта. • Некачественная диагностика и выявление дефектов перед вводом оборудования в эксплуатацию. • Ошибки операторов. Резкое повышение давления сверх нормативного, отступление от технологического регламента ведения работ, пуска и остановки системы, нарушение инструкций и т.д. • Механическое повреждение. Механическое повреждение возможно в результате строительной или иной деятельности. Особенной опасности подвергаются технологические трубопроводы 	<ul style="list-style-type: none"> • Разряд атмосферного электричества. Разряд атмосферного электричества возможен при поражении объекта молнией, при вторичном ее воздействии или при заносе в него высокого потенциала (Приложение 3 к ГОСТ 12.1.004-91). • Поражение объекта молнией возможно при прямом ударе молнии. • Неблагоприятные погодные условия. • Сильный ветер (скорость при порывах 25 м/с и более), сильный гололед (отложения на проводах диаметром 20 мм и более), сильная метель в сочетании с сильным ветром скоростью 15 м/с и более, которые могут вызвать аварии на энергетических сетях и привести к перерывам в подачи электроэнергии. • Землетрясения. Объект находится в несейсмоопасном районе (фоновая сейсмичность 1-3 балла), возможные землетрясения при расчете не рассматриваются.

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Причины и факторы, связанные с отказом оборудования	Причины и факторы, связанные с ошибочными действиями персонала	Причины и факторы, связанные с внешними воздействиями природного и техногенного характера
являются: разгерметизации уплотнений и фланцевых соединений; отказ/поломки электрооборудования, электропроводки; аппаратуры КИПиА, дефектов основного металла, соединений или сварки. Неполадки и отказ автоматических систем - задвижек с автоматическим приводом, датчиков, контрольно-измерительных приборов и автоматики.		

3.4 Предварительный анализ риска

Негативные последствия аварий при порыве проектируемых трубопроводов для окружающей природной среды, персонала и населения выражаются:

- в загрязнении почв и грунтов при образовании аварийных разливов на поверхности земли;
- в загрязнении водного объекта при образовании аварийных разливов на поверхности воды;
- в загрязнении атмосферы в результате испарения летучих органических соединений с поверхности разлива;
- в загрязнении воздуха, связанным с поступлением продуктов сгорания нефти в атмосферу, при пожаре;
- в поражении персонала и населения, оказавшихся в зоне действия поражающих факторов аварии.

Основные опасности для человека, связанные с выбросом нефти, представляют пожар пролива, взрыв облака паров нефти, воздействие продуктов сгорания при пожаре-вспышке.

Согласно Руководству по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах» в проектной документации проведен анализ риска для наиболее опасного варианта разгерметизации проектируемого трубопровода.

Анализ риска и последствия аварийных ситуаций для трубопроводов при возникновении максимально гипотетической аварии выполнен ниже.

3.5 Определение сценариев аварий с участием опасных веществ

При авариях на проектируемых объектах в силу каких-либо из перечисленных выше причин, развитие аварийной ситуации может происходить по одному из следующих наиболее вероятных сценариев:

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

							A-128-1821-AOP-ТЧ	Лист
Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			16

- 1 сценарий - разлив нефти по поверхности площадки (рельефу) без воспламенения нефти;
- 2 сценарий - разлив нефти по поверхности площадки (рельефу) с выделением в атмосферу свободного попутного газа с последующим возгоранием от энергетического источника - пожаром на поверхности разлива;
- 3 сценарий - разлив нефти по поверхности площадки (рельефу), с выделением в атмосферу свободного попутного газа, сопровождающийся взрывом образовавшейся парогазовоздушной смеси.

Развитие аварийной ситуации по первому сценарию представляет опасность, главным образом, для природной среды. Ввиду свойств самого продукта (нефти), возможно загрязнение основных компонентов окружающей среды. При этом непосредственная угроза жизни населения невелика, поскольку пары нефти обладают малой токсичностью и не могут привести к летальным последствиям даже при формировании зон с высокой концентрацией паров углеводородов в месте аварии.

При развитии аварийной ситуации по второму и третьему сценарию, угроза жизни обслуживающему персоналу и населению окружающей среде возрастает в силу ударного действия волны взрыва газо-воздушной смеси, термического воздействия пожара, а также токсичности продуктов горения нефти поступающих в атмосферу.

3.6 Расчет объемов выхода продукта при аварийных ситуациях

В качестве расчетного варианта рассмотрим вариант аварии в наиболее низкой точке проектируемого нефтегазосборного трубопровода «Куст 6 - УДР ДНС Арчинское м/р» в месте пересечения с р. Тунжик. При этом варианте аварии объем выхода продукта будет максимальным, а также возможно загрязнение водного объекта.

Расчет изливов при разгерметизации трубопровода рассчитан согласно «Методике определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах».

Количество излившегося продукта V , m^3 , рассчитывалось по формуле:

$$V = V1 + V2 + V3,$$

где V – суммарный излив нефти, m^3 ;

$V1$ – объем нефти, вытекшей до остановки перекачки (в напорном режиме), m^3 ;

$V2$ – объем нефти, вытекшей с момента остановки перекачки до закрытия задвижек, m^3 ;

$V3$ – объем нефти, вытекшей с момента закрытия задвижек до прекращения разлива, m^3 .

Количество излившегося продукта в напорном режиме $V1$, m^3 , рассчитывалось по уравнению:

$$V1 = q \cdot t,$$

где q – производительность трубопровода, $m^3/час$;

t – время остановки перекачки, час.

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	A-128-1821-AOP-ТЧ	Лист
							17

После остановки нефтесборного трубопровода истечение в безнапорном режиме рассматривается без учета закрытия задвижек с ручным приводом, так как принято, что опорожнение пониженных участков трубопровода, в силу его малых диаметра и протяженности, произойдет до прибытия персонала.

Участок опорожнения рассчитываемых трубопроводов принят между перевальных точек (по сжатому профилю). Длина участка опорожнения равна 2356 м.

Результаты расчетов пролива при аварии, связанной с гильотинным порывом проектируемых участков трубопроводов, приведены в таблице 3.11.

Таблица 3.11 – Результаты расчетов параметров пролива при разгерметизации трубопровода

Наименование опасного производства, участка	Время отключения, с	Расход, т/сут	Расход, м ³ /сут	Количество жидкости, поступившее из смежного блока за время отключения, м ³	Количество жидкости, выделившееся из трубы после отключения насоса, м ³	Объем вылившейся жидкости и при аварии, м ³	Объем вылившейся нефти при аварии, м ³	Масса вылившейся нефти, т
Нефтегазосборный трубопровод «Куст 6 - УДР ДНС Арчинское м/р»	120	732	720	1,00	37,82	38,82	13,98	11,99**

*- объем нефти определен с учетом обводнённости ГЖС;

** - масса нефти определена исходя из плотности 857,7 кг/м³

Согласно Приложению к приказу МЧС РФ от 10 июля 2009 г. № 404 «Методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах» при проливе на неограниченную поверхность площадь пролива $F_{\text{ПР}}$ (м²) жидкости определяется по формуле:

$$F_{\text{ПР}} = f_{\text{Р}} V_{\text{Ж}},$$

где $f_{\text{Р}}$ – коэффициент разлития, м⁻¹ (при отсутствии данных допускается принимать равным 5 м⁻¹ при проливе на неспланированную грунтовую поверхность);

$V_{\text{Ж}}$ - объем жидкости, поступившей в окружающее пространство при разгерметизации трубопровода, м³.

Толщина слоя нефти в проливе определяется как отношение объема истечения нефти к площади пролива обводненной нефти.

Масса облака ТВС складывается из массы газа, выделившегося при разгазировании нефти (определяется на основе газового фактора нефти 145 м³/м³ и плотности нефтяного газа) и массы паров нефти, испарившихся с поверхности пролива.

Согласно п. 16 «Методике определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах», утвержденной МЧС РФ приказом от 10.07.2009 г. № 404 (с изм. от 14.12.2010 г.) в образовании газопаровоздушного облака принимают участие газы и пары тяжелее воздуха. При дегазации нефти составляющие попутного газа, которые легче воздуха (метан, азот, гелий, углекислый газ), улетучиваются и во

Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №			

A-128-1821-АОР-ТЧ

Лист

18

взрыве участвовать не будут, их доля составляет 88,34 % об., плотность взрывоопасного газа составит 1,68 кг/м³.

Зависимость удельной величины выбросов углеводородов в атмосферу с поверхности разлива нефти плотностью 857,7 кг/м³ при температуре плюс 20 °С (среднемесячная температура воздуха самого жаркого месяца июля составляет 17,4 °С) от толщины слоя нефти приняты в соответствии с Таблицей П.4 «Методики определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах».

Время испарения до взрыва принято равным 3600 секунд. Масса паров нефти, испарившихся с поверхности разлива, за определенное время определяется как произведение площади пролива (м²) на удельную величину выбросов углеводородов в атмосферу с поверхности разлива нефти за соответствующее время испарения.

Данные для расчёта и результаты расчёта масса горючего вещества в облаке ТВС представлены в таблице 3.12.

Таблица 3.12 – Исходные данные и результаты расчёта масса горючего вещества в облаке ТВС

Участок трубопровода	Площадь пролива обводненной нефти, м ²	Толщина слоя нефти, м	Масса попутного газа, участвующего в формировании облака ТВС, кг	Масса паров нефти, испарившихся с поверхности пролива за 3600 секунд, кг	Масса горючего в облаке ТВС, кг
Нефтегазосборный трубопровод «Куст 6 - УДР ДНС Арчинское м/р»	194,2	0,072	397,3	100,1	497,4

Сведения о количествах опасных веществ участвующих в авариях и создании поражающих факторов приведены в таблице 3.13.

Таблица 3.13 – Сведения о количествах опасных веществ участвующих в авариях и создании поражающих факторов

Количество опасного вещества, участвующего в аварии, т	Количество опасного вещества участвующего в создании поражающих факторов, т		
	Наиболее вероятный сценарий Сз (загрязнение окружающей среды)	сценарий Сп* (тепловое излучение пожара пролива)	Наиболее опасный сценарий Св** (ударная волна при взрыве облака ТВС, высокотемпературные продукты сгорания облака ТВС)
Нефтегазосборный трубопровод «Куст 6 - УДР ДНС Арчинское м/р»			
11,99	11,99	11,99*	0,0497**
Примечания: * - принято, что в пожаре пролива может участвовать вся масса выброшенной нефти; ** - с учетом коэффициента участия горючего вещества во взрыве Z=0,1			

Взаим. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

A-128-1821-AOP-ТЧ

Лист

19

Изм. Коп.уч. Лист № док. Подп. Дата

3.7 Расчет зон поражения при авариях

Оценка последствий аварий при пожаре пролива

Оценку последствий аварий при пожаре выполним согласно ГОСТ Р 12.3.047-2012 (Приложение В) и Приложению к приказу МЧС РФ от 10 июля 2009 г. № 404 «Методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах».

Типичные предельно допустимые значения интенсивности теплового излучения для различных степеней поражения человека и материалов приведены в таблице 3.14.

Таблица 3.14 – Типичные предельно допустимые значения интенсивности теплового излучения для различных степеней поражения человека и материалов

Степень поражения	Типичные предельно допустимые значения интенсивности теплового излучения, кВт/м ²
Без негативных последствий в течение длительного времени	1,4
Безопасно для человека в брезентовой одежде	4,2
Непереносимая боль через 20 - 30 с. Ожог 1-й степени через 15 - 20 с. Ожог 2-й степени через 30 - 40 с. Воспламенение хлопка-волокна через 15 мин.	7,0
Непереносимая боль через 3 - 5 с. Ожог 1-й степени через 6 - 8 с. Ожог 2-й степени через 12 - 16 с	10,5
Воспламенение древесины с шероховатой поверхностью (влажность 12 %) при длительности облучения 15 мин	12,9
Воспламенение древесины, окрашенной масляной краской по строганой поверхности; воспламенение фанеры	17,0

Результаты расчета зон поражения при пожаре пролива на проектируемом объекте сведены в таблицу 3.15.

Таблица 3.15 – Результаты расчета зон поражения при пожаре пролива на проектируемом объекте (сценарий Сп)

Участок проектируемого нефтепровода	Площадь пролива, м ²	Радиус пролива, м	Интенсивность теплового излучения, кВт/м ²					
			1,4	4,2	7,0	10,5	12,9	17,0
			Расстояние от центра пролива, м					
Нефтегазосборный трубопровод «Куст 6 - УДР ДНС Арчинское м/р»	194,2	7,86	50,0	28,1	20,7	15,6	13,4	10,7

Расчеты условной вероятности поражения людей при пожаре пролива, выполненные согласно Приложению к приказу МЧС РФ от 10 июля 2009 г. № 404 «Методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных

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

Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	A-128-1821-АОР-ТЧ	Лист
							20

объектах» показывают, что при адекватном поведении человека (убегание от очага горения) условная вероятность поражения человека за пределами пролива равна нулю. Опасность представляет зона горения.

Расчет радиусов взрывоопасных концентраций

Расчет радиусов зон взрывоопасных концентраций выполним согласно ГОСТ Р 12.3.047-2012 (Приложение Б) и Приложению к приказу МЧС РФ от 10 июля 2009 г. № 404 «Методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах», исходя из следующих значений:

- НКПР для паров нефти 0,83 %.
- плотность паров нефти 4,1 кг/м³.
- НКПР для ПНГ 3,3 %.
- плотность ПНГ 1,68 кг/м³.

Результаты расчета радиусов взрывоопасных концентраций приведены в таблице 3.16.

Таблица 3.16 – Результаты расчета радиусов взрывоопасных концентраций

Участок проектируемого нефтепровода	Радиусы зоны взрывоопасных концентраций для ГГ, м	Радиусы зоны взрывоопасных концентраций для паров ЛВЖ, м
Нефтегазосборный трубопровод «Куст 6 - УДР ДНС Арчинское м/р»	31,94	23,45

Оценка последствий аварий при взрыве облака ТВС

Оценку последствий аварий при взрыве облака ТВС выполним согласно ГОСТ Р 12.3.047-2012 (Приложение Е) и Приложению к приказу МЧС РФ от 10 июля 2009 г. № 404 «Методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах».

Критерии поражения избыточным давлением при взрыве облака ТВС приведены в таблице 3.17.

Таблица 3.17 – Критерии поражения избыточным давлением при взрыве облака ТВС

Степень поражения	Избыточное давление, кПа
Полное разрушение зданий	100
50%-ное разрушение зданий	53
Средние повреждения зданий	28
Умеренные повреждения зданий (повреждение внутренних перегородок, рам, дверей и т.п.)	12

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

A-128-1821-AOP-ТЧ

Лист

21

Степень поражения	Избыточное давление, кПа
Нижний порог повреждения человека волной давления	5
Малые повреждения (разбита часть остекления)	3

Данные для расчета зон поражения при взрыве облака ТВС:

- вещество – пары нефти, попутный газ;
- теплота сгорания 44000 кДж/кг;
- класс вещества – 2;
- класс пространства – IV;
- положение облака – на земле;
- коэффициент участия во взрыве 0,1;
- облако ТВС – газовое.

Результаты расчётов зон опасного избыточного давления ударной волны взрыва при авариях на проектируемом объекте приведены в таблице 3.18.

Таблица 3.18 – Результаты расчётов зон опасного избыточного давления ударной волны взрыва при авариях на проектируемом объекте (Сценарий Св)

Участок проектируемого нефтепровода	Масса горючего в облаке ТВС, кг	Избыточное давление, кПа					
		100	53	28	12	5	3
Нефтегазосборный трубопровод «Куст 6 - УДР ДНС Арчинское м/р»	497,4	-*	-*	23,24	66,27	168,52	285,06
*- в случае взрыва облака ТВС максимальное значение давления во фронте ударной волны составит 36,8 кПа.							

Радиус воздействия высокотемпературных продуктов сгорания паровоздушного облака определяется по формуле ПЗ.67 Приложения к приказу МЧС РФ от 10 июля 2009 г. № 404 «Методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах» и по ГОСТ Р 12.3.047-2012 (Приложение Б).

Результаты расчетов радиусов воздействия высокотемпературных продуктов сгорания при пожаре-вспышке приведены в таблице 3.19.

Таблица 3.19 – Размеры зон воздействия высокотемпературных продуктов сгорания паровоздушного облака

Участок проектируемого нефтепровода	Радиус воздействия высокотемпературных продуктов сгорания паровоздушного облака (для ГГ), м	Радиус воздействия высокотемпературных продуктов сгорания паровоздушного облака (для паров ЛВЖ), м
Нефтегазосборный трубопровод «Куст 6 - УДР ДНС Арчинское м/р»	38,33	28,13

Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

В соответствии с РД-13.020.00-КТН-148-11 (Приложение Г, п.Г.8) при использовании пробит-функций в качестве зон 100 % поражения принимаются зоны поражения, где значение пробит-функции достигают величины, соответствующей вероятности 90 %. В качестве зон безопасных с точки зрения воздействия поражающих факторов принимается зоны поражения, где значение пробит-функций достигают величины, соответствующей вероятности 1 %.

В соответствии с Приложением 4 Приложения к приказу МЧС РФ от 10 июля 2009 г. № 404 «Методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах» расчетные формулы условных вероятностей поражения людей вне зданий и людей внутри зданий имеют различный вид.

Расчеты условной вероятности поражения ударной волной человека вне зданий показывают, что их гибель не прогнозируется (условная вероятность равна нулю). Однако гибель человека вне здания возможна от воздействия высокотемпературных продуктов сгорания паровоздушного облака. Условная вероятность поражения человека в пределах зоны воздействия высокотемпературных продуктов сгорания паровоздушного облака равна единице (100 %).

Расчеты условных вероятностей тяжелых разрушений зданий и поражения людей, находящихся в зданиях показывают, что при взрыве облака ТВС условная вероятность 100 % не достигается и размер зоны 100 % поражения принят равным радиусу воздействия высокотемпературных продуктов сгорания паровоздушного облака.

Результаты расчета условной вероятности поражения людей в зданиях и вне зданий при взрыве облака ТВС (сгорании облака ТВС) приведены в таблице 3.20.

Таблица 3.20 – Результаты расчета условной вероятности поражения людей в зданиях и вне зданий при взрыве облака ТВС (сгорании облака паровоздушного облака)

Участок проектируемого нефтепровода	Для людей в зданиях		Для людей вне зданий	
	Радиусы зон 1 % поражения, м	Радиусы зон 100 % поражения, м	Радиусы зон 1 % поражения, м	Радиусы зон 100 % поражения**, м
Нефтегазосборный трубопровод «Куст 6 - УДР ДНС Арчинское м/р»	85,27*	38,33	-*	38,33**
Примечания: * - поражение ударной волной не прогнозируется; ** - зона поражения высокотемпературными продуктами сгорания паровоздушного облака				

Зоны действия поражающих факторов при возможных аварийных ситуациях на объектах проектирования представлены в графической части тома (А-128-1821-ГОЧС-Ч-001).

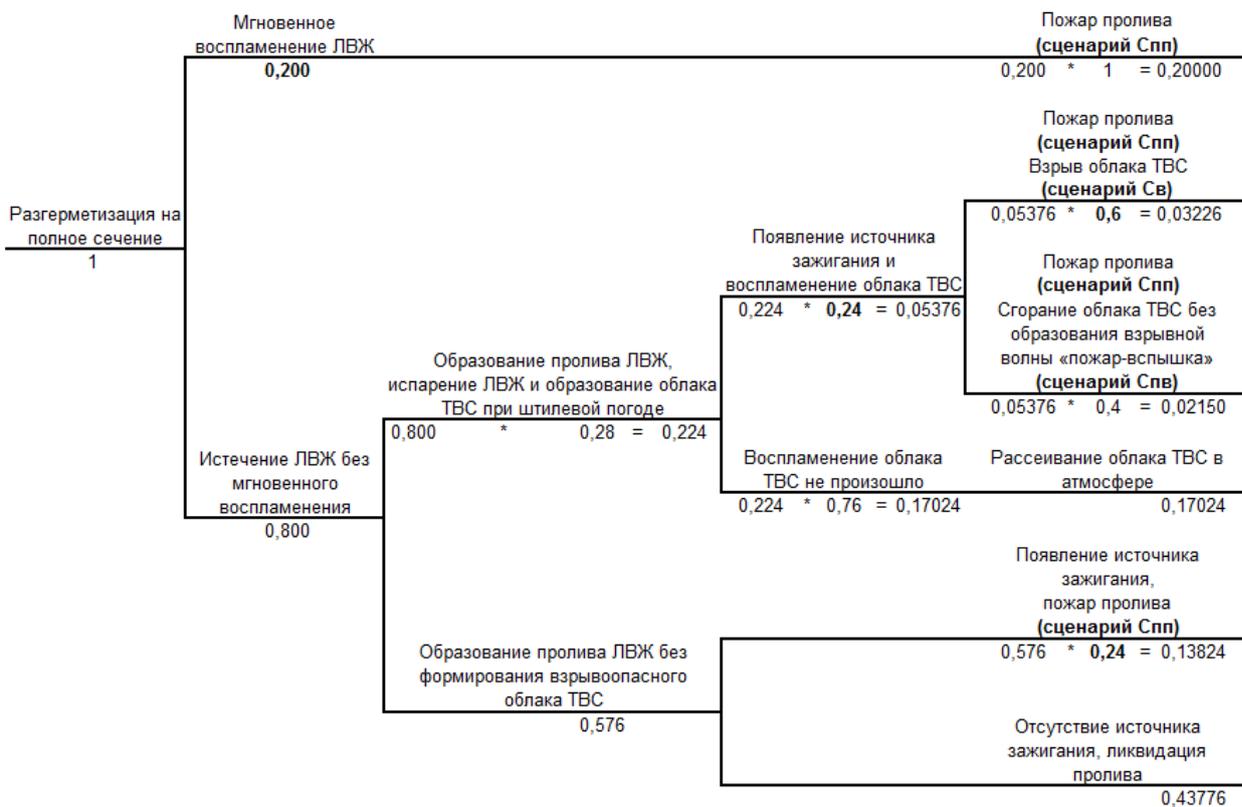
Инд. № подл.	
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	А-128-1821-АОР-ТЧ	Лист
							23

3.8 Оценка риска возникновения аварийных ситуаций

Оценку риска выполним в соответствии с «Методикой определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах» (с изм. от 14.12.2010 г.), утв. МЧС РФ приказом от 10 июля 2009 г. № 404.

Расчет вероятности возникновения взрыва выполнен с использованием метода анализа «дерева событий», который используется для анализа условий развития аварийной ситуации, в том числе оценки вероятности реализации поражающих факторов. Частота реализации каждого сценария аварии рассчитывается путем умножения частоты аварийной ситуации на вероятность конечного события. Цифрами указаны значения относительной вероятности возникновения события. «Дерево событий» приведено на рисунке 1.



Таким образом, получаем следующие условные вероятности взрыво- пожароопасных событий:

- пожар пролива (сценарий Спп):	0,39200
- взрыв (сценарий Св):	0,03226
- пожар-вспышка (сценарий Спв):	0,02150
- отсутствие воспламен., рассеивание паров	0,60800

Рисунок 1 – «Дерево событий» при разгерметизации проектируемого нефтепровода

Таким образом, получаем условные вероятности развития аварийных ситуаций:

- сценарий Спп (пожар пролива) 0,392;
- сценарий Св (взрыв облака ТВС) 0,03226;
- сценарий Спв (пожар-вспышка) 0,0215;
- сценарий С1 (отсутствие воспламенения, рассеивание паров) 0,608

Инд. № подл.	
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Таблица 3.22 – Результаты расчета потенциального риска на различных расстояниях от проектируемых участков нефтепроводов

Участок проектируемого нефтепровода	Расстояние от оси нефтепровода, м	Потенциальный риск, 1/год
Нефтегазосборный трубопровод «Куст 6 - УДР ДНС Арчинское м/р»	7,86	$0,190 \cdot 10^{-6}$
	38,33	$0,230 \cdot 10^{-7}$
	85,27	$0,138 \cdot 10^{-7}$

Индивидуальный риск поражения людей (таблица 3.23) определяется исходя из условной вероятности нахождения человека в опасной зоне и потенциального риска. Условная вероятность нахождения людей в зоне поражения определена на основе размеров опасной зоны, скорости движения и частоты пересечения опасного участка. Условную вероятность нахождения человека определим исходя из средней скорости передвижения 5 км/ч, частота обхода – 1 раз в сутки.

Таблица 3.23 – Расчет индивидуального риска при эксплуатации проектируемых трубопроводов

Категория людей	Участок проектируемого нефтепровода	Протяженность опасной зоны, км	Условная вероятность нахождения человека	Потенциальный риск*, 1/год	Индивидуальный риск, 1/год
Обслуживающий персонал проектируемого объекта, двигающийся вдоль трубопровода 7 раз в неделю со скоростью 5 км/час	Нефтегазосборный трубопровод «Куст 6 - УДР ДНС Арчинское м/р»	3743,78	0,0311	$0,918 \cdot 10^{-8}$	$0,285 \cdot 10^{-9}$

* - поражение взрывом не учитывается, т.к. обходчик находится на открытой территории, поражение от пожара пролива так же не учитывалось, т.к. при адекватном поведении вероятность поражения равна нулю

3.12 Сравнительный анализ рассчитанных показателей риска аварий на проектируемых объектах со среднестатистическими показателями риска техногенных происшествий и/или критериями приемлемого риска

Сравнительный анализ рассчитанных показателей риска аварий на проектируемых объектах со среднестатистическими показателями риска техногенных происшествий и/или критериями приемлемого риска показывает, что риски при эксплуатации проектируемых объектов являются приемлемыми.

Согласно матрицы "частота-тяжесть последствий" (см. таблицу 3.22) из Руководства по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах»

Взаим. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

A-128-1821-AOP-ТЧ

вероятность аварий на проектируемых объектах оценивается как «Возможное событие».

В таблице 3.24 буквенными индексами обозначены четыре уровня:

"А" - риск выше допустимого, требуется разработка дополнительных мер безопасности;

"В" - риск ниже допустимого при принятии дополнительных мер безопасности;

"С" - риск ниже допустимого при осуществлении контроля принятых мер безопасности;

"Д" - риск пренебрежимо мал, анализ и принятие мер безопасности не требуется.

Таблица 3.24 – Матрица "частота - тяжесть последствий"

Частота возникновения событий, год ⁻¹		Тяжесть последствий событий			
		Катастрофическое событие	Критическое событие	Некритическое событие	событие с пренебрежимо малыми последствиями
Частое событие	> 1	А	А	А	С
Вероятное событие	1 - 10 ⁻²	А	А	В	С
Возможное событие	10 ⁻² - 10 ⁻⁴	А	В	В	С
Редкое событие	10 ⁻⁴ - 10 ⁻⁶	А	В	С	Д
Практически невероятное событие	< 10 ⁻⁶	В	С	С	Д

Рекомендуемая градация событий по тяжести последствий:

- катастрофическое событие - приводит к нескольким смертельным исходам для персонала, полной потере объекта; невозможному ущербу окружающей среде;

- критическое событие - угрожает жизни людей, приводит к существенному ущербу имуществу и окружающей природной среде;

- некритическое событие - не угрожает жизни людей, возможны отдельные случаи травмирования людей, не приводит к существенному ущербу имуществу или окружающей среде;

- событие с пренебрежимо малыми последствиями - событие, не относящееся по своим последствиям ни к одной из первых трех категорий.

Аварии на проектируемом объекте могут угрожать жизни людей и оценивается как критическое событие.

Таким образом, отказы на проектируемом объекте оцениваются как отказ категории «С».

Взаим. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

А-128-1821-АОР-ТЧ

Лист

27

Рассчитанные величины индивидуальных рисков не превышают величины 10^{-6} (1/год) и согласно критериям можно отнести к области пренебрежимо малых рисков.

Согласно Таблице А.1 Приложения А ГОСТ Р 22.2.02-2015 «Менеджмент риска чрезвычайной ситуации» значение допустимого индивидуального риска по состоянию на 2013 год для Томской области составляет $1,47 \cdot 10^{-5}$ 1/год.

Значения фонового риска гибели людей на опасных производственных объектах в РФ, полученные с использованием официальных данных Ростехнадзора и Росстата за 2010-2015 годы: за последние пять лет средний индивидуальный риск гибели за год работников ОПО колебался от $4 \cdot 10^{-6}$ (в газодобыче) до $1,4 \cdot 10^{-3}$ (в производстве, хранении и применении взрывчатых веществ промышленного назначения).

На других производствах индивидуальный риск гибели работника достигал:

- в углепроме $8,6 \cdot 10^{-4}$ (1/год);
- в горнорудной и нерудной промышленности $1,4 \cdot 10^{-4}$ (1/год);
- в нефтедобыче $1,3 \cdot 10^{-4}$ (1/год);
- в нефтепереработке $7 \cdot 10^{-5}$ (1/год);
- в хим и нефтехимпроме $2,6 \cdot 10^{-5}$ (1/год);
- в металлургической пром-ти $2,1 \cdot 10^{-5}$ (1/год).

В качестве учитываемых событий принимаются во внимание в основном только случаи смертельного травмирования людей, непосредственно связанные с технологическими процессами.

Из представленных показателей видно, что показатели риска при реализации и эксплуатации проектируемого объекта ниже фоновых показателей риска гибели людей на опасных производственных объектах в России.

Рассчитанное значение индивидуального риска для персонала, обслуживающего проектируемый объект, не превышает 10^{-6} (1/год), риск при эксплуатации проектируемого объекта считается приемлемым.

Значения фонового риска гибели людей на опасных производственных объектах в РФ, полученные с использованием официальных данных Ростехнадзора и Росстата за 2010-2015 годы: за последние пять лет средний индивидуальный риск гибели за год работников ОПО колебался от $4 \cdot 10^{-6}$ (в газодобыче) до $1,4 \cdot 10^{-3}$ (в производстве, хранении и применении взрывчатых веществ промышленного назначения).

На других производствах индивидуальный риск гибели работника достигал:

- в углепроме $8,6 \cdot 10^{-4}$ (1/год);
- в горнорудной и нерудной промышленности $1,4 \cdot 10^{-4}$ (1/год);
- в нефтедобыче $1,3 \cdot 10^{-4}$ (1/год);
- в нефтепереработке $7 \cdot 10^{-5}$ (1/год);
- в хим. и нефтехимпроме $2,6 \cdot 10^{-5}$ (1/год);
- в металлургической промышленности $2,1 \cdot 10^{-5}$ (1/год).

В качестве учитываемых событий принимаются во внимание в основном только случаи смертельного травмирования людей, непосредственно связанные с технологическими процессами.

Из представленных показателей видно, что показатели риска при реализации и эксплуатации проектируемого объекта ниже фоновых показателей риска гибели людей на опасных производственных объектах в России.

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

Таким образом, весь период осуществления выплаты по случаю потери кормильца составит 168 месяцев.

Средний месячный заработок погибшего составлял 40 тыс.руб. Жена погибшего работает. Таким образом, размер ежемесячной выплаты на каждого ребенка составит $40 \times (1-2/4)/2=10$ тыс.руб.

Общая величина выплаты по случаю потери кормильца для одной семьи, составит: $Sp.k = 10000 \times 168 + 30000=1710000$ руб = 1710 тыс. руб.

При развитии аварийной ситуации на проектируемом объекте по наиболее опасному сценарию (в случае реализации сценария «пожар-вспышка») возможна гибель одного человека (обходчика).

При развитии аварийной ситуации развивающейся по наиболее вероятному сценарию гибель людей не прогнозируется.

Косвенный ущерб

Косвенный ущерб, вследствие аварии рекомендуется определять как сумму недополученной организацией прибыли, сумму израсходованной заработной платы и части условно-постоянных расходов (цеховых и общезаводских) за период аварии и восстановительных работ, убытков, вызванных уплатой различных неустоек, штрафов, пени и пр., а также убытки третьих лиц из-за недополученной прибыли.

Основная прибыль эксплуатирующей организации формируется за счет добычи нефти. При остановке проектируемого нефтепровода на период ремонта (сутки) остановка добычи нефти в эксплуатирующей организации не произойдет и существенного косвенного ущерба не прогнозируется.

Оценка возможного ущерба окружающей природной среде

Экологический ущерб от возможных аварий определялся в соответствии со следующими документами:

- РД-13.020.00-КТН-148-11. «Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах и нефтепродуктопроводах»;
- Постановлением Правительства Российской Федерации от 13.09.2016 г. № 913 «О ставках платы за негативное воздействие на окружающую среду и дополнительных коэффициентах»;
- «Методикой расчета выбросов вредных веществ в атмосферу при свободном горении нефти и нефтепродуктов»;
- «Методикой определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах».

Оценка ущерба природной среде в результате разгерметизации оборудования производилась по следующим составляющим:

- ущерб от загрязнения нефтью земель;
- ущерб от загрязнения атмосферного воздуха продуктами свободного испарения нефти;
- ущерб от загрязнения атмосферного воздуха продуктами сгорания нефти;
- ущерб от загрязнения водного объекта при разгерметизации проектируемого нефтепровода в месте пересечения с водотоком.

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

A-128-1821-AOP-ТЧ

Лист

30

Ущерб от загрязнения нефтью земель

Ущерб от загрязнения земель при порыве трубопровода рассчитан по формуле

$$Узем = C3 \cdot S \cdot Kг \cdot Kисх \cdot Тх,$$

где C3 – степень загрязнения;

S – площадь загрязненного участка, м²;

Kг – показатель в зависимости от глубины загрязнения или порчи почв;

Kисх – показатель в зависимости от категории земель и целевого назначения, на которой расположен загрязненный участок;

Тх – такса для исчисления размера вреда, причиненного почвам как объекту окружающей среды, при загрязнении почв, руб./м².

Показатель Kг рассчитывается в соответствии с фактической глубиной химического загрязнения или порчи почв. Глубина химического загрязнения почв нефтью, нефтепродуктами обычно не превышает 20 см. Kг принимается равным 1.

Показатель Kисх определяется исходя из категории загрязненных земель и их целевого назначения принят равным 1,5 как для облесенных территорий в составе земель всех категорий.

Такса для исчисления размера вреда, причиненного почвам как объекту окружающей среды (Тх), определяется в зависимости от принадлежности участка к почвенно-климатическим зонам и горным поясам принята равной 500 руб./м² как для зоны средней тайги.

Платежи за загрязнение атмосферы продуктами свободного испарения нефти и за выбросы загрязняющих веществ, образующихся при сгорании нефти, в атмосферу

Расчет ущерба за загрязнение атмосферы У_{атм}, руб., определяется по формуле:

$$У_{атм} = 5 \cdot \sum (M_i \cdot H_i)$$

где M_i – масса выброса одного загрязняющего вещества в атмосферу, т;

H_i – норматив платы за выброс одной тонны i-го загрязняющего вещества;

Для расчета ущерба приняты следующие ставки платы за 1 тонну загрязняющих веществ (на 2017 г.).

При испарении нефти: углеводороды предельные (C1-C5) – 108 руб./т.

При сгорании нефти:

- азота диоксид – 138,8 руб./т,
- водород цианистый – 574,4 руб./т,
- сероводород – 686,2 руб./т,
- серы диоксид – 45,4 руб./т,
- углерода оксид – 1,6 руб./т,
- формальдегид – 1823,6 руб./т,
- кислота уксусная – 93,5руб./т.

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	A-128-1821-AOP-ТЧ	Лист
							31

Ущерб от загрязнения нефти и нефтепродуктов водных объектов

Расчет ущерба от загрязнения водных объектов при авариях выполняется по формуле:

$$Y_{\text{вод.}} = 5 \cdot N_{\text{б.в.}} \cdot M_y$$

где $N_{\text{б.в.}}$ – базовый норматив платы за сброс одной тонны нефтепродукта в поверхностный водный объект, принимается равным 14711,7 руб /т;

M_y – масса нефтепродукта, попавшая в водный объект.

Учитывая, что трубопровод проложен через речку в футляре, масса нефти попавшей в водный объект принята равной 10% от общей массы нефти.

Результаты расчета экологического ущерба при аварии на проектируемом нефтепроводе представлены в таблице 3.25.

Таблица 3.25 – Результаты расчета экологического ущерба при аварии на проектируемом нефтепроводе

Участок проектируемого нефтепровода	Ущерб земле, тыс.руб	Ущерб атмосфере, тыс.руб	Ущерб водным объектам, тыс. руб.	Экологический ущерб, тыс. руб
Наиболее вероятный сценарий (без воспламенения нефти)				
Нефтегазосборный трубопровод «Куст 6 - УДР ДНС Арчинское м/р»	873,900	0,539	88,197	962,636
Наиболее опасный сценарий (взрыв облака ТВС, сгорание нефти)				
Нефтегазосборный трубопровод «Куст 6 - УДР ДНС Арчинское м/р»	873,900	0,947	88,197	963,044

Потери от выбытия трудовых ресурсов в результате гибели людей или потери ими трудоспособности

Из расчета номинального объема произведенного ВВП в 1-м квартале 2017 г. 18 трлн. 561 млрд. руб. в текущих ценах и числа работающего населения 87 млн. человек потери при выбытии трудовых ресурсов в результате гибели одного работающего составят: $6000 \times (18,561 \cdot 10^{12} / 87 \cdot 10^6) / (52/4 \times 5) = 19,7 \cdot 10^6$ руб.

При развитии аварийной ситуации развивающейся по наиболее вероятному сценарию гибель людей не прогнозируется.

Результаты расчета ущерба при аварии на проектируемом объекте приведены в таблице 3.26.

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	A-128-1821-AOP-ТЧ	
							32

Таблица 3.26 – Сводная таблица по оценке ущерба от аварии на проектируемом объекте

Участок проектируемого нефтепровода	Прямой ущерб, тыс. руб	Расходы на ликвидацию (локализацию) аварии, тыс. руб	Социально-экономические потери, тыс. руб	Косвенный ущерб, тыс. руб	Экологический ущерб, тыс. руб	Потери от выбытия трудовых ресурсов, тыс. руб	ИТОГО, тыс. руб
Наиболее вероятный сценарий (без воспламенения нефти)							
Нефтегазосборный трубопровод «Куст 6 - УДР ДНС Арчинское м/р»	467,985	46,799	-	-	962,636	-	1477,420
Наиболее опасный сценарий (взрыв облака ТВС, сгорание нефти)							
Нефтегазосборный трубопровод «Куст 6 - УДР ДНС Арчинское м/р»	629,850	62,985	1710	-	963,044	19700	23065,87 9

3.14 Проектные решения по предупреждению ЧС, возникающих в результате возможных аварий на объекте строительства

Проектной документацией предусматривается подземная прокладка трубопровода с учетом рельефа местности.

Выкидные, нефтесборные трубопроводы приняты из стальных бесшовных нефтегазопроводных труб повышенной эксплуатационной надежности из стали марки 09Г2С (K52) по ТУ 1317-006.1-593377520-2003.

Высоконапорные водоводы приняты из стальных бесшовных нефтегазопроводных труб повышенной эксплуатационной надежности из стали марки 13ХФА (K52) по ТУ 1317-006.1-593377520-2003.

Трубопроводы подачи реагента из СУДР приняты из стальных бесшовных горячедеформированных труб повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости из стали марки 09Г2С по ГОСТ 8732-78 группы В по ГОСТ 8731-74 диаметром 22х4.

В процессе строительства возможна замена труб, предусмотренных ПСД, на альтернативные трубы:

- для нефтесборного трубопровода – из стали марок 08ХФМЧБА, 08ХМФЧА, 08ХМФА, класс прочности не менее K52;

- для высоконапорного водовода, выкидных трубопроводов, трубопровода отработки нагнетательной скважины на нефть, трубопровода противопожарного забора воды - из стали марок 08ХФМЧБА, 08ХМФЧА, 08ХМФА, класс прочности не менее K52.

Соединительные детали стальных трубопроводов системы нефтесбора выполняются из сталей, аналогичных материалу труб, применяемых в проекте. Детали трубопроводов приняты по ТУ 1469-013-13799654-2008.

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	A-128-1821-АОР-ТЧ	Лист
							33

Соединительные детали для высоконапорного водовода выполняются из материала, аналогичного материалу водовода – стали 13ХФА (К52), отводы, тройники и переходы по ТУ 1469-013-13799654-2008.

Все применяемые трубы и соединительные детали имеют сертификаты соответствия требованиям промышленной безопасности и пожарной безопасности, разрешение на применение данного оборудования на опасном производственном объекте, выданное Ростехнадзором России.

Трубы должны быть испытаны на заводе-изготовителе пробным гидравлическим давлением и иметь указание в сертификате о величине пробного давления.

Защита от коррозии

Защита трубопроводов от подземной коррозии осуществляется антикоррозионной изоляцией в соответствии с требованиями СП 34-116-97, ГОСТ Р 51164-98, ВСН 008-88.

Для защиты нефтесборных трубопроводов от коррозии проектом предусматривается применение труб повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости и эксплуатационной надежности с наружным изоляционным покрытием из экструдированного полиэтилена.

Для контроля за коррозионным состоянием и эффективностью защиты от внутренней коррозии нефтесборного трубопровода предусматривается установка узлов контроля коррозии «Монитор-УКК-СТ», с датчиками для электрохимических коррозионных исследований при определении эффективности применяемых мер защиты. Кроме того, исполнение узлов контроля коррозии предусматривает пробоотборное устройство для анализа состава жидкости и остаточного содержания ингибитора. Установка УКК предусматривается на проектируемом нефтесборном трубопроводе в конце трассы.

Прокладка трубопровода

Проектной документацией предусматривается подземная прокладка трубопроводов с учетом рельефа местности.

Глубина прокладки нефтесборного трубопровода принята ниже сезонного промерзания грунтов: для глин и суглинков – 2,05 м; для супесей и песков мелких – 2,5 м; для торфов – 0,8 м. Таким образом температура грунта не опускается ниже 0 °С. Так как температура застывания нефти +13,0 °С, для нефтесборного трубопровода был выполнен расчёт изменения температуры по длине трубопровода.

При пересечении трубопроводов с подземными инженерными коммуникациями расстояние между ними в свету принимается согласно требованиям действующих нормативных документов, а также технических условий заинтересованных организаций.

Пересечения с подземными коммуникациями и ВЛ

Проектируемый нефтесборный трубопровод пересекает подземные существующие коммуникации и ВЛ.

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

Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	A-128-1821-АОР-ТЧ

Прокладка трубопроводов на участках пересечений с существующими подземными коммуникациями осуществляется методом протаскивания.

Разработка траншеи в местах пересечения с подземными коммуникациями производится вручную без применения ударных механизмов на расстоянии не менее 2 м в обе стороны от наружной образующей стенки трубы.

При производстве работ на пересечениях трубопроводов с линиями электропередачи в пределах охранной зоны ВЛ работы ведутся вручную с соблюдением требований правил электробезопасности.

При пересечении воздушных линий электропередачи расстояние от оси подземного трубопровода до подземной части фундамента опор ВЛ 10 кВ принято не менее 5 м согласно таблицы 2.5.40 ПУЭ седьмого издания. При этом трубопровод согласно требований ООО «Газпромнефть Восток» заключается в защитный футляр на расстоянии для ВЛ 6 кВ – по 10 метров от крайнего провода в каждую сторону.

Защитные футляры приняты из труб общего назначения по ГОСТ 10705-80/09Г2С ГОСТ 10704-91 с двухслойным наружным антикоррозионным покрытием по ГОСТ 51164-98.

Для обеспечения защиты от сползания с торца защитного футляра и повреждения манжеты грунтом при засыпке и эксплуатации трубопроводов устанавливается защитное укрытие герметизирующей манжеты.

При прокладке трубопроводов в охранной зоне существующих трубопроводов должны присутствовать представители всех организаций, эксплуатирующих существующие коммуникации.

Пересечения с автомобильными дорогами

Согласно п.7.32 СП 34-116-97 участки трубопроводов, прокладываемых на переходах через автомобильные дороги всех категорий с усовершенствованным покрытием капитального и облегченного типов, должны предусматриваться в защитном футляре (кожухе) из стальных труб, диаметр которых определяется из условия производства работ и конструкции переходов.

Концы футляров, устанавливаемые на участках переходов трубопроводов через автомобильные дороги не имеющих капитального и облегченного типов покрытия должны выводиться на расстояние не менее 5 м от бровки земляного полотна.

В соответствии с СП 34-116-97, РД 39-132-94 заглубление промыслового трубопровода, прокладываемого под автодорогами – не менее 1,4 м от верха покрытия дороги до верхней образующей защитного кожуха.

Протаскивание трубопровода в кожух предусматривается с применением опорно-направляющих колец по ТУ 1469-001-53597015-2001, устанавливаемых на однослойный скальный лист (ТУ 4834-004-17179339-2003).

Оба конца кожуха герметизируются резиновыми манжетами с маслбензостойким покрытием по ТУ 2531-002-53597015-01.

Пересечения с водными преградами

Трасса проектируемого нефтесборного трубопровода «куст №6 – УДР ДНС Арчинское м/р» пересекает р. Тунжик шириной 7 м. и ручей без названия. Проектная

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	A-128-1821-АОР-ТЧ	Лист
							35

отметка верха трубопроводов предусматривается на 0,5 м ниже прогнозируемого предельного профиля размыва русла рек, определенного на основании инженерных изысканий с учетом возможных деформаций русла в течение 25 лет после окончания строительства перехода, но не менее 1 м от естественных отметок дна водоема, согласно СП 34-116-97, п. 7.5.

Прокладка трубопроводов через водные преграды предусматривается в стальном защитном футляре (диаметр футляра не менее чем на 200 мм больше диаметра основного трубопровода).

Прокладка трубопроводов по берегам водоемов предусматривается открытым способом в зимнее время после замерзания верхнего почвенного слоя.

Для исключения разрушения берегов подготовительные и строительные работы выполняются после установления снежного покрова и промерзания слоя сезонного протаивания на глубину, исключаящую разрушение мохово-растительного покрова строительной техникой (0,2–0,3 м). После завершения монтажа трубопроводов производятся берегоукрепительные работы.

Опознавательная окраска

После монтажа, испытания, нанесения антикоррозионного покрытия и теплоизоляции надземных участков трубопроводов и оборудования выполняется оформление знаков, аншлагов, указателей трубопроводов и запорной арматуры согласно ГОСТ 14202-69.

На покровный слой теплоизоляции наносится опознавательная окраска: грунтовка в 1 слой и краска в 2 слоя. Цвет эмали в соответствии с опознавательной окраской по ГОСТ 14202. Эмаль наносится кольцами, ширина кольца – не менее 4 условных диаметров трубопровода.

Испытания трубопроводов

Трубопроводы перед вводом в эксплуатацию должны быть очищены, испытаны на прочность и проверены на герметичность в соответствии с требованиями СП 34-116-97, ВСН 005-88, ВСН 011-88.

Испытание трубопровода на прочность выполняется гидравлическим способом. Величину испытательного давления принять согласно таблицы 43 СП 34-116-97. Работы по испытанию выполнить в 2 этапа.

Согласно техническому заданию проектом предусмотрено два метода испытания: пневматическое и гидравлическое. В сметной документации отражен наиболее затратный вариант.

Предварительному гидравлическому испытанию подлежат следующие участки нефтесборных трубопроводов:

- переходы через водные преграды, несудоходные шириной зеркала воды в межень до 25 м в русловой части $R_{исп}=1,25P_{раб}$ ($P_{раб}=4,0$ МПа), время выдержки 12 часов;
- участки протяженностью 1000 м от границ горизонта высоких вод 10% обеспеченности, $R_{исп}=1,25P_{раб}$ ($P_{раб}=4,0$ МПа), время выдержки 12 часов;
- узлы запорной арматуры, до укладки или крепления на опорах, $R_{исп}=1,25P_{раб}$ ($P_{раб}=4,0$ МПа), время выдержки 6 часов;

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

Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

A-128-1821-AOP-ТЧ

- пересечения с подземными коммуникациями и на участках трубопроводов по 20 м по обе стороны пересекаемой коммуникации до укладки, $R_{исп}=1,5R_{раб}$ ($R_{раб}=4,0$ МПа) продолжительностью – 6 часов;

- переходы через автомобильные дороги, включая участки по обе стороны дороги длиной 25 м каждый от подошвы насыпи или бровки выемки земляного полотна дороги - $R_{исп}=1,5R_{раб}$ ($R_{раб}=4,0$ МПа), время выдержки 6 часов;

- пересечения с ВЛ 6 кВ, первый этап - $R_{исп}=1,5R_{раб}$ ($R_{раб}=4,0$ МПа), время выдержки 6 часов;

Проверку на герметичность участков или трубопроводов в целом произвести после испытания на прочность путем снижения давления до максимального рабочего $R_{раб}$ и его выдержки в течение времени, необходимого для осмотра трассы, но не менее 12 часов.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист			
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	A-128-1821-АОР-ТЧ	37

4 ВЫВОДЫ

Проектные решения, принятые в проектной документации, обеспечивают достаточно высокую надежность и возможность безаварийной эксплуатации объектов при условии:

- соблюдения проектных решений при строительстве;
- качественного выполнения строительно-монтажных работ;
- осуществления постоянного контроля за состоянием оборудования, трубопроводов, арматуры, окружающей среды, своевременного проведения профилактических работ, диагностики, ревизии, капитальных ремонтов и замены трубопроводов при эксплуатации;
- соблюдения правил и требований промышленной и пожарной безопасности.

Населенные пункты в случае аварии на проектируемых объектах в зоны действия ударной волны взрыва, где возможна гибель людей, не попадают.

Значение индивидуального риска для персонала, обслуживающего проектируемый объект, не превышает 10^{-6} (1/год), риск при эксплуатации проектируемого объекта считается приемлемым.

Показатели риска при реализации и эксплуатации проектируемого объекта ниже фоновых показателей риска гибели людей на опасных производственных объектах в России.

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

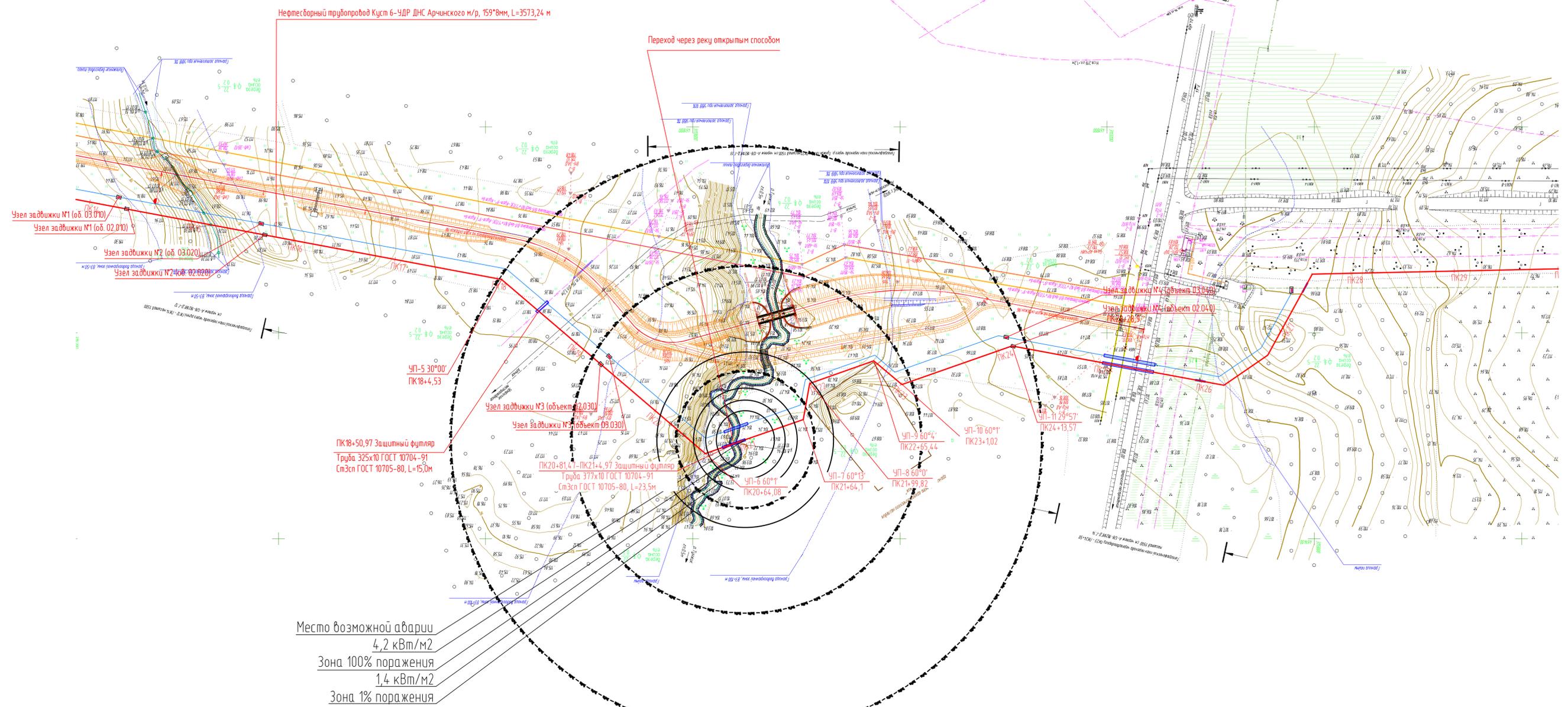
Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

A-128-1821-AOP-ТЧ

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ

- Федеральный закон от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;
- ГОСТ 12.1.004-91*. Пожарная безопасность. Общие требования;
- ГОСТ 12.1.010-76*. ССБТ. Взрывобезопасность;
- ГОСТ Р 12.3.047-2012. ССБТ. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля;
- Руководство по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах»;
- Руководством по безопасности «Методика анализа риска аварий на опасных производственных объектах нефтегазодобычи»;
- СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности;
- СП 131.1330.2012. Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99;
- РД 03-496-02. Методические рекомендации по оценке ущерба от аварий на опасных производственных объектах;
- РД-13.020.00-КТН-148-11. Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах и нефтепродуктопроводах;
- Методика определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах, утв. Минтопэнерго РФ 01.11.95 г.;
- Методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах (с изм. от 14.12.2010 г.), утв. МЧС РФ приказом от 10.07.2009 г. № 404;

Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	А-128-1821-АОР-ТЧ	Лист
							39



Место возможной аварии
4,2 кВт/м2
Зона 100% поражения
1,4 кВт/м2
Зона 1% поражения

При авариях на проектируемом объекте развитие аварийной ситуации может происходить по одному из следующих сценариев:

- сценарий Сз – разгерметизация проектируемого нефтепровода -> разлив нефти по земной (водной) поверхности без воспламенения нефти -> испарение нефти -> загрязнение окружающей среды;
- сценарий Сп – разгерметизация проектируемого нефтепровода -> разлив нефти по земной (водной) поверхности -> испарение нефти -> рассеивание горючих газов и паров нефти -> появление источника зажигания -> пожар пролива;
- сценарий Св – разгерметизация проектируемого нефтепровода -> разлив нефти по земной (водной) поверхности -> испарение нефти -> образование взрывоопасного облака ТВС -> появление источника зажигания -> взрыв образовавшегося облака топливно-воздушной смеси (ТВС).

Результаты расчета зон поражения при пожаре пролива на проектируемом объекте

Степень поражения	Интенсивность теплового излучения, кВт/м ²	Расстояние, м
Нефтегазоборный трубопровод «Куст 6 - УДР ДНС Арчинское м/р»		
Без негативных последствий в течение длительного времени	1,4	50,0
Безопасно для человека	4	28,9
Безопасно для человека в брезентовой одежде	4,2	28,1
- 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	20,7
- Непереносимая боль через 3—5 с - Ожог 1-й степени через 6—8 с - Ожог 2-й степени через 12—16 с - Обгорание краски окрашенных металлических поверхностей - Обугливание деревянных конструкций - загорание резины, одежды, ткани	10,5	15,6
Воспламенение древесины с шероховатой поверхностью (влажность 12 %) при длительности облучения 15 мин	12,9	13,4
Воспламенение древесины, окрашенной масляной краской по струганой поверхности, воспламенение фанеры	17	10,7

Результаты расчетов зон опасного избыточного давления ударной волны взрыва при авариях на трубопроводе (Сценарий Св)

Участок проектируемого нефтепровода	Масса горючего в облаке ТВС, кг	Избыточное давление, кПа					
		100	53	28	12	5	3
Нефтегазоборный трубопровод «Куст 6 - УДР ДНС Арчинское м/р»	497,4	max P=36,8 кПа	max P=36,8 кПа	23,24	66,27	168,52	285,06

Результаты расчета условной вероятности поражения людей в зданиях и вне зданий при взрыве облака ТВС (сгорании облака паровоздушного облака)

Участок проектируемого нефтепровода	Для людей в зданиях		Для людей вне зданий	
	Радиусы зон 1 % поражения, м	Радиусы зон 100 % поражения, м	Радиусы зон 1 % поражения, м	Радиусы зон 100 % поражения**, м
Нефтегазоборный трубопровод «Куст 6 - УДР ДНС Арчинское м/р»	85,27	38,33**	-	38,33**

Ближайшие населенные пункты расположены за пределами расчетных зон возможного ударного и теплового воздействия при авариях на проектируемом объекте. Поражение людей н/в населенных пунктах при авариях на трубопроводе не прогнозируется.

A-128-1821-AOP-Ч-001				
2	-	Зам	02-19	16.01.19
1	-	Все	26-18	1.09.18
Изм.	Колуч	Лист	№жк	Подпись
Разраб.	Тутубалдина			2.11.17
Проб.	Адельгильдина			2.11.17
Нач. отд.	Дубровских			2.11.17
Н. контр.	Адельгильдина			2.11.17
ГИП	Кашаев			2.11.17
Обустройство Арчинского месторождения. Куст скважин №6. Корректировка.				
Зоны действия поражающих факторов при авариях на проектируемом объекте (1:2000)				
			Станд	Лист
			П	1
000 Пв "Уралнефтегазпроект"				
Формат А3х4				

Содержание
Лист
Имя, И. подл.
Время лист. N
Получить и дата