

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ
ПАО «СУРГУТНЕФТЕГАЗ»

**Сургутский
научно-исследовательский и проектный институт
«СургутНИПИнефть»
структурное подразделение**

Заказчик - НГДУ «Сургутнефть»

**СТАНЦИЯ НЕФТЕНАСОСНАЯ ДОЖИМНАЯ С УПСВ.
ТУКАНСКИЙ УЧАСТОК НЕДР**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 13. Иная документация в случаях, предусмотренных
законодательными и иными нормативными правовыми актами Российской
Федерации

Часть 1. Промышленная безопасность. Оценка риска

17342-ОР

Том 13.1

2023

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ
ПАО «СУРГУТНЕФТЕГАЗ»

**Сургутский
научно-исследовательский и проектный институт
«СургутНИПИнефть»
структурное подразделение**

**СТАНЦИЯ НЕФТЕНАСОСНАЯ ДОЖИМНАЯ С УПСВ.
ТУКАНСКИЙ УЧАСТОК НЕДР**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

**Раздел 13. Иная документация в случаях, предусмотренных
законодательными и иными нормативными правовыми актами Российской
Федерации**

Часть 1. Промышленная безопасность. Оценка риска

17342-ОР

Том 13.1

Инв. № подл.	Взам. инв. №
1021900	
Подп. и дата	

Главный инженер

14.03.2023

А.П.Пестряков

Главный инженер проекта

14.03.2023

И.М.Стукалов

2023

Обозначение	Наименование	Примечание
17342-ОР-С	Содержание тома 13.1	2
17342-ОР.ТЧ	Текстовая часть	3
Общее количество листов документов, включенных в том		73

Инв. № подл.	1021900	Подп. и дата						Взам. инв. №					
								Общее количество листов документов, 73					
								включенных в том					

Оглавление

1	АННОТАЦИЯ	6
1.1	Основание для разработки проектной документации	6
1.2	Сведения о функциональном назначении объекта	6
2	ЗАДАЧИ И ЦЕЛИ ПРОВОДИМОГО АНАЛИЗА РИСКА	7
2.1	Задачи проводимого анализа риска	7
2.2	Цели проводимого анализа риска	7
3	ОПИСАНИЕ РАССМАТРИВАЕМОГО ОБЪЕКТА	8
3.1	Основные технологические решения	8
3.2	Природно-климатические условия района расположения объекта	18
4	МЕТОДОЛОГИЯ АНАЛИЗА	19
4.1	Описание используемых методов и методик анализа, моделей сценариев аварий и обоснование их применения	19
4.2	Исходные предположения и ограничения, определяющие пределы анализа риска	20
4.2.1	Допущения, принятые по исходным данным	20
4.2.1.1	Допущения, принятые по экономическим соображениям	20
4.2.2	Допущения, принятые по метеоусловиям	20
4.2.3	Допущения, принятые по используемым моделям сценариев аварий	21
5	ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ	22
5.1	Исходные данные и их источники	22
5.1.1	Сведения об опасных веществах	22
5.1.2	Технологические сооружения объекта	23
5.2	Критерии приемлемого риска	28

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

1021900

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Солтык			14.03.23
Пров.		Аристова			14.03.23
Нач. отд.		Ващук			14.03.23
Н. контр.		Ильин			14.03.23
ГИП		Стукалов			14.03.23

17342-ОР.ТЧ

Текстовая часть

Стадия	Лист	Листов
П	1	72
ПАО «Сургутнефтегаз» «СургутНИПИнефть»		

5.2.1	Определение необходимых критериев приемлемого риска	28
5.2.2	Сведения о произошедших авариях, инцидентах и их последствиях.....	28
6	ИДЕНТИФИКАЦИЯ ОПАСНОСТЕЙ И ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЕ ОЦЕНКИ РИСКА	36
6.1	Перечень нежелательных событий	36
6.2	Описание источников опасности, факторов риска, условий возникновения и развития нежелательных событий.....	37
6.3	Предварительные оценки опасности и риска	38
6.4	Идентификация опасностей	39
6.5	Выбор дальнейшего направления анализа риска	40
7	ОЦЕНКА РИСКА.....	41
7.1	Определение частот возникновения инициирующих и всех нежелательных событий	41
7.2	Оценка последствий возникновения нежелательных событий на сооружениях объекта.....	42
7.2.1	Пролив ЖФ ВПОВ из технологического оборудования с последующей ликвидацией аварии.....	42
7.2.2	Возникновение пожаров ЖФ ВПОВ на технологических сооружениях	43
7.2.3	Образование зоны загазованности ПВС с последующим её рассеянием	44
7.2.4	Взрывы паровоздушных смесей на технологических сооружениях	44
7.2.5	Пожар-вспышка облака НКПР (сгорание облака).....	45
8	ОБОБЩЕНИЕ ОЦЕНКИ РИСКА	47
8.1	Интегрирование показателей рисков	47
8.1.1	Частота реализации сценариев аварий	47
8.1.1	Построение изолиний распределения потенциального риска.....	49
8.1.2	Вычисление показателей рисков для объекта.....	49
8.1.3	Распределение сценариев аварий на объекте	50
8.2	Анализ неопределенностей результатов оценки риска	50
8.2.1	Идентификация источников неопределенностей	50

Изм. № подл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	8.1.1 Частота реализации сценариев аварий 47						
1021900			8.1.1 Построение изолиний распределения потенциального риска..... 49						
			8.1.2 Вычисление показателей рисков для объекта..... 49						
			8.1.3 Распределение сценариев аварий на объекте 50						
			8.2 Анализ неопределенностей результатов оценки риска 50						
			8.2.1 Идентификация источников неопределенностей 50						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ОР.ТЧ			Лист
									2

8.2.2	Оценка неопределенностей	51
8.2.2.1	По неполноте информации по надежности оборудования	51
8.2.2.2	По неполноте данных по «человеческому фактору»	51
8.2.2.3	По принятым предположениям и допущениям	51
8.3	Анализ соответствия критериям приемлемого риска	52
9	РЕКОМЕНДАЦИИ ПО УМЕНЬШЕНИЮ РИСКА	53
10	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	55
11	ПЕРЕЧЕНЬ ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ИНФОРМАЦИИ.....	56
	Приложение А (рекомендуемое) Рекомендации по снижению риска аварий (аварийных ситуаций) для наиболее опасных составных частей ОПО (оперативная часть).....	59
	Приложение Б (обязательное) Графические материалы	71

Инв. № подл. 1021900	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист 3
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ОР.ТЧ			

1 АННОТАЦИЯ

В данной книге рассматривается Раздел 13 «Иная документация в случаях, предусмотренных федеральными законами», Часть 1 «Промышленная безопасность. Оценка риска» проектной документации на объект «Станция нефтенасосная дожимная с УПСВ. Туканский участок недр».

Подраздел «Промышленная безопасность. Оценка риска» разработан специалистами отдела проектных работ по промышленной безопасности и гражданской обороне (ОПРПБиГО) Сургутского научно-исследовательского и проектного института «СургутНИПИнефть» ПАО «Сургутнефтегаз». В разработке раздела принимали участие:

Ващук А.В. – начальник отдела проектных работ по промышленной безопасности и гражданской обороне;

Ильин А.М. – главный специалист отдела проектных работ по промышленной безопасности и гражданской обороне;

Аристова С.В. - начальник группы «Промышленная безопасность. Оценка риска» отдела проектных работ по промышленной безопасности и гражданской обороне;

Солтык Я.С. – инженер I категории группы «Промышленная безопасность. Оценка риска» отдела проектных работ по промышленной безопасности и гражданской обороне.

1.1 Основание для разработки проектной документации

Проектная документация по объекту «Станция нефтенасосная дожимная с УПСВ. Туканский участок недр» разработана на основании:

- задания №10645 от 05.09.2022 г. на проектирование объекта «Станция нефтенасосная дожимная с УПСВ. Туканский участок недр», утвержденного начальником НГДУ «Сургутнефть» ПАО «Сургутнефтегаз» А.Ф.Зеновым;
- плана капитального строительства ПАО «Сургутнефтегаз» на 2023 год;
- программы обустройства Юганской группы месторождений. Группа 1 (Туканское, Западно-Туканское, Юганское месторождение), утвержденная 03.10.2022 генеральным директором ПАО «Сургутнефтегаз» В.Л.Богдановым;
- письма от 27.02.2023 «06-01-45-2817 с резолюцией главного инженера – первого заместителя генерального директора ПАО «Сургутнефтегаз» А.Н.Буланова;
- проекта пробной эксплуатации Туканского нефтяного месторождения, утвержденного ЦКР Роснедра по УВС Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации (протокол от 12.10.2018 №7298).

1.2 Сведения о функциональном назначении объекта

Дожимная насосная станция предназначена для предварительного сброса пластовой воды, разгазирования пластовой нефти и перекачки по нефтепроводу на УПН Южно-Нюрымского нефтяного месторождения.

Взам. инв. №		1.2 Сведения о функциональном назначении объекта							
Подп. и дата		Дожимная насосная станция предназначена для предварительного сброса пластовой воды, разгазирования пластовой нефти и перекачки по нефтепроводу на УПН Южно-Нюрымского нефтяного месторождения.							
Инв. № подл.	1021900								
		Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ОР.ТЧ	Лист
									4

2 ЗАДАЧИ И ЦЕЛИ ПРОВОДИМОГО АНАЛИЗА РИСКА

2.1 Задачи проводимого анализа риска

Основные задачи проводимого анализа риска аварий на рассматриваемом объекте заключаются в следующем:

- проведение идентификации опасностей аварий и оценки риска аварий с учетом воздействия поражающих факторов аварий;
- определение степени опасности аварий для выбора наиболее безопасных решений;
- обоснование организационных и технических мер безопасности;
- предоставление обоснованных рекомендаций по снижению риска аварий на опасном производственном объекте.

2.2 Цели проводимого анализа риска

Целью анализа риска рассматриваемого объекта является:

- выявление опасностей и априорная количественная оценка риска с учетом воздействия поражающих факторов аварии на персонал, население, имущество и окружающую среду;
- обеспечение информацией для разработки и совершенствования инструкций по эксплуатации и техническому обслуживанию, технологического регламента и планов мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на опасном производственном объекте;
- обеспечение учета результатов при анализе приемлемости предложенных решений в выборе оптимальных вариантов размещения объекта, применяемых технических устройств, зданий и сооружений опасного производственного объекта, включая особенности окружающей местности, расположение иных объектов и экономическую эффективность.

Инв. № подл.	1021900	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ОП.ТЧ				5

- тип: НГС I-1,0-2400-2;
- объем аппарата, м³: 50;
- рабочее давление, МПа: 1,0;
- производительность по жидкости, м³/час: 160 ÷ 800;
- климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69: ХЛ;
- срок службы, не менее, лет: 20

3) Сепаратор НГС (газосепаратор) (Г-1).

Газосепаратор предназначен для очистки попутного газа, выделившегося в сепараторах I степени, от капельной жидкости. Аппарат оборудован центробежными сепарационными элементами.

- тип: НГС II-1,6-2000-2-И;
- объем аппарата, м³: 25
- рабочее давление, МПа: 1,6;
- производительность по газу, нм³/час: 94400
- климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69: ХЛ;
- срок службы, не менее, лет: 20

4) Скруббер (Г-2).

Газосепаратор с центробежными сепарационными элементами предназначен для осушки топливного газа перед подачей его на собственные нужды.

- завод-изготовитель: «SIVALLS,Inc.» (в наличии)
- тип:
- объем аппарата, м³: 3,68;
- рабочее давление, МПа: 0,7;
- производительность по газу, нм³/час: 8500;
- климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69: ХЛ;
- срок службы, не менее, лет: 20

5) Резервуары хранения нефти (Р-1, 2).

Резервуар предназначен для хранения нефти.

Резервуары Р-1, Р-2 - вертикальные, цилиндрические. Тип стационарной крыши – коническая, каркасная (легкосбрасываемая конструкция). Резервуары оборудованы люками и патрубками в стенке и на кровле. Крышки люк-лазов снабжены поворотными устройствами. Ко всем люкам и местам обслуживания оборудования предусмотрены площадки обслуживания и лестницы. Крышки люк-лазов снабжены поворотными устройствами. Проектные величины внутреннего давления и вакуума обеспечиваются установленными на крыше резервуара дыхательными клапанами не примерзающими типа КДС-1500/500 (1раб.+1рез.). Клапаны работают как в режиме дыхательных, так и предохранительных клапанов. Уровень нефти в резервуаре контролируется сигнализаторами уровня, установленными на крыше (2 шт.). Пожарная безопасность обеспечивается

Инв. № подл.	1021900	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ОР.ТЧ				7

стационарной системой пенотушения с пеногенераторами ГПСС-600 в количестве 3 шт., кольцами для охлаждения резервуара при пожаре, пожарными извещателями. Для защиты от коррозии элементов металлоконструкций резервуаров. Срок службы защитных покрытий не менее 10 лет.

- тип: РВС-3000;
- полезный объем, м³: 2969;
- высота, м: 11,92;
- диаметр, м: 18,98
- срок службы, не менее, лет: 30

6) Резервуары очищенных стоков (РО-1, 2).

Резервуар предназначен для подготовки подтоварной воды до необходимых требований.

Резервуары РО-1, РО-2 - вертикальные, цилиндрические. Тип стационарной крыши – коническая, каркасная (легкосбрасываемая конструкция). Резервуары оборудованы люками и патрубками в стенке и на кровле. Крышки люк-лазов снабжены поворотными устройствами. Крышки люк-лазов снабжены поворотными устройствами. Ко всем люкам и местам обслуживания оборудования предусмотрены площадки обслуживания и лестницы. Крышки люк-лазов снабжены поворотными устройствами. Проектные величины внутреннего давления и вакуума обеспечиваются установленными на крыше резервуара дыхательными клапанами не примерзающими типа КДС-1500/500 (1раб.+1рез.). Клапаны работают как в режиме дыхательных, так и предохранительных клапанов. Уровень жидкости в резервуаре контролируется сигнализаторами уровня, установленными на крыше (2 шт.). Пожарная безопасность обеспечивается установленными пожарными извещателями.

Срок службы защитных покрытий не менее 10 лет.

- тип: РВС-3000;
- полезный объем, м³: 2969;
- высота, м: 11,92;
- диаметр, м: 18,98
- срок службы, не менее, лет: 30

7) Сепараторы трехфазные (УПСВ) Хитер-Тритер (ХТ-1/1, ХТ-1/2) I типа. Сепараторы трехфазные (УП) Хитер-Тритер (ХТ-2/1, ХТ-2/2, ХТ-2/3) II типа.

Трехфазный нефтегазоводоотделитель УПСВ – предназначен для предварительного сброса пластовой воды на ДНС с обводненностью до 10%. Трехфазный нефтегазоводоотделитель УП – предназначен для подготовки нефти в поле высокой напряженности с обводненностью не более 1%.

Проектной документацией предусматривается замена технологического оборудования импортного производства в блоках управления установок предварительного сброса воды (далее – УПСВ Хитер-Тритер) I и II типа, имеющего значительный процент износа, на аналогичные, имеющие соответствующие характеристики и присоединительные размеры, не нарушающие конструкцию УПСВ Хитер-Тритер, в соответствии с типовыми проектными решениями «Установка предварительного сброса воды Хитер-Тритер (тип I). Установка подготовки нефти

Инов. № подл.	1021900	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>Трехфазный нефтегазоводоотделитель УПСВ – предназначен для предварительного сброса пластовой воды на ДНС с обводненностью до 10%. Трехфазный нефтегазоводоотделитель УП – предназначен для подготовки нефти в поле высокой напряженности с обводненностью не более 1%.</p> <p>Проектной документацией предусматривается замена технологического оборудования импортного производства в блоках управления установок предварительного сброса воды (далее – УПСВ Хитер-Тритер) I и II типа, имеющего значительный процент износа, на аналогичные, имеющие соответствующие характеристики и присоединительные размеры, не нарушающие конструкцию УПСВ Хитер-Тритер, в соответствии с типовыми проектными решениями «Установка предварительного сброса воды Хитер-Тритер (тип I). Установка подготовки нефти</p>							
				17342-ОР.ТЧ						Лист	
										8	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата						

Хитер-Тритер (тип II). Техническое перевооружение. ПАО «Сургутнефтегаз» (шифр 18120) (далее – ТПР).

- тип:	Хитер-Тритер НТ-1040;	Хитер-Тритер НТ-1040;
- внутренний объем, м ³ :	74,6 (объем нефти – 56,4 м ³ , объем воды – 18,2 м ³)	74,6 (объем нефти – 56,4 м ³ , объем воды – 18,2 м ³)
- рабочее давление, МПа:	0,7;	0,7;
- производительность по жидкости, т/сут.:	до 10 000;	до 1 653;
- обводненность входной продукции, %	70 – 90	до 20
- обводненность выходной продукции, %	до 10,0	до 1,0
- производительность по нефти, т/сут.:	до 3000;	до 1 400;
- производительность по газу, н.м ³ /сут.:	до 136 000;	до 10 000;
- площадь жаровой трубы, м ²	32,9	32,9
- тепловая мощность, МВт:	2,015;	2,015;
- объем жидкой фазы, м ³ :	74,6;	74,6;
- напряжение высоковольтного трансформатора, кВ	-	до 25
- срок службы, не менее, лет:	20	20
блок управления:		
- длина	6000 мм	6000 мм
- ширина	3000 мм	3000 мм
- высота	3600 мм	3600 мм
- количество	2 шт.	3 шт.
климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69	ХЛ	ХЛ

8) Блок реагентный (БДР).

Для закачки реагентов в трубопровод обводненной нефти на вход ДНС, и на вход аппаратов «Хитер-Тритер» 2-го типа ХТ-2/1...ХТ-2/3 и дипрессатора или ингибитора коррозии в трубопровод нефти на выходе ДНС предусмотрена установка дозирования реагентов БДР.

- наименование:	БДР;
- тип насоса:	Плунжерный, типа НД
- производительность насоса, л/час (шт.):	16,0/16,0 - 2 шт;
- давление насоса, кгс/см ² (МПа):	100 (10,0 МПа);
- емкость хранения реагента, м ³ :	4 (внутренняя в БДР);
- количество расходных емкостей, шт.:	2 (внутренняя в БДР)
- объем расходных емкостей, м ³ :	0,4;
- климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69	ХЛ;
- срок службы, не менее, лет:	20.

Взам. инв. №		Подп. и дата		Инв. № подл.	1021900											Лист
																9
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата											

17342-ОР.ТЧ

Для разрушения водонефтяных эмульсий, поступающих на площадку ДНС с УПСВ, применяются реагенты-деэмульгаторы. Наиболее широкое применение на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» получили реагенты-деэмульгаторы типа:

- «Дисольван V-2830», фирмы «Clariant» Германия;
- «Сондем 4401», «Сондем 4401-131», ОАО «Нефтехим» г.Уфа.

Реагенты являются неионогенными поверхностно-активными веществами и представляют собой в основном блоксополимеры окисей этилена.

Содержание поверхностно-активных веществ в товарном продукте составляет 35-75%.

Деэмульгаторы в своем составе содержат от 25 до 65% растворителя, в качестве последнего применяются спирты (метиловый, бутиловый, изопропиловый) и ароматические углеводороды (бензол, ксилол, толуол и др.), которые являются легковоспламеняющимися и ядовитыми веществами.

Марка реагента деэмульгатора и удельный расход подбираются индивидуально в зависимости от типа водонефтяной эмульсии поступающей на установку, технологического режима (температуры нагрева) установки, применяемого реагента, и в среднем составляет от 15 до 30 г на 1 тонну чистой нефти (в соответствии с РД 39-0148070-335-88Р, расчетный расход составляет 15,0 г/т).

Для защиты напорного нефтепровода от коррозии производится закачка ингибитора коррозии. В качестве ингибитора коррозии применяются ингибиторы типа «Коррексит SXT 002», «Додикор V 4712» и другие, в зависимости от поставки. Расход ингибитора коррозии подбирается индивидуально и зависит от условий перекачки и времени применения ингибитора коррозии на обрабатываемый трубопровод, и составляет 15 г/т до 100 г/т откачиваемой жидкости, в зависимости от стадии и условий обработки. Расчетный расход составляет 30,0 г/т откачиваемой жидкости.

В качестве депрессатора (противотурбулентной присадки) применяется ингибитор отложения парафинов/депрессатор типа «FLEXOIL WM2300» производства ООО «Мастер кемикалз» г.Казань с ориентировочной дозировкой от 25 г/т до 100 г/т или аналог со схожими характеристиками. Расчетный расход составляет 30,0 г/т откачиваемой жидкости.

«Flexoil WM2300» является модификатором кристаллов парафина, который способен снижать точку потери текучести и, таким образом, улучшать характеристики движения нефти. «Flexoil WM2300» может применяться при низких температурах без проблем для закачки.

9) Сдвоенная факельная установка СФНР-150/200.

Сдвоенная (мультигорелочная) факельная установка предназначена для сжигания попутного нефтяного газа из двух источников:

- факельного газопровода низкого давления из сепараторов НГС (второй ступени) С-2/1,2 работающих в режиме КСУ;
- факельного газопровода высокого давления, в случае:
 - аварийного сброса газа;
 - срабатывания предохранительных клапанов;
 - освобождения аппаратов от газа и паров в аварийных ситуациях, при пуске и остановке технологического объекта.

В качестве факела принята сдвоенная факельная установка самонесущей конструкции (воспринимающая все нагрузки от внешних факторов, включая ветер,

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ОР.ТЧ	Лист
Инов. № подл.	1021900						
Подп. и дата							
Взам. инв. №							

снег и др.), модернизированная с газодинамическим датчиком наличия пламени типа УФМС-200/200-200/200-20 производительностью по низкому давлению до 146 тыс. нм³/сут., производительностью по высокому давлению до 256 тыс. нм³/сут. с пунктом шкафным газорегуляторным.

- тип: УФМС-150/200-200/200-20
- условный диаметр факельного оголовка низкого давления, мм: 150;
- условный диаметр факельного оголовка высокого давления, мм: 200;
- объем сжигаемого газа по паспорту факельного оголовка низкого давления, н.м³/сут: 146 000;
- объем сжигаемого газа по паспорту факельного оголовка высокого давления, н.м³/сут: 256 000;
- система розжига: Электрическая;
- регулятор давления: Fisher, модель 99 (импортного производства);
- высота факельного ствола, м: 20;
- климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69: ХЛ.

10) Сепаратор факельного газа (СФ-1/1, СФ-1/2).

Сепаратор факельный предназначен для выделения капельной жидкости из подводящего факельного газопровода. В качестве сепаратора факельного принят к установке аппарат:

- тип: ФС-1000-2-Т-И;
- производительность, м³/ч: 41667;
- объем, м³: 4;
- рабочее давление, МПа: 0,05;
- расчетное давление, МПа: 0,6;
- температура рабочей среды, °С: плюс 5 - плюс 30;
- температура стенки: не ниже минус 60 °С;
- климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69: ХЛ;
- срок службы, не менее, лет: 20.

11) Емкость дренажная (К-1, К-2).

Емкость дренажная предназначена для нефтесодержащей жидкости, выделившегося в факельном сепараторе. В качестве емкости дренажной принята емкость подземная, горизонтальная типа ЕП 8-2000-1-3:

- объем – 8 м³;
- диаметр – 2000 мм;
- количество – 1 шт.;
- срок службы, не менее – 20 лет;
- материал 09Г2С
- климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69 – ХЛ.

Инв. № подл.	1021900	Взам. инв. №	Подп. и дата							Лист
				17342-ОР.ТЧ						11
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

Для откачки жидкости из емкости К-1, К-2 применен агрегат электронасосный полупогружной Н-4/2, Н-4/3 марки НВ-Мт-Е-50/80-3,0-А-УХЛ2 с электродвигателем ВА180М2 исполнения 1ExdIIBT4:

- производительность насоса - 50 м³/час;
- напор – 80 м;
- мощность двигателя – 30,0 кВт.

При пониженных температурах разогрев продукта в емкости дренажной осуществляется от передвижных средств.

12) Емкости дренажные (Е-1, 2, ЕУ-1, Е-4, Е-5, Е-7).

Емкости дренажные Е-1, Е-2 предназначены для слива жидкости из технологических емкостей, аппаратов, трубопроводов.

Емкость дренажная ЕУ-1 предназначена для слива жидкости из блока насосных агрегатов, СИКНС и фильтров расположенных в нефтенасосной поз.2.16.

Емкость дренажная Е-4 предназначена для сбора дренажа из стояка налива и емкости накопительной ЕН-3 площадки налива нефти.

Емкость дренажная Е-5 предназначена для сбора производственно-дождевых и производственных стоков и откачку на очистные сооружения ДНС с УПСВ

Емкость дренажная Е-6 предназначена для приема нефтесодержащей жидкости из специализированного автомобильного транспорта, оборудована контуром и системой заземления автоцистерн.

Емкость дренажная	ЕУ-1	Е-4, Е-7	Е-5	Е-1, 2
- объем, м ³	16,0	25,0	40,0	40,0
- климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69	ХЛ			
условный диаметр обечайки, мм:	2000	2400	2400	2400
- материал:	сталь 09Г2С;			
- срок службы, не менее, лет:	20			

Характеристика погружного насоса НВ-Мт-Е-50/80:

- производительность, м ³ /ч:	50;	50	50
- создаваемый напор, м:	80;	80	80
- высота погружной части насоса, м:	3,0;	4,0	3,7
- тип привода:	ВА180М2;	ВА200М2	ВА200М2
- мощность привода, кВт:	30,0;	37,0	37,0
- напряжение, В:	380		

13) Насосная перекачки нефти.

Агрегаты электронасосные центробежные НН-1/1...НН-1/4 типа ЦНСАнт 60х396 с торцевым уплотнением и дополнительным щелевым уплотнением с частотным приводом электродвигателя предназначены для перекачки нефти в трубопровод внешнего транспорта, с возможностью внутренней перекачки нефти и технологических нужд. Насосы установленные в корпусе станции насосной перекачки нефти поз.2.16.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ОП.ТЧ	Лист
Ив. № подл.	1021900	Подп. и дата	Взам. инв. №				

- Тип насоса - ЦНСАн 60х396 (4 шт.):
- производительность, м³/ч: 60;
 - номинальный напор, м: 396;
 - количество насосов, шт.: 4;
 - мощность привода, кВт: 160;
 - напряжение, В: 380

- Тип насоса - ЦНСАн 105х392 (4 шт.):
- производительность, м³/ч: 105;
 - номинальный напор, м: 392;
 - количество насосов, шт.: 3;
 - мощность привода, кВт: 250;
 - напряжение, В: 380

- Тип насоса - ЦНСАн 180х425 (4 шт.):
- производительность, м³/ч: 180;
 - номинальный напор, м: 425;
 - количество насосов, шт.: 4
 - мощность привода, кВт: 400;
 - напряжение, В: 6000

Агрегат электронасосный центробежный НН-2/1 типа ЦНСАнт 60х132 с торцевым уплотнением и дополнительным щелевым уплотнением с частотным приводом электродвигателя предназначен для перекачки нефти и воды (подрезки нефтяной пленка в резервуарах РО-1,2), с возможностью внутренней перекачки нефти для технологических нужд.

- Тип насоса - ЦНСАн 60х132 (1 шт.):
- производительность, м³/ч: 60;
 - номинальный напор, м: 132;
 - количество насосов, шт.: 1;
 - мощность привода, кВт: 55;
 - напряжение, В: 380

Агрегаты электронасосные винтовые НН-3/1...НН-3/3 типа А8 2ВВ140/63 с торцевым уплотнением и дополнительным щелевым уплотнением с частотным приводом электродвигателя предназначены для перекачки нефти в трубопровод внешнего транспорта.

- Тип насоса - А8 2ВВ140/63 (3 шт.):
- производительность, м³/ч: 140;
 - номинальный напор, м: 63;
 - количество насосов, шт.: 3;
 - мощность привода, кВт: 250;
 - напряжение, В: 380

Агрегаты электронасосные двухстороннего входа ВН-1/1...ВН-1/2 типа Д160х112а-т с торцевым уплотнением и дополнительным щелевым уплотнением с частотным приводом электродвигателя предназначены для очищенной воды из резервуаров очистных сооружений РО-1, 2 на вход куста водозаборных скважин 1В3 или на вход кустовой насосной станции.

Инв. № подл.	1021900	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
				17342-ОР.ТЧ						
				13						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

Тип насоса - Д160х112а-т (2 шт.):

- производительность, м³/ч:	150;
- номинальный напор, м:	100;
- количество насосов, шт.:	2;
- мощность привода, кВт:	75;
- напряжение, В:	380

С возможностью замены на:

Тип насоса - 1Д500х63а-т (2 шт.):

- производительность, м³/ч:	500;
- номинальный напор, м:	63;
- количество насосов, шт.:	2;
- мощность привода, кВт:	132;
- напряжение, В:	380

14) Узел учета нефти.

Система измерения количества нефти сырой (далее СИКНС) предназначена для измерения количества перекачиваемой нефти с ДНС Туканского нефтяного месторождения. СИКНС представляет собой 2 каркасных технологических блока размещенных внутри корпуса станции насосной перекачки нефти поз.2.16.

В состав СИКНС входят:

- блок измерительных линий (БИЛ), расположенный в блок - боксе;
- блок измерений параметров качества нефти (БИК), расположенный в блок-боксе;
- система сбора и обработки информации (СОИ);
- производительность по нефти – до 540 т/ч (694 м³/ч);
- давление расчетное – до 6,3 МПа;
- потери давления (в рабочем режиме) – не более 0,2 МПа;
- потери давления (в режиме КМХ) – не более 0,4 МПа;
- режим работы – непрерывный;
- проектный срок службы – 20 лет;
- климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69 – ХЛ.

15) Узел запуска средств очистки и диагностики.

Камера запуска средств внутритрубной очистки и диагностики предназначены для запуска скребков, дефектоскопов и других поточных устройств в процессе предпусковой диагностики и эксплуатации трубопровода.

Характеристика камеры запуска средств внутритрубной очистки и диагностики:

Номинальный проход патрубков	(200) 300
(подвода)отвода продуктов, мм	
Длина (габаритная), мм	8 600
Объем (ориентировочный), м	0,9
Диаметр камеры, мм	377
Расчетное давление, МПа	8,0
Климатическое исполнение по	
ГОСТ 15150-69	ХЛ1
Срок службы, лет	30

Взам. инв. №		Подп. и дата		Инв. № подл.	1021900								
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата								

17342-ОР.ТЧ

Лист

14

16) Фильтр грязеуловитель.

Фильтр грязеуловитель предназначен для улавливания асфальтеносмолистых отложений и механических примесей в нефти перед трехфазными аппаратами.

Характеристика фильтра грязеуловителя (габаритные размеры могут отличаться в зависимости от завода изготовителя):

Максимальный расход газожидкостной смеси, м³/ч	500
Номинальный проход патрубков подвода/отвода продуктов, мм	300
Объем фильтра (ориентировочный), м³	1,4
Длина (габаритная), мм	4 058
Диаметр, мм	700
Расчетное давление, МПа	1,6
Климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69	ХЛ1
Срок службы, лет	20

17) Емкость накопительная.

Емкость нефтяная горизонтальная (поз.2.57) ЕН цилиндрическая для газовых и жидких сред с внутренним антикоррозионным покрытием оборудование повторного применения, в наличии у Заказчика.

- объем аппарата, м³:	50
- объем заполнения аппарата, м³:	35
- диаметр аппарата, мм:	2400
- расчетное давление, МПа:	1,0;
- исполнение по материалам:	3;
- срок службы, не менее, лет:	20;

18) Стояк налива в автоцистерны.

Для заправки автоцистерн подготовленной нефтью на площадке налива нефти поз.2.55 предусмотрена установка налива нефтепродуктов (поз.2.55.1) DN100 мм (повторного применения, в наличии у Заказчика). Наливная эстакада состоит из одного стояка для заправки автомашин, комплектуется электроприводным отсечным клапаном, расположенным на приеме жидкости.

К трубопроводам технологическим на проектируемой площадке ДНС С УПСВ относятся:

- нефтегазопровод (на ДНС, с внутренним антикоррозионным покрытием);
- нефтепровод технологический (после сепараторов I, II ступеней);
- нефтепровод технологический Н2 (на площадку фильтров-грязеуловителей), нефтепровод технологический Н2 (от площадки фильтров-грязеуловителей);
- нефтепровод технологический Н17 (из резервуара на прием НН-1/1... НН-1/4), нефтепровод технологический Н16 (в резервуар);

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ОП.ТЧ	Лист	
								15
Инд. № подл.	1021900	Подп. и дата	Взам. инв. №					

- ### 3.2 Природно-климатические условия района расположения объекта

По климатическому районированию для строительства территория относится к I климатическому району, к подрайону – IB.

						17342-ОР.ТЧ	Лист
							17
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Таблица 3 - Методики расчетов параметров, необходимых для оценки риска

Общие расчеты	Применимость к сценариям аварий	Источники
Интенсивность испарения жидкостей на открытом пространстве и в помещении	ПЖ, 33	[24] приложение И
Определение физико-химических свойств смесей газов	33, ВГ	[27], [28]

Таблица 4 - Методики оценки поражающего воздействия опасных факторов на людей и материальные объекты при оценке риска

Поражающие воздействия	Применимость к сценариям аварий	Источники
1	2	3
Избыточное давление ударной волны	ВГ	[13] приложение 5 [24] приложение Е
Теплового излучения	ПП	[13] приложение 5 [24] приложение В
Поражение высокотемпературными продуктами сгорания	ПВ	[13] приложение 5 [24] глава 2, приложение 4

4.2 Исходные предположения и ограничения, определяющие пределы анализа риска

При разработке настоящего раздела приняты следующие допущения и ограничения:

- допущения, принятые по исходным данным;
- допущения, принятые по метеоусловиям;
- допущения, принятые по используемым моделям сценариев аварий.

4.2.1 Допущения, принятые по исходным данным

4.2.1.1 Допущения, принятые по экономическим соображениям

В настоящее время в ПАО «Сургутнефтегаз» при проектировании объектов при подготовке смет приводятся только данные по СМР, и не учитывается стоимость оборудования и материалов по причине коммерческой тайны.

Кроме того, объект подлежит обязательному страхованию в соответствии действующими нормативно-правовыми документами и, таким образом, предусматривается гарантированная компенсация ущерба пострадавшим.

4.2.2 Допущения, принятые по метеоусловиям

Характеристики метеоусловий приняты для максимальной по последствиям аварии, а именно:

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ОП.ТЧ	Лист 18
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

метеоусловия остаются неизменными в течение времени экспозиции;

- характеристики атмосферы по высоте постоянны;
- скорость ветра для расчета зон взрывоопасной концентрации принимается равной 1,6 м/с, а для остальных моделей сценариев аварий не учитывается.

4.2.3 Допущения, принятые по используемым моделям сценариев аварий

В анализе риска приняты не противоречащие методикам следующие допущения:

- истечение вещества и его испарение происходит с постоянной скоростью, соответствующей номинальной скорости истечения или испарения;
- время испарения пролитой жидкости принято равным времени от начала утечки до конца опорожнения с пола или поддона со скоростью стекания в канализационные сети (если есть), рассчитываемой по ист. [42] для гидравлических элементов прямоугольного сечения, но не более чем 3600 с. согласно [24];
- сценарий аварий ПП с участием ЛВЖ не рассматриваются, если они нагреты ниже температуры воспламенения, при отсутствии возможности образования дополнительного источника пламени;
- площадь пролива 1 м³ жидких продуктов на свободную (неограниченную) твердую поверхность принимается в среднем 150 м², а на грунт 20 м² независимо от рельефа и характера подстилающей поверхности [30];
- горение жидких пожароопасных продуктов приводится к цилиндрическому горению независимо от формы разлива.
- в образовавшемся сразу после выброса опасных веществ облаке находится только ГПФ без подмешивания воздуха.

В качестве зон данных поражающих факторов принимались:

- для разлива жидкой фазы опасного вещества зоной поражения является площадь наибольшего разлива;
- зоной поражения с характерными параметрами является площадь земной поверхности, ограниченная окружностью с центром в эпицентре аварии, за пределами которой данный характер поражения отсутствует.

Инов. № подл.	1021900	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ОП.ТЧ				19

5 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

5.1 Исходные данные и их источники

Исходные данные, используемые в настоящем анализе, и их источники приведены ниже (Таблица 5).

Таблица 5 - Исходные данные, используемые в настоящем анализе, и их источники

Исходные данные	Источники
Ситуационные планы и схемы	Картографические материалы отдела GIS института СургутНИПИнефть
Природно-климатические условия района строительства	Отчет по инженерным изысканиям
Данные о персонале	Данные, предоставляемые Заказчиком
Данные по параметрам производительности оборудования и их характеристикам	Пояснительная записка проектной документации 17342-ТР1.1
Планы генеральные Планы трасс трубопроводов	Общая пояснительная записка и чертежи настоящей проектной документации
Данные по технологии производства, автоматизации, связи, пожаротушению и т.д.	Пояснительные записки и чертежи настоящей проектной документации
Данные о веществах, используемых на объекте	Данные, предоставляемые заказчиком
Свойства веществ, используемых на объекте	Смотри источники [22], [32-37]
Статистические данные по аварийности в рассматриваемой области	Смотри источники [32]

5.1.1 Сведения об опасных веществах

В Таблица 6 приведены перечень и показатели опасных веществ, используемых на объекте.

Таблица 6 - Перечень и показатели веществ, используемых на объекте

Вещество	Агрегатное состояние	Класс опасности	Твсп	Тсвс	Снкпр	Свкпр	ПДК	Категория вещества
			°С	°С	%об	%об	мг/м³	
Нефть	Жидкость	3	-18	233	1,2	8,5	10	ЛВЖ
Попутный нефтяной газ	Газ	4		517	4,9	14,9	300	ГГ
Нефтедержащая жидкость	Жидкость	3	-18	233	1,2	8,5	10	ЛВЖ
Дезмульгатор	Жидкость	3	6	440	7,0	35,5	5	ЛВЖ
Метанол	Жидкость	3	6	440	7,0	35,5	5	ЛВЖ
Депрессатор	Жидкость	4	24				300	ЛВЖ
Ингибитор коррозии	Жидкость	3	6	440	7,0	35,5	5	ЛВЖ

Инв. № подл. 1021900	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист 20
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ОР.ТЧ			

5.1.2 Технологические сооружения объекта

Ниже приведена Таблица 7 с перечнем технологических сооружений на проектируемом объекте.

Таблица 7 - Технологические сооружения на объекте

Технологический блок	Обозначение	N	Тип сооружения
1	2	3	4
Дожимная насосная станция	P-1,2	2	APBC
	PO-1,2	2	OPBC
	УЗ ОУ	1	Аппараты герметичные
	E-1, E-2, E-7	3	ЕП
	ЕУ-1	1	ЕП
	Нефтепровод технологический (D=57 мм)	1	Трубопроводы
	Нефтепровод технологический (D=114 мм)	1	Трубопроводы
	Нефтепровод технологический (D=159 мм)	1	Трубопроводы
	Нефтепровод технологический (D=219 мм)	1	Трубопроводы
	Нефтепровод технологический (D=273 мм)	1	Трубопроводы
	Нефтепровод технологический (D=325 мм)	1	Трубопроводы
	Нефтепровод технологический (D=426 мм)	1	Трубопроводы
	Нефтегазопровод технологический (D=325 мм)	1	Трубопроводы
	Нефтегазопровод технологический (D=426 мм)	1	Трубопроводы
	Газопровод технологический (D=114 мм)	1	Трубопроводы
	Газопровод технологический (D=159 мм)	1	Трубопроводы
	Газопровод технологический (D=219 мм)	1	Трубопроводы
	Трубопровод подачи реагента (D=57 мм)	1	Трубопроводы
	Трубопровод подачи реагента (D=57 мм)	1	Трубопроводы
	CP-1	1	Свеча рассеивания
Площадка производственная (сепараторов)	C-1/1,2	2	Аппараты герметичные
	Г-1	1	Аппараты герметичные
	C-2/1,2	2	Аппараты герметичные
	Г-2	1	Аппараты герметичные
Станция насосная перекачки нефти	НН-1/1..4	4	Насосы
	НН-2/1	1	Насосы
	НН-3/1...3	3	Насосы
	СИКНС	1	Трубопроводы
Площадка производственная (блока реагентного)	БДР-1	1	Аппараты атмосферные
	БДР-2	1	Аппараты атмосферные
Склад навес (с талью ручной)	БС 1A1-200	46	Аппараты герметичные
	БС 1A1-200	24	Аппараты герметичные
Система факельная	Факельный коллектор	1	Трубопроводы
	Ф	1	Установка факельная
	СФ-1/1...2	2	Аппараты герметичные
	K-1,2	2	ЕП
	ГРПШ-1	1	Трубопроводы
Площадка производственная (трехфазного аппарата)	ХТ-1/1,2	2	Аппараты герметичные
	БУ-1/1,2	2	Трубопроводы
	ХТ-2/1...3	3	Аппараты герметичные
	БУ-2/1,2,3	3	Трубопроводы
Площадка производственная (налива нефти)	ЕН-3	1	Аппараты герметичные
	Е-4	1	ЕП
Площадка производственная	Е-5	1	ЕП

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Инов. № подл.	1021900				
Подп. и дата					
Взам. инв. №					

17342-OP.TЧ

Лист

21

1	2	3	4
(узла приема нефтесодержащей жидкости)			
Площадка производственная (фильтров-грязеуловителей)	Ф-11,12	2	Аппараты герметичные

Распределение опасных веществ по проектируемым сооружениям представлено в Таблица 8.

Инв. № подл. 1021900	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист 22
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ОР.ТЧ			

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
1021900		

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

Таблица 8 - Данные о распределении опасных веществ по оборудованию проектируемого объекта

Технологический блок, оборудование				Опасное вещество и его количество , т			Физические условия содержания ВПОВ		
№ п/п	Наименование технологического блока	Наименование оборудования, № по схеме	Число единиц оборудования, шт	Наименование опасного вещества	В единице оборудования	В блоке	Агрегатное состояние	Давление, МПа	Температура, °С
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
«Станция нефтенасосная дожимная с УПСВ. Туканский участок недр»									
В технологическом процессе									
1	Территория станции нефтенасосной дожимной с УПСВ	P-1,2	2	Нефть	2473,446	4946,893	Ж	0,14	45
2		PO-1,2	2	Нефть	27,369	54,738	Ж	0,151	50
3		УЗПЗ	1	Нефть	0,763	0,763	Ж	до 8	45
4		E-1, E-2, E-7	3	Нефть	17,370	52,110	Ж	0,124	15
5		EY-1	1	Нефть	7,218	7,218	Ж	0,124	15
6		Нефтепровод технологический (D=57 мм)	1	Нефть	0,001	0,001	Г		
7		Нефтепровод технологический (D=114 мм)	1	Нефть	0,001	0,001	Г		
8		Нефтепровод технологический (D=159 мм)	1	Нефть	0,183	0,183	Ж	1 – 6,2	5 - 40
9		Нефтепровод технологический (D=219 мм)	1	Нефть	6,978	6,978	Ж	от 1 до 6,2	5 - 40
10		Нефтепровод технологический (D=273 мм)	1	Нефть	5,828	5,828	Ж	от 1 до 6,2	5 - 40
11		Нефтепровод технологический (D=325 мм)	1	Нефть	0,719	0,719	Ж	от 1 до 6,2	5 - 40
12		Нефтепровод технологический (D=426 мм)	1	Нефть	8,906	8,906	Ж	от 1 до 6,2	5 - 40
13		Нефтегазопровод технологический (D=325 мм)	1	Нефть	56,813	56,813	Ж	от 1 до 6,2	5 - 40
14		Нефтегазопровод технологический	1	Нефть	62,965	62,965	Ж	от 1 до 6,2	5 - 40
				Нефть	13,890	13,890	Ж	до 1,6	5 - 35
				Попутный нефтяной газ	0,057	0,057	Г		
				Нефть	24,694	24,694	Ж	до 1,6	5 - 35

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
1021900		

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

17342-ОР.ТЧ

24	Лист
----	------

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
		(D=426 мм)		Попутный нефтяной газ	0,101	0,101	Г		
15		Газопровод технологический (D=114 мм)	1	Нефть	0,001	0,001	Ж	0,05-1,6	30
				Попутный нефтяной газ	0,001	0,001	Г		
16		Газопровод технологический (D=159 мм)	1	Нефть	0,001	0,001	Ж	0,05-1,6	30
				Попутный нефтяной газ	0,001	0,001	Г		
17		Газопровод технологический (D=219 мм)	1	Нефть	0,0002	0,0002	Ж	0,05-1,6	30
				Попутный нефтяной газ	0,0002	0,0002	Г		
18		Трубопровод подачи реагента (D=57 мм)	1	Нефть	0,112	0,112	Ж	6,3	-1,3
19		Трубопровод подачи реагента (D=57 мм)	1	Депрессаторная присадка	0,0559	0,0559	Ж	10	-1,3
20		СР-1	1	Попутный нефтяной газ	0,00004	0,00004	Г	0,143	30
21		С-1/1,2	2	Нефть	12,999	25,999	Ж		
				Попутный нефтяной газ	0,067	0,134	Г	до 1,6	5
22	Площадка производственная (сепараторов)	Г-1	1	Нефть	2,510	2,510	Ж	до 1,6	5
				Попутный нефтяной газ	0,027	0,027	Г		
23		С-2/1,2	2	Нефть	23,072	46,144	Ж	до 1,0	45
				Попутный нефтяной газ	0,048	0,097	Г		
24		Г-2	1	Нефть	0,456	0,456	Ж	до 0,7	40
				Попутный нефтяной газ	0,002	0,002	Г		
25		НН-1/1..4	4	Нефть	0,050	0,200	Ж	3,3	45
26	Станция насосная перекачки нефти	НН-2/1	1	Нефть	0,050	0,050	Ж	1,32	45
27		НН-3/1...3	3	Нефть	0,400	1,199	Ж	0,63	45
28		СИКНС	1	Нефть	0,160	0,160	Ж	до 6,3	45
29	Площадка производственная (блока реагентного)	БДР-1	1	Дезмульгатор	1,584	1,584	Ж	до 10	-1,3
				Метанол			Г		
30		БДР-2	1	Депрессаторная присадка	3,800	3,800	Ж	до 10	-1,3
31		Факельный коллектор	1	Попутный нефтяной газ	0,017	0,017	Г	0,152	30
32		Ф-1	1	Попутный нефтяной газ	0,003	0,003	Г	0,152	30
33	Система факельная	СФ-1/1...2	2	Нефть	0,00265	0,0053	Ж	до 0,6	30
				Попутный нефтяной газ	0,006	0,012	Г		
34		К-1,2	2	Нефть	7,036	14,073	Ж	0,143	30
				Попутный нефтяной газ	0,000	0,001	Г		
35		ГРПШ-1	1	Попутный нефтяной газ	0,0001	0,0001	Г	0,16	30
36		ХТ-1/1,2	2	Нефть	42,9806	85,9612	Ж	до 0,7	35
				Попутный нефтяной газ	0,0277	0,0553	Г		
37	Площадка производственная (трехфазного аппарата)	БУ-1/1,2	2	Нефть	0,8734	1,7467	Ж	0,4	35
				Попутный нефтяной газ	0,000	0,000	Г		
38		ХТ-2/1...3	3	Нефть	47,279	141,836	Ж	до 0,7	50
				Попутный нефтяной газ	0,018	0,054	Г		
39		БУ-2/1,2,3	3	Нефть	0,7214	2,1641	Ж	0,4	50
				Попутный нефтяной газ	0,001	0,002	Г		

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
1021900		

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

17342-ОР.ТЧ

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
40	Площадка производственная (налива нефти)	ЕН-3	1	Нефть	29,064	29,064	Ж	до 1	28
41		Е-4	1	Нефть	10,867	10,867	Ж	0,124	15
				Попутный нефтяной газ	0,001	0,001	Г		
42	Площадка производственная (узла приема нефтесодержащей жидкости)	Е-5	1	Нефть	1,555	1,555	Ж	0,134	24,6
						Попутный нефтяной газ	0,001		
43	Площадка производственная (фильтров-грязеуловителей)	Ф-11,12	2	Нефть	0,536	1,072	Ж	1,6	5
						Попутный нефтяной газ	0,002		
На складах и базах									
44	Склад навес (с талью ручной)	Бочка с деэмульгатором	46	Деэмульгатор	0,075	3,461	Ж	0,104	-1,3
				Метанол	0,00002	0,001	Г		
45		Бочка с ингибитором коррозии	24	Ингибитор коррозии	0,075	1,806	Ж	0,104	-1,3
				Метанол	0,00002	0,0004	Г		
Всего опасного вещества – нефть, т					5613,699				
из них – в сосудах (аппаратах), т					5422,712				
в трубопроводах, т					190,987				
Всего опасного вещества – попутный нефтяной газ, т					0,575				
из них – в сосудах (аппаратах), т					0,392				
в трубопроводах, т					0,183				
Всего опасного вещества – деэмульгатор, т					5,045				
из них – в сосудах (аппаратах), т					5,045				
в трубопроводах, т					-				
Всего опасного вещества – ингибитор коррозии, т					1,806				
из них – в сосудах (аппаратах), т					1,806				
в трубопроводах, т					-				
Всего опасного вещества – метанол, т					0,001				
из них – в сосудах (аппаратах), т					0,001				
в трубопроводах, т					-				
Всего опасного вещества – депрессаторная присадка, т					3,856				
из них – в сосудах (аппаратах), т					3,8				
в трубопроводах, т					0,056				

5.2 Критерии приемлемого риска

Выбор необходимых критериев приемлемого риска для заданных технологических процессов определяем исходя из рассматриваемых вариантов аварий и свойств опасных веществ.

Значения допустимых параметров безопасности должны быть такими, чтобы исключить гибель людей и ограничить распространение аварии за пределы рассматриваемого технологического процесса на другие, в т.ч. опасные, объекты.

Для определения критериев приемлемого риска были использованы:

- нормы и правила безопасности в анализируемой области;
- сведения о произошедших авариях, инцидентах и их последствиях.

5.2.1 Определение необходимых критериев приемлемого риска

Количественная оценка риска технологических процессов объекта проведена с применением критериев согласно Федеральному закону «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» от 22.07.2008 №123-ФЗ [2] (см. Таблица 9).

Таблица 9 - Количественные показатели критериев индивидуального и социального рисков

Значение рисков для категорий групп людей, год ⁻¹			Критерии риска
Персонала	Населения		
Индивидуального	Социального	Индивидуального	
менее 10 ⁻⁶	менее 10 ⁻⁷	менее 10 ⁻⁸	Безусловно, выполнены
более 10 ⁻⁶ менее 10 ⁻⁴	-	-	Должны быть предусмотрены меры по обучению персонала действиям при аварии и по социальной защите работников, компенсирующие их работу в условиях повышенного риска
более 10 ⁻⁴	более 10 ⁻⁷	более 10 ⁻⁸	Недопустимы

Количественная оценка риска проведена с учетом условия, что анализируемый объект соответствует требованиям Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности [7].

5.2.2 Сведения о произошедших авариях, инцидентах и их последствиях

Анализ сведений об известных авариях, инцидентах и их последствиях на объектах, схожих по возможным опасностям, позволяет отметить некоторые общие закономерности их возникновения и развития. Ниже приведены описания таких аварий (Таблица 10).

Инв. № подл. 1021900	Подп. и дата	Взам. инв. №	5.2.2 Сведения о произошедших авариях, инцидентах и их последствиях							
			Анализ сведений об известных авариях, инцидентах и их последствиях на объектах, схожих по возможным опасностям, позволяет отметить некоторые общие закономерности их возникновения и развития. Ниже приведены описания таких аварий (Таблица 10).							
						17342-ОР.ТЧ				Лист
										26
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

Таблица 10 - Сведения о произошедших авариях, инцидентах и их последствиях

Дата и место аварии	Вид аварии (неполадки)	Описание аварии и основные причины	Масштабы развития аварии, максимальные зоны действия поражающих факторов	Число пострадавших их, ущерб
1	2	3	4	5
01.03.2022 АО «Рязанская нефтеперерабатывающая компания» ПАО «Роснефть»	Выброс опасных веществ	При подготовке насосного оборудования технологического трубопровода к пуску в эксплуатацию произошел выброс высоко нагретого дизельного топлива из трубопровода с последующим его возгоранием и развитием пожара. Возгорание дизельного топлива произошло в результате его самовоспламенения. Неудовлетворительная подготовка насосного оборудования после ремонта к вводу в эксплуатацию. Неудовлетворительная подготовка и проведение газоопасных работ (постановка и снятие заглушек, отсутствие наряд-допуска). Недопустимо не соблюдение порядка безопасного проведения газоопасных работ I группы	Повреждены технологические трубопроводы, электрооборудование, технологическая эстакада, насосная сырья и продуктов гидроочистки	Пострадавших нет. Экономический ущерб от аварии составил 183,6 тыс. рублей.
02.03.2022 ООО «Газпромнефть-Терминал». ПАО «Газпром нефть»	Разрушение сооружения	При проведении подготовительных работ к зачистке резервуара (перекачка нефтепродукта (бензина) из одного резервуара в другой) произошел взрыв топливно-воздушной смеси с последующим возгоранием нефтепродукта. Причины: Применение электрооборудования (контактора) общего назначения и способа разборного электрического контактного соединения кабеля с вводом (выводом) контактора, не предназначенного для применения во взрывоопасной среде. Эксплуатация и подключение установленного электрооборудования без взрывозащищенного исполнения	Разрушен резервуар вертикальный стальной, повреждены и разрушены технические устройства	Пострадавших нет. Экономический ущерб от аварии составил 40 тыс. рублей
17.08.2021 ООО «Яргео» Ярудейское Месторождение, Ямало-Ненецкий автономный округ	Воспламенение паровоздушной смеси	На ОПО «Парк резервуарный площадка насосной станции» при производстве работ произошло воспламенение паровоздушной смеси и нефтепродукта внутри резервуара РВС-100000 с последующей его разгерметизацией и кратковременным внутренним горением. Воспламенение паровоздушной смеси и нефтепродукта внутри резервуара РВС-100000, произошедшее от искр механического происхождения. Взрывоопасная паровоздушная смесь возникла вследствие выделения взрывопожароопасных сред из не	Повреждение резервуара нефти РВС-10000	пострадало - 5 человек, 3 из них погибли. Материальный ущерб: 377 325 712,36 руб

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
1021900		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

17342-OP.TЧ

Лист

27

1	2	3	4	5
		извлеченных отходов производства работ в процессе зачистки резервуара. Нарушено требование о проведении анализа воздушной среды перед допуском лиц в замкнутое пространство для выполнения.		
10.05.2021 ООО «КАСПЕТРОЛСЕРВИС» Площадка нефтебазы по хранению и перевалке нефти и нефтепродуктов	Пожар	<p>При зачистке резервуара для хранения товарной нефти, связанной с подготовкой к его заполнению нефтепродуктами более высокого качества, чем хранившиеся в них ранее, произошел хлопок с последующим возгоранием паров остатков нефтепродуктов.</p> <p>1. Технические причины аварии:</p> <p>1.1. Самопроизвольное возгорание пирофорных отложений, вызванное разгерметизацией люк-лазов резервуара РВС-5000 и снижением уровня подтоварной воды из резервуара со скоростью более 0,5 метра в час.</p> <p>2. Организационные причины аварии:</p> <p>2.1. Несоблюдение требований технических документов по организации безопасного проведения газоопасных, огневых и ремонтных работ;</p> <p>2.2. Отсутствие наряд-допуска на проведение газоопасных работ;</p> <p>2.4. Отсутствие контроля за составом воздушной среды на наличие взрывоопасной концентрации паров нефтепродуктов после вскрытия люк-лазов резервуара;</p> <p>2.5. Несоблюдение требований инструкции по работе с пирофорными отложениями;</p> <p>2.6. Недостаточная организация и осуществление производственного контроля со стороны руководства.</p>	Повреждены резервуар и технологические трубопроводы.	Потерпевших нет. Экономический ущерб от аварии составил 230,7 тыс. рублей.
06.02.2021 АО «Томскнефть» ВНК	Повреждение, разрушение технических устройств	<p>На ОПО «Пункт подготовки и сбора нефти (УПН ЦТП Советского месторождения)» (далее – ОПО), при запуске печи трубной блочной (ПТБ-10) произошел хлопок в камере сгорания печи, с последующим срывом крышек взрывных клапанов и частичным повреждением теплоизоляционной камеры печи.</p> <p>Причины аварии:</p> <p>Технические причины аварии:</p> <p>Трехкратный запуск печи ПТБ-10 осуществлялся при неисправном устройстве - запальной горелки, что привело к накоплению в теплообменной камере печи газовой смеси взрывоопасной концентрации.</p> <p>2. Система противоаварийной защиты печи ПТБ-10 не оснащена средствами сигнализации и блокировки при возникновении опасной концентрации взрывоопасной смеси (топливного газа</p>	Повреждена печь ПТБ-10	Смертельно травмирован оператор ЦППН-1. Экономический и экологический ущерб отсутствует

Инов. № подл.	Взам. инв. №
1021900	
Подп. и дата	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

17342-ОР.ТЧ

Лист

28

1	2	3	4	5
		с воздухом) в теплообменной камере.		
06.03.2021 ООО «Ярославский нефтеперерабатываю- щий завод им. Д.И. Менделеева» Площадка производства переработки нефти, установка ЭЛОУ-АВТ	Взрыв, Пожар	На площадке основного производства в результате воспламенения взрывоопасной смеси паров углеводородов внутри резервуаров РВС-100 (2 ед.), предназначенных для сбора некондиционного продукта с линии среднего дисциплета, произошел взрыв, приведший к отрыву кровли резервуаров, выбросу нефтепродукта в обвалование резервуаров и на рядом расположенное технологическое оборудование, несущие конструкции зданий и сооружений, с последующим неконтролируемым горением (пожаром). 1. Технические причины аварии: 1.1. Образование взрывоопасной концентрации паров вследствие слива некондиционного продукта легкой фракции с содержащимся в нем некондиционным продуктом тяжелой фракции, нагретых от регистров обогрева самого резервуара и воспламенением от искры, возникшей из-за неисправного электрооборудования. 2. Организационные причины аварии: 2.1. Неудовлетворительное осуществление производственного контроля; 2.2. Выполнение технологических операций, не предусмотренных технологическим регламентом; 2.3. Отсутствие средств автоматического контроля и обнаружения утечек нефтепродуктов; 2.4. Применение электрооборудования во взрывозащищенном исполнении.	Разрушение резервуаров и трубопроводов обвязки, повреждение ограждения насосной вакуумного блока, технологического оборудования, электрооборудование.	Потерпевших нет. Экономический ущерб от аварии составил 70 тыс. рублей.
24.02.2021 АО «Алмазы Анабара».	Выброс опасного вещества	На участке технологического трубопровода, по которому поступает горючая жидкость на сливно-наливную эстакаду, произошла утечка дизельного топлива. Недопустимое отсутствие контроля за техническим состоянием технологического оборудования, в том числе за герметичностью фланцевых соединений оборудования, в течение межремонтного периода его эксплуатации.	Нет данных	Нет данных
18.08.2020 ООО «РН- Юганскнефтегаз» Площадка насосной станции №2 с УПСВ Киняминского месторождения	Пожар	Произошло загорание РВС-3000 №1 с последующим его разрушением. Пожар ликвидирован силами пожарных подразделений филиала «Сибирь» ООО «РН Пожарная безопасность». Предполагаемые причины происшествия: Попадание молнии.	РВС-3000 №1 разрушен. Распространение огня на рядом стоящее оборудование и РВС-3000 №2 не допущено.	-

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Инд. № подл.	1021900				
Подп. и дата					
Взам. инв. №					

17342-ОР.ТЧ

Лист

29

1	2	3	4	5
26.03.2020 АО «Нижнекамский завод технического углерода»	Пожар	В здании насосной участка слива и подготовки сырья производства технического углерода при выполнении технологической операции по откачке насосом густого осадка (нефтехимического сырья) из железнодорожных цистерн в резервуар хранения произошла разгерметизация центробежного насоса с последующим образованием и быстрым развитием газо-воздушного облака, его взрывом и пожаром в помещении насосной. Недопустимое неудовлетворительное осуществление контроля за качеством выполнения работ по техническому обслуживанию и ремонту технологического оборудования, в том числе за герметичностью фланцевых соединений оборудования в течение межремонтного периода его эксплуатации.	Нет данных	Нет данных
04.12.2019 ООО «Транснефть-Прикамье».	Неконтролируемый взрыв; разрушение сооружения	При выполнении работ по очистке резервуара РВСП-20000 N 37 от донных отложений произошло возгорание водно-нефтяной эмульсии, в результате чего пострадали двое работников подрядной организации.	Не квалифицированные действия персонала	Нет данных
07.11.2019 АО «Черноморские магистральные нефтепроводы»	Неконтролируемый взрыв; разрушение сооружения	В результате неконтролируемого взрыва газо-воздушной смеси в опорожненном ЖБР 10000 N 29 РП «Грушевая» произошло частичное обрушение крыши резервуара.	Не квалифицированные действия персонала	Нет данных
03.09.2019 ООО «ЛУКОЙЛ-Северо-Западнефтепродукт» Площадка нефтебазы по хранению и перевалке нефти и нефтепродуктов	Взрыв; разрушение здания	При проведении технологических операций по перекачке светлого нефтепродукта АИ-95 из резервуара РВС-700 в резервуар РВС-400 произошло воспламенение паровоздушной смеси, образованной в здании насосной светлых нефтепродуктов, с последующим взрывом и пожаром в здании насосной. Причины аварии: 1. Технические причины аварии: Воспламенение взрывоопасной смеси, образовавшейся в результате испарения нефтепродукта в помещении приточной вентиляции (калориферной) с последующим проникновением взрывоопасных паров в помещение насосной. Причиной воспламенения образовавшейся смеси паров бензина с воздухом явилась электрическая искра, возникшая в помещении электрощитовой, вызванная включением (выключением) электрооборудования (вакуумного насоса). 2. Организационные причины аварии: неудовлетворительное обеспечение безопасности здания насосной в процессе эксплуатации (не обеспечено соответствие здания проектной документации и требованиям оснащенности необходимыми	Разрушение перекрытия, стен, оконных и дверных проемов здания насосной, повреждение системы вентиляции и секции РУ насосной.	Потерпевших нет.

Инов. № подл.	Взам. инв. №
1021900	
Подп. и дата	
Изм.	Кол.уч.

Лист	№ док.	Подп.	Дата

17342-ОП.ТЧ

Лист

30

1	2	3	4	5
		приборами и системами контроля); не обеспечение проведения периодических осмотров состояния помещений здания насосной.		
04.12.2019 ПАО «Транснефть» Резервуар РВСП- 20000 №37 НПС «Калейкино»	Неконтролиру емый взрыв; Разрушение сооружения	При выполнении работ по очистке резервуара РВСП-20000 № 37 от донных отложений произошло возгорание водно-нефтяной эмульсии, в результате чего потерпевших двое работников подрядной организации ООО «Компания Альп-Высотка» Причины аварии: Технические причины аварии: Взрыв и пожар произошел в результате образования и воспламенения взрывоопасной концентрации углеводородов в смеси с воздухом внутри резервуара, а также вследствие изменения схемы размыва и откачки донных отложений, приведших к поступлению воспламеняющейся жидкости (нефти) внутри резервуара. При проведении работ по размыву и откачке донных отложений работниками подрядной организации не в полном объеме осуществлялся контроль параметров воздушной среды в период времени в местах установленных в наряде-допуске. Организационные причины. Не соблюдение Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасного ведения газоопасных, огневых и ремонтных работ» при проведении работ по зачистке и откачке донных отложений. Отсутствие контроля со стороны руководства подрядной организации.	Нет данных	2 человека подрядной организации погибли. Экономически й ущерб с учетом затрат на ликвидацию – 11 501 тыс. руб.
05.01.2019 ООО «РН- Юганскнефтегаз»	Пожар	В результате разгерметизации жаровой трубы на Установке товарной подготовки нефти N 5 (УТПН-5), входящей в состав опасного производственного объекта «Пункт подготовки и сбора нефти N 7 Приобского месторождения», произошел выход водонефтяной эмульсии к основанию установки с последующим возгоранием Заводом-изготовителем не обеспечено выполнение комплекса мер по обеспечению безопасности, определенной проектной (конструкторской) документацией, в части возможности контроля выполнения всех технологических операций при изготовлении оборудования, а также не обеспечено функционирование системы контроля качества (входной, операционный,	Нет данных	Нет данных

Инов. № подл.	Взам. инв. №
1021900	
Подп. и дата	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

17342-ОР.ТЧ

Лист

31

1	2	3	4	5
		приемочный) после изготовления оборудования.		
27.01.2018 АО «Серпуховская нефтебаза»	Взрыв	При сливе остатков нефтепродуктов из вертикального стального резервуара РВС-2000, оборудованного погружным нагревательным элементом, произошел взрыв газовой смеси внутри резервуара с воспламенением и разгерметизацией резервуара в верхней части его крыши. Недопустимо отсутствие контроля за надежной и безопасной эксплуатацией трубопровода со стороны ответственных лиц эксплуатирующей организации	Не квалифицированны е действия персонала	Нет данных
05.04.2018 АО «Куйбышевский нефтеперерабатываю щий завод»	Пролив	При выводе установки на нормальный рабочий режим и пуске насоса после его остановки из-за нестабильной работы на байпасной линии технологического трубопровода произошла разгерметизация фланцевого соединения крышки и корпуса задвижки с проливом горячей струи легкого газойля. 1. Технические причины аварии: Разгерметизация задвижки произошла в результате разрушения прокладки во фланцевом соединении крышки и корпуса, вследствие потери исходных прочностных свойств материала прокладки после неравномерной затяжки фланцевого соединения крышки с корпусом задвижки. при выполнении монтажных работ. 2. Организационные причины аварии: 2.1. Недостаточный контроль за качеством выполненных работ по изготовлению и замене прокладки между крышкой и корпусом задвижки. 2.2. Неэффективность производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности при эксплуатации опасного производственного объекта, а именно: отсутствие контроля за своевременным проведением необходимых испытаний и технических освидетельствований технических устройств.	Повреждена трубопроводная арматура	Двое сотрудников получили термические ожоги I и II степени тяжести. Экономический ущерб отсутствует.
08.05.2018 АО «Новокуйбышевский нефтеперерабатываю щий завод»	Пожар	При выводе печи на нормальный режим произошла разгерметизация вальцовочного соединения ретурбенда печи с последующим возгоранием бензина прямогонного. 1. Технические причины аварии: Разгерметизация соединения ретурбенда трубы в результате: резкого повышения давления в ходе многократного изменения температурного режима, перегрева продукта в змеевике печи выше нормы	Повреждено оборудование, технические устройства и сооружения, попавшие в зону термического воздействия.	Пострадавших нет. Экономический ущерб отсутствует.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №			
1021900					

17342-OP.TЧ

Лист

32

1	2	3	4	5
		установленной технологическим регламентом и ошибочного обозначения позиции датчиков на мнемосхеме АСУ ТП 2. Организационные причины аварии: 2.1. Отсутствие контроля при приемке, проверке и эксплуатации системы АСУ ТП. 2.2. Нарушения ведения технологического процесса, а именно: регулирование технологического процесса по байпасным линиям вместо клапанов регуляторов, работа с отключенными позициями противоаварийной защиты, отсутствие контроля за работой насосно-компрессорного оборудования и уровнем в колонне.		
17.11.2018 АО «Газпромнефть-Московский НПЗ»	Пожар	Разгерметизация змеевика печи установки каталитического крекинга с последующим возгоранием сырья 1. Технические причины аварии: Разгерметизация горизонтального участка трубопровода печи вследствие коррозионного износа. 2. Организационные причины аварии: 2.1. По окончании капитального ремонта объект запущен в эксплуатацию при не выполненных в полном объеме проектных решениях (не закончен монтаж, пуско-наладка электрозадвижки, неполная реализация проектных решений по системе СБ и ПАЗ), в том числе отсутствие блокировки по аварийному включению подачи пара в змеевик при разгерметизации труб. 2.2. Не осуществлен производственный контроль в части обеспечения работоспособности средств автоматического отключения подачи сырья в печь.	Повреждена печь в объеме: обслуживающих площадок, инженерных коммуникаций, опорных конструкций каркаса печи, конвекционной и радиантной части змеевика печи.	Пострадавших нет. Экономический ущерб от аварии составил 4 000 000 000 р.

Инв. № подл. 1021900	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист 33
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ОП.ТЧ			

6 ИДЕНТИФИКАЦИЯ ОПАСНОСТЕЙ И ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЕ ОЦЕНКИ РИСКА

Основные задачи этапа идентификации опасностей выявление и четкое описание всех источников опасностей и путей (сценариев) их реализации.

При идентификации определено, какие элементы, технические устройства, технологические блоки или процессы в технологической системе требуют более серьезного анализа и какие представляют меньший интерес с точки зрения безопасности.

6.1 Перечень нежелательных событий

Описание возможных сценариев аварий с указанием инициирующих и последующих событий, приводящих к возникновению поражающих факторов аварий на объекте, представлено в Таблица 11. Здесь учтены предположения и ограничения, принятые выше в главе 4.2 «Исходные предположения и ограничения, определяющие пределы анализа риска». Более точные данные по вероятностям будут рассмотрены в главе 7 «Оценка риска».

Таблица 11 - Описание возможных сценариев аварий с указанием инициирующих и последующих событий, приводящих к возникновению поражающих факторов аварий

Обозначение	Сценарий	Описание
1	2	3
ПЖ	Пролив жидкости	Образование пролива ЛВЖ в открытом пространстве/помещении: разгерметизация технологического сооружения ⇒ утечка ЛВЖ в открытое пространство/помещение ⇒ образование пролива ⇒ проведение мероприятий по локализации и ликвидации последствий пролива
33	Зона загазованности	Образование ПВС в помещении: разгерметизация технологического сооружения ⇒ утечка опасных веществ в пределах помещения ⇒ утечка опасных веществ в открытое пространство ⇒ образование зоны загазованности ⇒ снижение концентрации загазованности при помощи вентиляции и проветривания Образование ПВС в открытом пространстве: разгерметизация технологического сооружения ⇒ утечка ЛВЖ в открытое пространство ⇒ образование пролива и испарение ЛВЖ ⇒ образование зоны загазованности ⇒ рассеяние зоны загазованности
ПП	Пожар пролива	Образование пожара пролива в открытом пространстве: разгерметизация технологического сооружения ⇒ утечка ЛВЖ в открытое пространство ⇒ образование пролива ⇒ попадание источника зажигания в пролитую ЛВЖ ⇒ возникновение пожара пролива ⇒ попадание оборудования, сооружений в зоны воздействия теплового излучения Образование пожара пролива в помещении: разгерметизация технологического сооружения ⇒ утечка ЛВЖ в помещении ⇒ образование пролива ⇒ попадание источника зажигания в пролитую ЛВЖ ⇒ возникновение пожара пролива ⇒ попадание оборудования, сооружений в зоны воздействия теплового излучения

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-OP.TЧ	Лист	
								34
Инд. № подл.	1021900	Подп. и дата	Взам. инв. №					

1	2	3
ВГ	Взрыв паровоздушных смесей	<p>Взрыв ПВС в помещении: разгерметизация технологического сооружения ⇒ утечка ЛВЖ в помещении ⇒ образование облака ПВС в помещении ⇒ попадание в ПВС источника воспламенения ⇒ сгорание ПВС с развитием избыточного давления от источника воспламенения ⇒ разрушение легкообрасываемых конструкций (ЛСК)</p> <p>Взрыв ПВС в открытом пространстве: разгерметизация технологического сооружения ⇒ утечка ЛВЖ в открытое пространство ⇒ образование пролива и испарение ЛВЖ ⇒ образование ПВС ⇒ попадание в ПВС источника воспламенения ⇒ сгорание ПВС с развитием избыточного давления от источника воспламенения ⇒ частичное или полное разрушение сооружения</p>
ПВ	Пожар-вспышка	<p>Сгорание ПВС в открытом пространстве: разгерметизация технологического сооружения ⇒ утечка ЛВЖ в открытое пространство ⇒ образование пролива и испарение ЛВЖ ⇒ образование ПВС ⇒ попадание источника воспламенения в ПВС ⇒ сгорание ПВС с небольшими видимыми скоростями пламени ⇒ попадание оборудования и/или персонала в зону поражения высокотемпературными продуктами сгорания</p>

6.2 Описание источников опасности, факторов риска, условий возникновения и развития нежелательных событий

Перечень оборудования опасного объекта, которые могут стать источником опасности, с указанием опасных сценариев аварий и участвующих в них опасных веществ представлен в Таблица 12. Характеристики опасных веществ, отражающих факторы риска, приведены выше в главе 5.1.1.

Таблица 12 - Перечень сооружений, которые могут стать источником опасности, с указанием опасных сценариев аварий и участвующих в них опасных веществ

	Обозначение	N	ЖФ	ГПФ	ПЖ	ЗЗ	ПП	ВГ	ПВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Дожимная насосная станция	P-1,2	2	Нефть	Нефть	+	+	+	+	+
	PO-1,2	2	Нефть	Нефть	+	+	+	+	+
	УЗ ОУ	1	Нефть	Нефть	+	+	+	+	+
	H11	1	Нефть	Нефть	+	+	+	+	+
	H10	1	Нефть	Попутный нефтяной газ	+	+	+	+	+
Станция насосная перекачки нефти	НН-1/1..4	4	Нефть	Нефть	+	+	+	+	
	НН-2/1	1	Нефть	Нефть	+	+	+	+	
	НН-3/1...3	3	Нефть	Нефть	+	+	+	+	
	СИКНС	1	Нефть	Нефть	+	+	+	+	
Площадка производственная (блока реагентного)	БДР-1	1	Дезмульгатор	Метанол	+	+	+	+	
	БДР-2	1	Депрессатор	Депрессатор	+		+		
Площадка производственная (трехфазного аппарата)	ХТ-1/1,2	2	Нефть	Попутный нефтяной газ	+	+	+	+	+
	БУ-1/1,2	2	Нефть	Попутный	+	+	+	+	

Изм. № подл.	1021900
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

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

17342-ОР.ТЧ

Лист

35

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
				нефтяной газ					
	ХТ-2/1...3	3	Нефть	Попутный нефтяной газ	+	+	+	+	+
	БУ-2/1,2,3	3	Нефть	Попутный нефтяной газ	+	+	+	+	
Площадка производственная (налива нефти)	ЕН-3	1	Нефть	Нефть	+	+	+	+	+
Площадка производственная (фильтров- грязеуловителей)	Ф-11,12	2	Нефть	Попутный нефтяной газ	+	+	+	+	+

6.3 Предварительные оценки опасности и риска

Классификация установок по взрывопожарной и пожарной опасности и характеристика взрывоопасных смесей приведены в Таблица 13.

Таблица 13 – Классификация установок по взрывопожарной и пожарной опасности и характеристика взрывоопасных смесей

Наименование	Характеристика веществ	Категория производства по взрывопо-жарной и пожарной опасности (ТР №123-ФЗ)	Класс взрыво- и пожаро- опасности (по ПУЭ)	Категория и группа взрывоопасной смеси (по ТР ТС 012/2011)
1	2	3	4	5
Здание операторной поз.2.1	-	Д	-	-
Площадка производственная (сепараторов) поз.2.8	Нефть, попутный нефтяной газ и пластовая вода	АН	B-Ir	IIA-T3
Корпус производственный поз.2.16.1	Нефть подготовленная, очищенная пластовая вода	A	B-Ia	IIA-T3
Электрощитовая поз.2.16.2	-	B4	-	-
Венткамера поз.2.16.3	-	Д	-	-
Помещение КИПиА поз.2.16.4	-	Д	-	-
Площадка производственная (фильтров-грязеуловителей) поз.2.17	Нефть, попутный нефтяной газ и пластовая вода	АН	B-Ir	IIA-T3
Площадка производственная (трехфазного аппарата) поз.2.20	Нефть, попутный нефтяной газ и пластовая вода	АН	B-Ir	IIA-T3
Аппарат трехфазный ХТ-1/1,1/2, ХТ-2/1...2/3	Нефть, попутный нефтяной газ и пластовая вода	АН	B-Ir	IIA-T3
Блок управления ХТ-1/1,1/2, ХТ-2/1...2/3	Нефть, попутный нефтяной газ и пластовая вода	A	B-Ia	IIA-T3
Площадка производственная (блока реагентного) поз.2.26	Нефть, деэмульгатор	АН	B-Ir	IIA-T3
Блок реагентный поз.2.27, 7.1	Нефть, деэмульгатор	A	B-Ia	IIA-T3
Блок реагентный (Блок автоматики)	-	Д	-	-

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ОР.ТЧ	Лист	
								36
Инва. № подл.	1021900	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инва. № подл.	1021900			

1	2	3	4	5
Склад-навес поз.2.28	Дезмульгатор, ингибитор коррозии	АН	B-Ir	IIA-T3
Резервуар хранения нефти поз.2.30, 5.1	Нефть, пластовая вода	АН	B-Ir	IIA-T3
Резервуар очищенных стоков поз.2.41	Очищенная пластовая вода	Д	-	-
Резервуар очищенных стоков поз.2.41 (в режиме резервуара аварийного)	Нефть, пластовая вода	АН	B-Ir	IIA-T3
Резервуар очищенных стоков поз.2.42	Очищенная пластовая вода	Д	-	-
Емкость дренажная поз.2.31, 2.32, 2.33, 2.34	Нефть, пластовая вода	АН	B-Ir	IIA-T3
Установка факельная поз.2.35	Попутный нефтяной газ	АН	B-Ir	IIA-T3
Установка газорегуляторная ГРПШ-1 поз.2.36	Попутный нефтяной газ	АН	B-Ir	IIA-T3
Сепаратор факельного газа поз.2.37, 2.38	Нефтедержащая жидкость, попутный нефтяной газ	АН	B-Ir	IIA-T3
Емкость дренажная поз.2.39, 2.40	Нефтедержащая жидкость, попутный нефтяной газ	АН	B-Ir	IIA-T3
Площадка производственная (налива нефти) поз.2.55	Нефть	АН	B-Ir	IIA-T3
Стояк налива нефтепродуктов поз.2.55.1	Нефть	АН	B-Ir	IIA-T3
Площадка производственная (узла приема нефтедержащей жидкости) поз.2.61	Нефть, пластовая вода	АН	B-Ir	IIA-T3
Узел запуска средств очистки и диагностики поз.2.55	Нефть	АН	B-Ir	IIA-T3

6.4 Идентификация опасностей

Проектируемый объект «Станция нефтенасосная дожимная с УПСВ. Туканский участок недр» обладает признаками опасности опасного производственного объекта, установленными приложениями 1,2 к Федеральному закону №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» [1].

Идентификация проведена с учетом «Требований к регистрации объектов в государственном реестре опасных производственных объектов и ведению государственного реестра опасных производственных объектов», утвержденных приказом Ростехнадзора от 30.11.2020 №471 6].

Результаты идентификации сооружений проектируемого объекта «Станция нефтенасосная дожимная с УПСВ. Туканский участок недр» представлены в Таблица 14.

Инов. № подл. 1021900	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист 37	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-OP.TЧ				

Таблица 14 - Признаки опасности проектируемого объекта

Типовое наименование опасного производственного объекта (именной код объекта)	Признаки опасности объекта	
	Числовой код	Наименование опасности
Площадка насосной станции (4)	2.1	Получение, использование, транспортирование опасных веществ
	2.2	Использование оборудования, работающего под давлением более 0,07 МПа

На основании п.1 приложения 2 к Федеральному закону №116-ФЗ от 21.07.1997 «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» [1] при идентификации использован критерий – количество опасных веществ (т), которые одновременно находятся или могут находиться на объекте «площадка насосной станции» в соответствии с таблицей 2 приложения 2 к Федеральному закону №116-ФЗ [1].

В зависимости от количественных показателей критериев проектируемые сооружения, обладают признаками опасного производственного объекта чрезвычайно высокой опасности, так как максимальное количество опасного вещества (нефти), используемого в технологическом процессе более 2000 т и составило 5613,699 т (см. Таблица 8).

На основании п.2 ст.14 №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» [1], на проектируемый объект «Станция нефтенасосная дожимная с УПСВ. Туканский участок недр» разрабатывается декларация промышленной безопасности в составе настоящей проектной документации, так как количество опасного вещества (нефть), используемого в технологическом процессе превысило пороговое значение 200 т.

Класс опасности опасному производственному объекту присваивается и/или уточняется, в случае внесения изменений, эксплуатирующей организацией при его регистрации в государственном реестре в соответствии с порядком, установленным Постановлением Правительства РФ от 24.11.1998 №1371 [10].

6.5 Выбор дальнейшего направления анализа риска

Далее для объекта «Станция нефтенасосная дожимная с УПСВ. Туканский участок недр» приведен более детальный анализ риска.

Инов. № подл. 1021900	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист 38
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ОП.ТЧ			

7 ОЦЕНКА РИСКА

7.1 Определение частот возникновения инициирующих и всех нежелательных событий

Частоты возникновения инициирующих событий для линейных сооружений принимались по статистике ПАО «Сургутнефтегаз». Частота разгерметизации согласно статистики ПАО «Сургутнефтегаз» составляет $1,027 \cdot 10^{-3}$ 1/км.год.

Частоты возникновения дефектных отверстий по его параметрам и с учетом доли каждого разрыва приняты по аналогии ОПО МНПП и приведены в Таблица 15, а условная вероятность мгновенного воспламенения и воспламенения с задержкой - Таблица 16.

Таблица 15 - Частоты возникновения дефектных отверстий по его параметрам и с учетом доли каждого разрыва

Параметр дефектного отверстия	Свищ $m=0$	Малая трещина $m=1$	Средняя трещина $m=2$	«Гильотинный» разрыв $m=3$
L_p/DN	$S_{эфф} \leq 10^{-4} \text{ м}^2$ независимо от диаметра	0,3	0,75	1,5
$S_{эфф}/S_0$		0,0072	0,448	0,179
Доля разрывов f_m^{Lp}		0,165	0,105	0,03

Таблица 16 - Условная вероятность мгновенного воспламенения и воспламенения с задержкой

Массовый расход истечения, кг/с		Условная вероятность мгновенного воспламенения			Условная вероятность последующего воспламенения при отсутствии мгновенного воспламенения			Условная вероятность сгорания с образованием избыточного давления при образовании горючего газопаровоздушного облака и его последующем воспламенении		
Диапазон	Номинальное среднее значение	Газ	Двух фазная смесь	Жидкость	Газ	Двухфазная смесь	Жидкость	Газ	Двух фазная смесь	Жидкость
Малый (<1)	0,5	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,080	0,080	0,050
Средний (1-50)	10	0,035	0,035	0,015	0,036	0,036	0,015	0,240	0,240	0,050
Большой (>50)	100	0,150	0,150	0,040	0,176	0,176	0,042	0,600	0,600	0,050
Полный разрыв	Не определено	0,200	0,200	0,050	0,240	0,240	0,061	0,600	0,600	0,100

Изм. № подл.	1021900
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ОП.ТЧ	Лист
							39

7.2 Оценка последствий возникновения нежелательных событий на сооружениях объекта

Оценка последствий включает анализ возможных воздействий на людей, имущество и (или) окружающую природную среду. Для оценки последствий в данном разделе оценены физические эффекты нежелательных событий (отказы, разрушение технических устройств, сооружений, пожары), определены объекты, которые могут быть подвергнуты опасности.

Далее приведены последствия возникновения нежелательных событий по всем идентифицированным сценариям аварий для всех опасных сооружений объекта. Также учтена и выявлена связь масштабов последствий с частотой их возникновения.

7.2.1 Пролив ЖФ ВПОВ из технологического оборудования с последующей ликвидацией аварии

При разгерметизации сооружений возможна утечка ЖФ ВПОВ. Локализация аварии дает результаты и это не приводит к эскалации аварии. Расчет выполнен с использованием программного комплекса TOXI+Risk5, ЗАО «НТЦ ИППБ». Результаты расчета сценария аварии «ПЖ» с поступлением ЖФ ВПОВ в открытое пространство представлены ниже (Таблица 17).

Таблица 17 - Разгерметизация технологического сооружения с поступлением ЖФ ВПОВ в открытое пространство с последующей ликвидацией аварии

Обозначение	Вещество	Спр	т.ужф	т.и	Р.п	Примечание
		м ²	кг	кг	м	
ХТ-1/1,2	Нефть	550	42500	0,64	13,23	В пределах площадки
ХТ-2/1,2,3	Нефть	775	42500	1,14	15,71	В пределах площадки
УЗ ОУ	Нефть	71,3	3030	0,09	4,764	Пролив
Р-1,2	Нефть	3580	2880000	38,96	33,76	В каре
РО-1,2	Нефть	3580	2880000	38,96	33,76	В каре
Ф-1,2	Нефть	238	161000	0,03	8,704	В пределах площадки
ЕН-3	Нефть	128	42400	0,22	6,383	В пределах площадки
Н-11	Нефть	957	40500	4,62	17,45	Пролив
Н10	Нефть	2350	99900	20,93	27,35	Пролив

Результаты расчета сценария аварии «ПЖ» в помещении представлены ниже (Таблица 18).

Таблица 18 - Разгерметизация технологического сооружения с поступлением ЖФ ВПОВ в помещение с последующей ликвидацией аварии

Обозначение	Вещество	Vпр	т.ужф	Спр	d.пр	М	т.и	Примечание
		м ³	т	м ²	м	кг/кмоль	кг	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Н-1/1..4	Нефть	2,1	1,75	309	21	227	129	В помещ.
Н-2/1	Нефть	2,1	1,75	309	21	227	129	В помещ.
НН-3/1...3	Нефть	5,1	4,36	712	31	227	470	В помещ.
СИКНС	Нефть	5,3	4,49	712	31	227	484	В помещ.

Изм. № подл.	1021900
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

17342-ОР.ТЧ

Лист

40

1	2	3	4	5	6	7	8	9
БДР-1	Дезэмульгатор	4	1,58	214	33	44	119	Перелив
БДР-2	Депрессатор	4	3,8	214	33	120	21	Перелив
БУ-1/1,2	Нефть	6,7	3,2	730	31	227	1856	В пределах площадки
БУ-2/1,2,3	Нефть	4,7	2,27	456	25	227	1159	В пределах площадки

7.2.2 Возникновение пожаров ЖФ ВПОВ на технологических сооружениях

Пожар может возникнуть в результате пролива жидкости при разгерметизации сооружения, оборудования в случае появления источника воспламенения. Расчет выполнен с использованием программного комплекса TOXI+Risk5, ЗАО «НТЦ ИППБ». Результаты расчета сценариев аварий «ПП» представлены ниже (Таблица 19).

Таблица 19 - Параметры пожаров на технологических сооружениях объекта

Обозначение	Вещество	S	Lп	т в аварии	X (м) при q (кВт/м²)						
		м²	м	кг	14,8	13,9	12,9	10,5	7	4,2	1,4
ХТ-1/1,2	Нефть	550	26,41	2760				13,61	18,37	26,96	51,46
ХТ-2/1,2,3	Нефть	775	29,75	2760					19,88	29,31	56,36
УЗ ОУ	Нефть	71,3	12,98	3030	5,17	5,41	5,74	6,83	9,56	13,86	26,38
Р-1,2	Нефть	3580	50,63	2880000					33,77	46,88	91,3
РО-1,2	Нефть	3580	50,63	2880000					33,77	46,88	91,3
Ф-1,2	Нефть	238	19,74	161000		8,74	9,03	10,45	14,55	21,14	40
ЕН-3	Нефть	128	15,91	42400	6,58	6,84	7,21	8,52	11,89	17,23	32,64
Н-11	Нефть	957	32,02	40500					20,76	30,67	59,39
Н10	Нефть	2350	43,74	99900					27,36	38,17	75,71

Результаты расчета сценариев аварий «ПР ПП» в помещении представлены ниже (Таблица 20).

Таблица 20 - Параметры пожаров в помещении

Обозначение	Вещество	Помещение	Snр	т	время		tэвакуац	υрасп.пл	τрасп.пл
		м×м×м	м²	т	горения		сек	м/с	сек
Н-1/1..4	Нефть	12×60×8,2	309	1,7	1,8	мин	49	0,15	69
Н-2/1	Нефть	12×60×8,2	309	1,7	1,8	мин	49	0,15	69
НН-3/1...3	Нефть	12×60×8,2	712	4,4	2	мин	49	0,15	103
СИКНС	Нефть	12×60×8,2	712	4,5	2	мин	49	0,15	103
БДР-1	Дезэмульгатор	6×2,8×2,1	214	1,6	4,8	мин	10	0,57	29
БДР-2	Депрессатор	6×2,8×2,1	214	3,8	7,4	мин	10	0,15	111
БУ-1/1,2	Нефть	3×6×2	730	3,2	1,4	мин	10	0,15	104
БУ-2/1,2,3	Нефть	3×6×2	456	2,3	1,6	мин	10	0,15	82

Взам. инв. №	1021900	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
				Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

17342-ОР.ТЧ

41

7.2.3 Образование зоны загазованности ПВС с последующим её рассеянием

Вследствие разгерметизации оборудования или сооружения ГПФ ВПОВ поступает в открытое пространство с последующим образованием облака ПВС. Расчет выполнен с использованием программного комплекса TOXI+Risk5, ЗАО «НТЦ ИППБ».

Результаты расчета сценариев аварий «33» в открытом пространстве представлены ниже в представлен ниже (Таблица 21).

Таблица 21 - Разгерметизация технологического оборудования с поступлением ГПФ ВПОВ в открытое пространство и образованием облака ПВС, с последующим его рассеянием и ликвидацией аварии

Обозначение	Вещество	S	m.заг	Параметры зоны, (м)
		м²	кг	Rнкпр
ХТ-1/1,2	Нефть	550	0,64	14,62
ХТ-2/1,2,3	Нефть	775	1,14	17,22
УЗ ОУ	Нефть	71,3	0,09	5,42
Р-1,2	Нефть	3580	38,96	38,7
РО-1,2	Нефть	3580	38,96	38,7
Ф-1,2	Нефть	238	0,03	9,44
ЕН-3	Нефть	128	0,22	7,25
Н-11	Нефть	957	4,62	19,9
Н10	Нефть	2350	20,93	32,72

Результаты расчета сценариев аварий «33» в помещении представлены ниже в представлен ниже (Таблица 22).

Таблица 22 - Разгерметизация технологического оборудования с поступлением ГПФ ВПОВ помещение и образованием облака ПВС, с последующим его рассеянием и ликвидацией аварии

Обозначение	Вещество	m.заг	S _{нкпр}	Параметры зоны, (м)	
		кг	%об	A·B·Z	форма
Н-1/1..4	Нефть	97	1,20	60·12·0,4	помещения
Н-2/1	Нефть	97	1,20	60·12·0,4	помещения
НН-3/1...3	Нефть	311	1,20	60·12·1,2	помещения
СИКНС	Нефть	317	1,20	60·12·1,2	помещения
БДР-1	Деземальгатор	2,7	6,98	2,8·6·0,4	помещения
БУ-1/1,2	Нефть	6,2	1,20	6·3·0,9	помещения
БУ-2/1,2,3	Нефть	6,2	1,20	6·3·0,9	помещения

7.2.4 Взрывы паровоздушных смесей на технологических сооружениях

При разгерметизации технологического сооружения ПВС поступает в открытое пространство. Локализация аварии не дает результатов и это может привести к эскалации аварии. При наличии источника зажигания возможно сгорание образованного облака ПВС с развитием волны избыточного давления.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ОП.ТЧ	Лист	
								42
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Результаты расчета сценария аварии «ВГ» представлены ниже (Таблица 23), выполненные с использованием программного комплекса TOXI+Risk5, ЗАО «НТЦ ИППБ»

Таблица 23 – Результаты расчета взрыва ПВС на технологических сооружениях в открытом пространстве

Обозначение	Вещество	т.вг кг	Ri (м) при Pi, кПа				
			53	28	12	5	3
			r2	r3	r4	r5	r6
ХТ-1/1,2	Нефть	0,02				24,75	37,57
ХТ-2/1,2,3	Нефть	0,02				30	45,55
УЗ ОУ	Нефть	0,09			5,73	12,87	19,54
Р-1,2	Нефть	38,96			43,33	97,36	147,8
РО-1,2	Нефть	38,96			43,33	97,36	147,8
Ф-1,2	Нефть	0,03				8,92	13,55
ЕН-3	Нефть	0,22		6,71	21,89	49,18	74,66
Н-11	Нефть	4,62			21,29	47,83	72,62
Н10	Нефть	20,93		10,8	35,27	79,24	120,9

Результаты расчета сценария аварии «ВГ» в помещении представлены ниже в Таблица 24.

Таблица 24 – Результаты расчета взрыва ПВС на технологических сооружениях в помещении

Обозначение	Вещество	Vсв	ΔР	Исходные данные для расчета						
				Uнр	α	ε.с	βμ	Кф	ρо	Aо
		м³	кПа	м/с	мкм/м.К	-	-	-	кг/м³	м²
Н-1/1..4	Нефть	5314	5	0,1	8,7	7,9	0,16	0,4	1,21	295
Н-2/1	Нефть	5314	5	0,1	8,7	7,9	0,16	0,4	1,21	295
НН-3/1...3	Нефть	5314	5	0,1	8,7	7,9	0,60	0,4	1,22	295
СИКНС	Нефть	5314	5	0,1	8,7	7,9	0,61	0,4	1,22	295
БДР-1	Деэмульгатор	20	5	0,3	4,8	8	1,00	0,7	1,21	1,3
БУ-1/1,2	Нефть	29,1	5	0,1	4,8	7,9	1,00	0,6	1,23	1,8
БУ-2/1,2,3	Нефть	29,1	5	0,1	4,8	7,9	1,00	0,6	1,23	1,8

7.2.5 Пожар-вспышка облака НКПР (сгорание облака)

Возможно также сгорание облака ПВС без развития избыточного давления (Пожар-вспышка). Указанный вариант сценария аварии представлен в Таблица 25.

Инов. № подл. 1021900	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист 43
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ОР.ТЧ			

Таблица 25 - Зоны высокотемпературных продуктов сгорания, образовавшиеся при пожаре-вспышке паровоздушной смеси

Обозначение	Вещество	S	m.заг	Rвсп
		м²	кг	м
ХТ-1/1,2	Нефть	550	0,64	17,55
ХТ-2/1,2,3	Нефть	775	1,14	20,66
УЗ ОУ	Нефть	71,3	0,09	6,509
Р-1,2	Нефть	3580	38,96	46,44
РО-1,2	Нефть	3580	38,96	46,44
Ф-1,2	Нефть	238	0,03	11,33
ЕН-3	Нефть	128	0,22	8,704
Н-11	Нефть	957	4,62	23,88
Н10	Нефть	2350	20,93	39,26

Инов. № подл.	Взам. инв. №
1021900	
Подп. и дата	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

17342-ОР.ТЧ	
-------------	--

						17342-ОР.ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		45

Таблица 26 - Частота реализации сценариев аварий на объекте

Обозначение	Частота реализации сценариев, год ⁻¹				
	ПЖ	ЗЗ	ПП	ВГ	ПВ
P-1,2	4,51E-06	4,51E-06	4,41E-08	1,83E-09	2,11E-08
PO-1,2	4,12E-04	4,12E-04	4,02E-06	1,67E-07	1,92E-06
УЗ ОУ	6,44E-05	6,44E-05	6,23E-07	2,59E-08	3,23E-07
H11	1,74E-03	1,74E-03	1,68E-05	6,99E-07	8,04E-06
H10	1,07E-03	1,07E-03	2,11E-05	2,71E-06	9,11E-06
H-1/1..4	1,60E-02	1,60E-02	1,60E-04	6,64E-06	
H-2/1	1,38E-03	1,38E-03	1,33E-05	5,53E-07	
HH-3/1...3	8,10E-03	8,10E-03	7,99E-05	3,32E-06	
СИКНС	1,87E-05	1,87E-05	1,81E-07	7,53E-09	
БДР-1	1,04E-04	1,04E-04	1,01E-06	4,18E-08	
БДР-2	1,04E-04		1,01E-06		
ХТ-1/1,2	2,54E-04	2,54E-04	3,16E-06	2,95E-07	1,43E-06
БУ-1/1,2	1,08E-04	1,08E-04	1,55E-06	1,85E-07	
ХТ-2/1...3	5,64E-04	5,64E-04	7,12E-06	6,64E-07	3,21E-06
БУ-2/1,2,3	2,40E-04	2,40E-04	3,48E-06	4,16E-07	
ЕН-3	6,40E-05	6,40E-05	9,88E-07		5,43E-07
Ф-11,12	2,52E-04	2,52E-04	3,95E-06	4,16E-07	1,76E-06

Количество веществ, участвующих в вероятных авариях по всем сценариям, представлено в Таблица 27.

Таблица 27 - Количество веществ, участвующих в вероятных авариях по всем сценариям

Аварийное оборудование, инициирующее событие			Количество веществ участвующих в создании поражающих факторов аварии, т				
Наименование	Обозначение	Кол. веществ в аварии, т	ПЖ	ЗЗ	ПП	ВГ	ПВ
P-1,2	Нефть	2880	2880	0,0389	2880	0,0389	0,0389
PO-1,2	Нефть	2880	2880	0,0389	2880	0,0389	0,0389
УЗ ОУ	Нефть	3,03	3,03	0,00009	3,03	0,00009	0,00009
H11	Нефть	40,5	40,5	0,0046	40,5	0,0046	0,0046
H10	Нефть	99,9	99,9	0,0209	99,9	0,0209	0,0209
H-1/1..4	Нефть	1,747	1,747	0,098	1,747	0,01	
H-2/1	Нефть	1,747	1,747	0,098	1,747	0,01	
HH-3/1...3	Нефть	4,359	4,359	0,311	4,359	0,032	
СИКНС	Нефть	4,490	4,49	0,317	4,49	0,032	
БДР-1	Дезмульгатор	1,585	1,585	0,003	1,585	0,001	
БДР-2	Депрессатор	3,801	3,801		3,801		
ХТ-1/1,2	Нефть	42,5	42,5	0,00064	42,5	0,0389	0,0389
БУ-1/1,2	Нефть	3,198	3,198	0,007	3,198	0,001	
ХТ-2/1...3	Нефть	42,5	42,5	0,00114	42,5	0,00114	0,00114
БУ-2/1,2,3	Нефть	2,272	2,272	0,007	2,272	0,001	
ЕН-3	Нефть	42,4	42,4	0,0389	42,4	0,0389	0,0389
Ф-11,12	Нефть	0,537	0,537	0,267	0,537	0,027	0,267

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Инд. № подл.	1021900				
Подп. и дата					
Взам. инв. №					

17342-OP.TЧ

Лист

46

8.1.1 Построение изолиний распределения потенциального риска

Распределение потенциального риска для объекта является интегральным показателем от всех видов сценариев (смотри главу 7 «Оценка риска»), и представлено ниже.

В Таблица 28 приведены изолинии распределения потенциального риска по территории объекта.

Таблица 28 - Изолинии распределения потенциального риска по территории объекта

Обозначение	Радиусы изолиний потенциального риска при частоте, год ⁻¹						
	1,Е-05	1,Е-06	1,Е-07	1,Е-08	1,Е-09	1,Е-10	1,Е-11
P-1,2				46			
PO-1,2		46					
УЗ ОУ			6				
H11		23					
H10		39					
H-1/1..4	В помещ.						
H-2/1		В помещ.					
HH-3/1...3	В помещ.						
СИКНС			В помещ.				
БДР-1		В помещ.					
БДР-2		В помещ.					
ХТ-1/1,2		17					
БУ-1/1,2		В помещ.					
ХТ-2/1...3	20	62					
БУ-2/1,2,3			В помещ.				
ЕН-3			8				
Ф-11,12		11					

Графическое изображение распределения потенциального риска по территории объекта представлено в Приложении Б.2.

8.1.2 Вычисление показателей рисков для объекта

Документацией расчет численности профессионально-квалифицированного состава работников не предусмотрен. Обслуживание выполняется имеющимся персоналом.

Обобщенные данные для оценки риска представлены ниже (Таблица 29).

Таблица 29 - Обобщенные данные для оценки риска

Площадь объекта			м ²	42863	
Категория групп людей	Периодичность работы	Всего человек	Время пребыв. часы	Условное время пребывания	
				дней	человеко-дней
Вахта дневная	ежедневно	5	11	167,40	837,01
Вахта ночная	ежедневно	5	11	167,40	837,01
Дневной персонал	рабочие дни	2	11	114,58	229,17

Результаты расчетов индивидуального и коллективного рисков представлены ниже (Таблица 30).

Изн. № подл. 1021900	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист 47
			17342-OP.TЧ						
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

Таблица 30 - Результаты расчетов индивидуального и коллективного рисков

Экспликация изолиний потенц.риска, год ⁻¹	Площади зон потенц.риска, м ²		Все категории	Персонал
	Всего	К влияния, %	Коллектив.риск	Индивидуальный риск
1,E-05	201	100%	2,44E-06	2,15E-07
1,E-06	1871	100%	2,28E-06	2,00E-07
1,E-07	51402	100%	6,25E-06	5,50E-07
1,E-08	10437	95%	1,21E-07	1,06E-08
1,E-09	19600	85%	2,03E-08	1,78E-09
Итого:	83511		1,11E-05	5,50E-07

8.1.3 Распределение сценариев аварий на объекте

Наиболее опасный по последствиям сценарий аварии определяем, проводя оценку, как степени разрушения материальных объектов, так и степени поражения людей при вероятной аварии. При этом учитывается частота реализации наступления события. Характеристики принятого сценария аварии приведены в Таблица 31.

Таблица 31 – Наиболее опасный по последствиям сценарий аварии

Сц-рий	Наиболее опасный сценарий		m.гор кг	R пораж. м	t экспозиции сек	Опасный фактор	Qсц год ⁻¹
	Сооружение	Вещество					
ПВ	P-1,2	Нефть	38,57	46,4	1	Поражение высокотемпературными продуктами сгорания ПВС	2,11E-08

Принятый сценарий наиболее вероятной аварии принят исходя из данных приведенных в главе 8.1.1 «Частота реализации сценариев авариях» и представлен в Таблица 32.

Таблица 32 – Наиболее вероятный сценарий аварии

Оборудование	Сценарий	Опасное вещество в аварии		Qсц год ⁻¹
		Наименование	Масса, кг	
H-1/1..4	ПЖ	Нефть	1746	1,60E-02

8.2 Анализ неопределенностей результатов оценки риска

8.2.1 Идентификация источников неопределенностей

Имеется много неопределенностей, связанных с оценкой риска. Основными источниками неопределенностей являются:

- неполнота информации по надежности оборудования;
- неполнота информации по «человеческому фактору»:
- ошибки при строительстве объекта;
- ошибки при эксплуатации объекта;
- принятые предположения и допущения;
- допущения, принятые по исходным данным;

Инов. № подл. 1021900	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист 48
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-OP.TЧ			

- допущения, принятые по метеоусловиям;
- допущения, принятые по используемым моделям сценариев аварий.

8.2.2 Оценка неопределенностей

При оценке неопределенностей будем оперировать не количественными критериями, а тенденциями изменения их источников в какую-либо сторону.

8.2.2.1 По неполноте информации по надежности оборудования

При неполноте информации по надежности оборудовании можно проследить следующие тенденции:

- реальные характеристики оборудования, такие как объемы и производительность, с течением времени не изменяются, что свидетельствует о применимости статистических данных по ущербу от вероятных аварий;
- качество оборудования имеет тенденцию к улучшению, приведет к снижению рисков.

8.2.2.2 По неполноте данных по «человеческому фактору»

Ошибки при строительстве и эксплуатации объекта:

- применяемая в ПАО «Сургутнефтегаз» система качества, также система многоступенчатого контроля является одной из причин снижения тренда по ошибкам;
- к такому же результату приводит подготовка кадров, использование новых технологий производства, а также применение нового оборудования;
- к повышению тренда ошибок приводит увеличение нагрузки на работников из-за возросших объемов производства и снижения сроков выполнения;
- к такому же результату приводит ухудшение психофизических показателей людей из-за возросшего темпа жизни, ухудшения экологии и увеличения текучести кадров.

8.2.2.3 По принятым предположениям и допущениям

При отклонении (в процессе эксплуатации объекта) сопутствующих аварии факторов от принятых при оценке риска, реальные риски могут отклоняться от расчетных, что описано ниже.

Допущения, принятые по исходным данным:

- последствия вероятных аварий рассчитаны при условиях максимальной производительности анализируемого объекта, который наступает через несколько лет после ввода объекта в эксплуатацию и при этом не произойдет сколько-нибудь существенного износа оборудования;
- при последующей эксплуатации износ оборудования постепенно растет и, следовательно, растет и вероятность наступления аварии;
- с течением времени характеристики добываемых углеводородов (такие как плотность, молярная масса, энергоемкость и пределы взрываемости) влияющие на результаты расчетов незначительно меняются в сторону увеличения, что мало влияет на соответствующее увеличение параметров поражающих факторов (на основании анализа большого количества оценок рисков, выполненных по

Инв. № подл.	1021900	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-OP.TЧ				49

большинству применяемых в настоящей работе стандартизированных методик расчетов).

Допущения, принятые по метеоусловиям:

- так как характеристики метеоусловий и допущения по ним (о их неизменности в течение экспозиции и по местоположению, а также нормативном ограничении по скорости ветра см. главу 4.2.2) приняты для расчета максимальных сценариев аварий, то любые отклонения от них приведут к снижению реальных рисков.

Допущения, принятые по используемым моделям сценариев аварий:

- закрытые объемы практически не бывают полностью заполнены ГПВС стехиометрической концентрации и могут варьироваться как в пределах взрывоопасной концентрации, так и по объему, что приведет к вероятному снижению рисков.

8.3 Анализ соответствия критериям приемлемого риска

По результатам анализа риска установлено, что объект полностью соответствует критериям риска, установленным ФЗ №123-ФЗ от 22.07.2008. Результаты сравнения представлены в Таблица 33.

Таблица 33 - Результаты анализа риска

Сооружения	Показатели риска обслуживающего персонала		Примечание
	Индивидуальный риск, год ⁻¹		
	Нормативный	Расчетный	
ДНС с УПСВ	менее 10 ⁻⁶	5,50E-07	Безусловно, выполнены
Примечание: Иные лица (население) не попадают в зону поражающих факторов. Социальный риск равен нулю			

Соответственно в принятии дополнительных мер по уменьшению риска необходимость отсутствует, кроме обязательных, согласно действующей НТД.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ОП.ТЧ	Лист
Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					
1021900							

9 РЕКОМЕНДАЦИИ ПО УМЕНЬШЕНИЮ РИСКА

На основании результатов оценки риска в данной главе представляются рекомендации по поддержанию объекта в безопасном состоянии. В принятии дополнительных мер по уменьшению риска, который находится на приемлемом уровне, необходимость отсутствует.

Поддержание достигнутого приемлемого уровня должно обеспечиваться:

- функционированием системы управления промышленной безопасности, созданной «Положением о системе управления промышленной безопасностью в ПАО «Сургутнефтегаз», утвержденным приказом ПАО «Сургутнефтегаз» от 27.05.2021 №1321;
- организацией и осуществлением производственного контроля в ПАО «Сургутнефтегаз» за соблюдением требований промышленной безопасности в соответствии с «Положением об организации и осуществления производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности на опасных производственных объектах ПАО «Сургутнефтегаз», утвержденным приказом от 23.04.2021 №1010;
- проведением профилактической и плановой работы по выявлению дефектов оборудования, отдельных узлов и деталей, их ремонта или замены;
- осуществлением контроля за общим комплексом мероприятий по повышению технологической дисциплины и увеличения ресурса работы оборудования, выполнением аварийно-ремонтных и восстановительных работ в соответствии с требованиями промышленной безопасности, охраны труда и правил технической эксплуатации;
- контролем трубопроводов и запорной арматуры, их своевременным техническим обслуживанием и текущим ремонтом;
- проведением систематического наблюдения за состоянием технологических сооружений, коррозионным состоянием металлических конструкций, осадкой фундаментов, состоянием кровли, их теплоизоляции и остекления; своевременным проведением ремонта перечисленных элементов;
- поддержанием в исправности и постоянной готовности средств пожарной сигнализации, средств автоматической сигнализации предельной загазованности;
- заключением договоров с производителями на сервисное обслуживание оборудования для обеспечения квалификационного его ремонта;
- проведением сертификации качества применяемого оборудования и материалов с использованием услуг независимых организаций;
- обеспечением надлежащего хранения и ведения проектно-сметной и эксплуатационной проектной документации и поддержанием нормативных запасов материально-технических ресурсов для ликвидации аварий;
- совершенствованием мероприятий по профессиональной и противоаварийной подготовке производственного персонала, их обучения способам защиты и действиям в аварийных ситуациях;
- наличием средств защиты и укрытия в зонах потенциальной опасности;
- усилением физической защиты объектов для исключения несанкционированного на них доступа;

Согласно Федеральному закону «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.1997 №116-ФЗ [1] объект «Станция нефтенасосная дожимная с УПСВ. Туканский участок недр» подлежит обязательному страхованию гражданской ответственности в соответствии с Федеральным законом №225-ФЗ «Об обязательном страховании гражданской

Инв. № подл.	1021900	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ОП.ТЧ				51

ответственности владельца опасного объекта за причинение вреда в результате аварии на опасном объекте» [3].

Объект укомплектован материальными ресурсами для локализации и ликвидации последствий аварий, в том числе первичными средствами пожаротушения согласно Постановлению Правительства РФ «Об утверждении Правил противопожарного режима в Российской Федерации» от 16.09.2020 N1479 [7].

Подробно информация о пожарной части представлена в Томе 9 «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности» 17342-ПБ.

Инв. № подл.	1021900	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
											52
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ОП.ТЧ					

10 ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По результатам анализа риска на объект «Станция нефтенасосная дожимная с УПСВ. Туканский участок недр» можно заключить следующее:

1. Согласно документам от 21.05.2007 №304 Постановление Правительства РФ. «О классификации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» возможные аварийные ситуации на рассматриваемом объекте относятся к ЧС локального характера;

2. Для объекта документацией обеспечено полное соответствие рекомендуемым критериям риска по ФЗ №123 от 22.07.08, и в принятии особых мер по уменьшению риска нет необходимости, кроме обязательных согласно действующей НТД;

3. Технические решения, принятые в проектной документации, соответствуют требованиям экологических, санитарно-гигиенических, противопожарных и других норм, действующих на территории Российской Федерации, и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объекта при соблюдении предусмотренных документацией мероприятий.

4. Системы контроля и автоматизации базируется на современном применении средств вычислительной техники, комплексов микропроцессорных аппаратно-программных систем телемеханики, средств и систем локальной автоматики, средств связи и передачи информации.

На основании вышеизложенного, настоящая документация соответствует действующим нормам и правилам промышленной безопасности.

Инв. № подл.	1021900	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ОП.ТЧ				53

11 ПЕРЕЧЕНЬ ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ИНФОРМАЦИИ

- 1 Федеральный закон от 21.07.1997 №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»
- 2 Федеральный закон от 22.07.2008 №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»
- 3 Федеральный закон от 27.07.2010 №225-ФЗ «Об обязательном страховании гражданской ответственности владельца опасного объекта за причинение вреда в результате аварии на опасном объекте»
- 4 Федеральный закон от 30.12.2009 №384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»
- 5 Постановление Правительства РФ от 21.05.2007 №304 «О классификации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера»
- 6 Приказ Ростехнадзора от 30.11.2020 № 471 «Об утверждении Требований к регистрации объектов в государственном реестре опасных производственных объектов и ведению государственного реестра опасных производственных объектов, формы свидетельства о регистрации опасных производственных объектов в государственном реестре опасных производственных объектов»
- 7 Правила противопожарного режима в Российской Федерации, утвержденные Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.08.2020 №1479 «Об утверждении Правил противопожарного режима в Российской Федерации»
- 8 Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 №534 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»
- 9 Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 №529 «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности складов нефти и нефтепродуктов»
- 10 Постановление Правительства РФ от 24.11.1998 №1371 «О регистрации объектов в государственном реестре опасных производственных объектов»
- 11 Постановление Правительства РФ от 15.09.2020 №1437 «Положение о разработке планов мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на опасных производственных объектах»
- 12 НПБ 104-03 «Проектирование систем оповещения людей о пожаре в зданиях и сооружениях»
- 13 Приказ Ростехнадзора от 10.11.2022 № 387 Об утверждении Руководства по безопасности «Методические основы анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах»
- 14 Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 10.01.2023 № 4 Руководство по безопасности «Методика анализа риска аварий на опасных производственных объектах нефтегазодобычи»
- 15 Приказ Ростехнадзора от 21.12.2021 №444 Об утверждении Руководства по безопасности «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»
- 16 Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 № 536 «Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением»

Инв. № подл.	1021900	Подп. и дата	Взам. инв. №	Руководства по безопасности «Методические основы анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах»								
				14 Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 10.01.2023 № 4 Руководство по безопасности «Методика анализа риска аварий на опасных производственных объектах нефтегазодобычи»								
				15 Приказ Ростехнадзора от 21.12.2021 №444 Об утверждении Руководства по безопасности «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»								
16 Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 № 536 «Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением»												
						17342-OP.TЧ						Лист
												54
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата							

- 17 Приказ Ростехнадзора от 22.12.2021 №450 «Руководство по безопасности факельных систем»
- 18 РД 03-496-02 «Методические рекомендации по оценке ущерба от аварий на опасных производственных объектах»
- 19 ГОСТ 12.0.004-2015 ССБТ «Организация обучения безопасности труда. Общие положения»
- 20 ГОСТ 12.1.004-91 «ССБТ Пожарная безопасность. Общие требования»
- 21 ГОСТ 12.1.005-88 «ССБТ Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»
- 22 ГОСТ 12.1.007-76 «ССБТ Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности»
- 23 ГОСТ 12.1.044-89 (ИСО 4589-84) «Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения»
- 24 ГОСТ Р 12.3.047-2012 «ССБТ Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля»
- 25 ГОСТ 22.0.05-97/ГОСТ Р 22.0.05-94 «Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Техногенные чрезвычайные ситуации. Термины и определения»
- 26 ГОСТ 27.310-95 «Надежность в технике. Анализ вида, последствий и критичности отказов. Основные положения»
- 27 ГОСТ 31369-2008 (ИСО 6976:1995) Газ природный. Вычисление теплоты сгорания, плотности, относительной плотности и числа Воббе на основе компонентного состава
- 28 ГОСТ 30319.2-2015 «Газ природный. Методы расчета физических свойств. Вычисление физических свойств на основе данных о плотности при стандартных условиях и содержании азота и диоксида углерода»
- 29 Отчет о деятельности федеральной службы по экологическому, техническому и атомному надзору за 2012, 2014, 2015, 2016гг.
- 30 Утв. приказом МЧС РФ от 10.07.2009г. № 404 «Методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах»
- 31 РД 13.020.00-КТН-148-11 «Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах и нефтепродуктопроводах»
- 32 Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 17.06.2016г. №228 «Методические рекомендации по оценке степени риска аварий на опасных производственных объектах магистральных нефтепроводов и магистральных нефтепродуктопроводов»
- 33 Утвержденные ФГБУ ВНИИПО МЧС России от 27.11.2014 г. «Расчет параметров легкобрасываемых конструкций для взрывопожароопасных помещений промышленных объектов: рекомендации»
- 34 Котляревский В.А. «Безопасность резервуаров и трубопроводов». Экономика и информатика. Москва. 2000г.
- 35 Монахов В.Т «Показатели пожарной опасности веществ и материалов. Анализ и предсказание. Газы и жидкости». Москва. ФГУ ВНИИПО МЧС России, 2007.
- 36 Стаскевич Н.Л., Вигдорчик Д.Я. «Справочник по сжиженным углеводородным газам» Л. Недра.
- 37 Справочник. «Физические величины». Москва. Энергоатомиздат 1991г.
- 38 Корольченко Л.Я. «Пожаровзрывоопасность веществ и материалов, и средства их тушения». Справочник в 2-х частях. Москва, Ассоциация «Пожнаука» 2000г.
- 39 «Краткий справочник по химии». Наукова думка. Киев, 1974г.

Инв. № подл.	1021900	Подп. и дата	Взам. инв. №	34 Котляревский В.А. «Безопасность резервуаров и трубопроводов». Экономика и информатика. Москва. 2000г.					
				35 Монахов В.Т «Показатели пожарной опасности веществ и материалов. Анализ и предсказание. Газы и жидкости». Москва. ФГУ ВНИИПО МЧС России, 2007.					
				36 Стаскевич Н.Л., Вигдорчик Д.Я. «Справочник по сжиженным углеводородным газам» Л. Недра.					
				37 Справочник. «Физические величины». Москва. Энергоатомиздат 1991г.					
				38 Корольчеко Л.Я. «Пожаровзрывоопасность веществ и материалов, и средства их тушения». Справочник в 2-х частях. Москва, Ассоциация «Пожнаука» 2000г.					
				39 «Краткий справочник по химии». Наукова думка. Киев, 1974г.					

40 «Сборник методических документов, применяемых для независимой оценки рисков в области пожарной безопасности, гражданской обороны и защиты населения и территорий от чрезвычайных ситуаций». В 2-х частях. Москва, 2008г.

41 «Аварии и катастрофы. Предупреждение и ликвидация последствий». В шести книгах. Москва. 1995-2003г.г.

42 Лукиных А.А., Лукиных Н.А. Таблицы для гидравлического расчета канализационных сетей и дюкеров по формуле акад. Н.Н. Павловского. Издание 4-е, дополненное. Москва. Стройиздат, 1974г.

Инв. № подл.	1021900	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ОР.ТЧ				56

Приложение А
(рекомендуемое)
Рекомендации по снижению риска аварий (аварийных ситуаций) для наиболее
опасных составных частей ОПО
(оперативная часть)

Инв. № подл.	1021900	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
											57
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ОР.ТЧ					

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
1021900		

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

Таблица А. 1 – Рекомендации по снижению риска аварий (аварийных ситуаций) для наиболее опасных составных частей ОПО

№	Вид аварийной ситуации и место ее возникновения	Мероприятия по спасению людей и ликвидации аварий.	Ответственный за выполнение мероприятий	Действия персонала и ПСЧ	Место нахождения средств для спасения людей и ликвидации аварий
1	2	3	4	5	6
1	Загазованность помещений или блоков	Предупредить об опасности находящихся в зоне загазованности, посторонних удалить за пределы опасной зоны.	Оператор		Взрывозащищенные фонари, аварийный запас инструментов в помещении пожинвентаря
		Сообщить: Нач.смены ЦИТС по тел _____ Руководству цеха по тел _____ Персонал цеха Старшему оператору смены Деж.электромонтеру тел _____ Деж.слесарю КИПиА тел _____	Оператор	Персонал вывешивает аварийные аншлаги	
		Обесточить и вывести из работы оборудование, находящееся в помещении.	Оператор, электромонтер		
		Обозначить опасную зону предупредительными знаками	Оператор.		
		Взять анализ воздушной среды	Лаборант х/а, специально обученный персонал цеха по отбору газовоздушной среды на загазованность переносными газоанализаторами		
		Произвести осмотр помещения, выяснить причины загазованности	Комиссия под руководством ИТР, операторы		
		Приступить к устранению аварии	Рем. бригада		
2	Возгорание, пожар в помещении	Оповестить обслуживающий персонал, находящийся в зоне пожара, включить пож. сигнализацию. Удалить посторонних за пределы опасной зоны. Эвакуировать пострадавших за пределы опасной зоны	Первый заметивший аварию		Первичные средства пожаротушения находятся на

17342-ОР.ТЧ

Формат А4

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
1021900		

[illegible]

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
1021900		

		Взять анализ воздушной среды	Лаборант х/а, специально обученный персонал цеха по отбору газовоздушной среды на загазованность переносными газоанализаторами		
		После ликвидации пожара произвести тщательный осмотр места загорания и составить мероприятия по ликвидации последствий аварии	Комиссия под руководством начальника цеха, администрации НГДУ		
		Произвести уборку замазученности на аварийном участке.	Аварийная бригада НГДУ, операторы.		
		Приступить к ликвидации последствий аварии, согласно разработанным мероприятиям	Нач. установки, ремонтная группа		
3	Возгорание на площадке Хитер-Тритер Х-Т№1,2	Предупредить об опасности лиц, находящихся в зоне аварии, посторонних удалить за пределы опасной зоны, прекратить все работы в опасной зоне. Эвакуировать пострадавших (если есть) за пределы опасной зоны, с целью оказания им помощи	Первый заметивший аварию		Первичные средства пожаротушения находятся на пожарных щитах, в операторной
		Сообщить: ПСЧ по тел _____ Нач.смены ЦИТС по тел _____ Руководству цеха по тел _____ Персонал цеха Старшему оператору смены Деж. электромонтеру тел _____ Деж. слесарю КИПиА тел _____ При необходимости вызвать скорую помощь	Ст. оператор, оператор, машинист или любой другой, принявший сообщение	Персонал принимает меры к нераспространению пожара	Взрывозащищенные фонари, аварийный запас инструментов в помещении пожинвентаря
		Произвести нормальную остановку трехфазного аппарата «ХИТЕР-ТРИТЕР» Х-Т №1,2, дренировать в дренажные емкости Е-1,2. При горении Хитер-Тритер не дренировать.	Ст. оператор, операторы		
		Сбросить давление в С-2/1,2 на факел через задвижку №ЭЗЗ. Перевести поток жидкости с первой ступени сепарации на вторую. Жидкость с С-2/1,2, перевести в Р-Прекратить прием жидкости на вход Х-Т №1,2 Вывести из работы аппарат Хитер-Тритер.	Ст. оператор, операторы, машинист		
		Обесточить оборудование и приборы КИПиА, находящееся на площадке	Электромонтер, Слесарь КИПиА		

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
1021900		

		После ликвидации пожара произвести тщательный осмотр места загорания и составить мероприятия по ликвидации последствий аварии	Комиссия под руководством начальника цеха, администрации НГДУ	руководит действиями персонала	
		Взять анализ воздушной среды	Лаборант х/а, специально обученный персонал цеха по отбору газовоздушной среды на загазованность переносными газоанализаторами		
		Произвести уборку замазученности на аварийном участке.			
		Приступить к ликвидации последствий аварии, согласно разработанным мероприятиям			
5	Пожар резервуара хранения нефти Р-1,2	Оповестить обслуживающий персонал, находящийся в зоне пожара, включить пож. сигнализацию. Удалить посторонних за пределы опасной зоны. Эвакуировать пострадавших за пределы опасной зоны	Первый заметивший аварию		Первичные средства пожаротушения находятся на пожарных щитах, в операторной.
		Сообщить: ПСЧ по тел _____ Нач. смены ЦИТС по тел _____ Руководству цеха по тел _____ Персонал цеха Старшему оператору смены Деж. электромонтеру тел _____ Деж. слесарю КИПиА тел _____ При необходимости вызвать скорую помощь тел _____	Ст. оператор, оператор, машинист или любой другой, принявший сообщение	Персонал принимает меры к нераспространению пожара	Взрывозащищенные фонари, аварийный запас инструментов в помещении пожинвентаря
		Закрыть выходные, а затем входные задвижки на горящем резервуаре хранения нефти Р1,2	операторы		
		Обесточить электроприводы задвижек и оборудование КИПиА	Электромонтер, Слесарь КИПиА,		
		Перевести поток жидкости с сепараторов С-1/1,2 на сепараторы-буферы С-2/1,2 далее на насосы Н-1/1...4 через Э7 направить в нефтепровод внешнего транспорта.	Ст. оператор, операторы, машинист		
		Согласовать остановку нефтяного фонда скважин с ЦИТС 10. Остановить насосы закачки рабочего агента в пласт в КНС. По факту остановки фонда скважин прекратить прием жидкости на вход площадки ДНС. Остановить БДР прекратить подачу реагента. Произвести нормальную остановку трехфазных аппаратов «ХИТЕР-ТРИТЕР». Остановить насосы внешней откачки	Ст. оператор, операторы, машинист по закачке рабочего агента в пласт		
		Запустить линию орошения резервуаров	Оператор ООУ		

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
1021900		

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
1021900		

[illegible]

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
1021900		

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
1021900		

11	Пожар пролива нефтепровода	Предупредить об опасности лиц, находящихся в зоне аварии, посторонних удалить за пределы опасной зоны, прекратить все работы в опасной зоне. Удалить посторонних за пределы опасной зоны. Установить предупредительные знаки	Первый заметивший аварию	Персонал принимает меры к нераспространению пожара	Первичные средства пожаротушения находятся на пожарных щитах, в операторной
		Сообщить: ПСЧ по тел _____ Нач. смены ЦИТС по тел _____ Руководству цеха по тел _____ Старшему оператору смены _____ Деж. электромонтеру тел _____ Деж. слесарю КИПиА тел _____ При необходимости вызвать скорую помощь тел _____	Ст. оператор, оператор, машинист или любой другой, принявший сообщение	Персонал принимает меры к нераспространению пожара	
		Обесточить оборудование в зоне возможного распространения пожара	электромонтер		
		Отсечь аварийный участок нефтепровода секущими задвижками	Оператор, слесарь		
		Поток нефти перевести согласно технологической схеме	Оператор, слесарь		
		До приезда ПСЧ приступить к тушению возгорания первичными средствами пожаротушения. Принимать меры по не распространению пожара, при необходимости охлаждать соседнее оборудование. Встретить ПСЧ	Оператор, слесарь	ПЧ прибывает и приступает к тушению пожара, руководит действиями персонала	
		После ликвидации пожара произвести тщательный осмотр места загорания и составить мероприятия по ликвидации последствий аварии	Комиссия под руководством начальника цеха		
		Произвести уборку замазученности	Аварийная бригада, операторы.		
		Приступить к ликвидации последствий аварии, согласно разработанным мероприятиям	Аварийная бригада		
12	Разгерметизация трубопроводов	Оповестить обслуживающий персонал, находящийся в зоне аварии. Удалить посторонних за пределы опасной зоны. Эвакуировать (если есть) пострадавших за пределы опасной зоны с целью оказания им помощи	Первый заметивший аварию		Первичные средства пожаротушения находятся на пожарных щитах, в операторной

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
1021900		

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

		Сообщить: Нач.смены ЦИТС по тел _____ Руководству цеха по тел _____ Старшему оператору смены Деж. электромонтеру тел _____ Деж. слесарю КИПиА тел _____ При необходимости вызвать скорую помощь тел _____	Оператор, машинист или любой другой, принявший сообщение	Персонал принимает меры к нераспространению пожара	Взрывозащищенные фонари, аварийный запас инструментов в помещении пожинвентаря
		Отсечь поврежденный участок	Оператор		
		Обесточить оборудование, находящееся в зоне аварии	Электромонтер		
		Выставить посты, предупредительные знаки вокруг аварийной зоны	Оператор		
		Взять анализ воздушной среды	Лаборант х/а		
		Произвести уборку замазученности на аварийном участке	Аварийная бригада НГДУ, операторы		
		Приступить к ликвидации последствий аварии, согласно разработанным мероприятиям	Нач. установки, ремонтная группа		

Примечание – 1). рекомендации можно использовать при составлении оперативной часть ПЛА, составлении технологического регламента при эксплуатации ОПО;
2). под риском аварийной ситуацией принято понятие изменение в нормальной работе оборудования, создающее угрозу возникновения аварии;
3) Предприятие, эксплуатирующее объект, уточняет оперативную часть ПЛА и доукомплектовывает необходимой документацией до ввода в эксплуатацию сооружений

17342-ОР.ТЧ

Приложение Б
(обязательное)
Графические материалы

Содержание приложения

Б.1	Зоны распространения поражающих факторов аварии	72
Б.2	Распределение потенциального риска	74

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
1021900		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

17342-ОР.ТЧ

Б.1 Зоны распространения поражающих факторов аварии

Далее представлены:

- Рисунок Б.1. 1 - Ситуационный план проектируемого объекта «Станция нефтенасосная дожимная с УПСВ. Туканский участок недр» с указанием зон действия поражающих факторов при наиболее вероятном сценарии аварии и при наиболее опасном по последствиям сценарии аварии.

Инв. № подл. 1021900	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист 70
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-ОР.ТЧ			

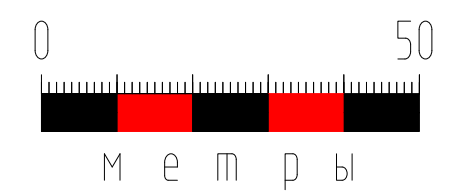
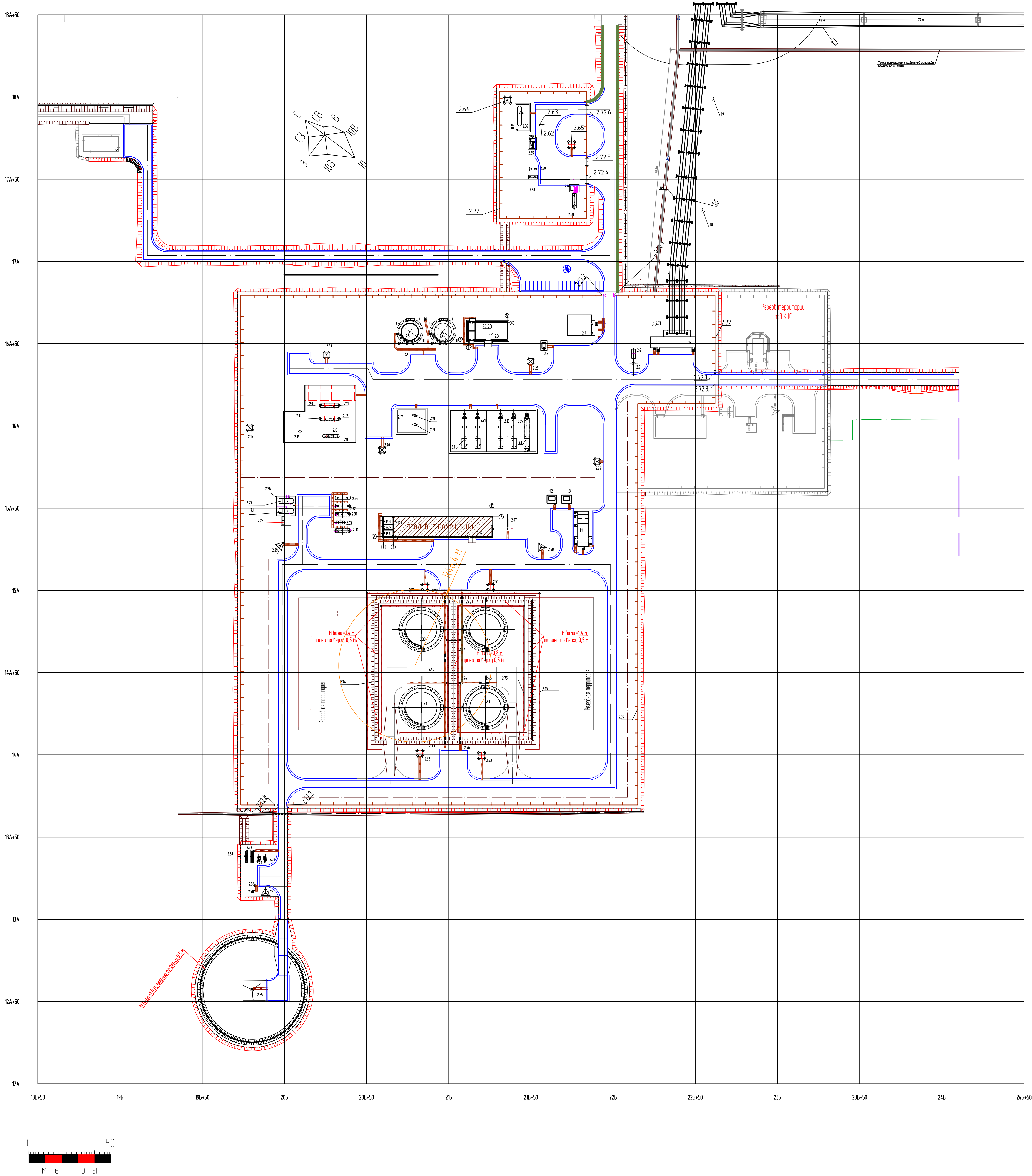


Рисунок Б.1.1 – Ситуационный план проектируемого объекта «Станция нефтенасосная дожимная с УПСВ. Туканский участок недр» с указанием зон действия поражающих факторов при наиболее вероятном сценарии аварии и при наиболее опасном по последствиям сценарии аварии

ЭКСПЛИКАЦИЯ ЗДАНИЙ, СООРУЖЕНИЙ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ УСТАНОВОК И ОБОРУДОВАНИЯ (начало)

Номер на плане	Наименование	Координаты квадрата сетки
11	Подстанция КТП 2*1600/6/0,4	15А+50,21Б+50
12	Подстанция КТП(КК)-400/6/0,4	15А+50,21Б+50
13	Подстанция КТП(КК)-400/6/0,4	15А+50,21Б+50
14	Устройство распределительное КРУ (6 кВ) (технологическое)	16А,22Б
15	Устройство распределительное КРУ (6 кВ) (мехдобыча)	22А,26Б
16	Токопровод высоковольтный	17А+50,22Б+50
17	Токопровод высоковольтный	18А,23Б
18	Молниевод (М-27.1)	17А,22Б+50
19	Молниевод (М-27.1)	17А+50,22Б+50
110	Молниевод (М-27.1)	20А+50,26Б
111	Молниевод (М-27.1)	21А,26Б
112	Молниевод (М-27.1)	21А+50,26Б
2.1	Здание операторной (блочнo-модульное)	16А+50,21Б+50
2.2	Электростанция	16А,21Б+50
2.3	Станция насосная противопожарная	16А+50,21Б
2.4	Резервуар противопожарный (РВС-700)	16А+50,20Б+50
2.5	Резервуар противопожарный (РВС-700)	16А+50,20Б+50
2.6	Установка очистки сточных вод (Q=12 м3/сут.)	16А,22Б
2.7	Емкость канализационная (МКНУ инд.)	16А,22Б
2.8	Площадка производственная (сепараторов)	15А+50,20Б
2.9	Сепаратор НГС (I ступени сепарации) (V=50 м3)	16А,20Б
2.10	Сепаратор НГС (II ступени сепарации) (V=50 м3)	16А,20Б
2.11	Сепаратор НГС (II ступени сепарации) (V=50 м3)	16А,20Б
2.12	Сепаратор НГС (III ступени сепарации) (V=50 м3)	16А,20Б
2.13	Сепаратор газовый ГС (газосепаратор ГС) (V=25 м3)	16А,20Б
2.14	Сепаратор газовый ГС (скруббер) (V=3,68 м3)	16А,20Б
2.15	Молниевод (МС-37.0)	15А+50,19Б+50
2.16	Станция насосная перекачки нефти	15А,21Б
2.16.1	Корпус производственный (с насосами НН, ВН, СИНС, УУВ)	15А,20Б+50
2.16.2	Электрощитовая	15А,20Б+50
2.16.3	Вентилятор	15А,20Б+50
2.16.4	Помещение КИПа	15А,20Б+50
2.17	Площадка производственная (фильтров-гравеуловителей)	16А,20Б+50
2.18	Фильтр очистки жидкости (гравеуловитель)	16А,20Б+50
2.19	Фильтр очистки жидкости (гравеуловитель)	15А+50,20Б+50
2.20	Площадка производственная (префабричного аппарата)	15А+50,21Б
2.21	УПСВ Хитер-Тригер (I тип) (с блоком управления)	16А,21Б
2.22	УПСВ Хитер-Тригер (II тип) (с блоком управления)	16А,21Б
2.23	УПСВ Хитер-Тригер (II тип) (с блоком управления)	16А,21Б
2.24	Мачта прожекторная (ПМС-29,3 с молниеприемником h=7,75 м)	15А+50,21Б+50
2.25	Мачта прожекторная (ПМС-29,3 с молниеприемником h=7,75 м)	16А+50,21Б+50
2.26	Площадка производственная (блока реагентного)	15А+50,19Б+50
2.27	Блок реагентный	15А+50,19Б+50
2.28	Склад-набег	15А,19Б+50
2.29	Мачта прожекторная (h=19,3 с молниеприемником h=7 м)	15А,19Б+50
2.30	Резервуар хранения нефти (технологический) (РВС-3000)	14А+50,20Б+50
2.31	Емкость дренажная ЕП (V=40 м3)	15А,20Б
2.32	Емкость дренажная ЕП (V=40 м3)	15А+50,20Б
2.33	Емкость дренажная ЕП (V=16 м3)	15А,20Б
2.34	Емкость дренажная ЕП (V=40 м3)	15А,20Б
2.35	Установка факельная	12А+50,19Б+50
2.36	Щаф газорегуляторный ГРПШ-1	13А,19Б+50

Экспликация границ зоны воздействия высокотемпературными продуктами сгорания ПВС при пожаре-вспышке

Обозначение	Результаты воздействия
	Поражение высокотемпературными продуктами сгорания ПВС

Экспликация зон аварийного поступления опасного вещества в открытое пространство

Обозначение	Результаты воздействия
	Образование пролива опасных веществ

ЭКСПЛИКАЦИЯ ЗДАНИЙ, СООРУЖЕНИЙ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ УСТАНОВОК И ОБОРУДОВАНИЯ (окончание)

2.37	Сепаратор факельного газа	13А,19Б+50
2.38	Сепаратор факельного газа	13А,19Б+50
2.39	Емкость дренажная ЕП (V=8 м3)	13А,19Б+50
2.40	Емкость дренажная ЕП (V=8 м3)	13А,19Б+50
2.41	Резервуар очищенных стоков (РВС-3000 м3)	14А,21Б
2.42	Резервуар очищенных стоков (РВС-3000 м3)	14А,21Б
2.43	Площадка обслуживания технологическая	14А+50,21Б
2.44	Площадка обслуживания технологическая	14А,21Б
2.45	Площадка обслуживания технологическая	14А,21Б
2.46	Площадка обслуживания технологическая	14А+50,20Б+50
2.47	Площадка обслуживания технологическая	14А+50,21Б
2.48	Площадка обслуживания технологическая	14А+50,21Б
2.49	Лоток водоотводной	14А+50,21Б+50
2.50	Мачта прожекторная (ПМС-32,5 с молниеприемником h=7,5 м)	15А,20Б+50
2.51	Мачта прожекторная (ПМС-32,5 с молниеприемником h=7,5 м)	15А,21Б
2.52	Мачта прожекторная (ПМС-32,5 с молниеприемником h=7,5 м)	14А,20Б+50
2.53	Мачта прожекторная (ПМС-32,5 с молниеприемником h=7,5 м)	13А+50,21Б
2.54	Емкость дренажная ЕПП (V=40 м3) (для производственно-дождевых стоков)	15А+50,20Б
2.55	Площадка производственная (налиба нефти)	17А+50,21Б
2.55.1	Стояк налива нефтепродуктов	17А+50,21Б+50
2.56	Площадка производственная (емкости нефтяной)	17А+50,21Б
2.57	Емкость нефтяная горизонтальная (V=50 м3)	17А+50,21Б
2.58	Емкость дренажная ЕП (V=25 м3)	17А,21Б+50
2.59	Емкость дренажная ЕПП (V=12,5 м3) (для дождевых стоков)	17А+50,21Б+50
2.60	Емкость дренажная ЕП (V=40 м3)	17А,21Б+50
2.61	Площадка производственная (узел приема нефтесодержащей жидкости)	17А+50,21Б
2.62	Штеффор	17А+50,21Б+50
2.63	Шлагбаум	17А+50,21Б+50
2.64	Молниевод (МС-37.0)	17А+50,21Б
2.65	Мачта прожекторная (ПМС-32,5 с молниеприемником h=7,5 м)	17А+50,21Б+50
2.66	Номер не используется	17А+50,19Б+50
2.67	Узел запуска средств очистки и диагностики	15А,21Б
2.68	Мачта прожекторная (h=19,3 с молниеприемником h=7 м)	15А,21Б+50
2.69	Мачта прожекторная (ПМС-29,3 с молниеприемником h=7,75 м)	15А,20Б
2.70	Мачта прожекторная (ПМС-29,3 с молниеприемником h=7,75 м)	15А+50,20Б+50
2.71	Молниевод (М-27.1)	16А+50,22Б
2.72	Ограждение металлическое	16А+50,22Б+50
2.72.1	Ворота	16А+50,22Б
2.72.2	Калитка	16А+50,21Б+50
2.72.3	Ворота	16А,22Б+50
2.72.4	Ворота	17А+50,21Б+50
2.72.5	Ворота	17А+50,21Б+50
2.72.6	Ворота	17А+50,21Б+50
2.72.7	Ворота	17А+50,21Б+50
2.72.8	Калитка	13А+50,19Б+50
2.72.9	Калитка	13А+50,20Б
2.73	Молниевод (h=26,3 м)	13А,19Б+50
2.74	Лоток водоотводной	14А+50,20Б+50
2.75	Лоток водоотводной	14А,21Б
2.76	Площадка обслуживания технологическая	14А,21Б
2.77	Площадка обслуживания технологическая	14А+50,20Б+50
2.78	Щаф управления разжим	13А,19Б+50
3.1	УПСВ Хитер-Тригер (I типа) с блоком управления	15А+50,21Б
4.1	УПСВ Хитер-Тригер (II типа) с блоком управления	15А+50,21Б
5.1	Резервуар хранения нефти (РВС-3000)	14А,20Б+50
7.1	Блок реагентный (БДР)	15А,19Б+50

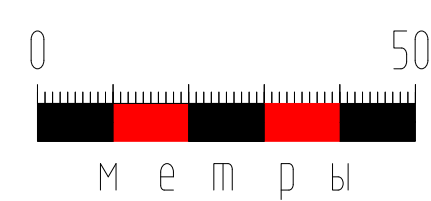
Наиболее опасный по последствиям сценарий аварии

При разгерметизации резервуара хранения нефти произойдет выброс и испарение опасного вещества «нефть» в пределах обвалования резервуарного парка (в каре), испарение нефти и образование облака ПВС. При наличии источника воспламенения возможен пожар-вспышка.
Масса испарившегося опасного вещества «нефть», сгораемого при аварии составит 38 96 кг.
Основной поражающий фактор – воздействие высокотемпературными продуктами сгорания.
Радиус поражения – 46,4 м.
Частота реализации сценария составляет 2,11Е-08 год⁻¹.
Максимально ожидаемое число погибших среди персонала – 2 человека.
Ожидаемое число потерпевших (в т.ч. погибших) среди иных лиц – отсутствует.
Частота гибели персона 5,73Е-10 год⁻¹.

Наиболее вероятный сценарий аварии

При разгерметизации насоса ЦНСАн (НН-1/1.4) в корпусе производственном произойдет пролив опасного вещества «нефть» в помещении без воспламенения.
Масса пролива опасного вещества «нефть» составит 1,75 т.
Площадь пролива 309 м².
Частота наступления события – 1,67Е-02 год⁻¹.
Ожидаемое число потерпевших (в т.ч. погибших) среди персонала объекта – отсутствует.
Ожидаемое число потерпевших (в т.ч. погибших) среди иных лиц – отсутствует.

E-05	E-06	E-07	E-08			
------	------	------	------	--	--	--



1	ИП #32548(Т) Нефтепровод пеленоочислитель (история) (ИПС)	1-494
2,71	ИП #32548(Т) Нефтепровод (на 5НП)	1-449
3,15	ИП #5766(Т) Трубопровод подачи реагента	1-338
4,50	ИП #4263(Т) Нефтезаборщик (на ДНКС; вытеснением антикоррозионным покрытием)	1-335
5,54	ИПС #4263(Т) Нефтепровод пеленоочислитель (в резервуар)	1-496
6	ГЗР #27948(Т) Газопровод обводнения (срок на фоне фактического давления)	1-11
7	ГЗР #5964(Т) Газопровод обводнения (срок на фоне фактического давления)	1-12
9,43	ГЗР #27348(Т) Газопровод обводнения (срок на фоне фактического давления)	1-77
10,55	ГЗР #27948(Т) Газопровод обводнения (срок на фоне фактического давления)	1-94
11,44	ГЗР #43248(Т) Газопровод пеленоочислитель (на внешние участки)	1-86
12	К78 #1146(Т) Трубопровод (фракция (на емкости) срок консолидации п.2.39, п.2.40)	1-58
13	РЗ #5716 Трубопровод подачи реагента (в котельной нефтепровода) (по плану очереди)	1-30
14	РЗ #5716 Трубопровод подачи реагента (в котельной нефтепровода)	1-10
16	ИПС #5716(Т) Нефтепровод пеленоочислитель (на приподнятом расстоянии от земной поверхности)	1-86
17,00	ИП #5716(Т) Трубопровод подачи реагента	1-14
18	ИП #2716 Трубопровод (фракция)	1-9
19,23	ИП #5916 Трубопровод (фракция (открытый))	1-37
20	ИП #2716 Трубопровод (фракция (открытый))	1-107
21	ИПС #1146(Т) Нефтепровод пеленоочислитель (откачка из фракционной емкости)	1-89
22,32	ИП #2716 Трубопровод (фракция)	1-67
24	К14 #593(Т) Трубопровод подачи воды (с вытеснением антикоррозионным покрытием)	1-87
25	ИП #2716 Трубопровод (фракция)	1-16
26	ИП #32548(Т) Нефтепровод пеленоочислитель (на приямках насосов НН-У1..4)	1-15
27	ИПС #5916(Т) Нефтепровод пеленоочислитель (на приямках вытесненной парализации)	1-91
28	ИП #42648(Т) Нефтепровод пеленоочислитель (на приямках насосов НН-У1..4)	1-51
29	ИПС #23548(Т) Нефтепровод пеленоочислитель (на приямках насосов НН-У1..4)	1-43
30	ИП #5916(Т) Нефтепровод пеленоочислитель (плавка реагентов)	1-16
31	ИП #5916(Т) Нефтепровод пеленоочислитель (плавка реагентов)	1-24
33,36	ИПС #1146(Т) Нефтепровод пеленоочислитель (на приямках насосов НН-У1..4)	1-50
34	ИПС #23548(Т) Нефтепровод пеленоочислитель (история) (ИПС)	1-36
35,40	К15 #235(Т) Водоподъемный насос НН-КН (трубопровод обводнения стенок (сметенный) РЗС-НВС; вытеснением антикоррозионным покрытием)	1-85
36	ИП #5716(Т) Трубопровод (фракция (открытый))	1-55
37	К15#235(Т) Водоподъемный насос НН-КН (трубопровод обводнения стенок (сметенный) РЗС-НВС; вытеснением антикоррозионным покрытием)	1-79
38	ИП #1146(Т) Трубопровод (фракция)	1-50
4,66	К14 #235(Т) Трубопровод подачи воды	1-92
42	ГП #5964(Т) Газопровод пеленоочислитель (на внешние участки)	1-5
45	Г44 #323(Т) Газопровод пеленоочислитель (на профулу)	1-20
46,73	ГЗР #1146(Т) Газопровод пеленоочислитель (на котельной (HEATER-TREATER))	1-61
47	ИП #1146(Т) Трубопровод (фракция)	1-22
48	ИП #1146(Т) Трубопровод (нефтепродукты) (на котельной (HEATER-TREATER))	1-2
49	ИП #5916(Т) Газопровод пеленоочислитель (на HEATER-TREATER)	1-39
51	ИП #27948(Т) Газопровод пеленоочислитель (на котельной (HEATER-TREATER))	1-11
52	ИП #27948(Т) Газопровод пеленоочислитель (на котельной (HEATER-TREATER))	1-11
53	Г40 #9946(Т) Газопровод пеленоочислитель (в емкости)	1-31
56	ГЗР #27948(Т) Газопровод обводнения (срок на фоне фактического давления)	1-39
58	ИП #5964(Т) Газопровод пеленоочислитель (на HEATER-TREATER)	1-18
59,69	ИП #42648(Т) Нефтепровод пеленоочислитель (на котельной (HEATER-TREATER)) (с вытеснением антикоррозионным покрытием)	1-18
60,72	ИП #42648(Т) Нефтепровод пеленоочислитель (на котельной (HEATER-TREATER)) (с вытеснением антикоррозионным покрытием)	1-98
61	ИП #1146(Т) Трубопровод (фракция)	1-22
62	ИП #42648(Т) Нефтепровод пеленоочислитель (на площадке выгрузки-разгрузки) (с вытеснением антикоррозионным покрытием)	1-6
63	ИП #42648(Т) Нефтепровод пеленоочислитель (на площадке выгрузки-разгрузки) (с вытеснением антикоррозионным покрытием)	1-7
57,64	ИП #27948(Т) Трубопровод (фракция)	1-95
65,68,73	ИП #5716(Т) Трубопровод (фракция)	1-6
75	К14 #27948(Т) Трубопровод подачи воды	1-8
77,80	ИП #5916 Трубопровод (фракция)	1-31
78	ИП #1146(Т) Нефтепровод пеленоочислитель (на стояке насоса нефтепродуктов)	1-13
79	ИП #5716 Трубопровод (фракция)	1-6
81	ИПС #1146(Т) Нефтепровод пеленоочислитель (откачка из фракционной емкости)	1-27
82	ИПС #1146(Т) Нефтепровод пеленоочислитель (откачка из фракционной емкости)	1-24
83	ИПС #1146(Т) Нефтепровод пеленоочислитель (откачка из фракционной емкости)	1-365
5,100	ИПС #42648(Т) Нефтепровод пеленоочислитель (в резервуар)	1-98
9,43	ГЗР #27348(Т) Газопровод обводнения (срок на фоне фактического давления)	1-250
10,55	ГЗР #27948(Т) Газопровод обводнения (срок на фоне фактического давления)	1-250
11,94	ГЗР #323(Т) Газопровод пеленоочислитель (на внешние участки)	1-291
12	К78 #1146(Т) Трубопровод (фракция (на емкости) срок консолидации п.2.39, п.2.40)	1-203
26	ИП #32548(Т) Нефтепровод пеленоочислитель (на приямках насосов НН-У1..4)	1-98
28	ИП #42648(Т) Нефтепровод пеленоочислитель (на приямках насосов НН-У1..4)	1-98
40,48	К15 #235(Т) Водоподъемный насос НН-КН (трубопровод обводнения стенок (сметенный) РЗС-НВС; вытеснением антикоррозионным покрытием)	1-31
41,99	К14 #235(Т) Трубопровод подачи воды (с вытеснением антикоррозионным покрытием)	1-52
86,95	ИП #27348(Т) Нефтепровод пеленоочислитель (в резервуар) (по плану очереди)	1-32
87	ИП #27348(Т) Нефтепровод пеленоочислитель (на приямках насосов НН-У1..4)	1-6
88	ИП #27348(Т) Нефтепровод пеленоочислитель (на приямках насосов НН-У1..4)	1-18
89	ИП #27348(Т) Нефтепровод пеленоочислитель (в резервуар)	1-7
90	ИП #27348(Т) Нефтепровод пеленоочислитель (на приямках насосов НН-У1..4)	1-7

Ид. № подл.	Подп. у діло	Взам. уст. №
1021900		