

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 5. Декларация промышленной безопасности опасных
производственных объектов

Книга 2. Расчетно-пояснительная записка к декларации промышленной
безопасности

17342-РПЗ

Том 13.5.2

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 5. Декларация промышленной безопасности опасных
производственных объектов**

**Книга 2. Расчетно-пояснительная записка к декларации промышленной
безопасности**

17342-РПЗ

Том 13.5.2

Инв. № подл.	Взам. инв. №		
1022717			
Подп. и дата	Главный инженер	14.03.2023	А.П.Пестряков
	Главный инженер проекта	14.03.2023	И.М.Стукалов
2023			

**РАСЧЕТНО-ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ДЕКЛАРАЦИИ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ
ОПАСНОГО ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ОБЪЕКТА
«ПЛОЩАДКА НАСОСНОЙ СТАНЦИИ
ТУКАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
НГДУ «СУРГУТНЕФТЬ»**

ПАО «СУРГУТНЕФТЕГАЗ»

**В СОСТАВЕ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ
СТАНЦИЯ НЕФТЕНАСОСНАЯ ДОЖИМНАЯ С УПСВ. ТУКАНСКИЙ
УЧАСТОК НЕДР**

«СургутНИПИнефть» ПАО «Сургутнефтегаз»
Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономный округ-Югра, г.Сургут

2023 г.

Обозначение	Наименование	Примечание
17342-РПЗ-С	Содержание тома 13.5.2	3
17342-РПЗ.ТЧ	Текстовая часть	4
Общее количество листов документов, включенных в том		113

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
1022717		

						17342-РПЗ-С			
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				
Разраб.		Курмандаев			14.03.23	Содержание тома 13.5.2	Стадия	Лист	Листов
Пров.		Леконцева			14.03.23		П		1
Нач. отд.		Ващук			14.03.23		ПАО «Сургутнефтегаз» «СургутНИПИнефть»		
Н. контр.		Ильин			14.03.23				
ГИП		Стукалов			14.03.23				

Оглавление

1	СВЕДЕНИЯ О ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССАХ	6
1.1	Сведения об опасных веществах	6
1.2	Данные о технологии и оборудовании, применяемых на декларируемом объекте.....	19
1.2.1	Принципиальная технологическая схема с обозначением основного технологического оборудования, указанием направлений потоков опасных веществ и отсекающей арматуры и кратким описанием технологического процесса	19
1.2.2	План и перечень размещения основного технологического оборудования, в котором получают, используются, хранятся, транспортируются, уничтожаются опасные вещества	30
1.2.3	Данные о распределении опасных веществ по оборудованию.....	33
1.3	Описание технических решений по обеспечению безопасности	38
1.3.1	Описание решений, направленных на исключение разгерметизации оборудования и предупреждение аварийных выбросов опасных веществ	38
1.3.2	Описание решений, направленных на предупреждение развития аварий и локализацию выбросов опасных веществ.....	39
1.3.3	Описание решений, направленных на обеспечение взрывопожаробезопасности и химической безопасности	40
1.3.4	Описание систем автоматического регулирования, блокировок, сигнализаций и других средств обеспечения безопасности	44
2	АНАЛИЗ РИСКА АВАРИИ.....	51
2.1	Анализ аварий на декларируемом объекте	51
2.1.1	Перечень аварий и обобщенные данные об инцидентах, произошедших на декларируемом объекте (для действующих объектов)	51
2.1.2	Перечень наиболее опасных по последствиям аварий, произошедших на других аналогичных объектах, или аварий, связанных с опасными веществами	51
2.1.3	Анализ основных причин произошедших аварий на декларируемом объекте	67

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

1022717

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

17342-РПЗ.ТЧ

Текстовая часть

Стадия	Лист	Листов
П	1	112
ПАО «Сургутнефтегаз» «СургутНИПИнефть»		

2.2	Анализ условий возникновения и развития аварий на декларируемом объекте.	71
2.2.1	Определение возможных причин возникновения аварии на декларируемом объекте и факторов, способствующих возникновению и развитию аварий на декларируемом объекте	71
2.2.2	Определение сценариев аварий на декларируемом объекте для опасных веществ	75
2.2.3	Обоснование применяемых физико-математических моделей и методов расчета с оценкой влияния исходных данных на результаты анализа риска аварии....	77
2.2.4	Оценка количества опасных веществ, участвующих в аварии и в создании поражающих факторов	94
2.2.5	Расчет вероятных зон действия поражающих факторов	95
2.2.6	Оценка возможного числа потерпевших, в том числе погибших, среди работников декларируемого объекта и иных физических лиц, которым может быть причинен вред здоровью или жизни в результате аварии на декларируемом объекте	99
2.2.7	Оценка возможного ущерба имуществу юридическим и физическим лицам и вреда окружающей среде	101
2.3	Оценка риска аварий	103
3	ВЫВОДЫ И ПРЕДЛОЖЕНИЯ	107
3.1	Перечень составляющих декларируемого объекта с указанием показателей риска для работников и иных юридических и физических лиц	107
3.2	Сравнительный анализ рассчитанных показателей аварии на декларируемом объекте со среднестатистическими показателями риска аварий, риска гибели людей по неестественным причинам (пожары, дорожно-транспортные происшествия), риска чрезвычайных ситуаций техногенного характера и (или) критериями приемлемого (допустимого) риска	108
3.3	Предложения по внедрению мер, направленных на уменьшение риска аварий.	109
4	СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	110

Взам. инв. №		3.3	Предложения по внедрению мер, направленных на уменьшение риска аварий. 109																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																												
Подп. и дата		4	СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ 110																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																												
Инв. № подл.	1022717																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																														

1 СВЕДЕНИЯ О ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССАХ

1.1 Сведения об опасных веществах

Опасными веществами, обращающимися на декларируемом объекте, являются: нефть, попутный нефтяной газ, деэмульгатор, ингибитор коррозии, депрессаторная присадка, нефтесодержащая жидкость.

Основные характеристики опасных веществ, обращающихся на декларируемом объекте, приведены ниже (см. Таблица 1 - Таблица 4).

Таблица 1 - Характеристика опасного вещества - нефть

№ п/п	Наименование параметра	Параметр	Источник информации
1	2	3	4
1 1.1 1.2	Наименование: химическое торговое	Нефть	Справочник «Химия нефти и газа» М. Химия 1989 г.
2	Вид	Горючая жидкость	Федеральный закон от 21.07.97 №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»
3. 3.1 3.2	Химическая формула эмпирическая структурная	C_nH_{2n+2} $CH_3-CH_2-...-CH_2-CH_3$	Справочник химика. Т.4. М. Наука, 1990 г.
4. 4.1	Состав % основной продукт	Основные элементы: нефть – 99 %, вода – 1%, нефти, %: Диоксид углерода – 0,01 Метан – 0,21 Этан – 0,19 Пропан – 0,7 Изобутан – 1,09 Нормальный бутан – 2,79 Изопентан – 2,24 Нормальный пентан – 3,61 Гексаны – 7,77 Гептаны - 8,04 Октаны - 8,75 Остаток – 64,60	Проектная документация по объекту «Станция нефтенасосная дожимная с УПСВ. Туканский участок недр» Том 6.1.1 17342-ИОС6.1.1
4.2	примеси с идентификацией	Массовое содержание, %: Серы – 0,8 – 1,44 Смол – 7,14 – 8,54 Асфальтенов – 1,27 – 1,49 Парафинов – 2,95 – 3,23	
5	Физические свойства:		
5.1	вязкость при 20 °С, мПа*с	14,6 – 33,9	
5.2	молекулярный вес	227,03	
5.3	температура начала кипения °С (при давлении 101 кПа)	58 – 61	
5.4	плотность при 20 °С, кг/м³	856,82	

Изм. № подл.	1022717
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-РПЗ.ТЧ	Лист
							3

1	2	3	4
6 6.1 6.2 6.3	Взрывоопасность: температура вспышки температура самовоспламенения нижний концентрационный предел распространения пламени	-18°C 233°C 1,2 %	Корольченко А.Я. «Пожаровзрыво-опасность веществ и материалов и средства их тушения». Справочник в 2-х частях. Москва, Ассоциация «Пожнаука» 2000г.
7. 7.1 7.2	Токсическая опасность: Нефть сырая ПДК в воздухе рабочей зоны:	3-й класс опасности 10 мг/м³	СанПИН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания"
8	Реакционная способность	Химические свойства нефти определяются наличием в ее составе различных групп углеводородов	Справочник «Вредные вещества в промышленности» т.1 «Химия». Ленинград. 1977
9	Запах	Зависит от состава нефти (обусловлен наличием сернистых соединений в нефти)	Справочник «Вредные вещества в промышленности» т.1 «Химия». Ленинград. 1977-
10	Коррозионная активность	Оказывают сернистые соединения, содержащиеся в нефти, эффект воздействия зависит от их концентрации	Справочник «Вредные вещества в промышленности» т.1 «Химия». Ленинград. 1977
11	Меры предосторожности	Герметизация производственных процессов, вентиляция помещений, соблюдение правил безопасности и норм технологического регламента	Справочник «Вредные вещества в промышленности» т.1 «Химия». Ленинград. 1977
12	Воздействие на людей и окружающую среду, в том числе от поражающих факторов аварии	Углеводороды, входящие в состав нефти, могут оказывать сравнительно слабое наркотическое действие. Нефти, содержащие мало ароматических углеводородов действуют также как и смеси метановых и нафтеновых углеводородов - их пары вызывают наркоз и судороги. Высокое содержание ароматических соединений может угрожать хроническими отравлениями с изменением состава крови и кровообразующих органов. Сернистые соединения могут приводить к острым и хроническим отравлениям, главную роль при этом играет сероводород. Воздействие паров нефти на кожные покровы может приводить к раздражениям, возникновению сухости, шелушению кожи, появлению трещин. Многие химические соединения, содержащиеся в нефти, могут оказывать канцерогенное действие. При аварийных процессах: -пролив нефти (образуется нефтяная пленка на поверхности болота толщиной 0,1 м, на поверхности водоема 0,003 м, на	Добыча нефти и окружающая среда - http://www.aliche-servis.ru/environment.htm Большая Энциклопедия Нефти Газа: www.ngpedia.ru Справочник «Вредные вещества в промышленност» т.1 «Химия». Ленинград. 1977г.

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
1022717		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

17342-РПЗ.ТЧ

Лист

4

1	2	3	4
		открытом грунте 0,2 м с нанесением экологического ущерба окружающей среде); -пожар пролива может привести к травме, отравлению или гибели человека, а также нанести ущерб окружающей среде; -взрыв ГПВС может привести к травме или гибели человека. Воздействие на окружающую природную среду: Загрязнение атмосферного воздуха в результате испарения при проливах нефти. Загрязнение почвы и/или водных объектов. При попадании в атмосферу, водные объекты может вызвать гибель теплокровных животных, насекомых, гидробионтов. Воздействие на окружающую среду при авариях с воспламенением разлива будет связано с термическим воздействием на подстилающую поверхность.	
13	Средства индивидуальной и коллективной защиты	При работе с высокими концентрациями (зачистка цистерн, баков и т.д.) шланговые противогазы с естественной и принудительной подачей воздуха ПШ-1, ПШ-2. Для смывания нефти с кожных покровов паста, очищающая «Наша формула 1». Так же используют крем защитный для рук «Наша формула 1» гидрофильный. Спецодежда, спецобувь.	Альбом специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты, применяемых в ПАО «Сургутнефтегаз» Справочник «Вредные вещества в промышленности» т.1 «Химия». Ленинград. 1977
14	Методы перевода вещества в безвредное состояние	Загрязненный грунт подлежит отмыву на специализированных установках. Места срезов рекультивируются. Откаченная жидкость вывозится для дальнейшего вовлечения в производство (ДНС, дренажные емкости кустов).	«План по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов», утвержденный генеральным директором ОАО «Сургутнефтегаз» В.Л.Богдановым.
15	Меры первой помощи пострадавшим от воздействия поражающих факторов при аварии	Если нет сознания и нет пульса на сонной артерии - приступить к реанимации. Если нет сознания, но есть пульс на сонной артерии – повернуть на живот и очистить ротовую полость. При артериальном кровотечении – наложить жгут. При наличии ран – наложить повязки. Если есть признаки переломов костей конечностей – наложить транспортные шины. Правила оказания помощи в случаях термических ожогов без повреждения целостности кожи и ожоговых пузырей: 1) подставить под струю холодной воды на 10-15	«Инструкции для проведения обучения оказания первой помощи пострадавшим на производстве», введенная в действие указанием ОАО «Сургутнефтегаз» от 02.07.2015 №1020

Изм. № подл.	1022717
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

17342-РПЗ.ТЧ

Лист

5

1	2	3	4
		<p>минут или приложить холод; 2) предложить обильное теплое питье; 3) нельзя сдирать с обожженной поверхности остатки одежды, вскрывать ожоговые пузыри; 4) нельзя туго бинтовать обожженную поверхность, присыпать порошками или крахмалом.</p> <p>Правила оказания помощи в случаях термических ожогов с повреждением целостности кожи и ожоговых пузырей: 1) накрыть обожженную поверхность сухой чистой тканью, 2) поверх сухой ткани на 20-30 минут приложить холод, 3) предложить обильное теплое питье, 4) нельзя смазывать ожог йодом, зеленкой, лосьонами, мазями, 5) нельзя промывать место ожога водой или прикладывать на поврежденную кожу снег или холод</p>	

Таблица 2 - Характеристика опасного вещества – попутный нефтяной газ

№ п/п	Наименование параметра	Параметр	Источник информации
1	2	3	4
1.	Наименование вещества	Попутный нефтяной газ	ГОСТ 55598-2013
1.1	химическое		Попутный нефтяной газ.
1.2	торговое		Критерии классификации
2	Вид	Воспламеняющийся газ	Федеральный закон РФ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.97 №116-ФЗ
3	Химическая формула	Смесь легких углеводородов, а также более тяжелых (этан, пропан, бутан и др.)	Химический энциклопедический словарь. М. «Советская энциклопедия» 1983 г.
3.1	эмпирическая		
3.2	структурная	CH ₄ ...C ₅ H ₁₂ , C ₆ H ₁₄ и выше, N ₂ , He, H ₂ , O ₂ , CO ₂	
4	Состав %	Основные элементы:	Проектная документация по объекту «Станция нефтенасосная дожимная с УПСВ. Туканский участок недр» Том 6.1.1 17342-ИОС6.1.1
4.1	основной продукт	Метан – 90,54% об.	
4.2	примеси идентификацией	Компонентный состав газа: газа в сумме будет: Метан – 90,54 Этан – 2,11 Пропан – 1,41 Изобутан – 0,74 Нормальный бутан – 1,29 Изопентан – 0,39 Нормальный пентан – 0,48 Гексаны – 0,34 Гептаны - 0,13 Октаны - 0,06 Остаток – 0 Двуокись углерода – 0,25 Азот + редкие – 2,26	

Изм. № подл.	1022717
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-РПЗ.ТЧ	Лист
							6

1	2	3	4
5	Физические свойства:		
5.1	Молекулярный вес	18,83	
5.2	температура кипения, °C (при давлении 101 кПа)	-	
5.3	плотность при 20 °C, кг/м³	0,783	
6	Взрывоопасность:		
6.1	температура вспышки, °C	-	
6.2	температура самовоспламенения, °C	535	
6.3	пределы взрываемости объемные, %	5,28 – 14,1	
7	Токсическая опасность	4-й класс токсической опасности	СанПиН 1.2.3685-21
7.1	ПДК в воздухе рабочей зоны, мг/м³	7000	"Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания"
8	Реакционная способность	Химические свойства попутного нефтяного газа обусловлены наличием в них соответствующих углеводородов. Горит почти бесцветным пламенем. В смеси с воздухом взрывается. При обычных температурах химически инертны.	Справочник химика. Т.4. М. Наука, 1990
9	Запах	Без запаха	
10	Коррозионная активность	Коррозионное воздействие обусловлено присутствием углекислого газа и следов влаги, предельные углеводороды, входящие в состав газа коррозионным воздействием не обладают.	
11	Меры предосторожности	Герметизация производственных процессов, вентиляция помещений, соблюдение правил безопасности и норм технологического регламента	
12	Воздействие на людей и окружающую среду, в том числе от поражающих факторов аварии	Попутные нефтяные газы, не содержащие сероводород, рассматриваются обычно, как безвредные (при малых концентрациях). Серьезные расстройства, связанные с недостатком кислорода, начинаются при содержании в воздухе 25-30% попутного нефтяного газа. Обладают слабым наркотическим действием. Острые отравления маловероятны. При аварийных процессах: -образование зоны загазованности и нанесение экологического ущерба окружающей среде; -сгорание ГПВС может привести к травме, отравлению или гибели человека, а также нанести ущерб окружающей среде; -взрыв ГПВС может привести к травме или гибели человека.	

Инов. № подл.	1022717
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

17342-РПЗ.ТЧ

Лист

7

1	2	3	4
		Воздействие на окружающую природную среду: Воздействие на атмосферный воздух будет связано с загрязнением при поступлении в атмосферу газа во время утечек или выбросов. Воздействие на окружающую среду при авариях с воспламенением газа будет связано с термическим воздействием на подстилающую поверхность.	
13	Средства индивидуальной и коллективной защиты	При работе с высокими концентрациями (зачистка цистерн, баков и т.д.) шланговые противогазы с естественной и принудительной подачей воздуха (ПШ-10, ПШ-20 с панорамной маской и др.). При отсутствии ПШ-10, ПШ-20 допустимо применение противогазов ПШ-1, ПШ-2.	Справочник «Пожаровзрывоопасность веществ, материалов и средств их тушения» М. Химия 1990
14	Методы перевода вещества в безвредное состояние	При появлении в помещении опасной концентрации газа должно быть немедленно отключено электрооборудование и приняты меры к проветриванию помещения, обнаружению и устранению причин загазованности.	Справочник «Пожаровзрывоопасность веществ, материалов и средств их тушения» М. Химия 1990
15	Меры первой помощи пострадавшим от воздействия поражающих факторов при аварии	Если нет сознания и нет пульса на сонной артерии - приступить к реанимации. Если нет сознания, но есть пульс на сонной артерии – повернуть на живот и очистить ротовую полость. При артериальном кровотечении – наложить жгут. При наличии ран – наложить повязки. Если есть признаки переломов костей конечностей – наложить транспортные шины. При асфиксии из-за недостатка кислорода необходимо доставить пострадавшего на свежий воздух, до прибытия врача проводить искусственное дыхание способом «изо рта в рот», не допускать переохлаждения пострадавшего (не оставлять на сырой земле, холодном полу), под пострадавшего постелить что-то теплое, а сверху укрыть его. Правила оказания помощи в случаях термических ожогов без повреждения целостности кожи и ожоговых пузырей: 1) подставить под струю холодной воды на 10-15 минут или приложить холод; 2) предложить обильное теплое питье; 3) нельзя сдирать с обожженной поверхности остатки одежды,	Инструкция проведения обучения оказания первой помощи пострадавшим на производстве, введенная в действие указанием ОАО «Сургутнефтегаз» от 02.07.2015 №1020

Инов. № подл.	Взам. инв. №
1022717	
Подп. и дата	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

17342-РПЗ.ТЧ

Лист

8

1	2	3	4
		<p>вскрывать ожоговые пузыри;</p> <p>4) нельзя туго бинтовать обожженную поверхность, присыпать порошками или крахмалом.</p> <p>Правила оказания помощи в случаях термических ожогов с повреждением целостности кожи и ожоговых пузырей:</p> <p>1) накрыть обожженную поверхность сухой чистой тканью;</p> <p>2) поверх сухой ткани на 20-30 минут приложить холод;</p> <p>3) предложить обильное теплое питье;</p> <p>4) нельзя смазывать ожог йодом, зеленкой, лосьонами, мазями;</p> <p>5) нельзя промывать место ожога водой или прикладывать на поврежденную кожу снег или холод.</p>	

Для разрушения водонефтяных эмульсий, поступающих на площадку ДНС с УПСВ, применяются деэмульгаторы (Дисольван V-2830, Сондем 4401-131).

Для защиты напорного нефтепровода от коррозии производится закачка ингибитора коррозии (Коррексит SXT 002, Додикор V 4712).

Деэмульгаторы и ингибиторы коррозии в своем составе содержат от 25 до 90% растворителя, в качестве последнего является метанол. Характеристика растворителя приведена ниже (см. Таблица 3).

Таблица 3 - Характеристика опасного вещества – метанол

№ п/п	Наименование параметра	Параметр	Источник информации
1	2	3	4
1.	Наименование вещества	Метанол	ГОСТ 2222-95 Метанол технический. Технические условия; Корольченко А.Я. «Пожаровзрывоопасность веществ и материалов, и средства их тушения». Справочник в 2-х частях. Москва, Ассоциация «Пожнаука» 2000г.
1.1	химическое	древесный спирт	
1.2	торговое	Метанол технический	
2.	Вид	Легковоспламеняющая жидкость	Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 20.06.97 г.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Инд. № подл.	1022717				
Подп. и дата					
Взам. инв. №					

17342-РПЗ.ТЧ

Лист

9

1	2	3	4
			№116-ФЗ
3.	Формула		ГОСТ 2222-95 Метанол технический. Технические условия
3.1	эмпирическая	CH ₃ OH	
3.2	структурная	$ \begin{array}{c} \text{H} \\ \\ \text{H} - \text{C} - \text{OH} \\ \\ \text{H} \end{array} $	
4.	Состав, объемная доля %		
4.1	основной продукт	Метанол - 99,95%	ГОСТ 2222-95 Метанол технический. Технические условия
4.2	примеси с идентификацией	Кислот в пересчете на уксусную - не более 0,002% Альдегидов кетонов в пересчете на ацетон - не более 0,006%. Аммиака и аминокислотных соединений в пересчете на аммиак - не более 0,00003% Летучих соединений железа в пересчете на железо - 0,00005%	
5.	Физические свойства		
5.1	молекулярный вес, г/моль	32,04 кг/моль	
5.2	температура кипения °C (при давлении 101 кПа)	64,8°C	Химический энциклопедический словарь. М. «Советская энциклопедия» 1983г. Справочник нефтепереработки М. Химия 1989г.
5.3	плотность при 20 °C, кг/м³		
6.	Данные о пожаровзрывоопасности	Класс взрывопожароопасности Т-1	
6.1	температура вспышки	6°C	
6.2	температура самовоспламенения	5°C-39°C,	ГОСТ Р 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. Перечень и коды веществ, загрязняющих атмосферный воздух. Издание пятое, переработанное и дополненное. НИИ «Атмосфера», Фирма «Интеграл», С. Петербург, 2000 г.
6.3	пределы взрываемости объемные	весовые 6,98-35,5%	
7.	Данные о токсической опасности	3 класс токсической опасности	
7.1	ПДК в воздухе рабочей зоны	5 мг/м³	
7.2	ПДК в атмосферном воздухе	0,5-1 мг/м³	Химический энциклопедический словарь. М. «Советская
8.	Реакционная способность	При взаимодействии с щелочными металлами образуется алкоголяты. Под действием органических и минеральных кислот образует сложные эфиры.	

Изм. № подл.	1022717
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

17342-РПЗ.ТЧ

Лист

10

1	2	3	4
		Дегидратация спирта приводит к образованию формальдегида. Метиловый спирт отлично растворяется в воде и органических жидкостях.	энциклопедия» 1983г.
9.	Запах	Слабый алкогольный запах	Справочник химика. Т.4. М. Наука, 1990г.
10.	Коррозионная активность	Чистый метиловый спирт не обладает выраженным коррозионным действием, однако, примеси органических кислот, содержащиеся в неочищенном спирте, взаимодействуют с металлами.	
11.	Меры предосторожности	Предупреждение всех работающих о ядовитости метилового спирта, маркировка тары и соответствующая окраска трубопроводов. Замена всюду, где возможно, этиловым синтетическим или гидролизным спиртом. Изъятие метилового спирта из рецептуры растворителей.	Вредные химические вещества. Углеводороды. Галогенпроизводные углеводородов. Л. Химия, 1990г.
12.	Воздействие на людей и окружающую среду, в том числе от поражающих факторов аварии	Обладает политропным действием с преимущественным воздействием на нервную систему, печень и почки. Обладает выраженным кумулятивным эффектом. Представляет собой опасность, вплоть до смертельного исхода, при поступлении через желудочно-кишечный тракт. Обладает слабовыраженным местным действием на кожу, может проникать через неповрежденные кожные покровы. Симптомы отравления – головная боль, головокружение, тошнота, рвота, боль в желудке, общая слабость, раздражение слизистых оболочек, мелькание в глазах, а в тяжелых случаях – потеря зрения и смерть. При аварийных процессах: -образование зоны загазованности и нанесение экологического ущерба окружающей среде; -сгорание ГПВС может привести к травме, отравлению или гибели человека, а также нанести ущерб окружающей среде; -взрыв ГПВС может привести к травме или гибели человека.	Добыча нефти и окружающая среда - http://www.aliche-servis.ru/environment.htm Экология. Нефть и газ. Москва. «Наука». 1997г. ГОСТ 2222-95. Метанол технический. Технические условия
13.	Средства защиты	При работе с высокими концентрациями шланговые противогазы с естественной и принудительной подачей воздуха (ПШ-10, ПШ-20 с панорамной маской и др.). При работе следует использовать спецодежду и спецобувь.	ГОСТ Р 12.4.011-89. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
14.	Методы перевода вещества в безвредное состояние	Термическая нейтрализация	Вредные химические вещества. Углеводороды. Галогенпроизводные углеводородов. Л. Химия, 1990г.

Инов. № подл.	1022717
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

17342-РПЗ.ТЧ

Лист

11

1	2	3	4
15.	Меры первой помощи пострадавшим от воздействия поражающих факторов при аварии	<p>При острых отравлениях промывание желудка в течении первых 2-х часов, внутрь 2-4 л и внутривенно 1 л 5% питьевой соды. Под кожу 500 мл 5% глюкозы. Для последующей борьбы с ацидозом каждые 30 минут по 5 г соды, обильное питье. При отравлении противоядие - этиловый спирт, 1л 5% этилового спирта в 5% растворе глюкозы в воде или в физиологическом растворе, внутривенно незамедлительно.</p> <p>Правила оказания помощи в случаях термических ожогов без повреждения целостности кожи и ожоговых пузырей: 1) подставить под струю холодной воды на 10-15 минут или приложить холод, 2) предложить обильное теплое питье; 3) нельзя сдирать с обожженной поверхности остатки одежды, вскрывать ожоговые пузыри, 4)нельзя туго бинтовать обожженную поверхность, присыпать порошками или крахмалом.</p> <p>Правила оказания помощи в случаях термических ожогов с повреждением целостности кожи и ожоговых пузырей: 1) накрыть обожженную поверхность сухой чистой тканью, 2)поверх сухой ткани на 20-30 минут приложить холод, 3)предложить обильное теплое питье, 4)нельзя смазывать ожог йодом, зеленкой, лосьонами, мазями, 5)нельзя промывать место ожога водой или прикладывать на поврежденную кожу снег или холод.</p> <p>Если нет сознания и не пульса на сонной артерии - приступить к реанимации. Если нет сознания, но есть пульс на сонной артерии – повернуть на живот и очистить ротовую полость. При артериальном кровотечении – наложить жгут. При наличии ран – наложить повязки. Если есть признаки переломов костей конечностей – наложить транспортные шины.</p>	<p>Инструкция по оказанию первой помощи при несчастных случаях на производстве</p> <p>Утв. членом Правления ОАО РАО "ЕЭС России" Техническим директором Б.Ф.Вайнзиherом 21.06.2007г.</p>

Таблица 4 - Характеристика опасного вещества – депрессаторная присадка (аналог)

№ п/п	Наименование параметра	Параметр	Источник информации
1	2	3	4
1	Наименование	Присадка EA 216 Polimer Slurry	Паспорт безопасности химической продукции (РПБ №81840845.24.38327)
2	Вид	Горючая жидкость	Федеральный закон РФ «О промышленной безопасности опасных

Изм.		Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-РПЗ.ТЧ				Лист	
											12	
Инва. № подл.		1022717										
Подп. и дата												
Взам. инв. №												

Таблица 4 - Характеристика опасного вещества – депрессаторная присадка (аналог)			
№ п/п	Наименование параметра	Параметр	Источник информации
1	2	3	4
1	Наименование	Присадка EA 216 Polimer Slurry	Паспорт безопасности химической продукции (РПБ №81840845.24.38327)
2	Вид	Горючая жидкость	Федеральный закон РФ «О промышленной безопасности опасных

1	2	3	4
			производственных объектов» от 20.06.97 г. №116-ФЗ
3	Химическая формула	-	Паспорт безопасности химической продукции (РПБ №81840845.24.38327)
4	Состав, объемная доля % основной продукт	Соевое масло: 40-80 Полиолефиновый полимер: 10-50	
5	Физические свойства:		
5.1	молекулярный вес		
5.2	температура кипения, °C (при давлении 101 кПа)	149	
5.3	плотность при 20 °C, кг/м³	-	
6	Взрывоопасность:		
6.1	температура вспышки, °C	93	
6.2	температура самовоспламенения, °C	460	
7	Токсическая опасность:		
7.1	класс опасности	4	
7.2	ПДК в воздухе рабочей зоны, мг/м³	-	
8	Реакционная способность	-	
9	Запах	-	
10	Коррозионная активность	-	
11	Меры предосторожности	Приточно-вытяжная и естественная вентиляция рабочих помещений, в местах интенсивного выделения аэрозолей – местные откосы. Производственное оборудование и коммуникации должны быть герметичны, тара для хранения продукции – плотно укупоренной. Не использовать вблизи огня, горячей поверхности или во время сварочных работ. Искусственное освещение и электрооборудование должно быть во взрывобезопасном исполнении. Защита от статического электричества. При вскрытии тары не допускается использование инструментов, дающих при ударе искру. Хранение в герметично укупоренной таре в сухом, прохладном, хорошо проветриваемом помещении, исключить воздействие прямых солнечных лучей или иного теплового воздействия.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Изм. № подл.	1022717				
Подп. и дата					
Взам. инв. №					

17342-РПЗ.ТЧ

Лист

13

1	2	3	4
12	Воздействие на людей и окружающую среду, в том числе от поражающих факторов аварии	<p>При отравлении ингаляционным путем (при вдыхании) – пары разогретого продукта могут вызывать раздражение верхних дыхательных путей.</p> <p>При воздействии на кожу – слабое раздражающее действие, длительный или повторяющийся контакт может вызвать покраснение кожи.</p> <p>При попадании в глаза – слезотечение, слабое покраснение конъюнктивы.</p> <p>При отравлении пероральным путем (при проглатывании) – может вызвать недомогание, боли в области желудка.</p> <p>В результате сгорания и термодеструкции выделяются оксиды углерода, которые нарушают транспортировку и передачу кислорода тканям, развивая кислородную недостаточность организма, к которой особенно чувствительны нервная и сердечно-сосудистая системы. Отравление монооксидом углерода сопровождается головной болью, стуком в висках, головокружением, сухим кашлем, болью в груди, тошнотой, рвотой. Возможно возбуждение, сопровождающееся зрительными и слуховыми галлюцинациями, покраснение кожи, сердцебиение.</p> <p>Продукция может загрязнять окружающую среду: водоемы, почвы, атмосферный воздух. При попадании в водоемы может влиять на их санитарный режим и изменять органолептические свойства воды.</p> <p>Продукция не склонна к полному биоразложению, при попадании в почвы может вымывать грунтовую воду.</p>	Паспорт безопасности химической продукции (РПБ №81840845.24.38327)
13	Средства защиты	<p>Защитная одежда: костюмы или комбинезоны хлопчатобумажные с пропиткой, сапоги резиновые или ботинки кожаные;</p> <p>Защита рук: перчатки из неопрена, нитрила, полиэтилена или поливинилхлорида;</p>	Паспорт безопасности химической продукции (РПБ №81840845.24.38327)

1	2	3	4
		Защита глаз: защитные герметичные очки. При необходимости использовать респираторы типа 3М или другие аналогичного действия. При использовании продукции не курить, не пить и не принимать пищу. После работы тщательно вымыть руки.	
14	Методы перевода вещества в безвредное состояние	Пролив локализовать, оградив земляным валом, засыпать инертным материалом (песком, землей), собрать с верхним слоем грунта в емкости, герметично закрыть и вывезти для уничтожения. Места срезов засыпать свежим слоем грунта. Загрязненные поверхности после удаления продукции промыть теплой водой и насухо протереть ветошью. Рекомендуемые средства тушения пожаров – тонкораспыленная вода, воздушно-механическая пена, порошки, двуокись углерода.	
15	Меры первой помощи пострадавшим от воздействия поражающих факторов при аварии	При отравлении ингаляционным путем (при вдыхании) – вывести пострадавшего на свежий воздух, обеспечить покой, тепло. При необходимости обратиться за медицинской помощью. При воздействии на кожу – снять загрязненную одежду, кожу промыть теплой водой с мылом. При необходимости обратиться за медицинской помощью. При попадании в глаза – обильно промыть теплой проточной водой с приоткрытыми веками. Снять контактные линзы при использовании и если это легко сделать, продолжить промывание глаз. При необходимости обратиться за медицинской помощью. При отравлении пероральным путем (при проглатывании) – выпить несколько стаканов воды. Не вызывать рвоту. При неясных или повторяющихся симптомах обратиться за медицинской помощью. При термических ожогах без повреждения целостности кожи	Паспорт безопасности химической продукции (РПБ №81840845.24.38327 Инструкция по оказанию первой помощи при несчастных случаях на производстве Утв. членом Правления ОАО РАО "ЕЭС России" Техническим директором Б.Ф.Вайнзихером 21.06.2007г.

Инов. № подл.	Взам. инв. №
1022717	
Подп. и дата	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

17342-РПЗ.ТЧ

Лист

15

1	2	3	4
		и ожоговых пузырей: 1) подставить под струю холодной воды на 10-15 минут или приложить холод; 2) предложить обильное теплое питье; 3) нельзя сдирать с обожженной поверхности остатки одежды, вскрывать ожоговые пузыри, 4) нельзя туго бинтовать обожженную поверхность, присыпать порошками или крахмалом. При термических ожогах с повреждением целостности кожи и ожоговых пузырей: 1) накрыть обожженную поверхность сухой чистой тканью, 2) поверх сухой ткани на 20-30 минут приложить холод, 3) предложить обильное теплое питье, 4) нельзя смазывать ожог йодом, зеленкой, лосьонами, мазями, 5) нельзя промывать место ожога водой или прикладывать на поврежденную кожу снег или холод.	

1.2 Данные о технологии и оборудовании, применяемых на декларируемом объекте

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

Водогазонефтяная смесь с кустовых площадок поступает на узел задвижек выполненных по шифру 17459, и объединенных в узел переключений ДНС при проектировании 17342 в площадку производственную (узла переключения) поз.2.66, затем через задвижки №1,2,3,4,5, Э1 по нефтегазопроводу DN400 Н10 направляется в сепараторы I ступени С-1/1,2, расположенных на площадке производственной (сепараторов) поз.2.8, где происходит основное отделение жидкости от газа.

Для обеспечения контроля обводненности входной водогазонефтяной жидкости на входном трубопроводе проектной документацией предусмотрена точка отбора жидкости, оснащенная щелевым пробозаборным устройством.

Для обеспечения высокой эффективности процесса сепарации и подготовки нефти проектной документацией предусмотрена подача нефтяного раствора реагента-деэмульгатора в поток жидкости перед сепараторами I ступени через арматуру №12 и клапан обратный КО1.

Водогазонефтяная смесь с остаточным содержанием газа из сепараторов I ступени С-1/1,2 по трубопроводу DN400 Н61, через запорную арматуру №Э24, 246, 248, 252 поступает на обордюренную площадку производственную (фильтров-грязеуловителей) поз.2.17, где для улавливания асфальтеносмолистых отложений и механических примесей в нефти проектной документацией предусматривается

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Для обеспечения контроля обводненности входной водогазонефтяной жидкости на входном трубопроводе проектной документацией предусмотрена точка отбора жидкости, оснащенная щелевым пробозаборным устройством.					
			Для обеспечения высокой эффективности процесса сепарации и подготовки нефти проектной документацией предусмотрена подача нефтяного раствора реагента-деэмульгатора в поток жидкости перед сепараторами I ступени через арматуру №12 и клапан обратный КО1.					
			Водогазонефтяная смесь с остаточным содержанием газа из сепараторов I ступени С-1/1,2 по трубопроводу DN400 Н61, через запорную арматуру №Э24, 246, 248, 252 поступает на обордюренную площадку производственную (фильтров-грязеуловителей) поз.2.17, где для улавливания асфальтеносмолистых отложений и механических примесей в нефти проектной документацией предусматривается					
1022717							17342-РПЗ.ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			16

установка фильтров-грязеловителей Ф-11, Ф-12 типа ФГУ-300-1,6 в количестве 2 шт. Сбор стоков с проектируемой площадки производственной (фильтров-грязеуловителей) поз.2.17 производится в проектируемую систему сбора производственно-дождевых стоков.

С выхода фильтров-грязеловителей Ф-11, Ф-12 водогазонефтяная смесь по трубопроводу Н2 DN400 через запорную арматуру №250, 254, 247 поступает на установку предварительного сброса пластовой воды (УПСВ) ХТ-1/1. В качестве УПСВ проектной документацией предлагается аппарат Хитер-Тритер трехфазный нефтегазоводоотделитель с подогревателем I типа, в наличии у Заказчика.

В УПСВ под воздействием нагрева водогазонефтяной смеси от газовых горелок, установленных в аппарате, происходит отделение газа от жидкости и за счет нагрева разделение жидкости на нефть и воду. Остаточное содержание воды в нефти, выходящей из аппарата Хитер-Тритер ХТ-1/1, составляет до 10%. Вода из УПСВ поступает на очистные сооружения. Выделившийся газ из аппарата ХТ-1/1 подается в сепараторы С-2/1,2 и совместно с газом, выделившимся в С-2/1,2, подается в газосепаратор Г-2 для использования на собственные технологические и топливные нужды.

Для подключения оборудования 3-го и 4-го этапа строительства в 2 этапе строительства проектной документацией предусмотрены перспективные задвижки и фланцевые пары для подключения трубопроводов перспективного оборудования.

Нефть с остаточным содержанием воды до 10% из ХТ-1/1 в зависимости от технологической схемы:

- через запорную арматуру №202,46 поступает в сепараторы-буферы II ступени С-2/1,2 где происходит выделение из жидкости остаточного газа;
- через запорную арматуру №202,46 поступает на вход аппаратов Хитер-Тритер ХТ-2/1, ХТ-2/2 II типа, где в поле высокой напряженности происходит подготовка нефти с содержанием воды до 1,0%, и далее в сепараторы-буферы II ступени С-2/1,2 где происходит выделение из жидкости остаточного газа.

Проектной документацией предусматривается замена технологического оборудования импортного производства в блоках управления установок предварительного сброса воды (далее – УПСВ Хитер-Тритер) I и II типа (далее – УПН Хитер-Тритер), 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 Хитер-Тритер (тип II). Техническое перевооружение. ПАО «Сургутнефтегаз» (шифр 18120).

Технологической схемой ДНС предусмотрена возможность дополнительной подготовки нефти, поступающей с группы месторождений: Туканского, Западно-Туканского, Юганского, Западно-Полуяхинского и других месторождений Юганской группы на вход аппаратов Хитер-Тритер II типа ХТ-2/1, ХТ-2/2. Для обеспечения высокой эффективности процесса подготовки нефти проектной документацией предусмотрена подача нефтяного раствора реагента-деэмульгатора в поток жидкости перед аппаратами II типа ХТ-2/1, ХТ-2/2.

Из сепараторов II ступени нефть поступает на насосы НН-1/1...НН-1/4, установленные в станции насосной перекачки нефти поз.2.16, и далее через узел учета нефти блочно-модульного исполнения СИКНС (система измерения количества и показателей нефти сырой) расположенной внутри Корпуса производственного (с насосами НН, ВН, СИКНС, УУВ) поз.2.16.1, откачивается по напорному нефтепроводу внешнего транспорта DN300, выполненного по шифру 20749, на УПН

Инв. № подл.	1022717	Подп. и дата	Взам. инв. №	подготовки нефти, поступающей с группы месторождений: Туканского, Западно-Туканского, Юганского, Западно-Полуяхинского и других месторождений Юганской группы на вход аппаратов Хитер-Тритер II типа ХТ-2/1, ХТ-2/2. Для обеспечения высокой эффективности процесса подготовки нефти проектной документацией предусмотрена подача нефтяного раствора реагента-деэмульгатора в поток жидкости перед аппаратами II типа ХТ-2/1, ХТ-2/2.							
				Из сепараторов II ступени нефть поступает на насосы НН-1/1...НН-1/4, установленные в станции насосной перекачки нефти поз.2.16, и далее через узел учета нефти блочно-модульного исполнения СИКНС (система измерения количества и показателей нефти сырой) расположенной внутри Корпуса производственного (с насосами НН, ВН, СИКНС, УУВ) поз.2.16.1, откачивается по напорному нефтепроводу внешнего транспорта DN300, выполненного по шифру 20749, на УПН							
								17342-РПЗ.ТЧ		Лист	
										17	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата						

Южно-Нюрымского нефтяного месторождения. На трубопроводе выхода нефти из корпуса производственного поз.2.16.1 расположена узел запуска средств очистки и диагностики поз.2.67.

В качестве насосов откачки нефти проектной документацией предусмотрены насосные агрегаты ЦНСАнт-60х396 (3 шт. раб + 1 шт. рез.). Напорная характеристика насосного агрегата принята по результатам гидравлического расчета напорного нефтепровода и согласованна с Заказчиком. Насосные агрегаты НН-1/1...НН-1/4 оснащены частотно-регулируемым приводом с возможностью плавного пуска. Проектной документацией предусмотрена возможность замены насосных агрегатов НН-1/1...НН-1/4 на ЦНСАнт-105х392 либо на ЦНСАнт-180х425.

Для возможности проведения диагностики и пропуска очистных устройств по напорному трубопроводу выполненного по шифру 20749 в составе корпуса производственного установлены повышающие насосные агрегаты винтового типа А82ВВ140/63 НН-3/1...НН-3/2 (2 шт. раб + 1 шт. рез.) оснащены частотно-регулируемым приводом с возможностью плавного пуска. Для исключения превышения давления в напорном трубопроводе на входе винтовых насосных агрегатов НН-3/1...НН-3/2 установлен клапан регулятор давления КРЭ9 (сброс давления на вход насосных агрегатов НН-1/1...НН-1/4) и клапан СППК перед текущей арматурой фильтров Ф-15...Ф-17, и на выходных коллекторах насосных агрегатов НН-3/1...НН-3/2, сброс предусмотрен в емкость дренажную Е-7 по трубопроводу DN200.

Технологической схемой ДНС предусмотрена возможность отдельной откачки нефти, поступающей на вход ДНС, и откачки нефтяной пленки из резервуаров отстойников РО-1,2, откачки нефти из резервуара Р-1 и Р-2 с помощью насосного агрегата НН-2/1 типа ЦНСАнт-60х132, насосного агрегата НН-1/4. Для этого на входе и выходе насосного агрегата НН-1/4 установлена отключающая запорная арматура.

Узел учета СИКНС предназначен для автоматического массового измерения количества и физико-химических показателей (качества) нефти. Автоматизация узла учета выполнена в соответствии с ГОСТ Р 8.615-2005 «Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение количества и показателей качества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования».

В состав блока СИКНС (рамной конструкции, заводской готовности) входят:

- блок измерительных линий (БИЛ) с поточным влагомером и узлом отбора проб;
- блок измерений параметров качества нефти (БИК);
- система сбора и обработки информации (СОИ).

Блок измерительных линий ДНС состоит из двух рабочих, резервной и контрольной линий с массовыми расходомерами. Перед СИКНС установлены фильтры Ф-6,7.

Проектной документацией предусматривается подача ингибитора коррозии в напорный нефтепровод, для его защиты от коррозии на время плановых ремонтов и осмотров УПСВ Хитер-Тритер.

Выделившийся в сепараторах I ступени С-1/1,2 газ поступает в газосепаратор Г-1, где происходит очистка газа от капельной жидкости. Из Г-1 газ, пройдя узел учета газа (прибор учета – диафрагменного типа), задвижки №100, 102, подается в перспективный газопровод на ГПЭС. Учет газа на ДНС выполнен согласно требованиям ГОСТ Р 8.615-2005.

Инв. № подл.	1022717	Подп. и дата	Взам. инв. №	Блок измерительных линий ДНС состоит из двух рабочих, резервной и контрольной линий с массовыми расходомерами. Перед СИКНС установлены фильтры Ф-6,7.								
				Проектной документацией предусматривается подача ингибитора коррозии в напорный нефтепровод, для его защиты от коррозии на время плановых ремонтов и осмотров УПСВ Хитер-Тритер.								
				Выделившийся в сепараторах I ступени С-1/1,2 газ поступает в газосепаратор Г-1, где происходит очистка газа от капельной жидкости. Из Г-1 газ, пройдя узел учета газа (прибор учета – диафрагменного типа), задвижки №100, 102, подается в перспективный газопровод на ГПЭС. Учет газа на ДНС выполнен согласно требованиям ГОСТ Р 8.615-2005.								
						17342-РПЗ.ТЧ						Лист
												18
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата							

- сдвоенный ствол факельный DN200/DN200 ;
- площадку обслуживания оборудования оголовка;
- сдвоенный оголовок бессажевого сгорания УФМГ-150/200;
- дежурную и запальную горелки;
- автоматическую электроискровую систему розжига горелок.

Энергопотребление факельной установки относится к I категории надежности электроснабжения.

Для учета газа на факел предусмотрены узлы учета газа на факельный оголовок низкого и высокого давления, состоящий из рабочего расходомера, установленного на газопроводе после факельного сепаратора, и место для контрольного переносного расходомера.

Для замера газа, подаваемого на дежурные горелки и на продувку факела, предусмотрен врезной расходомер узла учета газа на нужды факельной системы. Регулирование продувочного газа на факельную установку высокого давления выполнено регулятором КРР1 с ручным приводом, на факельную установку низкого давления выполнено регулятором КРР2 с ручным приводом, установленным на трубопроводе DN25мм.

Регулирование газа на дежурную и запальную горелки выполняется клапаном-регулятором давления установленном в газорегуляторном шкафу ШРД-1 шкафа газорегуляторного ГРПШ-1 поз.2.36.

Эксплуатация факельной системы выполняется согласно п.11 РБ ФС.

Согласно п.38 РБ ФС на факельном газопроводе низкого и высокого давления установлены сепараторы СФ-1/1 и СФ-1/2, работающие по «сухому» дну, с постоянным отводом конденсата. Уловленный в СФ-1/1 (СФ-1/2) конденсат самотеком поступает в емкость дренажную К-1 (К-2), оборудованную погружным насосом Н-4/2 (Н-4/3), который откачивает конденсат в нефтепровод технологический Н2 DN400 на вход аппарата ХТ-1/1 или в нефтепровод Н5 DN300 на вход нефтенасосной.

При аварии на напорном нефтепроводе внешнего транспорта, остановке насосов внешней откачки ДНС, нефть из сепараторов С-2/1,2 поступает в резервуар хранения нефти Р-1 объемом 3000 м³ через электроприводную задвижку №Э10. Уровень нефти в сепараторах С-2/1,2 регулируется с помощью электроприводного клапана регулирования КРЭ8.

Через электроприводную задвижку №Э9 нефть поступает на насосы НН-1/1...Н-1/4 и откачивается в напорный нефтепровод. Через электроприводную задвижку №Э10 нефть поступает на вход насоса НН-2/1 или НН-1/4 и далее на вход трехфазного аппарата Хитер-Тритер ХТ-1/1 или на вход резервуара хранения нефти Р-1.

Резервуар Р-1 изготавливается в соответствии с техническими требованиями на резервуары нефтяные, утвержденными ПАО «Сургутнефтегаз», с учетом требований ГОСТ 31385-2016.

Резервуар РВС - вертикальный, цилиндрический со стационарной крышей, рулонной сборки. Согласно п.5.4.4 ГОСТ 31385-2016 резервуар Р-1 V-3000 м³ относится к классу КС-2а. Днище резервуара коническое с уклоном от центра 1:100. Тип стационарной крыши – коническая, каркасная. Резервуар оборудован люками и патрубками в стенке и на крыше. Ко всем люкам и местам обслуживания оборудования предусмотрены площадки обслуживания и лестницы. Крышки люков снабжены поворотными устройствами. При сооружении резервуара применяются следующие виды контроля сварных соединений: механические испытания сварных соединений образцов-свидетелей; визуальный контроль всех

Инов. № подл.	1022717	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
				17342-РПЗ.ТЧ						20
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

сварных соединений; измерительный контроль; контроль герметичности сварных швов; физические методы – для выявления наличия внутренних дефектов; радиография или ультразвуковая дефектоскопия; гидравлические и пневматические прочностные испытания конструкции резервуара.

Для противокоррозионной защиты внутренней поверхности Р-1 проектной документацией предусматривается полимерное высокопрочное покрытие, рекомендованное ОАО «ВНИИСТ».

Проектная документация по защите от коррозии внутренней и внешней поверхностей резервуара Р-1 выполняется отдельным проектом.

Внутри резервуар оборудован маточником, с помощью которого нефть равномерно распределяется по всей площади резервуара. Дополнительно проектом предусмотрена откачка нефти из резервуара со стояка высотой 6,5 м. 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 стационарной системой пенотушения с пеногенераторами ГПСС-600 в количестве 3 шт., кольцами для охлаждения резервуара при пожаре, пожарными извещателями. Проектом предусмотрена молниезащита резервуара и защита от статического электричества (с использованием прожекторных мачт).

Для аварийного сброса избыточного давления, вызванного внешним температурным воздействием высокой интенсивности и (или) неисправностью других систем вентиляции проектной документацией предусмотрена установка одного аварийного клапана на кровле DN 500 мм пропускной способностью не менее 15000 м³/ч (в соответствии с объемом резервуара согласно п.6.5.7.4 Таблица 16 ГОСТ 31385-2016) с давлением срабатывания аварийного клапана 3,0 кПа. Из дополнительного оборудования на кровле резервуара установлен люк замерной DN150 с искробезопасной вставкой и пожарные датчики.

Предусмотрен трубопровод дренажа для сбора утечек с насосов установленных в корпусе производственном (поз.2.16.1), и дренажа СИКНС в дренажную емкость ЕУ-1. Емкость ЕУ-1 оборудована погружным насосом Н-4/1.

Опорожнение аппаратов, трубопроводов и фильтров Ф-1...Ф-17 производится в дренажные емкости Е-1,2. Дренажные емкости Е-1,2 оборудованы погружными насосами Н-3/1,2.

Откачка из емкостей производится погружными насосами в нефтепровод технологический с сепараторов II ступени С-2/1,2.

Емкости Е-1,2, ЕУ-1, Е-7 оборудованы общей газоуравнивающей системой со свечей рассеивания и огнепреградительным клапаном на выходе.

Отделившаяся от нефти в трехфазном аппарате УПСВ ХТ-1/1 подтоварная вода с содержанием нефтепродуктов до 1000 мг/л по трубопроводу DN300 поступает в резервуары очищенных стоков (отстойники пластовой воды) РО-1,2 V=3000 м³.

Внутри резервуары оборудованы маточником для равномерного распределения воды, и стояком уловленной нефти, с помощью которого нефтяная пленка собирается со всей площади очистного резервуара. 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. Аварийный клапан DN500. Уровень воды и нефтяной пленки в резервуаре контролируется сигнализаторами уровня, установленными на

Инв. № подл. 1022717	Подп. и дата	Взам. инв. №							17342-РПЗ.ТЧ	Лист 21
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

крыше (2 шт.). Пожарная безопасность обеспечивается пожарными извещателями. Проектом предусмотрена молниезащита резервуара и защита от статического электричества.

Обвязка резервуара РО-1 позволяет использовать резервуар для аварийного хранения нефти, для подачи и откачки нефти установлены секционные электроприводные задвижки Э19, Э20. Дополнительные мероприятия по пожарной безопасности в РО-1 обеспечивает установка стационарной системы пенотушения с пеногенераторами ГПСС-600 в количестве 3 шт. и кольцом для охлаждения резервуара при пожаре.

Подготовленная в очистных резервуарах подтоварная вода с содержанием нефтепродуктов до 50 мг/л по трубопроводу DN300 поступает на прием насосов подтоварной воды ВН-1/1,2, расположенных в корпусе производственном (поз.2.16.1). Далее вода через узел учета откачивается на прием скважин специальных куста водозаборных скважин 1 ВЗ для последующего использования в системе ППД.

Уловленная в РО-1,2 нефть по трубопроводу DN200 подается в нефтенасосную, на вход одного из насосов НН-1/2 или НН-1/4. С выхода насоса нефть по линии некондиции откачивается на вход трехфазного аппарата Хитер-Тритер ХТ-1/1 или по линии подрезки DN150 откачивается трубопровод пластовой воды DN300 К14 на вход очистных сооружений РО-1,2.

Для сбора производственных и производственно-дождевых стоков проектной документацией предусмотрена емкость Е-6, оборудованная погружным насосом Н-6. В емкость Е-6 организован сбор утечек с пола нефтенасосной поз.2.16.

Байпасные трубопроводы позволяют осуществлять плановые остановки для проведения ревизии и капитального ремонта технологического оборудования.

Технологические параметры работы ДНС с УПСВ поддерживаются в заданном режиме регулирующими клапанами и контрольно-измерительными приборами.

Для закачки реагента-деэмульгатора в трубопровод обводненной нефти на вход ДНС и ингибитора коррозии в трубопровод нефти на выходе ДНС предусмотрена установка дозирования реагентов БДР. Блок дозирования БДР позволяет производить подачу депрессатора в трубопровод нефти на выходе ДНС, для снижения точки потери текучести и тем самым улучшения характеристики движения нефти.

Установка дозирования реагентов БДР оборудована трехголовочными насосами типа НД с частотным регулированием расхода подачи.

Проектной документацией предусмотрена операторная блочно-модульного полнокомплектного заводского исполнения, предназначенная для работы обслуживающего персонала, размещения вторичных средств контрольно-измерительной аппаратуры, вычислительной техники и электроприборов управления оборудованием объекта.

При подтверждении прогнозных показателей добычи нефти предусмотрены резервные площади для аппаратов третьей очереди строительства:

- УПСВ Хитер-Тритер (I типа) ХТ-1/2 с блоком управления БУ-1/2 поз.3.1.
- УПН Хитер-Тритер (II типа) ХТ-2/3 с блоком управления БУ-2/3 поз.4.1.
- резервуар хранения нефти (объемом 3000 м³) (Р-2) поз.5.1.

Для увеличения коэффициента утилизации попутного нефтяного газа технологической обвязкой второй очереди строительства предусмотрены трубопроводы и запорная арматура для установки:

- эжектор жидкостный поз.6.1.

Инов. № подл.	1022717	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
Изм.		Кол.уч.		Лист		№ док.		Подп.		Дата	
17342-РПЗ.ТЧ											22

Для увеличения объема прокачиваемой нефти по напорному нефтепроводу, и возможности организации закачки дипрессорной (противотурбулентной) присадки, обвязкой второй очереди строительства предусмотрены трубопроводы и запорная арматура для установки на территории площадки производственной (блока реагентного) поз.2.26:

- блок реагентный (БДР) поз.7.1.

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.

Условные обозначения и изображения, экспликация оборудования и аппаратуры к технологической схеме составляющей «Станция нефтенасосная дожимная с УПСВ. Туканский участок недр» приведены ниже (см. Таблица 5).

Принципиальная технологическая схема составляющей декларируемого объекта «Станция нефтенасосная дожимная с УПСВ. Туканский участок недр» приведена ниже (см. Рисунок 1).

Инв. № подл.	1022717	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-РПЗ.ТЧ				23

Таблица 5 – Условные обозначения и изображения, экспликация оборудования и аппаратуры к технологической схеме составляющей декларируемого объекта «Станция нефтенасосная дожимная с УПСВ. Туканский участок недр»

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ И ИЗОБРАЖЕНИЯ	
Обозначение и изображение	Характеристика
	Трубопроводы
H5 (Т3)	Нефтепровод технологический (трубопровод уложенной нефти самотечный)
H10 (Т1)	Нефтегазопровод (на ДНС, с внутренним антикоррозионным покрытием)
H11 (Т1)	Нефтепровод технологический (напорный с ДНС)
H12 (Т1)	Нефтепровод технологический (на прием насосов НН-1/1..4)
H16 (Т1)	Нефтепровод технологический (в резервуар) (на трубки Т3)
H17 (Т1)	Нефтепровод технологический (из резервуара на прием насосов) (на трубки Т3)
H19 (Т1)	Нефтепровод технологический (высойной с НН-1/1..4)
H61 (Т1)	Нефтепровод технологический (обдоенной нефти с
H63 (Т1)	1 ступени сепарации, с внутренним антикоррозионным покрытием)
H64 (Т1)	Нефтепровод технологический (с УПСВ в буферные емкости)
H65	Нефтепровод технологический (с насосов внешней перекачки на узел учета нефти)
H66 (Т3)	Нефтепровод технологический (от насосов внутренней перекачки)
H69 (Т3)	Нефтепровод технологический (на приготовление раствора дезмульгатора)
H74	Нефтепровод технологический (на линия качества)
H77	Нефтепровод технологический (от линии качества)
H78 (Т3)	Нефтепровод технологический (линия рециркуляции)
	(внутри здания нефтенасосной без электрообогрева и теплоизоляции)
H79 (Т3)	Нефтепровод технологический (на стояк налива нефтепродуктов)
H80 (Т3)	Нефтепровод технологический (на пункт налива нефти)
H2 (Т1)	Нефтепровод технологический (на площадку фильтров-грязеуловителей, с внутренним антикоррозионным покрытием)
H102 (Т1)	Нефтегазопровод (камера приёма-п.вр.)
G3 (Т3)	Газопровод технологический (на котельную и HEATER-TREATER)
G7 (Т3)	Газопровод технологический (на собственные нужды)
G11 (Т1)	Газопровод технологический (на внешний транспорт)
G12 (Т3)	Газопровод технологический (с 1 ступени сепарации в газосепаратор)
G13 (Т3)	Газопровод технологический (с сепараторов-буферов)
G16 (Т3)	Газопровод аварийного сброса (с предохранительных клапанов)
G18 (Т3)	Газопровод технологический (с УПГГ)
G30 (Т3)	Газопровод аварийного сброса (на факел низкого давления)
G31 (Т3)	Газопровод аварийного сброса (на факел высокого давления)
G36 (Т3)	Газопровод технологического (на свечу рассеивания)
G40 (Т3)	Газопровод технологический (на компрессорную станцию)
G44 (Т3)	Газопровод технологический (на продубку)
G49 (Т3)	Газопровод технологический (газообразительная линия)
G51 (Т3)	Газопровод технологический (от HEATER-TREATER)
G52 (Т3)	Газопровод аварийного сброса (от HEATER-TREATER на факел)
G71 (Т3)	Газопровод технологический (на дежурные горелки)
P1 (Т3)	Трубопровод подачи реагента
P3	Трубопровод подачи реагента (в напорный нефтепровод)
D (Т3)	Трубопровод дренажа
D1 (Т3)	Трубопровод дренажа (открытый)
H56 (Т3)	Нефтепровод технологический (откачка из дренажной емкости)
KG1 (Т3)	Трубопровод нефтесодержащей жидкости (из газосепаратора)
KG6 (Т3)	Трубопровод нефтесодержащей жидкости (из сепаратора осушки газа)
KG8 (Т3)	Трубопровод углеводородного конденсата (из конденсатосборника факельной системы)

УСЛОВНЫЕ ИЗОБРАЖЕНИЯ И ОБОЗНАЧЕНИЯ	
Обозначение и изображение	Характеристика
K6	Трубопровод дренажа
K14 (Т3)	Трубопровод пластовой воды (с внутренним антикоррозионным покрытием)
K15 (Т3)	Водоход низконапорный НГВ-КНС (трубопровод очищенных стоков самотечный)
K15H (Т3)	Водоход низконапорный НГВ-КНС (трубопровод очищенных стоков напорный)
K16 (Т3)	Трубопровод пластовой воды (трубопровод перетока, с внутренним антикоррозионным покрытием)
K2	Канализация дождевая (самотечная)
K3	Канализация производственная (самотечная)
K2KH	Канализация производственная (канализация производственно-дождевая напорная)
K2H	Канализация дождевая (напорная)
(Т3)	Трубопроводы, подлежащие электрообогреву (надземные участки вне зданий)
(Т1)	Трубопроводы в теплоизоляции (надземные участки вне зданий)
(Т1)	Трубопроводы с внутренним антикоррозионным покрытием
	Арматура
KP3	Задвижка электроприводная
K3	Клапан регулирующий электрический, без изменения положения
K03	Клапан электромагнитный
KPP	Клапан отсечной с электроприводом
KO	Клапан обратный
K	Задвижка ручная
K	Кран шаровый, вентиль
K	Блок предохранительных клапанов
K	Клапан предохранительный
K	Соединение высторазъемное
K	Пара фланцевая с межфланцевой заглушкой
K	Заглушка эллиптическая
K	Щелевое пробозаборное устройство
K	Фильтр сетчатый
K	Предохранитель огневой
K	Стакан утечек
K	Масомер
K	Влагомер
K	Пробоотборник
K	Расходомер массовый
K	Расходомер объемный
K	Диафрагма
K	Электрообогрев днища емкостей
K	Станция нефтенасосная дожимная с УПСВ. Вторая очередь
K	Станция нефтенасосная дожимная с УПСВ. Третья очередь
K	Станция нефтенасосная дожимная с УПСВ. Четвертая очередь
K	Станция нефтенасосная дожимная с УПСВ. Пятая очередь
K	Станция нефтенасосная дожимная с УПСВ. Шестая очередь
K	Станция нефтенасосная дожимная с УПСВ. Седьмая очередь

ЭКСПЛИКАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ И АППАРАТУРЫ				
Пози-цион обознач	Наименование	Кол	Характеристика	Примечание
	Станция нефтенасосная дожимная с УПСВ. Вторая очередь			
	Площадка производственная (сепараторов), в составе:			
C-1/1,2	Сепаратор НГС (I ступени сепарации)	2	V=50 м3 PN=1,6 МПа, DN=2400 мм	с вынутым антикоррозионным покрытием
	НГС II-1,6-2400-2-И		Qж=160-800 м3/час	
C-2/1,2	Сепаратор НГС (второй ступени)	2	V=50 м3 PN=1,0 МПа DN=2400 мм	с вынутым антикоррозионным покрытием
	НГС II-1,0-2400-2		Qж=160-800 м3/час	
G-1	Сепаратор ГС (газосепаратор)	1	V=25 м3 DN=2000 мм, PN=1,6 МПа	с центробежными сепарационными элементами
G-2	Газосепаратор с центробежными элементами	1	V=3,68 м3 PN=0,68 МПа DN=914 мм	подборного исполнения
	Скрудер "Swals, Inc."		Q= до 8500 м3/час	
	Производственный корпус, в составе:			
НН-1/1..4	Агрегат электронасосный центробежный ЦНЦАнт 60х396	4	Q=60 м3/час H=396 м (с торцевым уплотнением)	ЕкxдВТ4
	с электроприводом		Nдвиг.=160 кВт U=380 В	с частотным регулированием
	с возможностью замены на ЦНЦАнт 105х392		(с торцевым уплотнением)	ЕкxдВТ4
	с электроприводом		Nдвиг.=250 кВт U=380 В	с частотным регулированием
	либо на ЦНЦАнт 180х425 после уточнения показателей добычи нефти		Nдвиг.=400 кВт U=6000 В	
НН-2/1	Агрегат электронасосный центробежный ЦНЦАнт 60х132	1	Q=60 м3/час H=132 м (с торцевым уплотнением)	ЕкxдВТ4
	с электроприводом		Nдвиг.=55 кВт U=380В	с частотным регулированием
НН-3/1..3	Агрегат электронасосный двухцилиндровый А8 2ВВ 140/63	3	Q=140 м3/час H=63 кгс/см2 (с торцевым уплотнением)	ЕкxдВТ4
	с электроприводом BA35SSMA46 Y2,5		Nдвиг.=250 кВт U=380/660 В	
ВН-1/1, 2	Агрегат электронасосный центробежный Д160х112а-п	2	Q=150 м3/час H=100 м (с торцевым уплотнением)	ЕкxдВТ4
	с электроприводом		Nдвиг.=75 кВт U=380 В	с частотным регулированием
	с возможностью замены на 1Д500х63А (с торцевым уплотнением)		Q=500 м3/час H=63 м	ЕкxдВТ4
	с электроприводом		Nдвиг.=132 кВт U=380 В	с частотным регулированием
СИКНС	Система измерения количества и качества нефти сырой	1		Тендер
Ф-1..Ф-5	Фильтр сетчатый ФС-200/16 У4	5	DN=200 мм PN=1,6 МПа	с быстросъемной крышкой
Ф-6, Ф-7	Фильтр сетчатый ФС-250/63 У4	2	DN=250 мм PN=6,3 МПа	с быстросъемной крышкой
Ф-13, Ф-14	Фильтр сетчатый ФС-250/16 У4	2	DN=250 мм PN=1,6 МПа	с быстросъемной крышкой
Ф-15, 16, 17	Фильтр сетчатый ФС-200/40 У4	3	DN=200 мм PN=4,0 МПа	с быстросъемной крышкой
	Узел запуска средств очистки и диагностики УЗПЗ ЗМ.01-300-6,3 Л			
	Площадка производственная (фильтров-грязеуловителей), в составе:			
Ф-11,12	Фильтр-грязеуловитель ФГУ-300-1,6-УХЛ	2	DN=300 мм PN=1,6 МПа	
	Площадка производственная (трехфазного аппарата), в составе:			
ХТ-1/1	УПСВ Хитер-Тример (I типа)	1	Ррас=0,7 МПа Qж=10000 м/сут	Производство "Сибил" с быстрого изготовления
БУ-1/1	Блок управления	1		
ХТ-2/1,2	УПН Хитер-Тример (II типа)	2	Ррас=0,7 МПа Qж=1653 м/сут	Производство "Сибил" с быстрого изготовления
БУ-2/1,2	Блок управления	2		
	Отдельно стоящее оборудование:			
P-1	Резервуар хранения нефти РС-3000	1	V=3000 м3 H=12 м	
Р0-1,2	Резервуар очищенных стоков РВС-3000	2	V=3000 м3 H=12 м	
E-6	Емкость дренажная ЕПП 40-2400-2-3	1	V=40 м3 DN=2400 мм	для сбора производственных стоков
H-6	с агрегатом электронасосным полупогружным с торцевым уплотнением	1	Q=50 м3/час H=50 м.в.ст длина погружной части 5,0 м	
	с электроприводом BA180M2		N=30 кВт U=380 В	

ЭКСПЛИКАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ И АППАРАТУРЫ				
Пози-цион обознач	Наименование	Кол	Характеристика	Примечание
	Площадка производственная (блока реагентного), в составе:			
БДР-1	Блок реагентный склад навес (с талью ручной)	1	N=10,3 кВт Pрад=10 МПа	
	Площадка дренажных емкостей в составе:			
E-1,2	Емкость дренажная ЕП 40-2400-2-3	2	V=40 м3 DN=2400 мм	
H-3/1,2	с агрегатом электронасосным НВ-Мм-Е-50/80-3,7-А-УХЛ1	2	Q=50 м3/час H=80 м.в.ст	
	с электроприводом BA200M2		N=37 кВт U=380/660 В	ЕкxдВТ4
ЕУ-1	Емкость дренажная ЕП 16-2000-1-3	1	V=16 м3 DN=2000 мм	
Н-4/1	с агрегатом электронасосным НВ-Мм-Е-50/80-3,0-А-УХЛ1	1	Q=50 м3/час H=80 м.в.ст	
	с электроприводом BA180M2		N=30 кВт U=380/660 В	ЕкxдВТ4
E-7	Емкость дренажная ЕП 40-2400-2-3	1	V=40 м3 DN=2400 мм	
H-8	с агрегатом электронасосным НВ-Мм-Е-50/80-3,7-А-УХЛ1	1	Q=50 м3/час H=80 м.в.ст	
	с электроприводом BA200M2		N=37кВт U=380/660 В	ЕкxдВТ4
CP-1	Свеча рассеивания газа	1	DN=50мм	
	Система факельная, в составе:			
Ф	Собственная факельная установка в составе:		H=20 м	
	Факел высокого давления	1	DN=200 мм	
	Факел низкого давления	1	DN=150 мм	
ШРД	Шкаф газорегуляторный с регулятором давления	1		
CF-1/1	Сепаратор факельного газа ФС-1000-2-Т-И	1	V=4 м3 DN=1000 мм	
CF-1/2	Сепаратор факельного газа ФС-1000-2-Т-И	1	V=4 м3 DN=1000 мм	
K-1	Емкость дренажная ЕП 8-2000-1-3	1	V=8 м3 DN=2000 мм	
Н-4/2	с агрегатом электронасосным НВ-Мм-Е-50/80-3,0-А-УХЛ1	1	Q=50 м3/час H=80 м.в.ст	
	с электроприводом BA180M2		N=30 кВт U=380/660 В	ЕкxдВТ4
K-2	Дренажная емкость ЕП 8-2000-1-3	1	V=8 м3 DN=2000 мм	
Н-4/3	с агрегатом электронасосным НВ-Мм-Е-50/80-3,0-А-УХЛ1	1	Q=50 м3/час H=80 м.в.ст	
	с электроприводом BA180M2		N=30 кВт U=380/660 В	ЕкxдВТ4
	Отдельно стоящее оборудование:			
P-1	Резервуар хранения нефти РС-3000	1	V=3000 м3 H=12 м	
Р0-1,2	Резервуар очищенных стоков РВС-3000	2	V=3000 м3 H=12 м	
E-6	Емкость дренажная ЕПП 40-2400-2-3	1	V=40 м3 DN=2400 мм	для сбора производственных стоков
H-6	с агрегатом электронасосным полупогружным с торцевым уплотнением	1	Q=50 м3/час H=50 м.в.ст длина погружной части 5,0 м	
	с электроприводом BA180M2		N=30 кВт U=380 В	

ЭКСПЛИКАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ И АППАРАТУРЫ				
Пози-цион обознач	Наименование	Кол	Характеристика	Примечание
	Площадка производственная (налива нефти), в составе:			
АСН	Автоматизированная система налива нефти	1	DN=100 мм Q=100 м3/час	Подборного исполнения
ЕН-3	Емкость нефти I-50-1,0-3-И	1	V=50 м3 PN=1,0 МПа	Подборного исполнения
Ф-8	Фильтр сетчатый ФС-100/16 УХЛ	1	DN=100 мм PN=1,6 МПа	с быстросъемной крышкой
E-4	Емкость дренажная ЕП 25-2400-2-3	1	V=25 м3 DN=2400 мм	
H-5	с агрегатом электронасосным НВ-Мм-Е-50/80-3,7-А-УХЛ1	1	Q=50 м3/час H=80 м.в.ст	
	с электроприводом BA200M2		N=37 кВт U=380/660 в	ЕкxдВТ4
E-8	Емкость дренажная ЕПП 12,5-2000-2-3	1	V=12,5 м3 DN=2000 мм	для сбора дождевых стоков
Н-9	с агрегатом электронасосным полупогружным с торцевым уплотнением	1	Q=50 м3/час H=50 м.в.ст длина погружной части 3,0 м	
	с электроприводом BA160M2		N=18,5 кВт U=380 В	
	Площадка производственная (узел приема нефтесодержащей жидкости), в составе:			
E-5	Емкость дренажная ЕП 40-2400-2-3	1	V=40 м3 DN=2400 мм	
H-7	с агрегатом электронасосным НВ-Мм-Е-50/80-3,7-А-УХЛ1	1	Q=50 м3/час H=80 м.в.ст	
	с электроприводом BA200M2		N=37 кВт U=380/660 в	ЕкxдВТ4
Ф-9,10	Фильтр сливной сетчатый ФС-100/16 УХЛ	1	DN=100 мм PN=1,6 МПа	с быстросъемной крышкой
	Станция нефтенасосная дожимная с УПСВ. Третья очередь			
ХТ-1/2	УПСВ Хитер-Тример (I типа)	1	Ррас=0,7 МПа Qж=10000 м/сут	Производство "Сибил" с быстрого изготовления
БУ-1/2	Блок управления	1		
	Станция нефтенасосная дожимная с УПСВ. Четвертая очередь			
ХТ-2/3	УПН Хитер-Тример (II типа)	1	Ррас=0,7 МПа Qж=1653 м/сут	Производство "Сибил" с быстрого изготовления
БУ-2/3	Блок управления	1		
	Станция нефтенасосная дожимная с УПСВ. Пятая очередь			
P-2	Резервуар хранения нефти РС-3000	1	V=3000 м3 H=12 м	
	Станция нефтенасосная дожимная с УПСВ. Шестая очередь			
	Эжектор жидкостный	1		
	Станция нефтенасосная дожимная с УПСВ. Седьмая очередь			
БДР-2	Блок реагентный	1	N=10,3 кВт Pрад=10 МПа	для подачи реагента в дожимную систему

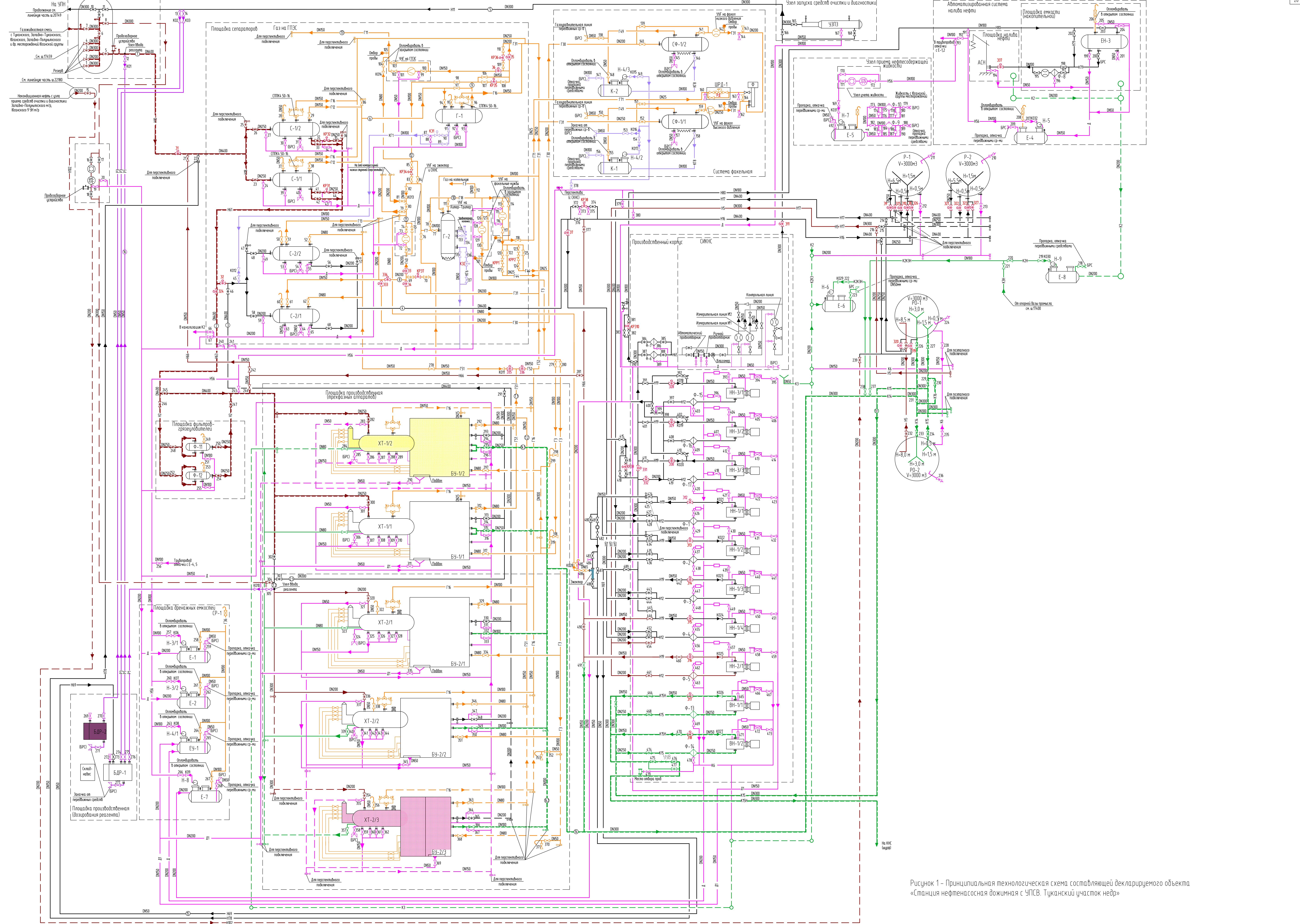
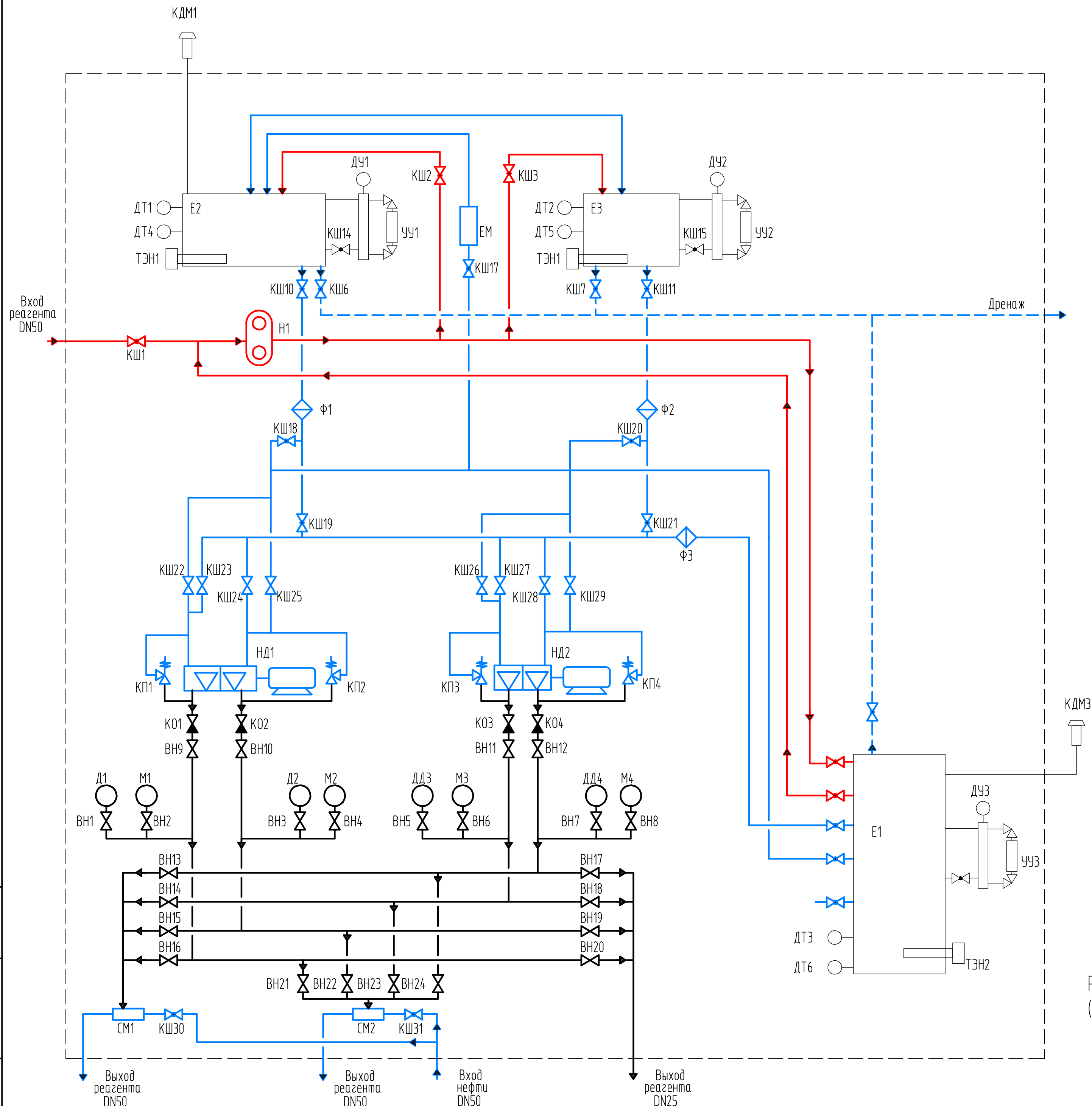


Рисунок 1 – Принципиальная технологическая схема составляющей декларируемого объекта «Станция нефтенасосная дожимная с УПСВ. Туканский участок недр»

Лист 1 из 1
10/27/17



СПЕЦИФИКАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ

Поз.	Наименование	Кол.
Е1	Емкость технологическая V=4 м3 09Г2С	1
Е2, Е3	Емкость расходная V=0,4 м3	2
ЕМ1	Емкость мерная V=5 л.	1
НД1, НД2	Агрегат электронасосный дозировочный плунжерный двухголовочный Ручное регулирование производительности 2,5-10 л/час, давление 10МПа. Материал проточной части 12Х18Н9Т, вращающиеся части закрыты кожухом (ООО "ЗДТ Ареопаз или ООО "НефтемашСистема"	2
Н1	Насос НМШ 5-25-4/4,0Б-1У Вращающиеся части закрыты кожухом	1
ДУ1-ДУ3	Преобразователь уровня ПМП 062	3
ДД1-ДД4	Преобразователь давления Метран 55 (0...10 МПа)	4
ДТ1-ДТ3	Преобразователь температуры ТСМУ Метран-274 (-50...+50 ° С)	3
ДТ4-ДТ6	Датчик температуры ТДМВ-102 (+10...+60 ° С)	3
М1-М4	Манометр технический показывающий ТМ-610 IP53 (0...16 МПа)	4
УЧ1-УЧ3	Визуальный указатель уровня	3
Ф1-Ф3	Фильтр сетчатый Ду25 Ру1,6 МПа	3
КШ1	Кран шаровой Ду50 Ру1,6 МПа	1
КШ2-КШ9	Кран шаровой Ду32 Ру1,6 МПа	9
КШ10-КШ13	Кран шаровой Ду25 Ру1,6 МПа	4
КШ14-КШ29	Кран шаровой Ду15 Ру1,6 МПа	16
КШ30, КШ31	Кран шаровой Ду50 Ру10 МПа	2
КО1-КО4	Клапан обратный Ду5 Ру10 МПа	4
КП1-КП4	Клапан предохранительный КП-2,5-250 Рсраб - 11,5 МПа	4
ВН1-ВН8	Вентиль игольчатый с муфтой для манометра Ду5 Ру10 МПа	8
ВН9-ВН23	Вентиль игольчатый Ду5 Ру10 МПа	16
СМ1, СМ2	Смеситель	1
ТЭН1-ТЭН3	Блок электронагревателей взрывозащищённый НВех (или аналог) Нагрев осуществляется через промежуточный теплоноситель.	2
КДМ1 - КДМ3	Клапан дыхательный с огренпреградителем КДМ-50М	3

Рисунок 2 - Принципиальная технологическая схема блока реагентного (БДР-1)

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

План размещения основного технологического оборудования декларируемого объекта представлен ниже (см. Рисунок 3).

Инв. № подл.	1022717	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
											27
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-РПЗ.ТЧ					

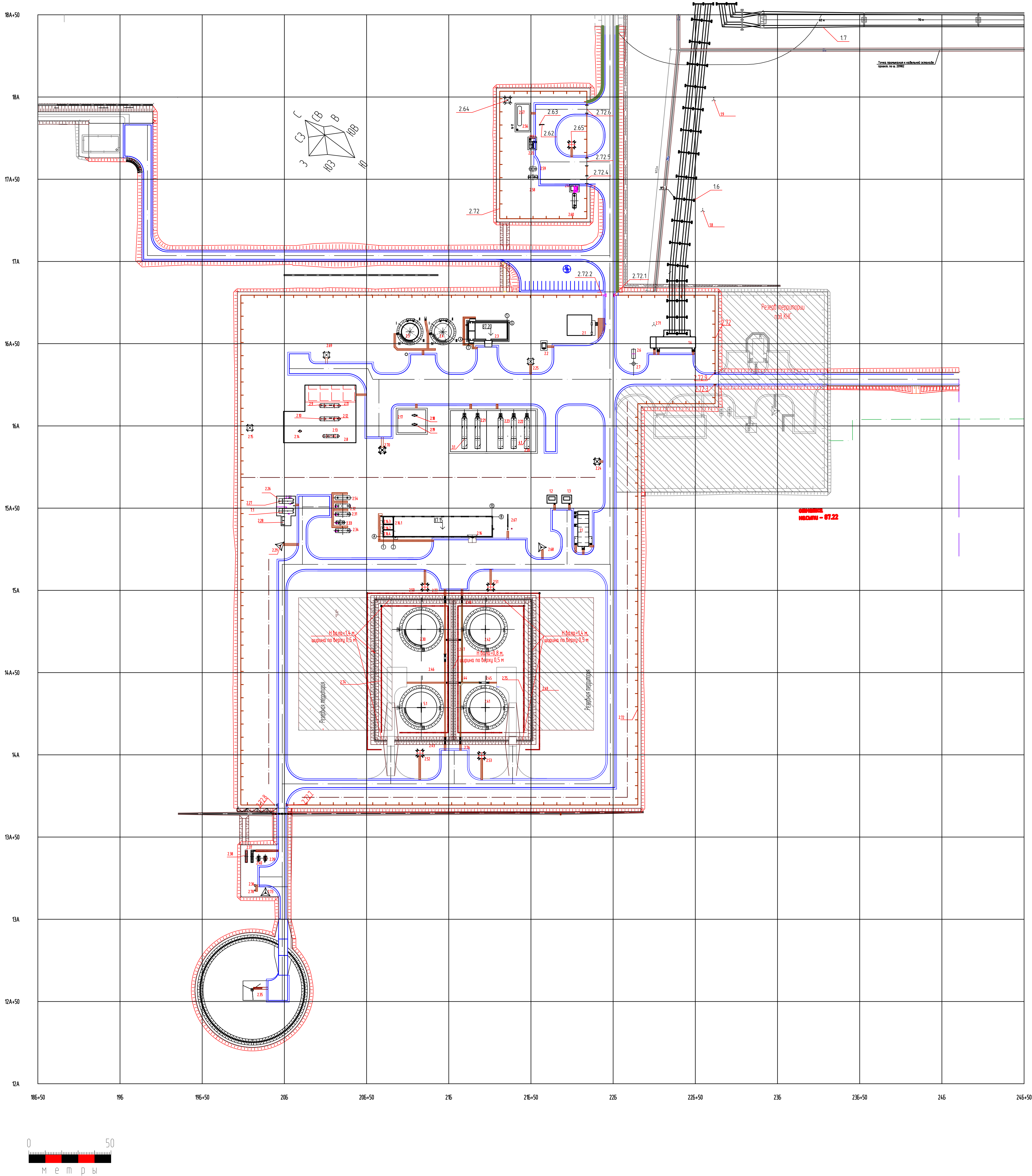


Рисунок 3 – План размещения основного технологического оборудования, в котором обращаются опасные вещества

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

Номер на плане	Наименование	Координаты квадрата сетки
11	Подстанция КТП 2*1600/6/0,4	15А,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,22Б+50
17	Токопровод высоковольтный	18А,23Б
18	Молниевывод (М-27.1)	17А,22Б+50
19	Молниевывод (М-27.1)	17А+50,22Б+50
110	Молниевывод (М-27.1)	20А+50,26Б
111	Молниевывод (М-27.1)	21А,26Б
112	Молниевывод (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 (II 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	Молниевывод (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 КИПиА	15А,20Б+50
2.17	Площадка производственная (фильтров-грязеуловителей)	16А,20Б+50
2.18	Фильтр очистки жидкости (грязеуловитель)	16А,20Б+50
2.19	Фильтр очистки жидкости (грязеуловитель)	15А+50,20Б+50
2.20	Площадка производственная (префазного аппарата)	15А+50,21Б
2.21	УПСВ Хитер-Триггер (I тип) (с блоком управления)	16А,21Б
2.22	УПН Хитер-Триггер (II тип) (с блоком управления)	16А,21Б
2.23	УПН Хитер-Триггер (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	Шкаф газорегуляторный ГРПШ-1	13А,19Б+50

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,20Б+50
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 ЕП (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 ЕП (V=32,5 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+50
2.62	Светофор	17А+50,21Б+50
2.63	Шлагбаум	17А+50,21Б+50
2.64	Молниевывод (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)	16А,20Б
2.70	Мачта прожекторная (ПМС-29,3 с молниеприемником h=7,75 м)	15А+50,20Б+50
2.71	Молниевывод (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	Молниевывод (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	Шкаф управления разжимом	13А,19Б+50
3.1	УПСВ Хитер-Триггер (I типа) с блоком управления	15А+50,21Б
4.1	УПН Хитер-Триггер (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

Перечень основного технологического оборудования, в котором обращаются опасные вещества, и данные о технических характеристиках представлен ниже (см. Таблица 6).

Таблица 6 - Перечень основного технологического оборудования

№ п/п	Наименование	Обозначение	Кол-во, шт.	Расположение	Назначение	Технические характеристики
1	2	3	4	5	6	7
«Станция нефтенасосная дожимная с УПСВ. Туканский участок недр»						
1	Сепаратор НГС (I степени сепарации)	С-1/1,2	2	Площадка производственная (сепараторов)	Сепарация нефтяной эмульсии	V=50 м³ Pγ=1,6 МПа
2	Сепаратор НГС (II степени сепарации)	С-2/1...3	3		Сепарация нефти	V=25 м³ Pγ=1,6 МПа
3	Сепаратор ГС (газосепаратор)	Г-1	1		Сепарация газа	V=25 м³ Pγ=1,6 МПа
4	Газосепаратор с центробежными элементами Скруббер «Sivals, Inc.»	Г-2	1		Сепарация газа	V=3.68 м³ Pγ=0,68 МПа
5	Агрегат электронасосный центробежный (ЦНСАнт 60х396)	ННН-1/1...4	4	Станция насосная перекачки нефти (производственный корпус)	Перекачка нефти	Q=60 м³/час, H=396 м
6	Агрегат электронасосный центробежный (ЦНСАнт 60х132)	НН-2/1	1		Перекачка нефти	Q=60 м³/час, H=132 м
7	Агрегат электронасосный двухвинтовой (А8 2ВВ 140/63)	НН-3/1...3	3		Перекачка нефти	Q=140 м³/час, H=63 кгс/см²
8	Система измерения количества и качества сырой нефти	СИКНС	1		Замер качества и количества сырой нефти	-
9	Фильтр-грязеуловитель	Ф-11,12	2	Площадка фильтров-грязеуловителей	Фильтрация потока нефти	DN= 700 мм PN=1,6МПа
10	УПСВ Хитер-Тритер (I типа)	ХТ-1/1,2	2	Площадка производственная (трехфазного аппарата)	Отделение газа от жидкости и за счет нагрева разделение жидкости на нефть и воду	Prас=0,7МПа Qж=10000 т/сут
11	Блок управления	БУ-1/1,2	2			-
12	УПН Хитер-Тритер (II типа)	ХТ-2/1...3	3			Prас=0,7МПа Qж=1653 т/сут
13	Блок управления	БУ-2/1...3	3			-
14	Блок реагентный	БДР-1	1	Площадка производственная (блока реагентного)	Подача деэмульгатора и ингибитора коррозии	N=10,3 кВт, Pраб=10МПа
15	Блок реагентный	БДР-2	1		Подача депрессаторной присадки	N=10,3 кВт, Pраб=10МПа
16	Склад-навес (с талью ручной)	-	1		Хранение деэмульгатора, ингибитора коррозии и депрессаторной присадки	
17	Емкость дренажная	Е-1,2	2	Площадка дренажных емкостей	Сбор дренажа	V=40 м³, DN=2400 мм
18	Емкость дренажная	ЕУ-1	1			V=16 м³, DN=2000 мм
19	Емкость дренажная	Е-7	1			V=40 м³, DN=2400 мм
20	Свеча рассеивания	СР-1	1		Сброс газа	DN=50 мм

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Ивн. № подл.	1022717				
Подп. и дата					
Взам. инв. №					

17342-РПЗ.ТЧ

Лист

29

1	2	3	4	5	6	7
21	Сдвоенная факельная установка в составе: Факел высокого давления Факел низкого давления	Ф	1	Система факельная	Аварийный сброс газа	H=20 м DN=200 мм DN=150 мм
22	Шкаф газорегуляторный с регулятором давления	ШРД	1		Регулирование газа на дежурную и запальную горелки	-
23	Сепаратор факельного газа	СФ-1/1,2	2		Сепарация газа	V=4 м³, DN=1000 мм
24	Емкость дренажная	К-1,2	2		Сбора нефтесодержащей жидкости	V=8 м³, DN=2000 мм
25	Резервуар хранения нефти РС-3000	Р-1,2	2	Территория площадки насосной станции нефтенасосной дожимной с УПСВ. Туканский участок недр	Хранение нефти	V=3000 м³, H=12 м
26	Резервуар очищенных стоков РВС-3000	РО-1,2	2		Подготовка подтоварной воды	V=3000 м³, H=12 м
27	Емкость дренажная	Е-6	1		Сбор производственно-дождевых стоков	V=40 м³, DN=2400 мм
28	Узел запуска средств очистки и диагностики	УЗПЗ	1		Запуск средств очистки и диагностики	DN=300 мм, PN=6,3 МПа
29	Автоматизированная система налива нефти	АСН	1	Площадка производственная (налива нефти)	Налив нефти	DN=100 мм, Q=100 м³/час
30	Емкость нефти	ЕН-3	1		Хранение нефти	V=50 м³, PN=1,0 МПа
31	Фильтр сетчатый	Ф-8	1		Фильтрация нефти	DN=100 мм, PN=1,6 МПа
32	Емкость дренажная	Е-4	1		Сбор дренажей	V=25 м³, DN=2400 мм
33	Емкость дренажная	Е-8	1		Сбор производственно-дождевых стоков	V=12 м³, DN=2000 мм
34	Емкость дренажная	Е-5	1	Площадка производственная (узла приема нефтесодержащей жидкости)	Сбора производственно-дождевых и производственных стоков и откачка на очистные сооружения ДНС с УПСВ	V=40 м³, DN=2400 мм
35	Фильтр сливной сетчатый	Ф-9,10	2		Фильтрация нефтесодержащей жидкости	DN=100 мм, PN=1,6 МПа

1.2.3 Данные о распределении опасных веществ по оборудованию

Данные о распределении опасных веществ по оборудованию на декларируемом объекте представлены ниже (см. Таблица 7).

Инв. № подл. 1022717	Подп. и дата	Взам. инв. №						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-РПЗ.ТЧ	Лист	
							30	

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
1022717		

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

Таблица 7 - Данные о распределении опасных веществ по оборудованию на декларируемом объекте

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
				Попутный нефтяной газ	0,001	0,004	Г		
5		ЕУ-1	1	Нефть	7,218	7,218	Ж	0,124	15
				Попутный нефтяной газ	0,001	0,001	Г		
6		Нефтепровод технологический (D=57 мм)	1	Нефть	0,183	0,183	Ж	1 – 6,2	5 - 40
7		Нефтепровод технологический (D=114 мм)	1	Нефть	6,978	6,978	Ж	от 1 до 6,2	5 - 40
8		Нефтепровод технологический (D=159 мм)	1	Нефть	5,828	5,828	Ж	от 1 до 6,2	5 - 40
9		Нефтепровод технологический (D=219 мм)	1	Нефть	0,719	0,719	Ж	от 1 до 6,2	5 - 40
10		Нефтепровод технологический (D=273 мм)	1	Нефть	8,906	8,906	Ж	от 1 до 6,2	5 - 40
11		Нефтепровод технологический (D=325 мм)	1	Нефть	56,813	56,813	Ж	от 1 до 6,2	5 - 40
12		Нефтепровод технологический (D=426 мм)	1	Нефть	62,965	62,965	Ж	от 1 до 6,2	5 - 40

17342-РПЗ.ТЧ

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
1022717		

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

17342-РПЗ.ТЧ

33

Лист

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
37		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		
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		
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	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	0,003		
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		
45		Бочка с ингибитором коррозии	24	Ингибитор коррозии	0,075	1,806	Ж	0,104	-1,3
					Метанол	0,00002	0,0004		
Всего опасного вещества – нефти на составляющей «Станция нефтенасосная дожимная с УПСВ. Туканский участок недр», т					5613,699				
из них – в сосудах (аппаратах), т					5422,712				
в трубопроводах, т					190,987				
Всего опасного вещества – попутный нефтяной газ на составляющей «Станция нефтенасосная дожимная с УПСВ. Туканский участок недр», т					0,575				
из них – в сосудах (аппаратах), т					0,392				
в трубопроводах, т					0,183				
Всего опасного вещества – деэмульгатор на составляющей «Станция нефтенасосная дожимная с УПСВ. Туканский участок недр», т					5,045				
из них – в сосудах (аппаратах), т					5,045				
в трубопроводах, т					-				
Всего опасного вещества – ингибитор коррозии на составляющей «Станция нефтенасосная дожимная с УПСВ. Туканский участок недр», т					1,806				
из них – в сосудах (аппаратах), т					1,806				
в трубопроводах, т					-				
Всего опасного вещества – метанол на составляющей «Станция нефтенасосная дожимная с УПСВ. Туканский участок недр», т					0,001				
из них – в сосудах (аппаратах), т					0,001				
в трубопроводах, т					-				

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
1022717		

[illegible]

1.3 Описание технических решений по обеспечению безопасности

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

В целях исключения разгерметизации и предупреждения аварийных выбросов на декларируемом объекте можно выделить следующие основные решения:

1 Материалы, конструкция сосудов и трубопроводов рассчитаны на обеспечение прочности в рабочем диапазоне давлений и температур.

2 Изготовление аппаратов двухфазного и трехфазного разделения газонефтяной эмульсии из специальных коррозионностойких и жаропрочных материалов.

3 Расчетная толщина стенок сосудов и трубопроводов определена с учетом расчетного срока службы с нормативным запасом по толщине.

4 Полная герметизация всего технологического оборудования.

5 Пересечения подземных трубопроводов с автомобильными дорогами выполняются в защитных футлярах из стальных труб.

6 Полная утилизация попутного нефтяного газа.

7 Оборудование и трубопроводы, которые могут быть разгерметизированы в результате воздействия низких температур, теплоизолируются и обогреваются.

8 Защита от внутреннего коррозионного разрушения трубопроводов, аппаратов и оборудования, за счет применения ингибиторов и протекторной защиты.

9 От внешнего коррозионного воздействия для подземных трубопроводов и аппаратов предусмотрена гидроизоляция, а для надземных – антикоррозионная окраска.

10 Стопроцентный контроль швов сварных соединений.

11 Испытание оборудования и трубопроводов после монтажа на прочность и герметичность.

12 Оснащение предохранительными клапанами всей аппаратуры, в которой может возникнуть давление, превышающее расчетное.

13 Сбор нефти с предохранительных клапанов аппаратов в подземные емкости, газа – на факел аварийного сжигания газа.

14 Оснащение РВС не примерзающими клапанами.

15 Оснащение системой контроля уровня резервуаров хранения нефти Р-1,2 и резервуаров-отстойников РО-1,2.

16 Исключение резервуаров из технологической схемы подготовки нефти.

17 Оснащение технологического оборудования автоматизированной системой управления технологическим процессом (далее - АСУТП), предусматривающей сигнализацию, противоаварийные защиты и блокировки, обеспечивающие безопасную эксплуатацию по нормам технологического режима. Обеспечение вывода информации и сигнализации на автоматизированное рабочее место (АРМ).

18 Предусмотрено нанесение опознавательной окраски на все технологические трубопроводы. На трубопроводах наносятся стрелки, указывающие направление движения среды.

19 Периодическое обследование емкостных аппаратов, технологического оборудования и трубопроводов с целью обнаружения, и предупреждения возможной разгерметизации.

Инв. № подл. 1022717	Подп. и дата	Взам. инв. №							17342-РПЗ.ТЧ	Лист 35
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- 20 Проведение планово-предупредительных ремонтов.
- 21 Разработка плана мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий.
- 22 Проведение учебно-тренировочных занятий по ПЛА с отработкой практических действий в случае аварии.
- 23 Обучение обслуживающего персонала действиям по ликвидации аварийных ситуаций.

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

Ниже перечислены решения, направленные на предупреждение развития промышленных аварий и локализацию выбросов опасных веществ.

1.Решения по предупреждению развития аварий и локализации выбросов ВПОВ:

- полная герметизация технологических процессов подготовки нефти;
- возможность исключения декларируемого объекта из общей технологической схемы НГДУ;
- обвязка сосудов, аппаратов и трубопроводов выполнена с учетом рационального секционирования;
- расположение технологического оборудования, емкостных аппаратов и арматуры в удобных для обслуживания местах;
- оснащение объекта системой аварийного хранения нефтяной эмульсии на период отключения электроэнергии или других ЧС;
- помещения со взрывопожароопасными и вредными производствами изолированы от помещений, в которых этих производств нет;
- оснащение насосных и трубопроводов арматурой с дистанционным приводом;
- оснащение технологического оборудования АСУТП, предусматривающей сигнализацию, противоаварийные защиты и блокировки, обеспечивающие безопасную эксплуатацию по нормам технологического режима. Обеспечение вывода информации и сигнализации на автоматизированное рабочее место (АРМ);
- оснащение объектов системой охранно-пожарной сигнализации с выводом сигнала в операторную.

2.Системы аварийного освобождения технологического оборудования:

- предусмотрена система аварийного освобождения аппаратов в дренажную емкость.

3.Меры по ограничению, локализации и дальнейшей утилизации выбросов ВПОВ:

- в целях предотвращения разлива нефтепродуктов, площадки наружных технологических установок и полы насосных – бортовое ограждение;
- с площадок технологических установок и полов насосных предусмотрен самотечный слив пролитого продукта в промливневую канализацию;
- предусмотрена автоматическая откачка нефти и/или нефтезагрязненной воды с дренажных и канализационных емкостей на повторный технологический цикл для утилизации и очистки;

Инв. № подл.	1022717	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
Изм.		Кол.уч.		Лист		№ док.		Подп.		Дата	

17342-РПЗ.ТЧ

- аварийное сжигание аварийных выбросов газа на факеле;
- оснащение колодцев проливной канализации на выпусках гидрозатворами;
- во избежание эскалации аварии предусмотрено обеспечение нормативного противопожарного запаса воды;
- оснащение объекта первичными средствами пожаротушения согласно нормам.

1.3.3 Описание решений, направленных на обеспечение взрывопожаробезопасности и химической безопасности

Сведения о категории зданий и сооружений по пожарной и взрывопожарной опасности представлена ниже (см. Таблица 8).

Таблица 8 - Сведения о категории зданий и сооружений по пожарной и взрывопожарной опасности

Наименование сооружения	Категория зданий, сооружений по пожарной взрывопожарной опасности	Классификация пожароопасных и взрывоопасных зон по ПУЭ	Характеристика обращающихся веществ
1	2	3	4
Подстанция КТП 2*1600/6/0,4 (поз.1.1):	Д		
Помещение для размещения оборудования СУЧП, ШУ, помещение для размещения оборудования электрообогрева, помещение КТП с НКУ	В4	П-IIa	-
Подстанция КТПК(КК)-400-6/0,4 (поз.1.2, 1.3)	ВН	П-III	Трансформаторное масло
Устройство распределительное КРУ (6 кВ) (технологическое) (поз.1.4), устройство распределительное КРУ (6 кВ) (мехдобыча) (поз.1.5):	Д		
Помещение собственных нужд БМКРУ 6 кВ, помещение БМКРУ 6 кВ 1-й секции шин, помещение БМКРУ 6 кВ 2-й секции шин	В4	П-IIa	-
Здание операторной (блочно-модульное) (поз.2.1):	Д		
Операторный зал (поз.1)	Д	-	-
Электрощитовая (поз.3), комната для хранения МТР (поз.8), тепловой пункт (поз.7), щитовая КИПиА (поз.2)	В4	П-IIa	-
Электростанция (поз.2.2)	Здания В/помещения В1	В-Ia	Дизельное топливо
Станция насосная противопожарная (поз.2.3):	Д		-
Насосная (поз.1)	Д	-	-
Электрощитовая (поз.4), помещение для хранения пожарного инвентаря (поз.3), венткамера (поз.2)	В4	П-IIa	-
Резервуар противопожарный (РВС-700) (поз.2.4, 2.5)	ДН	-	Вода

Изм. № подл.	Изм. инв. №
1022717	
Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-РПЗ.ТЧ	Лист
							37

1	2	3	4
Установка очистки сточных вод (Q=12 м³/сут)	ДН	-	Сточные воды
Емкость канализационная (МКНУ инд.) (поз.2.7)	ДН	-	Сточные воды
Сепараторы НГС (первой ступени сепарации) (V=50 м³) (поз.2.9, 2.10)	АН	В-Iг	Нефть, нефтяной попутный газ, пластовая вода
Сепараторы НГС (второй ступени сепарации) (V=50 м³) (поз.2.11, 2.12)	АН	В-Iг	Нефть, нефтяной попутный газ, пластовая вода
Сепаратор газовый ГС (газосепаратор ГС) (V=25 м³) (поз.2.13)	АН	В-Iг	Нефтяной попутный газ, конденсат
Сепаратор газовый ГС (скруббер ГС) (V=3,68 м³) (поз.2.14)	АН	В-Iг	Нефтяной попутный газ, конденсат
Резервуар хранения нефти (технологический) (РВС-3000) (поз.2.30), резервуар хранения нефти (РВС-3000) (поз.5.1)	АН	В-Iг	Нефть, нефтяной попутный газ
Резервуар очищенных стоков (РВС-3000 м³) (поз.2.42)	АН	В-Iг	Нефть, нефтяной попутный газ, пластовая вода
Резервуар очищенных стоков (РВС-3000 м³) (поз.2.41)	ДН	-	-
Станция насосная перекачки нефти (поз.2.16):	А		
Нефтенасосная (поз.1)	А	В-Ia	Нефть
Электрощитовая (поз.3)	В4	П-IIa	-
Помещение КИПиА (поз.2), тепловой узел (поз.4), венткамера (поз.5)	Д	-	-
УПСВ Хитер-Тритер (I тип) с блоком управления (поз.2.21, 3.1), УПН Хитер-Тритер (II тип) с блоком управления (поз.2.22, 2.23, 4.1)	Аппарат трехфазный	АН	Нефть, нефтяной попутный газ, пластовая вода
	Блок управления	А	
Блок реагентный (поз.2.27, 7.1)	А		
Технологический отсек	А	В-Ia	Реагенты
Аппаратурный отсек	В4	П-IIa	-
Склад-навес (поз.2.28)	АН	В-Iг	Реагенты
Емкость дренажная ЕП (V=40 м³) (поз.2.31, 2.32, 2.34, 2.60), емкость дренажная ЕП (V=16 м³) (поз.2.33), емкость дренажная ЕПП (V=25 м³) (поз.2.58), емкость дренажная ЕП (V=12,5 м³) (для дождевых стоков) (поз.2.59)	АН	В-Iг	Нефть, нефтяной попутный газ, пластовая вода
Установка факельная (поз.2.35)	АН	В-Iг	Нефтяной попутный газ
Сепаратор факельного газа (поз.2.37, 2.38)	АН	В-Iг	Нефтяной попутный газ, конденсат
Емкость дренажная ЕП (V=8 м³) (поз.2.39, 2.40)	АН	В-Iг	Конденсат
Стояк налива нефтепродуктов (поз.2.55.1)	АН	В-Iг	Нефть
Емкость нефтяная горизонтальная (V=50 м³) (поз.2.57)	АН	В-Iг	Нефть
Шкаф газорегуляторный ГРПШ-1 (поз.2.36)	АН	В-Iг	Нефтяной попутный газ

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	1022717

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

17342-РПЗ.ТЧ

Лист

38

1	2	3	4
Узел запуска средств очистки и диагностики (поз.2.67)г	АН	В-Іг	Нефть, нефтяной попутный газ

Защита людей и имущества от воздействия опасных факторов пожара и (или) ограничение последствий их воздействия на объекте обеспечиваются в соответствии со ст.52 ФЗ №123-ФЗ следующими способами:

- применение объемно-планировочных решений и средств, обеспечивающих ограничение распространения пожара за пределы очага (предусмотрено устройство земляного вала по периметру резервуаров хранения нефти и резервуарах очищенных стоков (РВС-3000 м3) для ограничения и предотвращения разлива ЛВЖ при пожаре по территории площадки ДНС, площадки на которых предусмотрено размещение технологического оборудования с ЛВЖ, ГЖ предусмотрены с ограждающими бордюрами для препятствия разлива за территорию площадки);

- устройство эвакуационных путей, удовлетворяющих требованиям безопасности эвакуации людей при пожаре (ширина, высота, длина эвакуационных путей, их отделка, количество, ширина эвакуационных выходов выполнены с учетом количества одновременно находящихся людей в помещениях и зданиях, с учетом функциональной пожарной опасности зданий);

- устройство систем обнаружения пожара (установок и систем пожарной сигнализации), оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре (на объекте предусмотрена защита помещений, зданий и сооружений системами пожарной сигнализации, за исключением помещений с мокрыми процессами, помещений категории В4, Д по пожарной и взрывопожарной опасности, а также оборудование объектов системами оповещения управления эвакуацией людей при пожаре);

- применение основных строительных конструкций с пределами огнестойкости и классами пожарной опасности, соответствующими требуемой степени огнестойкости и классу конструктивной пожарной опасности здания, а также с ограничением пожарной опасности поверхностных слоев (отделок, облицовок и средств огнезащиты) строительных конструкций на путях эвакуации (для зданий II степени огнестойкости предусмотрено выполнить несущие конструкции с пределом огнестойкости R 90, для зданий IV степени огнестойкости с пределом огнестойкости R 15, для зданий I степени огнестойкости несущие конструкции предусмотрено выполнить с пределом огнестойкости R 120);

- применение огнезащитных составов (огнезащитных красок) для повышения пределов огнестойкости строительных конструкций (для доведения до требуемых пределов огнестойкости несущих конструкций трансформаторной подстанции, станции насосной противопожарной, электротехнических сооружений предусмотрено применение огнезащитных составов, конструктивной огнезащиты);

- устройство аварийного слива пожароопасных жидкостей и аварийного стравливания, горючих газов из аппаратуры (на проектируемом объекте предусмотрена установка дренажных емкостей, на технологическом оборудовании (дренажные емкости, РВС) предусматривается установка дыхательной арматуры);

- устройство на технологическом оборудовании систем противовзрывной защиты (в дыхательной арматуре предусмотрено устройство огнепреградителей, на технологическом транспорте предусматривается установка искрогасителей, в помещениях категории А по взрывопожарной и пожарной опасности предусмотрено устройство легкобрасываемых конструкций);

- применение первичных средств пожаротушения (на территории объекта и в зданиях предусматривается установка пожарных щитов, огнетушителей согласно требований пожарной безопасности ППР в РФ *);

Инов. № подл. 1022717	Подп. и дата	Взам. инв. №							17342-РПЗ.ТЧ	Лист 39
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- применение автоматических установок пожаротушения.

Источником противопожарного водоснабжения объекта «Станция нефтенасосная дожимная с УПСВ. Туканский участок недр» являются проектируемые артезианские скважины, запроектированные по шифру 17400 – «Опорная база промысла. I очередь строительства. Туканский участок недр», со скважинными насосами марки ЭЦВ 8-40-145 производительностью $Q=40$ м³/ч и напором $H=145$ м. вод. ст. (2 раб.+1 рез.) (согласно таблицы 5 СП 31.13330.2021), и один насос хранится на складе.

Давление в сети водопровода противопожарного создается насосами центробежными двухстороннего входа 1Д315-71 УХЛ4 расходом $Q=315$ м³/ч, напором $H=71$ м. вод. ст. (1 раб. + 1 рез.) проектируемой станции насосной противопожарной. Циркуляция воды в кольце осуществляется насосами центробежными консольными расходом $Q=50$ м³/ч, напором $H=50$ м. вод. ст. (1 раб. + 1 рез.). Перемешивание концентрированного раствора пенообразователя с водой осуществляется при помощи агрегата насосного центробежного консольного расходом $Q=14,4$ м³/ч, напором $H=112$ м. вод. ст. (1 раб. + 1рез.).

Предусмотрены:

- система внутреннего пожаротушения и пожаротушения пеной средней кратности (6 %) станции насосной перекачки нефти;
- система пожаротушения пеной средней кратности (6 %) резервуаров хранения нефти РВС-3000;
- система охлаждения резервуаров хранения нефти РВС-3000.

Расход воды на наружное пожаротушение и подбор насосного оборудования для системы пожаротушения определен из расчета наружного и внутреннего пожаротушения станции насосной перекачки нефти и составляет 54,5 л/с.

Приняты надземные пожарные гидранты наземный незамерзающий диаметром 80 мм, рабочее давление 1 МПа.

Запас воды для целей наружного пожаротушения хранится в двух резервуарах объемом 700 м³ (п.10.3 СП 8.13130.2020).

Для забора воды из пожарных резервуаров предусмотрен приемный колодец, соединенный с резервуарами трубопроводом диаметром 219x8 мм (п.10.7 СП 8.13130.2020). На соединительном трубопроводе у резервуаров предусмотрены задвижки (п.10.7 СП 8.13130.2020). Приемный колодец предусмотрен объемом не менее 3 м³ (п.10.7 СП 8.13130.2020).

Согласно п.9.5 СП 8.13130.2020 оборудование резервуаров обеспечивает сохранность пожарного объема воды, а также возможность независимого включения и опорожнения каждого резервуара.

В целях предотвращения замерзания воды в резервуарах в зимнее время предусматривается обогрев резервуаров, защита теплоизоляцией в соответствии с п.10.11 СП 8.13130.2020.

У пожарных резервуаров и пожарных гидрантов и по направлению движения к ним предусмотрено установить соответствующие указатели (F09) пп.3.4, 3.10, 4.3, 5.1.1, 5.1.2, приложение К, табл.К1 ГОСТ 12.4.026-2015 (плоские, выполненные с использованием светоотражающих покрытий, стойких к воздействию атмосферных осадков и солнечной радиации).

В здании станции нефтенасосной предусмотрено автоматическое пенное пожаротушение - установка пеногенераторов типа ГПС-600 над каждым нефтяным насосом из расчета тушения всей площади станции согласно пп.13.2.5 СП 155.13130.2014.

Инв. № подл.	1022717	Подп. и дата	Взам. инв. №	предусматривается обогрев резервуаров, защита теплоизоляцией в соответствии с п.10.11 СП 8.13130.2020.						
				У пожарных резервуаров и пожарных гидрантов и по направлению движения к ним предусмотрено установить соответствующие указатели (F09) пп.3.4, 3.10, 4.3, 5.1.1, 5.1.2, приложение К, табл.К1 ГОСТ 12.4.026-2015 (плоские, выполненные с использованием светоотражающих покрытий, стойких к воздействию атмосферных осадков и солнечной радиации).						
				В здании станции нефтенасосной предусмотрено автоматическое пенное пожаротушение - установка пеногенераторов типа ГПС-600 над каждым нефтяным насосом из расчета тушения всей площади станции согласно пп.13.2.5 СП 155.13130.2014.						
								17342-РПЗ.ТЧ		Лист
										40
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

Предусмотрена система пожарной сигнализации и оповещение о пожаре в зданиях: станции насосной перекачки нефти (корпус производственный), станции насосной противопожарной, в блоках управления УПСВ Хитер-Тритер (I и II типов).

Оборудование пожарной сигнализации и оповещения о пожаре блоков реагентных, здания операторной, подстанции БМ2КТП-6/0.4 кВ, подстанций КТПК(КК)-6/0,4 кВ (2 шт), электростанции, устройств распределительных КРУ (6 кВ) предусмотрено комплектом поставки завода-изготовителя.

Предусмотрена передача извещений о пожаре, неисправности от оборудования комплектной поставки подстанции БМ2КТП-6/0.4 кВ, подстанций КТПК(КК)-6/0,4 кВ (2 шт), электростанции, устройств распределительных КРУ (6 кВ), блоках реагентных, подстанции КТПП(БМ)-2х1000/6/0,4, подстанций КТПП-400/6/0,4 посредством адресных меток на проектируемый прибор приемно-контрольный пожарный и управления, блок индикации и управления, устанавливаемые в помещении с круглосуточным дежурством персонала в здании операторной.

Пожарная сигнализация технологических площадок, РВС предусмотрена от адресных меток пожарных, включенных в адресную линию приборов приемно-контрольных пожарных и управления.

Система противопожарная объектов ДНС с УПСВ предусматривает создание автоматизированной системы управления пожаротушением с применением ППКУП, сертифицированного для работы в системах противопожарной автоматики (ППА), и технических средств имеющих сертификат пожарной безопасности РФ, с интеграцией в систему охранно-пожарной сигнализации.

Для управления системой пожаротушения предусматривается ППКУП модульного исполнения, позволяющего построить распределенную систему управления противопожарной автоматикой. Для управления, контроля и сигнализации режимов работы системы противопожарной автоматики предусматривается панель управления ППА, устанавливаемая в помещении операционного зала здания операторной.

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

В рассматриваемом проекте объектами автоматизации ДНС с УПСВ являются:

- сепараторы НГС (I ступени сепарации) С-1/1,1/2;
- сепараторы НГС (II ступени сепарации) С-2/1,2/2;
- сепаратор газовый ГС (газосепаратор ГС) Г-1;
- сепаратор газовый ГС (скруббер) Г-2;
- станция насосная перекачки нефти с насосами НН-1/1...1/4, НН-2/1, НН-3/1...3/3, НВ-1/1, НВ-1/2;
- площадка производственная (фильтров-грязеуловителей);
- УПСВ Хитер-Тритер (I тип) (1 шт.) ХТ-1/1;
- УПСВ Хитер-Тритер (II типа) (2 шт.) ХТ-2/1, 2/2;
- блок реагентный;
- резервуар хранения нефти (технологический) (РВС-3000) Р-1;
- емкости дренажные Е-1, Е-2, ЕУ-1, Е-7 с насосами откачки Н-3/1, Н-3/2, Н-4/1, Н-8;
- установка факельная;
- сепараторы факельного газа СФ-1/1, 1/2;

Инов. № подл.	1022717	Взам. инв. №	Подп. и дата	– станция насосная перекачки нефти с насосами НН-1/1...1/4, НН-2/1, НН-3/1...3/3, НВ-1/1, НВ-1/2; – площадка производственная (фильтров-грязеуловителей); – УПСВ Хитер-Тритер (I тип) (1 шт.) ХТ-1/1; – УПСВ Хитер-Тритер (II типа) (2 шт.) ХТ-2/1, 2/2; – блок реагентный; – резервуар хранения нефти (технологический) (РВС-3000) Р-1; – емкости дренажные Е-1, Е-2, ЕУ-1, Е-7 с насосами откачки Н-3/1, Н-3/2, Н-4/1, Н-8; – установка факельная; – сепараторы факельного газа СФ-1/1, 1/2;								
						17342-РПЗ.ТЧ						Лист
												41
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата							

- емкости дренажные К-1, К-2 с насосом откачки Н-4/2, Н-4/3;
- резервуары очищенных стоков (РВС-3000) РО-1,2;
- узел запуска средств очистки и диагностики УЗПЗ;
- узлы учёта газа;
- площадка производственная (налива нефти) ЕН-3, Е-4 (с насосом Н-5);
- площадка производственная (узла приема нефтесодержащей жидкости) емкости Е-5 (с насосом Н-7);
- УПСВ Хитер-Тритер (I тип) (1 шт.) ХТ-1/2;
- УПСВ Хитер-Тритер (II тип) (1 шт.) ХТ-2/3;
- резервуар хранения нефти (РВС-3000) Р-2;
- блок реагентный (БДР).

В соответствии с принятой концепцией создания систем управления с применением вычислительной техники, проектируемая АСУ ТП строится по трехуровневому иерархическому принципу.

Первый уровень – полевое оборудование, локальные контроллеры в составе технологического оборудования.

Данное оборудование обеспечивает:

- сбор и первичную обработку технологических данных;
- непрерывную передачу и обмен технологической информацией со вторым уровнем управления;
- управление технологическими объектами на основе собранной информации и команд, поступающих со второго уровня управления или от оператора-технолога.

Второй уровень

Управление технологическим процессом и защита оборудования объекта ДНС осуществляется АСУ ТП и оператором с АРМ оператора (сущ.).

Контроллеры выполняют сбор данных по запрограммированному алгоритму.

Контроллеры второго уровня АСУ ТП реализуют следующие функции:

- распределенный сбор и обработку данных первого уровня;
- обмен оперативной технологической информацией с третьим уровнем системы;
- обработку сигналов, поступающих от датчиков;
- дистанционное и автоматическое управление технологическим оборудованием с учетом фактически сложившихся значений технологических параметров и имеющихся технологических ограничений;
- возможность поэтапного пуска объекта при проведении пуско-наладочных работ;
- безопасность работы при эксплуатации основного и вспомогательного оборудования в соответствии с требованиями правил и норм в нефтегазовой отрасли.

Третий уровень

Вопросы АСУ ТП третьего уровня – уровень корпоративной сети ПАО «Сургутнефтегаз» (уровень централизованного сбора и представления данных) в данном разделе проектной документации не рассматриваются.

Объемы автоматизации

Предусмотренный для технологических сооружений ДНС с УПСВ объем автоматизации обеспечивает:

автоматическое регулирование:

Изм. № подл.	1022717	Подп. и дата	Взам. инв. №								
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					17342-РПЗ.ТЧ	Лист
											42

- уровня нефти в сепараторах С-1/1, С-1/2, С-2/1, С-2/2;
- давления газа в сепараторах С-2/1, С-2/2;
- уровня жидкости в газосепараторах Г-1, Г-2;
- давления газа в Г-1;
- давление газа после Г-1 на факел;
- давления газа перед Г-2.

дистанционный контроль:

- всех регулируемых параметров;
- температуры, давления нефти в трубопроводах на входе и выходе ДНС;
- температуры нефти в линии качества;
- температуры нефти в линиях узла учёта нефти;
- давления в сепараторах С-1/1, С-1/2, С-2/1, С-2/2;
- давления в газосепараторе Г-1;
- давления в УЗПЗ, до и после УЗПЗ;
- температуры подшипников насосных агрегатов НН-1/1...1/4, НН-2/1, НН-3/1...3/3, ВН-1/1, ВН -1/2;
- температуры в линии разгрузки насосных агрегатов НН-1/1...1/4, НН-2/1, НН-3/1...3/3, ВН -1/1, ВН -1/2;
- давления на приеме и выкиде насосных агрегатов НН-1/1...1/4, НН-2/1, НН-3/1...3/3, ВН-1/1, ВН -1/2;
- давления в линии качества;
- давления в линиях узла учёта нефти;
- расхода газа на ГПЭС;
- расхода газа на факел высокого давления, на факел низкого давления;
- расхода газа на факельные нужды;
- расход газа на установки Хитер-Тритер;
- расход газа на эжектор;
- расхода нефти на стояк налива нефтепродуктов;
- расходов узла учета нефти;
- расхода нефти на линии качества;
- расход нефти на эжектор;
- уровня и температуры и межфазного уровня в резервуарах РВС-1,2, РО-1,2;
- уровня и температуры в дренажных емкостях Е-1, Е-2, Е-5 Е-7, ЕУ;
- уровня и температуры в емкостях сбора нефтесодержащей жидкости К-1, К-2;
- уровня и температуры в емкости нефтяной горизонтальной ЕН-3;
- наличия пламени на дежурной горелке факела;
- загазованности в помещениях класса В-1а;
- температуры в помещении станции нефтенасосной;
- температуры наружного воздуха.

местный контроль:

- температуры нефти на входе и выходе с ДНС, в линиях узла учета нефти (УУН), в линии качества нефти, в линии газа на факел, узлов учета газа;
- температуры до и после фильтров на площадке фильтров-грязеуловителей;
- давления в газосепараторах;

Инв. № подл.	1022717	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-РПЗ.ТЧ				43

- давления на входе сепараторов С-1/1, С-1/2, С-2/1, С-2/2;
- давления в трубопроводах нефти на входе и выходе ДНС;
- давления до и после фильтра на узле учета нефти;
- давления до и после фильтра на узле приема нефтесодержащей жидкости;
- давления до и после фильтров на площадке фильтров-грязеуловителей;
- давления до и после фильтра площадки налива;
- давления в газопроводах после узлов учета газа;
- давления в линии качества нефти;
- давления в линиях узла учета нефти;
- давления на входе и выходе насосных агрегатов НН-1/1...1/4, НН-2/1, НН-3/1...3/3, ВН-1/1, ВН-1/2.

автоматическое управление:

- насосными агрегатами НН-1/1...1/4, НН-2/1, НН-3/1...3/3 с частотным приводом;
- насосными агрегатами ВН-1/1, ВН-1/2 с частотным приводом по уровню в РО-1,2;
- насосами откачки из дренажных и канализационных емкостей;
- вентиляторами во взрывоопасных помещениях;
- автоматическое включение систем аварийной вентиляции (одновременно) при достижении концентрации горючих веществ 10% от нижнего значения концентрационного предела распространения пламени – в здании нефтенасосной;
- электроприводами регулирующих клапанов;
- электроприводами технологических задвижек;
- отбором проб нефти.

дистанционное управление:

- насосными агрегатами НН-1/1...1/4, НН-2/1, НН-3/1...3/3, ВН-1/1, ВН-1/2;
- приточными, вытяжными системами В1, В1', П1, П1', В2, В3;
- насосами откачки из дренажных и канализационных емкостей;
- вентиляторами во взрывоопасных помещениях;
- электроприводами регулирующих клапанов;
- электроприводами технологических задвижек;
- отбором проб нефти;
- розжигом факела свечи.

местное управление:

- насосными агрегатами и задвижками (решается в части «ЭЛ»);
 - стояком налива нефтепродуктов;
 - отключения основных насосных агрегатов с расшифровкой причины отключения;
 - всеми электроприводами технологических механизмов.
- сигнализация:
- предельных значений регулируемого давления;
 - давления на напоре насосов откачки из дренажных емкостей;
 - давления на напоре насосов откачки из канализационных емкостей;
 - давления на напоре насоса откачки из емкости сбора нефтесодержащей жидкости;
 - предельного уровня утечек сальников насосных агрегатов НН-1/1...1/4, НН-2/1, НН-3/1...3/3, ВН-1/1, ВН-1/2;
 - предельных значений уровня в технологических аппаратах, емкостях;

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Инв. № подл. 1022717	Подп. и дата	Взам. инв. №	
17342-РПЗ.ТЧ									Лист
									44

- защитного отключения насосных агрегатов;
- состояния насосных агрегатов;
- положение кожуха муфты НН-1/1...1/4, НН-2/1, НН-3/1...3/3, ВН-1/1, ВН-1/2;
- положение кожуха вентилятора электродвигателя НН-1/1...1/4, НН-2/1, НН-3/1...3/3, ВН-1/1, ВН-1/2;
- положения и состояния электроприводных задвижек и регулирующих клапанов;
- неисправности приточных, вытяжных систем В1, В1', П1, П1', В2, В3;
- порогов загазованности в помещениях класса В-1а, на площадках производственных по компоненту, определенному в технологическом разделе проектной документации.

Автоматизация системы измерений количества нефти сырой (СИКНС) предусматривается на базе измерительно-вычислительного комплекса, с дальнейшей передачей информации в систему АСУ ТП ДНС и в данном случае предусматривает:

измерение, вычисление, индикацию:

- расхода нефти по каждой измерительной линии;
- расхода нефти при средней температуре и давлении на СИКНС;
- температуры, давления нефти в каждой измерительной линии, на выходном коллекторе, в блоке измерения показателей качества нефти (БИК);
- перепада давления на фильтрах;
- влагосодержания нефти;
- плотности нефти;
- коэффициента преобразования ПР (объемного, массового);
- даты и времени.

Передача данных от ИВК СИКНС в систему АСУ ТП ДНС осуществляется посредством сети Ethernet.

Блочно-комплектные технологические установки оснащаются средствами контроля и автоматики на заводах-изготовителях по техническим требованиям ПАО «Сургутнефтегаз».

По блоку реагентному средства автоматизации комплекта поставки позволяют осуществить:

- контроль температуры и уровня в расходной емкости;
- контроль давления в коллекторе с сигнализацией предельных значений;
- контроль и сигнализация загазованности;
- пожарная сигнализация (рассматривается в части «ПС»);
- автоматическое управление вентиляцией по сигнализации пожара и загазованности;
- автоматическое управление электрообогревом по температуре воздуха в помещении;
- местное управление отоплением, освещением, вентиляцией;
- контроль текущего состояния насосов.

Передача данных о состоянии систем блока реагентного осуществляется по протоколу Modbus RTU в систему АСУ ТП ДНС с комплектного контроллера.

Автоматизация аппарата Хитер-Тритер обеспечивает эксплуатацию без постоянного присутствия обслуживающего персонала и позволяет осуществить:

местный контроль:

- температуры в аппарате;
- давления газа в скруббере (для аппаратов I типа);

Инов. № подл.	1022717	Подп. и дата	Взам. инв. №	загазованности;					
				<ul style="list-style-type: none">– автоматическое управление электрообогревом по температуре воздуха в помещении;– местное управление отоплением, освещением, вентиляцией;– контроль текущего состояния насосов.					
				Передача данных о состоянии систем блока реагентного осуществляется по протоколу Modbus RTU в систему АСУ ТП ДНС с комплектного контроллера.					
				Автоматизация аппарата Хитер-Тритер обеспечивает эксплуатацию без постоянного присутствия обслуживающего персонала и позволяет осуществить:					
				местный контроль:					
				<ul style="list-style-type: none">– температуры в аппарате;– давления газа в скруббере (для аппаратов I типа);					

- давление газа на горелки;
- давление вакуума в дымовой трубе;
- давление газа на выходе;
- давление газа в линии пилотных горелок;
- уровень нефти;
- уровень нефти в кармане;
- уровень воды;
- уровень конденсата в скруббере.

сигнализацию:

- максимального содержания воды в нефти;
- загазованности (порог 1, порог 2);
- пожара в блоке управления;
- максимального уровня в скруббере;
- предельного минимального уровня над жаровыми трубами;
- предельного максимального уровня над жаровыми трубами;
- предельного максимального давления в аппарате;
- предельной максимальной температуры в аппарате;
- минимального давления топливного газа;
- максимального давления топливного газа;
- предельной максимальной температуры дымовых газов;
- предельной максимальной температуры жаровой трубы;
- предельной минимальной температуры греющего кабеля;
- наличия пламени.

дистанционный контроль:

- содержания воды в нефти;
- температуры воздуха в блоке управления;
- температуры в аппарате;
- расхода газа;
- давления в аппарате;
- температуры дымовых газов;
- температуры жаровых труб;
- температуры греющего кабеля;
- расхода нефти;
- расхода воды (две линии сброса воды);
- уровня нефти над жаровыми трубами;
- уровня раздела сред в установке;
- уровня нефти в кармане.

автоматическое управление:

- клапанами подачи топливного газа на основных и пилотных горелках по защитам, пожару, загазованности, уровню над жаровыми трубами;
- вентилятором;
- электронагревателем в блоке управления;
- розжигом горелки с отключением при неисправности горелки;
- клапаном сброса нефти;
- клапаном выхода газа;
- клапанами сброса воды в линии воды;
- клапанами сброса нефти в нефтяной выкидной линии.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-РПЗ.ТЧ	Лист
Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					
1022717							

С контроллера управления все данные о работе аппаратов передаются по сети Ethernet в систему АСУ ТП ДНС.

По факельной установке средства автоматизации комплекта поставки позволяют осуществить:

- автоматический, дистанционный розжиг дежурных горелок при погасании пламени;
- контроль состояния работы дежурных горелок.

Комплектный шкаф управления и сигнализации факела устанавливается в обогреваемом шкафу за обвалованием факельной установки. Комплектный пульт управления и сигнализации факела устанавливается в здании операторной, в помещении КИПиА.

Для контроля давления предусмотрен датчик давления. Для контроля расхода продувочного газа и газа на дежурные горелки предусмотрен расходомер.

Для контроля минимально и максимально допустимых уровней жидкости в сепараторах факельных предусмотрены сигнализаторы уровня. В конденсатосборниках, предусмотрены сигнализаторы уровня и уровнемеры.

Для предотвращения переполнения емкостей дренажных (К-1, К-2), предусмотрено включение насоса откачки (Н-4/2, 4/3 соответственно) по максимальному уровню в емкости.

Предусмотрен вывод параметров на АРМ-сервер оператора ДНС.

По дизельной электростанции проектом предусматривается передача данных о состоянии систем электростанции в корпоративную сеть ПАО «Сургутнефтегаз».

Инов. № подл.	1022717	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-РПЗ.ТЧ				47

2 АНАЛИЗ РИСКА АВАРИИ

2.1 Анализ аварий на декларируемом объекте

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

Аварий и инцидентов на декларируемом объекте за время эксплуатации не зарегистрировано.

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

Источниками сведений об авариях на аналогичных объектах являются:

- Анализ аварий и несчастных случаев в нефтегазовом комплексе России./Под. ред. Б.Е. Прусенко, В.Ф. Мартынюка – Москва: ООО «Анализ опасностей», 2002. – 312 с.;
- Информационный бюллетень Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору за 2004-2021г.г.
- Эпов А.Б. Аварии, катастрофы и стихийные бедствия в России. М., Финиздат. 1994 г.
- Отчеты о деятельности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору за 2004-2021 г.г.
- раздел «Хроника аварий» журнала «Безопасность труда в промышленности» (издатель НТЦ «Промышленная безопасность»);
- Журналы Проблемы безопасности при чрезвычайных ситуациях.
- Материалы официального сайта Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору <http://www.gosnadzor.ru>
- Новостные материалы печатных и электронных изданий.

Перечень аварий и неполадок, имевших место на аналогичных объектах, представлен ниже (см. Таблица 7).

Инв. № подл.	1022717	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-РПЗ.ТЧ				48

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
1022717		

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

Таблица 9 - Перечень аварий, имевших место на других аналогичных объектах или аварий, связанных с аналогичными опасными веществами

Дата и место аварии	Вид аварии (неполадки)	Описание аварии и основные причины	Масштабы развития аварии, максимальные зоны действия поражающих факторов	Число пострадавших, ущерб
1	2	3	4	5
Аварии на технологическом оборудовании подготовки нефти				
29.06.2016 ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь», ТПП «Лангепаснефтегаз» Установка низкотемпературной абсорбции цеха переработки газа газоперерабатывающего завода – Управление по переработке попутного нефтяного газа	Взрыв последующим пожаром	При разрушении трубопровода подачи попутного нефтяного газа от теплообменников в сепаратор произошел выброс сырого газа, с последующим взрывом и пожаром. 1. Технические причины аварии: эрозионное воздействие скоростного потока газа, содержащего твердые продукты коррозии, и коррозионное воздействия влаги, содержащейся в попутном нефтяном газе, на металл трубопровода. 2. Организационные причины аварии: 2.1. недостаточный контроль мест обследования трубопровода при проведении экспертизы промышленной безопасности (участков, работающих в особо сложных условиях, где наиболее вероятен максимальный износ трубопровода вследствие эрозии, коррозии и изменения скорости и направления потоков); 2.2. неэффективность производственного контроля за безопасной эксплуатацией технологических трубопроводов и контрольных участков, работающих в особо сложных условиях.	Повреждено оборудование и сооружения наружной установки, насосная, машинный зал.	Экономический ущерб от аварии 228 тыс. руб. Пострадавших нет
07.09.2016 ООО «Нобель Ойл» Компания-Оператор Площадка насосной станции (ДНС "Южно-Ошская")	Взрыв	Взрыв газовоздушной смеси внутри теплообменной камеры путевого подогревателя ПП-1,6. Технические причины аварии: 1. Образование газовоздушной смеси в результате попадания нефти из змеевика в внутреннюю полость путевого подогревателя; 2. Использование оборудования для резки металла, не предусмотренного для выполнения данного вида работ. Организационные причины аварии: 1. Нарушение технологии проведения работ; 2. Недостаточный производственный контроль.	Не указаны	1. Смертельно травмирован слесарь-ремонтник 2. Ущерб от аварии составил 39 943 руб. 3. Разрушен путевой подогреватель ПП-1,6.
27.07.2017 г. ООО «Башнефть –	Разгерметизация трубопровода	Разгерметизация напорного нефтепровода ДНС «Метели»- ДНС «Кунганак» с выбросом нефти и попаданием в реку.	-	Экономический ущерб от аварии

17342-РПЗ.ТЧ

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
1022717		

[illegible]

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
1022717		

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
1022717		

[illegible]

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
1022717		

1	2	3	4	5
Площадка нефтебазы по хранению и перевалке нефти и нефтепродуктов	возгоранием.	смеси с последующим возгоранием. 1 Технические причины аварии: 1.1. Образование электростатических зарядов на одежде из синтетических тканей чистильщика при отсутствии заземления армированного шланга, проходящего через люк резервуара, установки подачи воздуха. 1.2. Самовозгорание пиррофорных соединений при контакте с воздухом. 2. Организационные причины аварии 2.1. Отсутствие контроля за проведением газоопасных работ со стороны должностных лиц, ответственных за указанную работу. 2.2. Допуск к работе лиц, не прошедших обучение в установленном порядке. 2.3. Неэффективность производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности при проведении газоопасных работ.		Экономический ущерб составил 239 тыс.руб.
17.03.2017 ПАО «Бурятнефтепродукт», Площадка нефтебазы по хранению и перевалке нефти и нефтепродуктов	Выброс опасных веществ	При наливке бензина в автоцистерну произошло переполнение отсека автоцистерны с розливом бензина в количество 4000 тонн. Техническая причина: Наливной наконечник измерительного комплекса не укомплектован датчиком предельного уровня, предназначенным для автоматического отключения процесса налива без участия оператора и водителя. 2. Организационные причины аварии: 2.1. допуск к работе на опасном производственном объекте лиц, не удовлетворяющих квалификационным требованиям; 2.2. отсутствие производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности.	Общая площадь загрязненной территории составила 90 м2.	Экономический ущерб от аварии с учетом экологического ущерба 141 тыс руб. Пострадавших нет.
08.06.2017 г. АО «Черномортранснефть», Парк резервуарный ПК «Шесхарис» площадка «Грушевая»	Выброс опасного вещества; пожар	В ходе проведения работ по подключению вновь построенного участка трубопровода на площадке «Грушевая» резервуарного парка № 1, при выполнении газоопасных работ по сверлению технологических отверстий на технологическом трубопроводе произошел выброс и возгорание нефти. Технические причины аварии: Повреждение действующего технологического трубопровода Ду-1200 находящегося под давлением 0,2 МПа, вследствие механического воздействия – сверления отверстия в верхней образующей нефтепровода. Применение электрифицированного переносного ручного инструмента не во взрывозащищенном исполнении при проведении газоопасных работ по сверлению технологического отверстия. Организационные причины аварии: Низкий уровень организации проведения работ – несоблюдение мер по обеспечению безопасности при подготовке и проведению газоопасных	-	Мастер получил термические ожоги поверхности тела. Экономический ущерб – 6920 руб.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
1022717		

[illegible]

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
1022717		

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
1022717		

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
1022717		

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
1022717		

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
1022717		

[illegible]

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
1022717		

Изм.						
Кол.уч.		1	2	3	4	5
Лист				электрической сети (нарушение полярности). 2.Организационные причины аварии: 2.1. Ненадлежащий контроль за осуществлением мероприятий по установке и монтажу системы принудительной вентиляции и вспомогательного электрооборудования; 2.2. К наряду-допуску на проведение работ не приложены схемы обвязки и установки вентиляционного оборудования, нарушена технология подключения системы принудительной вентиляции, изложенная в производственной инструкции по зачистке резервуаров от нефтепродуктов; 2.3. Планом работ по зачистке резервуара не предусмотрен контроль загазованности воздушной среды в резервуаре до подключения системы принудительной вентиляции. 2.4. Неудовлетворительная организация осуществления производственного контроля; 2.5. Нарушение рекомендаций завода изготовителя вентилятора по установке; 2.6. Нарушение работниками рабочих, производственных и должностных инструкций.		
№ док.						
Подп.						
Дата						
17342-РПЗ.ТЧ						
Лист	63					

2.1.3 Анализ основных причин произошедших аварий на декларируемом объекте

Аварий на декларируемом объекте не зарегистрировано.

Анализ основных причин произошедших аварий проведен на основе сведений об авариях на аналогичных объектах.

Согласно сведениям Годового отчета о деятельности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору в 2021 году на объектах нефтегазодобывающей промышленности произошло 14 аварий, что на 4 аварии больше, чем за тот же период 2020 года (10 аварий, Таблица 10).

Общий ущерб от произошедших аварий за 2021 год составил 143 895тыс. руб.

Таблица 10 - Распределение аварий по отраслям промышленности за 2013-2021 г.г.

Отрасль промышленности	2021 г.	2020 г.	2019 г.	2018 г.	2017 г.	2016 г.	2015	2014 г.	2013 г.
Нефтедобыча	14	10	6	9	16	8	16	17	16
Газодобыча	-	-	1	-	-	-	1	1	2
Всего:	14	10	7	9	16	8	17	18	18

В 2021 году произошло увеличение по сравнению с 2020 годом показателя аварийности, связанного с разрушением технических устройств, разливами нефтесодержащей жидкости, осталось неизменным (5 аварий, или 36 % от общего количества) и возросло количество аварий, связанных открытыми фонтанами и выбросами (на 1 аварию), что составляет 21% от общего количества аварий в 2021 году.

Распределение по видам аварий на опасных производственных на опасных производственных объектах приведена ниже (см. Таблица 11).

Таблица 11 - Распределение аварий по видам на объектах нефтегазодобычи за 2013-2021 г.г

Вид аварий	Число аварий																	
	2021 г.		2020 г.		2019 г.		2018 г.		2017 г.		2016 г.		2015 г.		2014 г.		2013 г.	
		%		%		%		%		%		%		%		%		%
Открытые фонтаны и выбросы	3	21	2	20	2	29	3	33	9	56	2	25	5	29	6	39	4	22
Взрывы и пожары на объектах	6	43	6	60	2	29	1	11	3	19	2	25	5	29	2	12	2	12
Падение буровых (эксплуатационных) вышек, разрушение их частей	0	0	0	0	0	0	1	11	-	-	1	13	1	7	1	5	2	11
Прочие (разрушение технических устройств, разливы нефтесодержащей жидкости)	5	36	2	20	3	42	4	45	4	25	3	37	6	35	9	44	10	55
Всего:	14	100	10	100	7	100	9	100	16	100	8	100	17	100	18	100	18	100

Изн. № подл. 1022717	Подп. и дата	Взам. инв. №							17342-РПЗ.ТЧ						Лист	
															64	
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата								

Количество смертельно травмированных в 2021 году увеличилось по сравнению с предыдущим годом (10 человек). Динамика аварийности и производственного травматизма за 2010–2021 гг. приведена ниже (см. Рисунок 4).

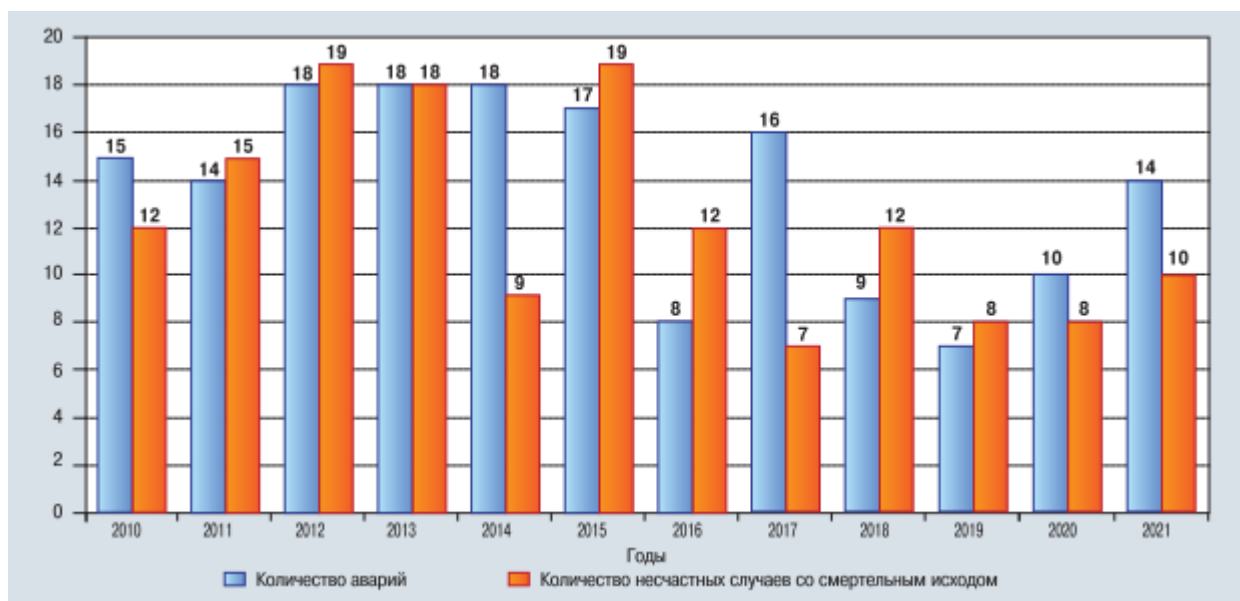


Рисунок 4 - Динамика аварийности и производственного травматизма за 2010–2021 г.г.

Распределение по травмирующим факторам несчастных случаев со смертельным исходом на объектах нефтегазодобычи за 2013 - 2021 г.г. представлено ниже (см. Таблица 12).

Таблица 12 - Распределение по травмирующим факторам несчастных случаев со смертельным исходом на объектах нефтегазодобычи за 2013 - 2021 г.г.

Травмирующие факторы	Число несчастных случаев со смертельным исходом																	
	2021 г		2020 г.		2019 г.		2018 г.		2017 г.		2016 г.		2015 г.		2014 г.		2013 г.	
		%		%		%		%		%		%		%		%		%
Термическое воздействие	3	30	3	37,5	2	25	3	25	2	28	2	17	4	21	2	22	1	5,5
Высота	0	0	0	0	0	0	-	-	1	8	2	17	2	11	-	-	2	16,7
Токсичные вещества	0	0	2	25	1	12,5	2	17	-	-	-	-	2	11	-	-	-	-
Недостаток кислорода	0	0	1	12,5	2	25	1	8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Взрывная волна	1	10	0	0	0	0	1	8	-	-	1	8	1	5	1	11	1	5,5
Разрушенные технические устройства	5	50	2	25	1	12,5	5	42	4	64	1	8	3	16	2	22	3	16,7
Прочие	1	10	0	0	2	25	-	-	-	-	6	50	7	36	4	44	10	55,6
Всего:	10	100	8	100	8	100	12	100	7	100	12	100	19	100	9	100	18	100

Территориальными управлениями Ростехнадзора в 2021 году было проведено 2160 проверок (в 2020 году — 2615) соблюдения требований промышленной безопасности при эксплуатации опасных производственных объектов, в том числе: плановых — 652 (в 2020 году — 64), внеплановых — 1508 (в 2020 году — 1525).

Анализ материалов завершённых технических расследований причин аварий, произошедших в 2021 году, показывает, что основными причинами их возникновения явились ошибки персонала эксплуатирующих и сервисных организаций, связанные с

Инов. № подл. 1022717	Подп. и дата	Взам. инв. №							17342-РПЗ.ТЧ						Лист
															65
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата							

несоблюдением требований законодательства в области промышленной безопасности при техническом обслуживании и ремонте основного технологического и вспомогательного оборудования, в том числе при организации и проведении газоопасных и огневых работ.

Физический износ оборудования явился основной причиной разгерметизации и разрушения технических устройств, применяемых на опасных производственных объектах.

Повышение уровня промышленной безопасности на ОПО достигается эксплуатирующими организациями реализацией планов модернизации, включающих работы по реконструкции действующих и строительству новых объектов нефтегазодобывающей промышленности.

Анализ аварий, произошедших на объектах хранения нефти и нефтепродуктов

Анализ особенностей возникновения и развития аварий на объектах по хранению нефтепродуктов позволяет констатировать, что основными причинами возникновения рассмотренных аварийных ситуаций явились: низкий уровень трудовой дисциплины, грубые нарушения норм и правил промышленной безопасности и охраны труда, снижения качества технического надзора.

Причины аварийных ситуаций в резервуарных парках связаны в основном с разрушением (полным или частичным) резервуаров. Вероятность разрушения резервуара формируется за счет действия различных факторов, включая механические и коррозионные повреждения, дефекты конструкции и монтажа, пожар в резервуарном парке, а также активизации природных процессов (оползней, землетрясений, наводнений и других стихийных бедствий).

Распределение аварий и отказов резервуарных конструкций по виду основных причин согласно статистических данных представлено ниже (см. Таблица 13).

Таблица 13 - Основные причины аварий в резервуарных парках

Причины аварий	% от общего числа аварий
Хрупкое разрушение	63,1
Взрыв и пожар	12,3
Непроектный вакуум	7,7
Коррозионный износ	3,1
Ураганный ветер	1,5
Неравномерная осадка основания	1,5
Прочие	10,8

Распределение отказов в зависимости от срока эксплуатации резервуаров распределяется следующим образом: до 3 лет - 65,8%; от 3 до 5 лет - 10,5%; от 5 до 10 лет - 10,5%; более 10 лет - 13,2%.

Причины возникновения пожара (взрыва) в резервуарных парках обусловлены, как правило, образованием взрывоопасных концентраций паров углеводородов в самом резервуаре или ж/б ограждении, и активизацией источника воспламенения (инициирования) взрывоопасной смеси.

Примерно половина всех пожаров происходит на работающих резервуарах. При этом лишь небольшое число их возникало при исключительных обстоятельствах, не связанных с технологией резервуарного парка (взрыв на соседней технологической установке, поджог и т.д.). Остальные пожары на

Инов. № подл. 1022717	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист 66
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-РПЗ.ТЧ			

работающих резервуарах можно разделить на две группы: пожары без нарушения технологии (около 70%) и пожары при нарушении технологии (около 30 %).

Примерно 37,2% всех зарегистрированных пожаров и загораний происходит на очищаемых и ремонтируемых резервуарах.

Развитие пожара зависит от места возникновения, размеров начального очага горения, устойчивости конструкции резервуара, наличия средств автоматической противопожарной защиты и удаленности пожарных подразделений от резервуарного парка. Свободный борт стенки резервуара при отсутствии охлаждения в течение 3-5 мин теряет свою несущую способность, т.е. появляются визуально определяемые деформации из-за прогрева конструкций пламенем.

Источниками взрывопожароопасности являются:

- выделение паров углеводородов нефти в процессе больших и малых дыханий резервуаров;
- нерегламентированные утечки нефти из технологического оборудования;
- сброс подтоварной воды, загрязненной нефтью из резервуаров;
- утечки нефти из аварийных резервуаров и подводящих трубопроводов;
- разлив нефти при разрушении резервуаров.

Источники инициирования взрывоопасных смесей на объектах хранения нефти и нефтепродуктов приведены ниже (см. Таблица 14).

Таблица 14 - Источники инициирования взрывоопасных смесей

Источник	Распределение, %
Источники зажигания при подготовке и проведении ремонтных работ на резервуарах	23,5
Атмосферное электричество	9,2
Статическое электричество	9,7
Неисправность электрооборудования	11,7
Другие источники (поджог, самовозгорание, фрикционные искры, открытое пламя и т.д.)	45,9

Основными источниками зажигания на нормально работающих резервуарах являются самовозгорание пирофорных отложений, проявление атмосферного электричества, технологические искры или разряды статического электричества, искры электроустановок, открытое пламя при проведении огневых работ и других.

Исследование материалов, связанных с разрушением резервуаров, показало, что наиболее опасным фактором возникающего при этом пожара является гидродинамическое истечение горячей жидкости (нефтепродукта), хранимой в резервуаре.

Характер истечения и взаимодействия возникающей в этом случае волны прорыва с защитной стенкой или ж/б ограждением таков, что в 49% случаев разрушений резервуаров поток разрушал или промывал ж/б ограждение, а в 29% - перехлестывал через него. Только в 13,8% случаев разрушений резервуаров ж/б ограждение выполнило свои функции.

Из общего числа случаев разрушений резервуаров 55,4% происшедших аварий сопровождались растеканием нефтепродукта за пределы территории нефтебазы и приводили к катастрофическим последствиям с большим материальным ущербом и гибелью людей. В остальных случаях разлив жидкости ограничивался площадкой резервуарного парка.

Инов. № подл. 1022717	Подп. и дата	Взам. инв. №							17342-РПЗ.ТЧ	Лист 67
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Отказы и аварии основных металлоконструкций насосных агрегатов, технологического оборудования, которые должны обеспечивать герметичность и безопасность технологического процесса, изолировать от окружающей среды опасное вещество, могут привести к выбросу опасного вещества и при наличии источника зажигания к взрывам и пожарам.

Аварии в насосных происходят, в основном, в результате отказов насосных агрегатов, их трубной обвязки, арматуры, системы разгрузки торцовых уплотнений насосов, а также необеспеченности насосных залов полным перечнем агрегатных и общестанционных защит, сигнализаций.

К основным причинам отказов насосных агрегатов относятся заводские дефекты, коррозия, низкое качество ремонтных работ, нарушение правил эксплуатации насосных агрегатов.

Основными причинами аварий в насосных являются:

- неработоспособность отдельных видов агрегатных и общестанционных защит оборудования и технологического процесса;
- эксплуатационные ошибки в процессе ремонта насосов и запорной арматуры;
- неудовлетворительное качество ремонтных работ (несоответствие металла при изготовлении отдельных деталей, несоответствие посадок и зазоров нормам, наличие оставленных посторонних предметов в полости насоса, задвижки);
- попадание посторонних предметов в насос в результате нарушения правил эксплуатации фильтров-грязеуловителей.

2.2 Анализ условий возникновения и развития аварий на декларируемом объекте

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

Процессы подготовки и транспорта нефти и газа являются взрывопожароопасными. Разгерметизация оборудования и трубопроводов ведет к выбросу легковоспламеняющихся жидкостей и воспламеняющихся газов в производственные помещения и на территорию промышленного объекта с возможностью последующего воспламенения или взрыва от источника воспламенения.

Причины возникновения аварий условно можно объединить в три группы:

- разрушение (разгерметизация) технологического оборудования, трубопроводов и арматуры и отказы систем противоаварийной защиты объекта;
- ошибки, запаздывание, бездействие персонала в штатных и нештатных ситуациях, несанкционированные действия персонала;
- внешние воздействия природного и техногенного характера.

Причины, связанные с разрушением (разгерметизацией) оборудования и трубопроводов и отказами систем противоаварийной защиты (ПАЗ) объекта

К основным причинам, приводящим к разрушениям и отказам оборудования и трубопроводов и систем ПАЗ, относятся:

- нарушение прочности технологического оборудования и трубопроводов;

Инов. № подл.	1022717	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-РПЗ.ТЧ				68

- внешнее механическое повреждение оборудования и трубопроводов;
- причины, связанные с типовыми процессами;
- прекращение подачи энергоресурсов (электроэнергии).

Нарушение прочности оборудования и трубопроводов может быть вызвано заводскими дефектами, дефектами сварочно-монтажных работ, хрупкостью металла, физическим износом, температурной деформацией, коррозионными процессами.

Опасности, связанные с физическим износом и коррозией, особенно актуальны, так нефтяной флюид обладает повышенной коррозионной активностью, особенно в условиях эксплуатации оборудования при резких перепадах температур и высокой обводненности нефтегазожидкостной смеси.

Применительно к условиям декларируемого объекта возможными причинами разрушения технологического оборудования, связанные с нарушением его прочности, являются:

для емкостного оборудования

- коррозия корпуса;
- разрушение сварных и фланцевых соединений;
- разрушение запорной арматуры.

для нефтяных резервуаров РВС

- коррозия корпуса;
- разрушение сварных соединений;
- искажение формы оболочки из-за низкого качества ее монтажа или некачественного исполнения фундамента;
- деформация корпуса при большой разнице температур внутри и снаружи резервуара;
- оседание основания, вызванного эрозией или промерзанием грунта;
- повреждение днища коррозией или примесями с абразивными свойствами.

для насосных агрегатов

- дефект корпуса;
- разрушение сальников;
- заводской брак;
- старение;
- коррозия;
- разрушения при повышенной вибрации.

для трубопроводов

- коррозионное растрескивание;
- разрушение сварных и фланцевых соединений;
- разрушение несущих опор;
- разрушение запорной и регулирующей арматуры;

Внешние механические повреждения оборудования и трубопроводов на открытых площадках возможны вследствие транспортных аварий, проведения погрузо-разгрузочных работ, воздействия на трубопроводы и оборудование поражающих факторов техногенных аварий на соседних технологических узлах.

В большинстве случаев данные аварии являются следствием недостаточной квалификации персонала, несоблюдения правил технической эксплуатации и технической безопасности, отсутствием контроля со стороны лиц, ответственных за проведение работ.

Инов. № подл.	1022717	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-РПЗ.ТЧ				69

Причины, связанные с основными (типовыми) процессами

Среди процессов, протекающих на декларируемом объекте следует выделить, массообменные (сепарация нефти и газа), теплообменные (нагрев нефти в печах и теплообменниках), и гидродинамические процессы транспорта жидкости по технологическим трубопроводам.

Массообменные процессы

К массообменным процессам на декларируемом объекте следует отнести:

- сепарационные процессы - процессы разделения нефтегазожидкостной смеси в сепараторах первой и второй ступени. По характеру процесса опасность возникновения внутренних взрывов маловероятна.
- гидравлическое обезвоживания нефти в отстойниках и резервуарах;
- электрохимическое разделение нефти в электродегидраторах .

Под влиянием внешних факторов (механических повреждений, пожаре и др.) может произойти разгерметизация аппарата с залповым выбросом значительных количеств опасных веществ и образованием за пределами аппарата взрывоопасных газопаровоздушных смесей (ГПВС) и проливов нефти. При несвоевременной локализации существует вероятность возникновения дефлаграции/взрыва ГПВС, пожара пролива жидкой фазы, и распространение аварии по принципу «домино» с вовлечением дополнительных масс опасных веществ.

Опасность процессов сепарации (фазоразделения) на газовых линиях заключается также в возможности уноса жидкости газовым потоком, что приводит к гидравлическим ударам и разрушениям трубопроводов и аппаратуры. Наиболее критичным местом в данном отношении является сепаратор-осушитель газа.

Теплообменные процессы

К теплообменным процессам на декларируемом объекте следует отнести процессы нагрева нефти в печи.

Опасность теплообменных процессов в печах в первую очередь обусловлена возможностью возникновения непосредственного контакта змеевика с пожароопасными веществами или жаровой трубы с пламенем горелок. Вследствие сильного местного перегрева материала труб вероятен прогар змеевика или жаровой трубы, неминуемо сопровождающийся воспламенением пожароопасного вещества (нефть).

Гидродинамические процессы

Гидродинамические процессы связаны с насосным оборудованием и транспортом жидкостей по трубопроводам.

Опасность гидродинамических процессов в насосном оборудовании связана с возможностью реализации кавитации, которая способна привести к частичной или полной разгерметизации системы и выбросу значительного количества опасных веществ, которые при наличии источника инициирования могут воспламениться.

Опасность транспортировки нефти связана с постоянными динамическими нагрузками в системе и нестационарностью процесса. Перепады давления, динамические и статические нагрузки создают условия для деформационного старения металла. Нестационарность процессов может привести к вибрации коммуникаций и оборудования, нарушению герметичности трубопроводов до полного катастрофического их разрушения. Большое количество арматуры создают дополнительную опасность разгерметизации.

Изм.	Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
1022717									17342-РПЗ.ТЧ	70
Изм.	Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

Применительно к условиям декларируемого объекта возможными причинами разрушения технологического оборудования, связанными с применяемыми технологическими процессами, являются:

- для насосных агрегатов
- кавитация при понижении давления на всасывающем трубопроводе;
- гидравлический удар при быстром закрытии или открытии запорных и регулирующих устройств или при внезапной остановке насоса;
- повышение давления жидкости;
- для трубопроводов:
- вибрации;
- гидроудары.

Прекращение подачи энергоресурсов может привести к нарушению нормального режима работы, насосов, отказу систем аварийной сигнализации и автоматического управления, и как следствие, к нарушению нормального режима технологических операций и созданию аварийной ситуации.

Причины, связанные с ошибками, запаздыванием, бездействием персонала в штатных и нештатных ситуациях, несанкционированными действиями персонала:

- нарушение должностных инструкций и инструкций по выполнению технологических операций;
- ошибочные действия при ремонтных работах на объекте;
- запаздывание при принятии решений по задействованию нужного уровня системы защиты;
- бездействие и ошибка в действиях в нештатной ситуации;
- проведение постоянных или временных огневых работ без специального разрешения;
- самовольное возобновление работ, остановленных органами Ростехнадзора;
- выдача должностными лицами указаний или распоряжений, принуждающих подчинённых нарушать правила безопасности и охраны труда;
- эксплуатация аппаратов, оборудования и трубопроводов при параметрах, выходящих за пределы технических условий;
- нарушение (повреждение), отключение систем взрывозащищённости оборудования, систем автоматики и безопасности электрооборудования;
- несоблюдение правил пожарной безопасности.

Особую опасность представляют ошибки при пуске и остановке оборудования, ведении ремонтных, профилактических и других работ, связанных с неустойчивыми переходными режимами, с освобождением и заполнением оборудования и резервуаров опасными веществами. В случае неправильных действий персонала существует возможность разгерметизации систем и возникновения аварийной ситуации.

Причины, связанные с внешними воздействиями природного и техногенного характера

При возможном внешнем воздействии природного и техногенного характера может произойти механическое разрушение оборудования и разгерметизация аппаратуры и трубопроводов, разлив нефти, загазованность территории,

Инв. № подл. 1022717	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист 71
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-РПЗ.ТЧ			

воспламенение технологической среды, взрыв. Возможно прекращение подачи энергоресурсов.

К внешним воздействиям природного и техногенного характера можно отнести:

- грозовые разряды и разряды от статического электричества;
- ураганы;
- снежные заносы и аномальное понижение (повышение) температуры воздуха;
- преднамеренные действия (диверсия).

2.2.2 Определение сценариев аварий на декларируемом объекте для опасных веществ

Создание поражающих факторов для людей (а также техники, промышленной инфраструктуры, экологии или финансового положения предприятия) возможно при реализации запасенных на опасном производственном объекте энергии и веществ.

Прогнозирование – один из главных элементов предупреждения промышленных аварий и катастроф.

Показатели, характеризующие приближение опасных и нежелательных ситуаций (сбои в технологическом процессе, превышения предельных параметров, отказы и неисправности технологического оборудования и др.), фиксируются намного раньше, чем эти опасные ситуации проявляются.

При прогнозировании сценариев возникновения и развития аварий, принимаем наиболее возможные сценарии аварии - механическое повреждение, внутренняя и наружная коррозия.

Описание возможных сценариев аварий, с указанием инициирующих и последующих событий, приводящих к возникновению поражающих факторов аварий для декларируемого объекта, представлено ниже (см. Таблица 15).

Таблица 15 - 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

Инв. № подл. 1022717	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист 72
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-РПЗ.ТЧ			

1	2	3
		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
ВГ	Взрыв паровоздушных смесей	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 легкобрасываемых конструкций (ЛСК) 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
ПВ	Пожар-вспышка	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

Перечень возможных сценариев аварий на декларируемом объекте представлен ниже (см. Таблица 16).

Таблица 16 - Перечень возможных сценариев аварий на декларируемом объекте

Составляющая декларируемого объекта	Обозначение	N	ЖФ	ГПФ	ПЖ	ЗЗ	ПП	ВГ	ПВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
«Станция нефтенасосная дожимная с УПСВ. Туканский участок недр»	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	+	+	+	+	+
	НН-1/1...4	4	Нефть	Нефть	+	+	+	+	
	НН-2/1	1	Нефть	Нефть	+	+	+	+	
	НН-3/1...3	3	Нефть	Нефть	+	+	+	+	
	СИКНС	1	Нефть	Нефть	+	+	+	+	
	БДР-1	1	Дезэмульгатор	Метанол	+	+	+	+	
	БДР-2	1	Депрессатор	Депрессатор	+		+		
	ХТ-1/1,2	2	Нефть	Попутный нефтяной газ	+	+	+	+	+
	БУ-1/1,2	2	Нефть	Попутный нефтяной газ	+	+	+	+	
	ХТ-2/1...3	3	Нефть	Попутный	+	+	+	+	+

Изм. № подл.	1022717
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

17342-РПЗ.ТЧ

Лист

73

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
				нефтяной газ					
	БУ-2/1,2,3	3	Нефть	Попутный нефтяной газ	+	+	+	+	
	ЕН-3	1	Нефть	Нефть	+	+	+		+
	Ф-11,12	2	Нефть	Попутный нефтяной газ	+	+	+	+	+

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

Для количественной оценки риска декларируемого объекта использовались методики, приведенные ниже (см. Таблица 17).

Таблица 17 - Нормативные и методические документы, использовавшиеся при разработке декларации промышленной безопасности

Наименование	Утвержден, согласован	Комментарий
1	2	3
Порядка оформления декларации промышленной безопасности опасных производственных объектов и перечня включаемых в нее сведений [43].	Утвержден приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 16.10.2020 №414	Порядок оформления декларации промышленной безопасности опасных производственных объектов и перечень включаемых в нее сведений устанавливает перечень сведений, которые должны содержаться в декларации промышленной безопасности опасных производственных объектов и требования к её оформлению.
Руководство по безопасности «Методические основы анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах» [46]	Утверждено приказом Ростехнадзора от 03.11.2022 №387	Настоящее Руководство содержит рекомендации по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий для обеспечения требований промышленной безопасности при проектировании, строительстве, капитальном ремонте, реконструкции, техническом перевооружении, эксплуатации, консервации и ликвидации опасных производственных объектов. При разработке декларации использовались: - Методические принципы, термины и понятия и рекомендации по проведению анализа и расчету показателей риска, общие требования к процедуре и оформлению результатов. - Оценка частоты инициирующих событий (аварийной разгерметизации типового оборудования ОПО). - Критерии поражения людей и разрушения технических устройств, зданий и сооружений при авариях на ОПО - Рекомендованные методы расчета зон поражения действующих факторов аварий. - Оценка количества пострадавших.
Национальный стандарт Российской Федерации. Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля. Occupational safety standards system. Fire safety of technological	ГОСТ Р 12.3.047-2012 Утвержден и введен в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 27 декабря 2012 г. № 1971	Настоящий стандарт устанавливает общие требования пожарной безопасности к технологическим процессам различного назначения при их проектировании, строительстве, реконструкции, вводе в эксплуатацию, эксплуатации и прекращении эксплуатации, капитальном ремонте, консервации, утилизации, а также при разработке и изменении нормативных документов по пожарной безопасности на объектах защиты и при разработке и изменении технологических частей проектов и технологических регламентов. Методики и рекомендации, собранные в рамках данного ГОСТ, позволяют: Произвести количественную оценку массы горючих веществ, поступающих в окружающее пространство в результате возникновения

Инв. № подл. 1022717	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист 74
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-РПЗ.ТЧ			

1	2	3
processes. General requirements. Methods of control [20]		пожароопасных ситуаций на объекте; Оценить площади пролива жидкости на неограниченную поверхность с учетом коэффициента разлития, учитывающего характера подстилающей поверхности (спланированное покрытие, не спланированное покрытие, твердое покрытие); Определить параметры волны давления при сгорании газо-, паровоздушного облака; Определить интенсивность теплового излучения от пожара пролива на поверхность.
Руководство по безопасности «Методика анализа риска аварий на опасных производственных объектах нефтегазодобычи» [53]	Утверждено приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 10.01.2023 г. №4	Настоящее Руководство по безопасности содержит методические рекомендации по проведению анализа риска аварий на опасных производственных объектах нефтегазодобычи (далее - ОПО НГД)
Методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах [51]	Утверждена приказом МЧС РФ № 404 от 10.07.2009. Внесение изменений приказ МЧС России от 14 декабря 2010 г. N 649	Настоящая методика устанавливает порядок расчета величин пожарного риска на производственных объектах. В приложениях к методике представлены методы оценки опасных факторов, реализующихся при различных сценариях пожаров, взрывов на территории объекта и в селитебной зоне вблизи объекта. Методики и рекомендации позволяют: Произвести количественную оценку массы горючих веществ, поступающих в окружающее пространство в результате возникновения пожароопасных ситуаций на объекте; Определить массу паров ЛВЖ, поступивших в открытое пространство за время испарения с поверхности пролива; Определить максимальные размеры взрывоопасных зон и радиус воздействия продуктов сгорания паровоздушного облака в случае пожара-вспышки Оценить площади пролива жидкости на неограниченную поверхность с учетом коэффициента разлития, учитывающего характера подстилающей поверхности (спланированное покрытие, не спланированное покрытие, твердое покрытие); Определить параметры волны давления при сгорании газо-, паро- или пылевоздушного облака; Определить интенсивность теплового излучения от пожара пролива на поверхность; В приложении №4 к п.20 методики определены детерминированные и вероятностные критерии оценки поражающего действия волны давления и теплового излучения на людей. Методика содержит: рекомендуемые сведения по частотам реализации инициирующих пожароопасные ситуации событий для некоторых типов оборудования объектов, частотам утечек из технологических трубопроводов; рекомендуемые условные вероятности мгновенного воспламенения и воспламенения с задержкой по времени в зависимости от массового расхода скорости истечения горючих газа, двухфазной среды или жидкости при разгерметизации типового технологического оборудования на объекте, детерминированные и вероятностные критерии оценки поражающего действия волны давления и теплового излучения на людей.
Правила организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации, за	Утверждено постановлением Правительства Российской Федерации от 31.12.2020г. № 2451	Настоящие Основные требования определяют принципы формирования планов по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов (далее именуются - планы), которые относятся к чрезвычайным ситуациям локального, местного, территориального, регионального и федерального значения, а также организации взаимодействия сил и средств, привлекаемых для их ликвидации. Документом определен расчет максимально возможного объема

Инов. № подл.	Взам. инв. №
1022717	
Подп. и дата	
Изм.	Кол.уч.
Лист	№ док.
Подп.	Дата

17342-РПЗ.ТЧ

Лист

75

1	2	3
исключением внутренних морских вод Российской Федерации и территориального моря Российской Федерации [13]		разлившейся нефти и нефтепродуктов при авариях на объектах трубопроводного транспорта.
Методические рекомендации по оценке ущерба от аварий на опасных производственных объектах [45]	РД 03-496-02. Утверждено постановлением Госгортехнадзора России №63 от 29.10.2002.	Настоящие Методические рекомендации устанавливают общие положения и порядок количественной оценки экономического ущерба от аварий на опасных производственных объектах, подконтрольных Госгортехнадзору России. Настоящие Методические рекомендации могут быть использованы для оценки ущерба при расследовании аварии на опасном производственном объекте, разработке декларации промышленной безопасности, страховании ответственности организаций, эксплуатирующих опасные производственные объекты и предназначены для количественного определения ущерба от аварий, происходящих на опасных производственных объектах. Методические рекомендации устанавливают общие положения и рекомендации по порядку оценки ущерба от аварий на опасных производственных объектах.
Методика расчета выбросов вредных веществ в атмосферу при свободном горении нефти и нефтепродуктов [42]	Утверждена приказом Госкомэкологии РФ от 05.03.1997 №90	Настоящая методика устанавливает общие требования к расчету выбросов вредных газообразных и дисперсных веществ в атмосферу при горении нефти и нефтепродуктов, разлитых на различных типах подстилающих поверхностей (вода: инертная почва с буграми и впадинами: почва, покрытая растительностью, в том числе и лесной: болото). Настоящая методика может использоваться для определения экологического ущерба в результате неконтролируемого горения нефти и нефтепродуктов, разлитых на различных типах подстилающих поверхностей.
Постановление Правительства РФ "О ставках платы за негативное воздействие на окружающую среду и дополнительных коэффициентах" [16]	Утверждено 13.09.2016 №913	Документ содержит установленные постановлением правительства Российской Федерации ставки платы за негативное воздействие на окружающую среду и применяются в данной работе при определении экологического ущерба в результате реализации аварий на декларируемом объекте.

В ходе выполнения оценки риска был проведен выбор физико-математических моделей и методов расчета, а также сделан ряд предположений и допущений при выборе исходных данных, которые способны повлиять на результаты анализа риска аварии. Перечень физико-математических моделей и методов расчета, а также принятые предположения и допущения представлены ниже.

Сценарий аварии «Пролив жидкости»

Для разгерметизации аппаратов, трубопроводов или насосного оборудования постановлением Правительства Российской Федерации от 31.12.2020 №2451 «Правила организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации, за исключением внутренних морских вод Российской Федерации и территориального моря Российской Федерации» предлагаются следующие характерные иницирующие события:

- разрыв на полное сечение (порыв или катастрофическое разрушение т), сопровождающие истечением продукта из поврежденного участка;
- частичная разгерметизация (прокол), сопровождается истечением через отверстие малого диаметра.

Ивн. № подл. 1022717	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист 76
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-РПЗ.ТЧ			

Максимально возможный объем жидкости, поступившей в окружающее пространство, определяется как 25% от максимального объема прокачки в течение 6 часов и объем пролитой жидкости, заключенной между запорными задвижками на поврежденном участке трубопровода:

$$V_{\text{пр}} = V_{\text{ж}} + Q_{\text{ж}} \cdot t_{\text{у}}, \text{ м}^3 \quad (1)$$

Живое сечение потока жидкости:

$$F_{\text{ж}} = \frac{Q_{\text{ж}}}{u_{\text{ж}}}, \text{ м}^2 \quad (2)$$

где $Q_{\text{ж}}$ – производительность трубопровода, $\text{м}^3/\text{сут}$, принята в соответствии с данными, приведенными в таблице 2 РПЗ;

$u_{\text{ж}}$ – скорость жидкости в трубопроводе, м/с , является результатами гидравлического расчета нефтегазопроводов, выполненного с помощью программы "OLGA" (компании «Шлюмберже Лоджелко Инк.». Договор №30 от 12.12.2013).

Объем жидкости в трубопроводе определялся по формуле:

$$V_{\text{ж}} = F_{\text{ж}} \cdot L, \text{ м}^3 \quad (3)$$

где, L – длина участков трубопроводов, принятая в соответствии с таблицей 3 РПЗ.

Объем жидкой фазы опасного вещества (нефть) в трубе определялся по формуле:

$$V_{\text{жф}} = V_{\text{ж}} \cdot (1 - \text{Об}\%), \text{ м}^3 \quad (4)$$

где Об% - обводненность продукции, принята в соответствии с таблицей 1 РПЗ

Масса жидкой фазы опасного вещества (нефть) в трубе определялась по формуле:

$$m_{\text{жф}} = V_{\text{жф}} \cdot \rho_{\text{жф}}, \text{ т}; \quad (5)$$

где $\rho_{\text{жф}}$ - плотность жидкой фазы опасного вещества (нефть), принималась по таблице 1 РПЗ;

Площадь разлива рассчитывалась по формуле:

$$S_{\text{пр}} = \frac{V_{\text{пр}}}{h_{\text{ж}}} \quad (6)$$

где, $h_{\text{ж}}$ – минимальная высота слоя разлива, при расчетах принималась равным 0,2 м.

Условный диаметр пролива рассчитывался:

$$d_{\text{пр}} = \left(\frac{4S_{\text{пр}}}{\pi} \right)^{0,5}, \text{ м}; \quad (7)$$

Инов. № подл. 1022717	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист 77
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-РПЗ.ТЧ			

При разгерметизации трубопроводов в местах пересечения с реками площадь пролива рассчитывалась по формуле («Методика прогнозной оценки загрязнения открытых водоисточников аварийно-химически-опасными веществами в чрезвычайных ситуациях» М.ВНИИ ГОЧС 1996г.

$$S_{\text{пр}} = b_{\text{вд}} \cdot L_{\text{пят}}, \text{ м}^2; \quad (8)$$

где, $b_{\text{вд}}$ – ширина реки, м;
 $L_{\text{пят}}$ – длина пятна пролива по реке, м.

$$L_{\text{пят}} = 3,6 \cdot u_{\text{вд}} \left(\frac{t_p - t_y}{2} \right), \text{ м} \quad (9)$$

где, $u_{\text{вд}}$ – скорость течения реки, м/с (в соответствии с данными представленными в п.1.3.2 Декларации промышленной безопасности);

t_p – время реагирования формирований при разливе в акватории принято 4 часа;

t_y – время утечки в напорном режиме, принято 1,5 часа в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 31.12.2020г. № 2451 «Правила организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации, за исключением внутренних морских вод Российской Федерации и территориального моря Российской Федерации» [13];

Метод расчета параметров испарения ненагретых жидкостей

Интенсивность испарения W , кг/(м²·с) для ненагретых жидкостей определяется по формуле:

$$W = 10^{-6} \cdot \eta \cdot \sqrt{M} \cdot P_{\text{н}}, \quad (10)$$

где η – коэффициент, принимаемый для помещений по таблице И.1 ГОСТ Р 12.3.047-2012 в зависимости от скорости и температуры воздушного потока над поверхностью испарения. При разливе жидкости вне помещения допускается принимать 1;

M – молярная масса жидкости, кг/кмоль;

$P_{\text{н}}$ – давление насыщенного пара при расчетной температуре жидкости, кПа.

Сценарий аварии «Зона загазованности»

Масса паров жидкости рассчитывается по формуле (ф.А.20 ГОСТ Р 12.3.047-2012):

$$m_{\text{и}} = W F_{\text{и}} T, \text{ т}; \quad (11)$$

где W – интенсивность испарения, кг·с⁻¹·м⁻²;

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-РПЗ.ТЧ	Лист	
								78
Инов. № подл.	1022717							
Подп. и дата								
Взам. инв. №								

$F_{и}$ – площадь испарения, m^2 , определяемая в соответствии с А.1.2 ГОСТ Р 12.3.047-2012 в зависимости от массы жидкости $m_{п}$,

T – продолжительность поступления паров легковоспламеняющихся и горючих жидкостей, с.

Для ненагретых выше расчетной температуры окружающей среды ЛВЖ при отсутствии данных допускается рассчитывать W по формуле:

$$W = 10^{-6} \cdot \eta \cdot \sqrt{M} \cdot P_H, \text{ кг} \cdot \text{с}^{-1} \cdot \text{м}^{-2} \quad (12)$$

где η - коэффициент, принимаемый по таблице А.3 (ГОСТ Р 12.3.047-2012) в зависимости от скорости и температуры воздушного потока над поверхностью испарения;

P_H - давление насыщенного пара при расчетной температуре t_p , определяемое по справочным данным, кПа;

M - молярная масса, кг/кмоль.

Дальнейший расчет размеров зон загазованности проводился в соответствии с пунктом Б.2 Приложения Б ГОСТ Р 12.3.047-2012, и Методики определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах.

Радиус $R_{НКПР}$ (м) и высота $Z_{НКПР}$ (м) зоны, ограничивающие область концентраций, превышающих нижний концентрационный предел распространения пламени (далее - НКПР), при неподвижной воздушной среде определяется по формулам:

для паров ЛВЖ:

$$R_{НКПР} = 7,8 \cdot \left(\frac{m_{п}}{\rho_{п} \cdot C_{НКПР}} \right)^{0,33}, \text{ м} \quad (13)$$

$$Z_{НКПР} = 0,26 \cdot \left(\frac{m_{п}}{\rho_{п} \cdot C_{НКПР}} \right)^{0,33}, \text{ м} \quad (14)$$

$m_{п}$ - масса паров ЛВЖ, поступивших в открытое пространство за время испарения, кг;

$\rho_{п}$ - плотность паров ЛВЖ при расчетной температуре, кг/м^3 ;

Сценарий аварии «Пожар пролива»

Расчет проведен по Приложению В ГОСТ 12.3.047-2012 и Методики определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах.

Интенсивность теплового излучения q (кВт/м^2) для пожара пролива легковоспламеняющихся (ЛВЖ), горючих жидкостей (ГЖ), определяется по формуле

$$q = E_f \cdot E_q \cdot \tau, \text{ кВт/м}^2 \quad (15)$$

где E_f - среднеповерхностная интенсивность теплового излучения пламени, кВт/м^2 ;

E_q - угловой коэффициент облученности;

τ - коэффициент пропускания атмосферы.

Инв. № подл.	1022717	Подп. и дата	Взам. инв. №	Расчет проведен по Приложению В ГОСТ 12.0.047-2012 и методики определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах.					
				Интенсивность теплового излучения q (кВт/м ²) для пожара пролива легковоспламеняющихся (ЛВЖ), горючих жидкостей (ГЖ), определяется по формуле					
				$q = E_f \cdot E_q \cdot \tau, \text{ кВт/м}^2 \quad (15)$					
				где E_f - среднеповерхностная интенсивность теплового излучения пламени, кВт/м ² ;					
				E_q - угловой коэффициент облученности;					
				τ - коэффициент пропускания атмосферы.					

Для нефти величина E_f (кВт/м²) определяется по формуле

$$E_f = 140 \cdot e^{-0,12d} + 20 \cdot (1 - e^{-0,12d}), \text{ кВт/м}^2 \quad (16)$$

где d - эффективный диаметр пролива, м; соответствует $d_{пр}$ рассчитанному в сценарии аварии «ПЖ» (Пролив жидкости).

e - основание натурального логарифма, равное 2,7.

Угловой коэффициент облученности E_q определяется по формуле:

$$E_q = \sqrt{F_V^2 \cdot F_H^2} \quad (17)$$

где F_V , F_H - факторы облученности для вертикальной и горизонтальной площадок, соответственно, определяемые для площадок, расположенных в 90° секторе в направлении наклона пламени, по следующим формулам:

$$F_V = \frac{1}{\pi} \cdot \left\{ -E \cdot \arctg D + E \cdot \left[\frac{a^2 + (b+1)^2 - 2 \cdot b \cdot (1+a \cdot \sin \theta)}{A \cdot B} \right] \arctg \left(\frac{A \cdot D}{B} \right) + \right. \\ \left. + \frac{\cos \theta}{C} \cdot \left[\arctg \left(\frac{a \cdot b - F^2 \cdot \sin \theta}{F \cdot C} \right) \right] + \arctg \left(\frac{F^2 \cdot \sin \theta}{F \cdot C} \right) \right\}; \quad (18)$$

$$F_H = \frac{1}{\pi} \cdot \left\{ \arctg \left(\frac{1}{D} \right) + \frac{\sin \theta}{C} \cdot \left[\arctg \left(\frac{a \cdot b - F^2 \cdot \sin \theta}{F \cdot C} \right) + \arctg \left(\frac{F^2 \cdot \sin \theta}{F \cdot C} \right) \right] - \right. \\ \left. - \left[\frac{a^2 + (b+1)^2 - 2 \cdot (b+1+a \cdot b \cdot \sin \theta)}{A \cdot B} \right] \cdot \arctg \left(\frac{A \cdot D}{B} \right) \right\}; \quad (19)$$

$$a = \frac{2 \cdot L}{d}; \quad (20)$$

$$b = \frac{2 \cdot X}{d}; \quad (21)$$

$$A = \sqrt{(a^2 + (b+1)^2 - 2 \cdot a \cdot (b+1) \sin \theta)}; \quad (22)$$

$$B = \sqrt{(a^2 + (b-1)^2 - 2 \cdot a \cdot (b-1) \sin \theta)}; \quad (23)$$

$$C = \sqrt{(1 + (b^2 - 1) \cdot \cos^2 \theta)}; \quad (24)$$

$$D = \sqrt{\left(\frac{b-1}{b+1} \right)}; \quad (25)$$

$$E = \frac{a \cdot \cos \theta}{b - a \cdot \sin \theta}; \quad (26)$$

$$F = \sqrt{(b^2 - 1)}; \quad (27)$$

где X - расстояние от геометрического центра пролива до облучаемого объекта, м;

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-РПЗ.ТЧ	Лист
Инов. № подл.	1022717						
Подп. и дата							
Взам. инв. №							

d - эффективный диаметр пролива, м; соответствует $d_{пр}$ рассчитанному в сценарии аварии «ПЖ» (Пролив жидкости).

L - длина пламени, м;

θ - угол отклонения пламени от вертикали под действием ветра, принимается при штиле, т.е. угол отклонения равен 0.

В случаях отсутствия ветра факторы облученности для вертикальной и горизонтальной площадок рассчитываются по формулам В.6-В.15 и В.18, принимая $\theta = 0$.

Длина пламени L (м) с учетом допущения указанного выше определяется по формуле:

$$L = 42 \cdot d \cdot \left(\frac{m'}{\rho_a \cdot \sqrt{g \cdot d}} \right)^{0,61}, \text{ м} \quad (28)$$

Коэффициент пропускания атмосферы τ для пожара пролива определяется по формуле:

$$\tau = \exp[-7 \cdot 10^{-4} \cdot (X - 0,5 \cdot d)] \quad (29)$$

Сценарий аварии «Диффузное струйное (факельное) горение»

Расчет проведен по Методике определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах, утвержденной Приказом МЧС РФ от 10.07.2009г. №404.

При струйном истечении сжатых горючих газов возможно образования диффузионных факелов.

Длина факела L_f (м) при струйном горении определяется по формуле:

$$L_f = K \cdot G^{0,4} \quad (30)$$

где G — расход газа, кг/с;

K — эмпирический коэффициент, который при истечении сжатых газов принимается равным 12,5.

Ширина факела D_f (м) при струйном горении определяется по формуле:

$$D_f = 0,15 \cdot L_f \quad (31)$$

При проведении оценок пожарной опасности горящего факела при струйном истечении сжатых горючих газов допускается принимать следующие допущения:

- зона непосредственного контакта пламени с окружающими объектами, т.е. область наиболее опасного теплового воздействия, интенсивность которого может быть принята 100 кВт/м², определяется размерами факела;
- длина факела L_f не зависит от направления истечения продукта и скорости ветра;
- поражение человека в горизонтальном факеле происходит в 30°- ом секторе с радиусом, равным длине факела;

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-РПЗ.ТЧ	Лист	
								81
Инов. № подл.	1022717	Подп. и дата	Взам. инв. №					

- воздействие горизонтального факела на соседнее оборудование, приводящее к его разрушению (каскадному развитию аварии), происходит в 30°-ом секторе, ограниченном радиусом, равным L_f ;
- за пределами указанного сектора на расстояниях от L_f до $1.5 L_f$ тепловое излучение от горизонтального факела составляет 10 кВт/м²;
- при мгновенном воспламенении струи газа возможность формирования волн давления допускается не учитывать.

Критерии оценки воздействия теплового излучения

Источник: [ГОСТ 12.3.047-2012] таблица В.2 и таблица Д.1

Для теплового излучения опасные зоны подразделяются по детерминированному критерию воздействия теплового излучения: его интенсивности и времени воздействия на заданном расстоянии от источника.

Для оценки воздействия теплового излучения принят зональный метод, при котором определяются радиусы изолиний, разделенных по степени воздействия теплового излучения, и представлены ниже (см. Таблица 18).

Таблица 18 - Радиусы изолиний воздействия теплового излучения

Радиус изолинии, м	Интенсивность теплового излучения, кВт/м ²	Результаты воздействия
r1	17	Воспламенение древесины, окрашенной масляной краской по строганной поверхности; воспламенение фанеры
r2	12,9	Воспламенение древесины с шероховатой поверхностью (влажность 12%) при длительности облучения 15 мин
r3	10,5	Непереносимая боль через 3-5 с Ожог первой степени через 6-8 с Ожог второй степени через 12-16 с
r4	7	Непереносимая боль через 20-30 с Ожог первой степени через 15-20 с Ожог второй степени через 30-40 с Воспламенение хлопка-волокна через 15 мин
r5	4,2	Безопасно для человека в брезентовой одежде
r6	1,4	Без негативных последствий в течение длительного времени

Сценарий аварии «Взрыв облака ГПВС»

Расчет проведен по Приложению Е ГОСТ 12.3.047-2012 и Методики определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах.

Методика распространяется на случаи выброса горючих газов, паров в атмосферу на производственных объектах.

Основными структурными элементами алгоритма расчетов являются:

- определение ожидаемого режима сгорания облака;
- расчет максимального избыточного давления и импульса фазы сжатия воздушных волн давления для различных режимов;
- оценка поражающего воздействия.

Инв. № подл. 1022717	Подп. и дата	Взам. инв. №							17342-РПЗ.ТЧ	Лист 82
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Исходными данными для расчета параметров волн давления при сгорании облака являются:

- вид горючего вещества, содержащегося в облаке – попутный нефтяной газ или пары нефти;
- концентрация горючего вещества в смеси C_T ;
- стехиометрическая концентрация горючего вещества с воздухом $C_{СТ}$ вычисляется по формуле А.3 Приложения А ГОСТ 12.3.047-2012,
- масса горючего вещества, содержащегося в облаке M_T , с концентрацией между нижним и верхним концентрационным пределом распространения пламени. Коэффициент Z принят равным 0,1; масса горючего вещества содержащегося в облаке соответствует значению m_i рассчитанному ранее в сценарии аварии «ЗЗ».
- удельная теплота сгорания горючего вещества $E_{уд}$, рассчитывается по формуле п.Е.4 Приложения Е ГОСТ 12.3.047-2012, с учетом β - корректировочного параметра (по таблице Е.2).
- скорость звука в воздухе C_0 принята 331 м/с;
- информация о степени загроможденности окружающего пространства – принято свободное пространство – класс IV;
- эффективный энергозапас горючей смеси E , который определяется по формуле

$$E = \begin{cases} M_T \cdot E_{уд}, & C_T \leq C_{СТ} \\ M_T \cdot E_{уд} \cdot \frac{C_{СТ}}{C_T}, & C_T > C_{СТ} \end{cases} \quad (32)$$

- с учетом коэффициента использования тяжелых компонентов в газе для взрыва ГПВС.

В данном случае при расчете параметров сгорания облака, расположенного на поверхности земли, величина эффективного энергозапаса удваивается.

Класс горючего вещества определяется по таблице Е.1 Приложения Е ГОСТ 12.3.047-2012.

Ожидаемый режим сгорания облака зависит от типа горючего вещества и степени загроможденности окружающего пространства и определяется по Таблице Е.3 Приложения Е ГОСТ 12.3.047-2012. В данном случае принят 5-ый режим сгорания облака.

Для 2-6 классов режимов сгорания облака параметры воздушных волн давления (избыточное давление ΔP и импульс фазы сжатия I^+) в зависимости от расстояния от центра облака рассчитываются по формулам ниже:

Рассчитывается безразмерное расстояние R_x от центра облака по формуле Е.4. Приложения Е ГОСТ 12.3.047-2012.

Рассчитываются величины безразмерного давления (P_{x1}) и импульса фазы I_{x1} сжатия по формулам:

$$P_{x1} = \left(\frac{u^2}{C_0^2} \right) \cdot \left(\frac{\sigma-1}{\sigma} \right) \cdot \left(\frac{0,83}{R_x} - \frac{0,14}{R_x^2} \right); \quad (33)$$

$$I_{x1} = W \cdot (1 - 0,4 \cdot W) \cdot \left(\frac{0,06}{R_x} + \frac{0,01}{R_x^2} - \frac{0,0025}{R_x^3} \right); \quad (34)$$

Взам. инв. №		Подп. и дата		Инв. № подл.	1022717							17342-РПЗ.ТЧ		Лист
						Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			83

$$W = \frac{u}{c_0} \cdot \left(\frac{\sigma-1}{\sigma} \right); \quad (35)$$

где σ - степень расширения продуктов сгорания (для газо-, паровоздушных смесей принято равным 7);

u - видимая скорость фронта пламени, м/с, рассчитывается по формуле Е.2 Приложения Е ГОСТ 12.3.047-2012.

Формулы Е.9, Е.10 Приложения Е ГОСТ 12.3.047-2012 справедливы для значений R_x больших величины $R_{кр1} = 0,34$; в случае, если $R_x < R_{кр1}$, в формулы Е.9, Е.10 Приложения Е ГОСТ 12.3.047-2012 вместо R_x подставляется величина $R_{кр1}$.

Размерные величины избыточного давления и импульса фазы сжатия определяются по формулам Е.7, Е.8 Приложения Е ГОСТ 12.3.047-2012. При этом в формулы Е.7, Е.8 Приложения Е ГОСТ 12.3.047-2012 вместо P_x и I_x подставляются величины P_{x1} и I_{x1} .

Критерии оценки воздействий ударной волны взрыва

Источник: [ГОСТ 12.3.047-2012] таблица А.4, [Методики МЧС Приказ №404] таблица П4.1.

Для оценки воздействия ударной волны на человека и материальные объекты определяются радиусы изолиний, разделенных по степени воздействия избыточного давления при ударной волне, которые представлены ниже (см. Таблица 19).

Таблица 19 - Радиусы изолиний воздействия избыточного давления ударной волны

Радиус изолинии, м	Избыточное давление УВ, ΔР, кПа	Результаты воздействия
r1	100	Полное разрушение зданий
r2	53	50%-ное разрушение зданий
r3	28	Средние повреждения зданий
r4	12	Умеренные повреждения зданий (повреждение внутренних перегородок, рам, дверей и т.п.)
r5	5	Нижний порог повреждения человека волной давления
r6	3	Малые повреждения (разбита часть остекления)

Сценарий аварии «Пожар вспышка»

В случае образования паровоздушной смеси в незагроможденном технологическим оборудованием пространстве и его зажигании относительно слабым источником (например, искрой) сгорание этой смеси происходит, как правило, с небольшими видимыми скоростями пламени. При этом амплитуды волны давления малы и могут не приниматься во внимание при оценке поражающего воздействия. В этом случае реализуется так называемый пожар-вспышка, при котором зона поражения высокотемпературными продуктами сгорания

Инов. № подл. 1022717	Подп. и дата	Взам. инв. №							17342-РПЗ.ТЧ	Лист 84
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

паровоздушной смеси практически совпадает с максимальным размером облака продуктов сгорания (т.е. поражаются в основном объекты, попадающие в это облако). Радиус воздействия высокотемпературных продуктов сгорания паровоздушного облака при пожаре-вспышке определяется формулой (источник информации ГОСТ Р 12.3.047-2012, форм. Б.5):

$$R_F = 1,2 \cdot R_{\text{НКПР}}, \text{ м}; \quad (36)$$

где $R_{\text{НКПР}}$ - горизонтальный размер взрывоопасной зоны, определяемый по формуле (21) (источник информации ГОСТ Р 12.3.047-2012, форм. Б.3).

Критерии поражения человека, попавшего в зону воздействия высокотемпературными продуктами сгорания паровоздушного облака по модели «пожар-вспышка»:

Условная вероятность поражения для человека, находящегося на открытом пространстве и попавшего в зону воздействия высокотемпературными продуктами сгорания паровоздушного облака, равна 1, за пределами этой зоны условная вероятность поражения человека принимается равной 0.

Допущения, принятые по используемым моделям сценариев аварий

В анализе риска приняты не противоречащие методикам следующие допущения:

- жидкие углеводороды считаются несжимаемой жидкостью;
- истечение вещества и его испарение происходит с постоянной скоростью, соответствующей номинальной скорости истечения или испарения;
- горение жидких пожароопасных продуктов приводится к цилиндрическому горению независимо от формы пролива;
- в образовавшемся сразу после выброса опасных веществ облаке находится только ГПФ без подмешивания воздуха;
- газо-парообразные вещества при квазимгновенном выбросе образуют на начальном этапе зоны ПВС полусферической формы;
- при расчетах параметров взрыва ГПВС на открытом пространстве принимается, что в нем участвуют только горючие компоненты с относительной плотностью ГПФ по воздуху превышающей значение 0,8;
- выбросы жидкого продукта из оборудования приняты по максимуму и в реальности они могут быть меньшими;
- 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;
- взрыв энергии адиабатического расширения газа в сосуде под давлением возможен только при попадании его в зону разрушения в случае аварии на соседних опасных сооружениях (взрыв ПВС, горящие разливы, и т.п.);
- образование огненных шаров возможно только при квазимгновенном разрушении технологических или емкостных аппаратов, находящихся под давлением;
- применительно к сооружениям, относящимся к категории "Г" пожаровзрывоопасности, пожаровзрывоопасные сценарии аварий не рассматриваются;

Инов. № подл.	1022717	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
				17342-РПЗ.ТЧ						85
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

- максимальная Твсп ЛВЖ, при которой безусловно рассматривается взрыв ПВС принимается равной 28°C.

В качестве зон данных поражающих факторов принимались:

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

Оценка влияния исходных данных на результаты анализа риска аварии риска

Идентификация источников неопределенностей.

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

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

- неполнота информации по надежности оборудования;
- ошибки при проектировании объекта;
- ошибки при строительстве объекта;
- ошибки при эксплуатации объекта.

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;
- согласно сертификатам, качество оборудования имеет тенденцию к улучшению, приведет к снижению рисков.

Ошибки при проектировании, 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.

Принятые предположения и допущения:

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

Допущения, принятые по исходным данным:

- последствия вероятных аварий рассчитаны при условиях максимальной производительности анализируемого объекта, который наступает через несколько

Инв. № подл.	1022717	Подп. и дата	Взам. инв. №	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. Принятые предположения и допущения: - допущения, принятые по исходным данным; - допущения, принятые по метеоусловиям; - допущения, принятые по используемым моделям сценариев аварий. Допущения, принятые по исходным данным: - последствия вероятных аварий рассчитаны при условиях максимальной производительности анализируемого объекта, который наступает через несколько					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-РПЗ.ТЧ		Лист	
								86	

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;
- в связи с увеличением обводненности, реальные объемы участвующих в аварии ВПОВ падают, что снижает опасность и одновременно растет вероятность аварии из-за коррозии;
- 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 большинству применяемых в настоящей работе стандартизированных методик расчетов).

Допущения, принятые по метеоусловиям:

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

Допущения, принятые по используемым моделям сценариев аварий:

- выбросы жидкого продукта из трубопровода приняты по максимуму и в реальности они могут быть меньшими;
- 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;
- при свободном проливе жидких ВПОВ на неровную поверхность возможно уменьшение площади пролива при увеличении толщины слоя продукта, что может привести к уменьшению времени экспозиции с одновременным увеличением интенсивности проявления опасных факторов и, таким образом, факторы являются разнонаправленными, что не приведет к существенному изменению рисков.

Методы оценки общего риска

Процесс анализа риска аварий при проведении декларирования ОПО выполнен в соответствии с установившимся принципами и действующими нормативными требованиями, представленными выше (см. Таблица 17), и состоит из нескольких этапов, в ходе выполнения которых последовательно выполняются следующие действия:

- идентифицируются опасности производства;
- излагается модель инициирования аварий, строятся инициирующие события и для них обосновываются ожидаемые частоты реализации.

Для оценки частоты инициирующих и последующих событий в анализируемых сценариях аварий использовались:

- а) статистические данные по аварийности, надежности технических устройств и технологических систем, соответствующие отраслевой специфике ОПО или виду производственной деятельности;
- б) экспертные специальные знания в области аварийности и травматизма на ОПО в различных отраслях промышленности;

Изм. № подл.	1022717	Подп. и дата	Взам. инв. №	из нескольких этапов, в ходе выполнения которых последовательно выполняются следующие действия:						
				- идентифицируются опасности производства;						
				- излагается модель инициирования аварий, строятся инициирующие события и для них обосновываются ожидаемые частоты реализации.						
Для оценки частоты инициирующих и последующих событий в анализируемых сценариях аварий использовались:										
а) статистические данные по аварийности, надежности технических устройств и технологических систем, соответствующие отраслевой специфике ОПО или виду производственной деятельности;										
б) экспертные специальные знания в области аварийности и травматизма на ОПО в различных отраслях промышленности;										
						17342-РПЗ.ТЧ				Лист
										87
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

- определяются основные (типовые) сценарии развития аварии из каждого из инициирующих событий, включая рассмотрение таких явлений как воспламенение (вероятность и время), пожары различного вида, взрывные превращения парогазовоздушных смесей, различные поражающие факторы аварии – тепловые, ударные и токсические нагрузки;
- проводится расчет зон действия поражающих факторов по выбранным сценариям;
- проводится оценка последствий и ущерба от возможных аварий, включая описание и определение размеров возможных воздействий на людей (расчет количества пострадавших), имущество и (или) окружающую среду. При этом оценивают физические эффекты аварийных событий (разрушение технических устройств, зданий, сооружений, пожары, взрывы, выбросы токсичных веществ), уточняют объекты, которые могут подвергнуться воздействиям поражающих факторов аварий, используют соответствующие модели аварийных процессов совместно с критериями поражения человека и групп людей, а также критерии разрушения технических устройств, зданий и сооружений;
- проводится расчет количественных показателей риска аварий. Для оценки риска аварий на опасных производственных объектах (ОПО) рекомендуется использовать следующие количественные показатели: индивидуальный риск $R_{инд}$, потенциальный риск $R_{пот}$, коллективный риск $R_{колл}$, социальный риск $F(x)$;
- анализируются составляющие риска, проводится сравнение полученных показателей с допустимыми (для персонала декларируемого объекта принимался согласно [51] - $1 \cdot 10^{-4}$ 1/год) и/или с фоновым риском гибели людей в техногенных происшествиях, формулируются выводы и рекомендации.

Расчет количественных показателей риска

Расчет количественных показателей риска аварии проводился в соответствии с Руководством по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах» [46].

Для оценки риска аварий на декларируемом объекте использовались следующие показатели риска: индивидуальный риск $R_{инд}$, потенциальный риск $R_{пот}$, коллективный риск $R_{колл}$, социальный риск $F(x)$.

Показатели индивидуального риска $R_{инд}$ и коллективного риска $R_{колл}$ представляются в виде значений вероятности гибели человека и ожидаемого количества погибших из числа выбранной группы лиц в течение одного года.

Распределение потенциального риска $R_{пот}$ представляется на ситуационном плане в виде изолиний, кратных отрицательной степени числа 10, показывающих распределение значений риска гибели людей от поражающих факторов аварий по территории ОПО и прилегающей местности в течение 1 года.

Показатель социального риска $F(x)$ представляется в виде графика ступенчатой функции, описывающей зависимость ожидаемой частоты аварий, в которых может погибнуть не менее x человек, от числа погибших x .

Величину потенциального риска $R_{пот}(x,y)$, год⁻¹ в определенной точке (x,y) на территории площадочного объекта и в зонах, граничащих с площадочным объектом, рекомендуется определять по формуле:

$$R_{пот} = \sum_{i=1}^I Q_i \cdot \min \left(1, 1 - \prod_{j=1}^{\Phi_i(x,y)} \left(1 - v_{уязв}^{ij'}(x,y) \cdot P_{гиб}^{ij}(x,y) \right) \right), \text{ год}^{-1}; \quad (37)$$

где: I - число сценариев развития аварий;

Инов. № подл.	1022717	Подп. и дата	Взам. инв. №	территории ОПО и прилегающей местности в течение 1 года.					
				Показатель социального риска F(x) представляется в виде графика ступенчатой функции, описывающей зависимость ожидаемой частоты аварий, в которых может погибнуть не менее x человек, от числа погибших x.					
				Величину потенциального риска R _{пот} (x,y), год ⁻¹ в определенной точке (x,y) на территории площадочного объекта и в зонах, граничащих с площадочным объектом, рекомендуется определять по формуле:					
				$R_{\text{пот}} = \sum_{i=1}^I Q_i \cdot \min \left(1, 1 - \prod_{j=1}^{\Phi_i(x,y)} \left(1 - v_{\text{уязв}}^{ij'}(x,y) \cdot P_{\text{гиб}}^{ij}(x,y) \right) \right), \text{ год}^{-1}; \quad (37)$					
				где: I - число сценариев развития аварий;					

Q_i - частота реализации в течение года i -го сценария развития аварии, год⁻¹.

Индивидуальный риск рекомендуется оценивать частотой поражения определенного человека (группы людей) в результате аварий в течение года.

Величину индивидуального риска $R_{инд}^i$, год⁻¹ для i -го индивида рекомендуется определять по формуле:

$$R_{инд}^i = \sum_{k=1}^G q_{ki} \cdot R_{пот}(x, y), \text{ год}^{-1}; \quad (38)$$

где: q_{ki} - вероятность присутствия i -го индивида в k -ой области территории с учетом продолжительности действия поражающего фактора;

G - число областей, на которые условно можно разбить территорию, при условии, что величину потенциального риска на всей площади каждой из таких областей можно принять одинаковой.

Вероятность q_{ki} рекомендуется определять исходя из доли времени нахождения рассматриваемого человека в определенной области территории.

В целях сравнения оценок риска с критериями допустимого индивидуального риска рекомендуется рассчитывать максимальное значение индивидуального риска для определенной группы лиц (рискующих).

Величину коллективного риска рекомендуется определять по формуле:

$$R_{колл} = \sum_{j=1}^J N_j^i \cdot Q_j, \text{ чел/год}^{-1}; \quad (39)$$

где Q_j - частота j -го сценария, при котором ожидается количество погибших лиц равно N_j^i .

Социальный риск рекомендуется представлять в виде графика ступенчатой функции $F(x)$, задаваемой уравнением:

$$F(x) = \sum_{i=1}^{I(x)} Q_i^x; \quad (40)$$

где Q_i^x - ожидаемые частоты реализаций аварийных ситуаций C_i , при которых гибнет не менее x человек;

$N_{(x)}$ - число сценариев C_i , при которых гибнет не менее x человек.

Рекомендуется построение кривой социального риска в виде ступенчатой, непрерывной слева функции $F(x)$ со ступеньками в целочисленных значениях аргумента $x = [N_j]$, когда:

$$F([N_j]) = F(N_j) \cdot \frac{N_j}{[N_j]}; \quad (41)$$

где: $[N_j]$ - ближайшее большее целое число к значению ожидаемого числа погибших N_j при реализации j -го сценария;

$F(N_j)$ - сумма частот сценариев с ожидаемым числом погибших не менее N_j .

Инв. № подл.	1022717	Взам. инв. №	Подп. и дата							Лист
				17342-РПЗ.ТЧ						89
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

Расчет возможного ущерба от аварий

Величину ожидаемого ущерба при аварии определяют в соответствии с Методическими рекомендациями по оценке ущерба от аварий на опасных производственных объектах (РД 03-496-02), утвержденными постановлением Госгортехнадзора России от 29 октября 2002 г. №63.

В соответствии с РД 03-496-02 ущерб от аварий на опасных производственных объектах может быть выражен в общем виде формулой:

$$П_A = П_{ПП} + П_{ЛА} + П_{СЭ} + П_K + П_Э + П_{ВТР}, \quad (42)$$

где $П_A$ - полный ущерб от аварий, руб.;

$П_{ПП}$ - прямые потери организации, эксплуатирующей опасный производственный объект, руб.;

$П_{ЛА}$ - затраты на локализацию (ликвидацию) и расследование аварии, руб.;

$П_{СЭ}$ - социально-экономические потери (затраты, понесенные вследствие гибели и травматизма людей), руб.;

$П_K$ - косвенный ущерб, руб.;

$П_Э$ - экологический ущерб (урон, нанесенный объектам окружающей природной среды), руб.;

$П_{ВТР}$ - потери от выбытия трудовых ресурсов в результате гибели людей или потери ими трудоспособности.

Прямые потери будут определяться:

- потерями организации в результате уничтожения основных фондов (зданий, сооружений, оборудования);
- потерями организации в результате уничтожения товарно-материальных ценностей (продукция, сырье);
- потерями в результате уничтожения (повреждения) имущества иных лиц.

Затраты на локализацию (ликвидацию последствий) аварий определяются:

- расходами, связанными с локализацией (ликвидацией последствий) аварии;
- расходами на расследование причин аварии.

Социально-экономические потери определяются как сумма затрат на компенсации и мероприятия вследствие гибели или травмирования персонала и иных лиц.

Косвенный ущерб будет определяться:

- величиной доходов, недополученных предприятием в результате простоя;
- зарплатой и условно-постоянными расходами предприятия за время простоя;
- убытками, вызванными уплатой различных неустоек, штрафов, пени;
- убытками иных лиц из-за недополученной ими прибыли.

Экологический ущерб определяется как сумма ущербов от различных видов вредного воздействия на объекты окружающей среды:

- ущерб от загрязнения атмосферы;
- ущерб от загрязнения водных ресурсов;
- ущерб от загрязнения почвы.

Инв. № подл.	1022717	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-РПЗ.ТЧ				90

При расчете ущерба от возможных аварий приняты следующие допущения:

Оборотные фонды (продукция, сырье), находящиеся в аварийном оборудовании, полностью утрачивают свою стоимость. Величина прямых потерь от утраты продукции и сырья определяется исходя из среднегодового объема заполнения оборудования и оптовых цен на данные виды сырья и продукции.

Затраты на локализацию (ликвидацию последствий) аварии приняты в размере 10% от стоимости прямого ущерба [45].

При расчете социально-экономических потерь учитываются две составляющие: компенсационные выплаты в случае получения смертельных поражений и стоимость лечения одного пострадавшего с клиническими симптомами поражения за весь период временной нетрудоспособности. Расчет проводится с учетом действующих положений «Обязательного договора страхования гражданской ответственности владельца опасного объекта за причинение вреда в результате аварии на опасном объекте»:

- в случае смерти – 2 млн. руб. единовременная выплата страховой суммы;
- при травмировании – 200 тыс. руб. единовременная выплата страховой суммы (среднее значение).

Экологический ущерб определялся только в объеме ущерба от загрязнения атмосферного воздуха продуктами сгорания углеводородов и загрязнения водных ресурсов согласно рекомендаций «Методики расчета выбросов вредных веществ в атмосферу при свободном горении нефти и нефтепродуктов» (утверждена Приказом Государственного комитета по охране окружающей среды от 05.03.1997 №90) [42]. Оценка загрязнения проводилась с учетом нормативов, определенных в Постановлении Правительства РФ от 13 сентября 2016 г. №913 «О ставках платы за негативное воздействие на окружающую среду и дополнительных коэффициентах» [16].

Ожидаемый риск материального ущерба G тыс.руб/год, определяют по формуле:

$$G = \sum_{i=1}^n g \cdot Q(A_i) \cdot C, \text{ тыс. руб/год;} \quad (43)$$

где g - условная вероятность разрушения сооружений при реализации i -й ветви логической схемы;

C - сметная стоимость сооружения, тыс.руб.;

$Q(A_i)$ - вероятность реализации в течение года i -й ветви логической схемы, 1/год;

n - число ветвей логической схемы, используемых для различных сценариев.

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

Основными элементами расчетов являются:

- определение количества, выброшенного жидкого и газообразного ВПОВ в открытое пространство;
- определение размеров зон загазованности;
- определение площадей пролива опасного вещества;
- расчет интенсивности теплового излучения пожара пролива жидкого ВПОВ;
- оценка с определением характерных зон поражающего воздействия теплового излучения;

Инв. № подл. 1022717	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист 91
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-РПЗ.ТЧ			

- расчет избыточного давления воздушной ударной волны при взрыве ПВС;
- оценка с определением характерных зон поражающего воздействия воздушной ударной волны при взрыве ПВС.

Количество опасных веществ, участвующих в вероятных авариях по всем сценариям, представлено ниже (см. Таблица 20).

Таблица 20 - Количество опасных 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
«Станция нефтенасосная дожимная с УПСВ. Туканский участок недр»							
Р-1,2	Нефть	2880	2880	0,0389	2880	0,0389	0,0389
РО-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
Н11	Нефть	40,5	40,5	0,0046	40,5	0,0046	0,0046
Н10	Нефть	99,9	99,9	0,0209	99,9	0,0209	0,0209
НН-1/1...4	Нефть	1,747	1,747	0,098	1,747	0,01	
НН-2/1	Нефть	1,747	1,747	0,098	1,747	0,01	
НН-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	Дезэмульгатор	1,585	1,585	0,003	1,585	0,001	
БДР-2	Депрессатор	3,801	3,801		3,801	0,001	
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

2.2.5 Расчет вероятных зон действия поражающих факторов

Расчеты выполнены с использованием программного комплекса TOXI+Risk5, ЗАО «НТЦ ИППБ».

Результаты расчетов вероятных зон действия поражающих факторов при различных сценариях аварий на декларируемом объекте представлены ниже (см. Таблица 21 - Таблица 29).

Пролив жидкости

При разгерметизации технологического оборудования ЛВЖ поступает в открытое пространство. Локализация аварии дает результаты и это не приводит к эскалации аварии. Результаты расчета параметров сценария аварии представлены ниже (см. Таблица 21, Таблица 22).

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-РПЗ.ТЧ	Лист	
								92
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Таблица 21 - Разгерметизация технологического сооружения с поступлением ЖФ ВПОВ в открытое пространство с последующей ликвидацией аварии

Обозначение	Вещество	Спр	т.ужф	т.и	R.п	Примечание
		м²	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

Таблица 22 - 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
		м³	т	м²	м	кг/кмоль	кг	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
НН-1/1...4	Нефть	2,1	1,75	309	21	227	129	В помещ.
НН-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.
БДР-1	Дезмульгатор	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

Зона загазованности

При разгерметизации технологического оборудования горючий газ и/или пары ЛВЖ при проливе поступают в открытое пространство и образует облако ГВС и/или ПВС. Локализация аварии дает результаты и это не приводит к эскалации аварии.

Результаты расчета сценариев аварий «33» представлены ниже (Таблица 23, Таблица 24).

Таблица 23 - Разгерметизация технологического оборудования с поступлением ПФ ВПОВ в открытое пространство и образованием облака ПВС, с последующим его рассеянием и ликвидацией аварии

Обозначение	Вещество	S	т.заг	Параметры зоны, (м)
		м²	кг	Rнкпр
1	2	3	4	5
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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-РПЗ.ТЧ	Лист	
								93

1	2	3	4	5
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

Таблица 24 - Разгерметизация технологического оборудования с поступлением ГПФ ВПОВ помещение и образованием облака ПВС, с последующим его рассеянием и ликвидацией аварии

Обозначение	Вещество	ρ	м.заг	С _{нжпр}	Параметры зоны, (м)	
		кг/м³	кг	%об	А·В·Z	форма
НН-1/1...4	Нефть	9,49	97	1,20	60·12·0,4	помещения
НН-2/1	Нефть	9,49	97	1,20	60·12·0,4	помещения
НН-3/1...3	Нефть	9,49	311	1,20	60·12·1,2	помещения
СИКНС	Нефть	9,49	317	1,20	60·12·1,2	помещения
БДР-1	Дезэмульгатор	1,78	2,7	6,98	2,8·6·0,4	помещения
БУ-1/1,2	Нефть	9,49	6,2	1,20	6·3·0,9	помещения
БУ-2/1,2,3	Нефть	9,49	6,2	1,20	6·3·0,9	помещения

Пожар пролива

В результате пролива ЛВЖ и ее случайного воспламенения (ремонтные работы, грозовой разряд) возможно поражение людей, попавших в зону поражения, как открытым пламенем, так и его тепловым излучением. Основными поражающими факторами в этом случае будет тепловое излучение.

Расчет радиусов опасных зон выполнен на основе расчета интенсивности теплового излучения и детерминированного критерия совместного действия непосредственно тепловой радиации и времени ее воздействия на человека и материальные объекты. Результаты расчетов приведены ниже (см. Таблица 25, Таблица 26).

Таблица 25 - Результаты расчета параметров пожара пролива в открытом пространстве

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

Изм.	Инв. № подл. 1022717	Взам. инв. №	Подп. и дата							Лист 94	
Изм.	Инв. № подл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	Изм.	Инв. № подл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	17342-РПЗ.ТЧ			Лист 94

Таблица 26 - Результаты расчета параметров пожара пролива в помещении

Обозначение	Вещество	Помещение	Спр	т	время горения		тэвакуац	ирасп.пл	трасп.пл
		м*м*м	м²	т			сек	м/с	сек
НН-1/1...4	Нефть	12*60*8,2	309	1,7	1,8	мин	49	0,15	69
НН-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	Дезмульгатор	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

Взрыв ГПВС

При разгерметизации технологического оборудования горючий газ и/или пары ЛВЖ при возникновении утечки, образовании пролива и испарении ЛВЖ, поступают в открытое пространство и в помещение с образованием газо- и/или паровоздушных смесей. Локализация аварии не дает результатов и это может привести к эскалации аварии. При наличии источника воспламенения возможно сгорание газо- и паровоздушных смесей с развитием волны избыточного давления.

Результаты расчета сценария аварии «ВГ» представлены ниже: (см. Таблица 27, Таблица 28).

Таблица 27 - Результаты расчета взрыва ПВС на технологических сооружениях в открытом пространстве

Обозначение	Вещество	м.вг	Ri (м) при Pi, кПа				
			53	28	12	5	3
		кг	r2	r3	r4	r5	r6
1	2	3	4	5	6	7	8
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

Таблица 28 - Результаты расчета взрыва ГВС на технологических сооружениях в открытом пространстве

Обозначение	Вещество	Vсв	ΔР	Исходные данные для расчета						
				Унр	α	ε.с	βμ	Кф	ρо	Ао
		м³	кПа	м/с	мкм/м.К	-	-	-	кг/м³	м²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
НН-1/1...4	Нефть	5314	5	0,1	8,7	7,9	0,16	0,4	1,21	295
НН-2/1	Нефть	5314	5	0,1	8,7	7,9	0,16	0,4	1,21	295

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.
1022717

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

17342-РПЗ.ТЧ

Лист

95

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
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	Дезмульгатор	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

Пожар-вспышка

В случае образования паровоздушной смеси в незагроможденном технологическим оборудованием пространстве, и его зажигании относительно слабым источником (например, искрой) сгорание этой смеси происходит, как правило, с небольшими видимыми скоростями пламени. При этом амплитуды волны сжатия малы и могут не приниматься во внимание при оценке поражающего воздействия. В этом случае реализуется так называемый пожар-вспышка, при котором зона поражения высокотемпературными продуктами сгорания паровоздушной смеси практически совпадает с максимальным размером облака продуктов сгорания (т.е. поражаются в основном объекты, попадающие в это облако).

Результаты расчета данного сценария представлены ниже (см. Таблица 29).

Таблица 29 - Результаты расчета зон высокотемпературных продуктов сгорания, образовавшихся при пожаре-вспышке

Обозначение	Вещество	S	m.заг	Rвсп
		м ²	кг	м
1	2	3	4	5
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

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

В целом по декларируемому объекту учитываются погибшие среди обслуживающего персонала и иных лиц в случае их непосредственного нахождения в зоне действия поражающих факторов при реализации рассмотренных сценариев аварий.

При обычном режиме эксплуатации не ожидается аварий с наиболее опасными для людей последствиями.

При обычном режиме эксплуатации не ожидается аварий с наиболее опасными для людей последствиями.

Численность производственного персонала, который может оказаться в зоне действия поражающих факторов в случае аварий на декларируемом объекте,

Инв. № подл. 1022717	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист 96
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-РПЗ.ТЧ			

рассчитывалась согласно сведений о территориально-временном распределении персонала по площадкам декларируемого объекта и площадкам других объектов эксплуатирующей организации.

Обслуживающий персонал декларируемого объекта основную часть времени территориально размещается в служебных и административных помещениях объекта.

Условное время пребывания и периодичность работы персонала, обслуживающего декларируемый объект, и персонала других объектов эксплуатирующей организации приведены далее в п.2.3.

Возможное число пострадавших определялось с учетом:

- зон действия поражающих факторов;
- сценариев развития аварий
- количества и состояния опасного вещества, участвующего в создании поражающих факторов;
- площади объекта;
- численности персонала на объекте (в наибольшую по численности смену);
- распределение персонала на объекте;
- размещение оборудования и сооружений на объекте;
- для персонала, размещенного в служебных и административных помещениях объекта, принят коэффициент уязвимости, равный 0,2, по рекомендациям специалистов АНО «Агентство исследований промышленных рисков».

Данные о максимально возможном числе погибших и потерпевших при наиболее опасном по последствиям сценарии аварии (наиболее опасный сценарий аварии) и наиболее вероятном сценарии аварии (наиболее вероятный сценарий аварии) на декларируемом объекте приведены ниже (см. Таблица 30).

Таблица 30 - Максимально возможное число погибших и пострадавших при наиболее опасном и наиболее вероятном сценариях аварий на декларируемом объекте

Составляющая декларируемого объекта	Аварийное оборудование, инициирующее событие	Максимально возможное число погибших и потерпевших (в т.ч. иных лиц)			
		При наиболее опасном сценарии аварии		При наиболее вероятном сценарии аварии	
		Погибшие	Потерпевшие	Погибшие	Потерпевшие
1	2	3	4	5	6
«Станция нефтенасосная дожимная с УПСВ. Туканский участок недр»	P-1,2	2	-	-	-
	PO-1,2	2	-	-	-
	УЗ ОУ	2	-	-	-
	H11	2	-	-	-
	H10	2	-	-	-
	HH-1/1..4	2	-	-	-
	HH-2/1	2	-	-	-
	HH-3/1...3	2	-	-	-
	СИКНС	2	-	-	-
	БДР-1	2	-	-	-
	БДР-2	2	-	-	-
	ХТ-1/1,2	2	-	-	-
	БУ-1/1,2	2	-	-	-

Инв. № подл. 1022717	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист 97
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-РПЗ.ТЧ			

1	2	3	4	5	6
	ХТ-2/1...3	2	-	-	-
	БУ-2/1,2,3	2	-	-	-
	ЕН-3	2	-	-	-
	Ф-11,12	2	-	-	-
	Р-1,2	2	-	-	-
	РО-1,2	2	-	-	-
	УЗ ОУ	2	-	-	-
	Н11	2	-	-	-

В реальной ситуации число потерпевших (в т.ч. погибших) может быть существенно меньше (вплоть до их полного отсутствия).

Уменьшению числа потерпевших (в т.ч. погибших) также способствуют:

– низкая температура атмосферного воздуха и подстилающей поверхности, высокая скорость ветра (ускорение рассеяния, выброшенного в атмосферу опасного вещества);

– задержка по времени между возникновением поражающего фактора и появлением его в прогнозируемой точке, позволяющая персоналу и иным лицам (при своевременном оповещении и адекватной реакции) выйти из зоны поражения.

В результате оценки возможного числа потерпевших, в том числе погибших, можно заключить следующее: максимальное количество потерпевших (в т.ч. погибших) в результате реализации аварий на декларируемом объекте составляет до 2 человек.

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

Ущерб от аварий на декларируемом объекте включает:

- прямые финансовые потери организации, эксплуатирующей опасный производственный объект (ОПО), на котором произошла авария;
- затраты на локализацию (ликвидацию) и расследование аварии;
- социально-экономические потери, связанные с травмированием и гибелью людей;
- косвенный ущерб;
- экологический ущерб (урон, нанесенный объектам окружающей природной среды);
- потери от выбытия трудовых ресурсов в результате гибели людей или потери ими трудоспособности.

Исходные данные для оценки материального ущерба при наиболее опасном и наиболее вероятном сценариях аварий представлены ниже (см. Таблица 31).

Таблица 31 - Исходные данные, принятые для оценки ущерба на декларируемом объекте

Показатель	Критерий	Значение	Примечание
1	2	3	4
Составляющая декларируемого объекта	«Станция нефтенасосная дожимная с УПСВ. Туканский участок недр»		
Транспортируемый продукт:			
ЖФ	Нефть		13,914 тыс.руб/т
ГПФ	Нефть		13,914 тыс.руб/т

Инов. № подл. 1022717	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист 98
			17342-РПЗ.ТЧ						
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

1	2	3	4
Частота разгерметизации	1/год	9,15E-03	Утв. Приказом МЧС РФ от 10.07.2009г. №404 «Методика определения расчетных величин пожарного риска на
Расчетная стоимость объекта	тыс.руб.	145091,1	-
Компенсация за гибель при аварии	тыс.руб./чел	2000	Постановление Правительства РФ №917 от 10.11.2011 г. «Об утверждении перечня видов образовательной и медицинской деятельности, осуществляемой организациями, для применения налоговой ставки 0 процентов по налогу на прибыль организаций»
Затраты на погребение	тыс.руб./чел	25	Постановление Правительства РФ от 28.05.2022 №973
Биржевая цена на нефть марки «Brent» на 07.03.2022	\$/barr	83,11	ru.investing.com
Биржевая цена на газ на 07.03.2022	\$/млн.btu	2,648	ru.investing.com
Курс доллара на 07.03.2022	Р/\$	76,02	www.cbr.ru
Коэффициент удорожания текущий	-	4,95	
Минимальный размер оплаты труда (МРОТ)	тыс.руб	16,242	Постановление Правительства РФ от 28.05.2022 №973
Плотность населения средняя	чел/км²	3,11	региональные
Доход от 1-го работника в региональный бюджет	руб/день	7007	региональные
Потеря рабочих дней в результате гибели	дней	6000	Нормативные (п.5.2.6 РД 03-496-02 «Методические рекомендации по оценке ущерба от аварий на опасных производственных объектах»)

Оценка ущерба от наиболее опасного и наиболее вероятного сценариев аварий на декларируемом объекте представлена ниже (см. Таблица 32).

Таблица 32 - Оценка ущерба от наиболее опасного и наиболее вероятного сценариев аварий на участках декларируемого объекта

Вид ущерба	Величина ущерба, тыс.руб	
	Наиболее опасные аварии	Наиболее вероятная авария
	Сценарий ПП (пожар пролива). Резервуар хранения нефти Р-1,2, Разгерметизация установки, выброс нефти в пределах каре, испарение, пожар-вспышка при наличии источника зажигания.	Сценарий ПЖ (пролив жидкости). Разгерметизация насоса перекачки нефти НН-1/1...4, выброс нефти, отсутствие воспламенения, загрязнение окружающей природной среды
Прямой ущерб	41156,62	27,908
Расходы на ликвидацию (локализацию и расследование аварии)	6173,493	4,186
Социально-экономические потери	4050	-
в том числе гибель (травмирование) иных лиц	-	-
Косвенный ущерб	80144,64	48,616
Экологический ущерб	0,002	0,002
Потери от выбытия трудовых ресурсов	84084	-
Итого	215608,76	80,712
в том числе ущерб иным лицам и окружающей среде	0,002	0,002

Ив. № подл.	1022717
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-РПЗ.ТЧ	Лист
							99

2.3 Оценка риска аварий

Определяем наиболее опасные сооружения с точки зрения безопасности. Для определения этого используем следующие критерии в соответствии с Руководством по безопасности «Методические основы анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах», утвержденным приказом Ростехнадзора №387 от 03.11.2022:

– Сценарий наиболее вероятной аварии (наиболее вероятный сценарий аварии) - сценарий аварии, вероятность реализации которого максимальна за определенный период времени. Критерием определения сценария наиболее вероятной аварии является максимальная частота реализации сценария аварии.

– Сценарий наиболее опасной по последствиям аварии (наиболее опасный по последствиям сценарий аварии) - сценарий аварии с наибольшим ущербом людским и материальным ресурсам или компонентам природной среды. Критериями определения сценария наиболее опасной по последствиям аварии являются максимальное количество потерпевших (в т.ч. погибших), а также суммарный материальный ущерб.

Интегрирование показателей рисков выполняется для всех нежелательных событий (сценариев аварий) с учетом их взаимного влияния.

Частота реализации сценариев аварий представлена ниже (см. Таблица 33).

Таблица 33 - Частота реализации сценариев аварий

Аварийное оборудование, инициирующее событие	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
НН-1/1..4	1,60E-02	1,60E-02	1,60E-04	6,64E-06	-
НН-2/1	1,38E-03	1,38E-03	1,33E-05	5,53E-07	-
НН-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

Изолинии распределения потенциального риска по территории декларируемого объекта представлены ниже (см. Таблица 34).

Инв. № подл. 1022717	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист 100
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-РПЗ.ТЧ			

Таблица 34 - Изолинии распределения потенциального риска по территории декларлируемого объекта

Аварийное оборудование, инициирующее событие	Радиусы изолиний распределения потенциального риска при частоте, год ⁻¹						
	1E-05	1E-06	1E-07	1E-08	1E-09	1E-10	1E-11
«Станция нефтенасосная дожимная с УПСВ. Туканский участок недр»							
P-1,2	-	-	-	46	-	-	-
PO-1,2	-	46	-	-	-	-	-
УЗ ОУ	-	-	6	-	-	-	-
H11	-	23	-	-	-	-	-
H10	-	39	-	-	-	-	-
НН-1/1..4	В помещ.	-	-	-	-	-	-
НН-2/1	-	В помещ.	-	-	-	-	-
НН-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	-	-	-	-	-

Обобщенные данные для оценки риска представлены ниже (Таблица 35).

Таблица 35 - 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 по декларлируемому объекту представлены ниже (см. Таблица 36).

Таблица 36 - Результаты расчетов индивидуального и коллективного рисков по декларлируемому объекту

Экспликация изолиний потенц.риска, год ⁻¹	Площади зон потенц.риска, м ²		Все категории	Персонал
	Всего	К влияния, %	Коллектив.риск	Индивидуальный риск
1E-04	201	100%	2,44E-06	2,15E-07
1E-05	1871	100%	2,28E-06	2,00E-07
1E-06	51402	100%	6,25E-06	5,50E-07
1E-07	10437	95%	1,21E-07	1,06E-08
1E-08	19600	85%	2,03E-08	1,78E-09
Итого:	83511	-	1,11E-05	5,50E-07

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-РПЗ.ТЧ	Лист		
								1022717	101

Графическое изображение распределения потенциального риска по территории декларируемого объекта приведены в разделе 5 «Ситуационные планы» настоящей Декларации промышленной безопасности.

Социальный риск, или F/N-кривая

Для характеристики социальной тяжести последствий реализации совокупности сценариев аварий на декларируемом объекте приведена зависимость вероятности аварий от общего числа погибших (Социальный риск, или F/N-кривая), которая представлена далее (см. Рисунок 5).

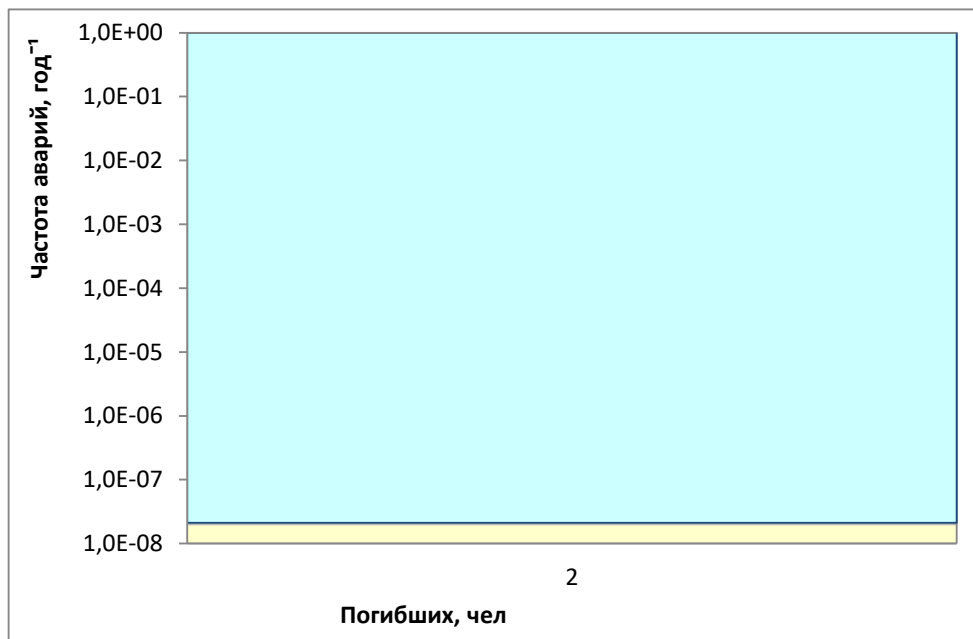


Рисунок 5 - F/N-диаграмма риска гибели людей (из числа персонала декларируемого объекта и других объектов эксплуатирующей организации)

Оценка риска причинения ущерба имуществу декларируемого объекта и риска причинения вреда окружающей природной среде

Ожидаемый риск ущерба имуществу составит 313,001 тыс.руб/год.

Ожидаемый риск экологического ущерба составит 0,001 тыс.руб/год.

На основании выше приведенных результатов расчетов возможных аварийных сценариев, для наиболее опасного по последствиям сценария аварии и наиболее вероятного сценария аварии можно заключить следующее:

Наиболее вероятный сценарий аварии

Анализ частот реализации сценариев аварий, приведенных выше (см. Таблица 33), показал, что наиболее вероятным сценарием аварии является пролив опасного вещества «нефть» в помещение станции насосной перекачки нефти (производственный корпус) при разгерметизации насосов перекачки нефти НН-1/1...4.

Частота реализации сценария аварии составляет $1,60E-02 \text{ год}^{-1}$.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-РПЗ.ТЧ	Лист 102

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
1022717		

На основании выше приведенных результатов расчетов возможных аварийных сценариев, для наиболее опасного по последствия сценария аварии и наиболее вероятного сценария аварии можно заключить следующее:

Наиболее вероятный сценарий аварии

Анализ частот реализации сценариев аварий, приведенных выше (см. Таблица 33), показал, что наиболее вероятным сценарием аварии является пролив опасного вещества «нефть» в помещение станции насосной перекачки нефти (производственный корпус) при разгерметизации насосов перекачки нефти НН-1/1...4.

Частота реализации сценария аварии составляет 1,60Е-02 год⁻¹.

Наиболее опасный по последствиям сценарий аварии

Анализ зон воздействия поражающих факторов, приведенных в п.2.2.5, показал, что наиболее опасным сценарием аварии является пожар пролива. При разгерметизации резервуара хранения нефти Р-1,2 произойдет выброс в пределах каре площадки ДНС и испарение опасного вещества «нефть» в открытом пространстве и образование облака ПВС. При наличии источника воспламенения произойдет пожар-вспышка.

Частота наступления события по трубопроводу составляет 2,11Е-08 год⁻¹. Количество пострадавших и погибших представлено выше (см. Таблица 30).

Зоны распространения поражающих факторов при наиболее опасном по последствиям и наиболее вероятном сценариях аварий приведены в разделе 5 «Ситуационные планы» Декларации промышленной безопасности.

Инв. № подл. 1022717	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист 103
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-РПЗ.ТЧ			

3 ВЫВОДЫ И ПРЕДЛОЖЕНИЯ

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

В составе декларируемого объекта при проведении анализа риска рассмотрены следующие составляющие:

- «Станция нефтенасосная дожимная с УПСВ. Туканский участок недр».

Показатели риска в случае реализации аварий на декларируемом объекте приведены далее (см. Таблица 37).

Таблица 37 - Показатели риска в случае реализации аварий на декларируемом объекте

Составляющие декларируемого объекта	Показатели риска гибели персонала, обслуживающего объект		Максимальный риск нанесения материального ущерба, тыс.руб./год	Максимальный риск нанесения экологического ущерба, тыс.руб./год
	Коллективный риск, чел/год	Индивидуальный риск, 1/год		
«Станция нефтенасосная дожимная с УПСВ. Туканский участок недр»	1,11E-05	5,50E-07	313,001	0,001
Примечание - Иные лица (население) не попадают в зону поражающих факторов. Социальный риск и гибель равны нулю				

На основании вышеприведенного анализа риска можно заключить:

Наиболее опасный по последствиям сценарий аварии

При разгерметизации резервуара хранения нефти Р-1,2, произойдет выброс опасного вещества «нефть» в открытое пространство. При наличии источника зажигания произойдет пожар пролива в пределах площадки.

Масса опасного вещества «нефть», сгораемого при аварии составит 38,96 кг.

Основной поражающий фактор - воздействие высокотемпературными продуктами сгорания.

Радиус поражения – 46,4 м.

Частота наступления события составляет 2,11E-08 год⁻¹.

В зоне поражения при этом могут оказаться до 2 человек в случае совпадения места и времени пребывания:

Максимально ожидаемое число потерпевших (в т.ч. погибших) среди персонала, обслуживающего декларируемый объект и персонала, обслуживающих другие объекты персонала эксплуатирующей организации - 2 человека.

Ожидаемое число потерпевших (в т.ч. погибших) среди иных лиц - отсутствует.

Величина возможного ущерба при реализации аварийного сценария составит 215608,755 тыс.руб (1/год).

Наиболее вероятный сценарий аварии

При разгерметизации насоса перекачки нефти НН-1/1...4 произойдет пролив опасного вещества «нефть» в помещение станции насосной перекачки нефти (производственный корпус).

Масса пролива опасного вещества «нефть» составит 1,747 т.

Площадь пролива - 309 м².

Инов. № подл. 1022717	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист 104
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-РПЗ.ТЧ			

						17342-РПЗ.ТЧ	Лист
							105
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

дополнительных мер по уменьшению риска нет необходимости, кроме обязательных, согласно действующей нормативно-технической документации.

Таким образом, риск гибели персонала декларируемого объекта и персонала других объектов эксплуатирующей организации ПАО «Сургутнефтегаз» ниже зафиксированного фоновых показателя для трубопроводного транспорта и значительно ниже фоновых показателей от внешних причин.

3.3 Предложения по внедрению мер, направленных на уменьшение риска аварий

Учитывая, что рассчитанные показатели рисков значительно ниже фоновых рисков, то разработка специальных мероприятий по снижению риска аварий на декларируемом объекте не требуется.

Реализация организационных и технических мероприятий по повышению уровня промышленной безопасности позволит обеспечить необходимые условия эксплуатации оборудования, а также поддержать уровень риска для персонала, обслуживающего декларируемый объект, персонала других объектов эксплуатирующей организации (ПАО «Сургутнефтегаз») и иных физических лиц на приемлемом уровне.

Перечень мер, направленных на поддержание риска на приемлемом уровне, представлен ниже (см. Таблица 39).

Таблица 39 - Перечень мер, направленных на поддержание риска на приемлемом уровне

Наименование мероприятия	Сроки исполнения
Проведение очередных проверок знаний и аттестаций персонала и ИТР	по графику
Проведение всех видов инструктажей	В соответствии с требованиями нормативных документов в области охраны труда и промышленной безопасности
Проведение испытаний и диагностического обследования промысловых трубопроводов	по графику
Периодическая ревизия и проверка работоспособности запорной арматуры, трубопроводов	по графику
Проверка приборов КИПиА и их аттестация (поверка)	по графику
Организация эффективного контроля за выполнением производственным персоналом установленных норм и правил промышленной безопасности и охраны труда	постоянно
Организация обучения персонала предприятия мерам пожарной безопасности	по графику
Организация и проведение учебных тревог и учебно-тренировочных занятий с персоналом предприятия по действиям при возможной аварии	Ежемесячно по графику, в ходе целевых и комплексных проверок, проводимых всеми уровнями производственного контроля
Контроль герметичности запорной арматуры, трубопроводов	ежедневно
Предотвращение проникновения на опасный производственный объект посторонних лиц	постоянно

Инв. № подл.	1022717	Взам. инв. №	Подп. и дата							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-РПЗ.ТЧ				106

4 СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

Перечень нормативно-правовых документов, регулирующих требования промышленной безопасности на декларируемом объекте:

- 1 Федеральный закон. «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.1997 №116-ФЗ;
- 2 Федеральный закон. «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» от 22.07.2008 №123-ФЗ;
- 3 Федеральный закон от 21.12.1994 № 68-ФЗ «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера»;
- 4 Федеральный закон «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения», от 30.03.1999 № 52-ФЗ;
- 5 Федеральный закон «О противодействии терроризму» от 06.03.2006 №35-ФЗ;
- 6 Федеральный закон. «О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса» от 21.07.2011 №256-ФЗ;
- 7 Постановление Правительства Российской Федерации от 21.05.2007 №304 «О классификации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера»;
- 8 Постановление от 18.12.2020 №2168 «Об организации и осуществления производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности»;
- 9 Постановление Правительства Российской Федерации от 17.08.2020 №1241 «Об утверждении Правил представления декларации промышленной безопасности опасных производственных объектов»;
- 10 Постановление Правительства Российской Федерации от 18.09.2020 №1485 «Положение о подготовке граждан Российской Федерации, иностранных граждан и лиц без гражданства в области защиты от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера»;
- 11 Постановление Правительства Российской Федерации от 02.11.2000 №841 «Положение об организации обучения населения в области гражданской обороны»;
- 12 Постановление Правительства Российской Федерации от 24.03.1997 №334 «О порядке сбора и обмена информации в Российской Федерации в области защиты населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера»;
- 13 Постановление Правительства Российской Федерации от 31.12.2020 №2451 «Об утверждении Правил организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации, за исключением внутренних морских вод Российской Федерации и территориального моря Российской Федерации, а также о признании утратившими силу некоторых актов Правительства Российской Федерации»;
- 14 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»;

Инв. № подл.	1022717	Подп. и дата	Взам. инв. №	13 Постановление Правительства Российской Федерации от 31.12.2020 №2451 «Об утверждении Правил организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации, за исключением внутренних морских вод Российской Федерации и территориального моря Российской Федерации, а также о признании утратившими силу некоторых актов Правительства Российской Федерации»;								
				14 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»;								
						17342-РПЗ.ТЧ						Лист
												107
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата							

15 Приказ Ростехнадзора от 08.12.2020 №503 «Об утверждении Порядка проведения технического расследования причин аварий, инцидентов и случаев утраты взрывчатых материалов промышленного назначения»;

16 Постановление Правительства РФ «О ставках платы за негативное воздействие на окружающую среду и дополнительных коэффициентах», утверждено 13.09.2016 №913

17 ГОСТ 12.1.004-91*. ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования;

18 ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны;

19 ГОСТ 12.1.007-76*. ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности;

20 ГОСТ Р 12.3.047-2012. ССБТ. Пожарная безопасность технологических процессов;

21 ГОСТ 12.4.011-89. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация;

22 ГОСТ 22.0.05-97 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Техногенные чрезвычайные ситуации. Термины и определения;

23 ГОСТ Р 27.310-95 Надежность в технике. Анализ вида, последствий и критичности отказов. Основные положения;

24 ГОСТ 31369-2008 (ИСО 6976:1995) Газы горючие природные. Расчетный метод определения теплоты сгорания, относительной плотности и числа Воббе;

25 ГОСТ 30319.2-2015 Газ природный. Методы расчета физических свойств;

26 ГОСТ 55598-2013 Попутный нефтяной газ. Критерии классификации

27 ГОСТ 12.0.001-2013 ССБТ. Система стандартов безопасности труда;

28 ГОСТ 12.0.004-2015 ССБТ. Организация обучения безопасности труда. Общие положения;

29 ГОСТ Р 12.1.010-76* ССБТ Взрывобезопасность;

30 ГОСТ Р 12.1.018-93 ССБТ Пожаровзрывобезопасность от статического электричества;

31 ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности;

32 ГОСТ Р 22.3.03-97 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Защита населения. Основные положения;

33 ГОСТ 9544-2015 «Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов»;

34 ГОСТ 2517-2012 Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб;

35 СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания";

36 СП 3.13130.2009 «Системы противопожарной защиты. Система оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре. Требования пожарной безопасности;

37 СП 12.13130.2009* «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности»;

38 СП 52.13330.2016 «Естественное и искусственное освещение Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*»;

39 СП 284.1325800.2016 «Трубопроводы промысловые для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ»

Инв. № подл.	1022717	Подп. и дата	Взам. инв. №	обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания";					
				36 СП 3.13130.2009 «Системы противопожарной защиты. Система оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре. Требования пожарной безопасности;					
				37 СП 12.13130.2009* «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности»;					
				38 СП 52.13330.2016 «Естественное и искусственное освещение Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*»;					
				39 СП 284.1325800.2016 «Трубопроводы промышленные для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ»					

40 «Методы расчетов рассеивания выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферном воздухе», утвержденные приказом Министерством природных ресурсов и экологии российской федерации от 06.06.2017 №273.

41 «Правила устройства электроустановок» (ПУЭ). Издания шестое и седьмое, дополненные и переработанные;

42 Методика расчета выбросов вредных веществ в атмосферу при свободном горении нефти и нефтепродуктов, Утверждена приказом Госкомэкологии РФ от 05.03.1997 №90.

43 Приказ Ростехнадзора от 16.10.2020 №414 «Об утверждении Порядка оформления декларации промышленной безопасности опасных производственных объектов и перечня включаемых в нее сведений»;

44 РД 03-357-00 Методические рекомендации по составлению декларации промышленной безопасности опасного производственного объекта;

45 РД 03-496-02 «Методические рекомендации по оценке ущерба от аварий на опасных производственных объектах»;

46 Руководство по безопасности «Методические основы анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах», утвержденное приказом Ростехнадзора №387 от 03.11.2022;

47 СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов;

48 СМ 86 – 85. Удельные показатели стоимости объектов нефтепромыслового строительства. ГИПРОТЮМЕНЬНЕФТЕГАЗ. Тюмень. 1985г.;

49 СТО 166-2007 «Безопасная эксплуатация, ревизия, ремонт, консервация и ликвидация промысловых трубопроводов»;

50 Правила безопасного ведения газоопасных, огневых и ремонтных работ, утвержденные приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 №528;

51 Утв. Приказом МЧС РФ от 10.07.2009г. №404 «Методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах»;

52 Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 №534 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

53 Руководство по безопасности «Методика анализа риска аварий на опасных производственных объектах нефтегазодобычи», утверждено приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 10.01.2023 г. №4.

54 «Методика прогнозной оценки загрязнения открытых водоисточников аварийно-химически-опасными веществами в чрезвычайных ситуациях» М.ВНИИ ГОЧС 1996г.

Перечень документации организации, используемой при разработке расчетно-пояснительной записки:

55 Проектная документация «Станция нефтенасосная дожимная с УПСВ. Туканский участок недр» (задание на проектирование №10645 от 05.09.2022г.);

56 План по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов, утвержденный генеральным директором ОАО «Сургутнефтегаз» В.Л.Богдановым от 02.07.2018г.;

57 «План действий по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций», утвержденный и ежегодно пересматриваемый начальником гражданской

Инв. № подл.	1022717	Подп. и дата	Взам. инв. №	17342-РПЗ.ТЧ						Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					109

обороны – генеральным директором ОАО «Сургутнефтегаз» В.Л. Богдановым. Указанный план согласован с начальником управления по ГО и ЧС г. Сургута, капитаном 1 ранга О. Лапиным и с председателем комиссии по ЧС – первым заместителем генерального директора ОАО «Сургутнефтегаз» А.С. Нуряевым;

58 Положение о производственном контроле за соблюдением требований промышленной безопасности на опасных производственных объектах ПАО «Сургутнефтегаз», утвержденное приказом №1010 от 23.04.2021г. генеральным директором ПАО «Сургутнефтегаз» В.Л. Богдановым;

59 СТО 21-2017 Стандарт организации. Контроль воздушной среды объектов. Утв. Генеральным директором ОАО «Сургутнефтегаз» В.Л. Богдановым;

60 Порядок информирования об угрозах совершения и о совершении актов незаконного вмешательства на объектах топливно-энергетического комплекса ОАО «Сургутнефтегаз» от 16.05.2014г.

61 Программный комплекс для расчета последствий аварий с выбросом опасных веществ и оценка риска «ТОХИ+Risk 5». ЗАО «НТЦ исследований проблем промышленной безопасности». Сертификат соответствия №РОСС RU.HB65.H00571/21.

Перечень литературных источников:

62 Монахов В.Т. «Показатели пожарной опасности веществ и материалов. Анализ и предсказание. Газы и жидкости». Москва. ФГУ ВНИИПО МЧС России, 2007г.;

63 Справочник. «Физические величины». Москва. Энергоатомиздат. 1991г.;

64 Корольченко А.Я. «Пожаровзрывоопасность веществ и материалов и средства их тушения». Справочник в 2-х частях. Москва, Ассоциация «Пожнаука» 2000г.;

65 «Краткий справочник по химии». Наукова думка. Киев, 1974г.;

66 «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.;

67 ХИМИЯ. Большой энциклопедический словарь. Москва. Научное изд. «Большая Российская энциклопедия». 2000г. гл. ред. И.Л.Кнунянц;

68 Химический энциклопедический словарь. М. «Советская энциклопедия» 1983г.;

69 Справочник «Химия нефти и газа» М. Химия 1969г.;

70 Энциклопедия по охране и безопасности труда. 4 издание под ред. Ж.М. Стеллман. Перевод с английского языка. <http://oshnet.me.tut.fi/iloenc>;

71 Елохин А. Декларирование безопасности промышленной деятельности: методы и практические рекомендации. Москва, 1999г.;

72 Маршалл В. «Основные опасности химических производств». Перевод с английского г. Б.Барсамяна, А.Б. Двойнишкова, М.И.Макстенека, М.Б.Радивилова. Под редакцией д-ра хим. наук Б.Б.Чайванова, канд.физ.-мат. наук А.Н.Черноплекова Москва «Мир» 1989г.;

73 Ройтман М.Я. Противопожарное нормирование в строительстве. М. Стройиздат, 1965г.;

74 Справочник «Вредные вещества в промышленности» т.1 «Химия». Ленинград. 1977г.;

75 Справочник «Пожаровзрывоопасность веществ, материалов и средств их тушения» М. Химия 1990г.;

Инв. № подл.	1022717	Подп. и дата	Взам. инв. №	71 Елохин А. Декларирование безопасности промышленной деятельности: методы и практические рекомендации. Москва, 1999г.;					
				72 Маршалл В. «Основные опасности химических производств». Перевод с английского г. Б.Барсамяна, А.Б Двойнишкова, М.И.Макстенека, М.Б.Радивилова. Под редакцией д-ра хим. наук Б.Б.Чайванова, канд.физ.-мат. наук А.Н.Черноплекова Москва «Мир» 1989г.;					
				73 Ройтман М.Я. Противопожарное нормирование в строительстве. М. Стройиздат, 1965г.;					
				74 Справочник «Вредные вещества в промышленности» т.1 «Химия». Ленинград. 1977г.;					
				75 Справочник «Пожаровзрывоопасность веществ, материалов и средств их тушения» М. Химия 1990г.;					

- 76 Справочник нефтепереработчика М. Химия 1989г.;
- 77 Справочник химика. Т.4. М. Наука, 1990г.;
- 78 Вредные химические вещества. Углеводороды. Галогенпроизводные углеводородов. Л. Химия, 1990г.;
- 79 Экология. Нефть и газ. Москва. «Наука». 1997г.;
- 80 Перечень и коды веществ, загрязняющих атмосферный воздух. Издание пятое, переработанное и дополненное. НИИ «Атмосфера», Фирма «Интеграл», С. Петербург, 2000 г.;
- 81 Меры безопасности при ликвидации аварийных ситуаций с опасными веществами. Нижний Новгород. 1999г. изд. «Вента-2» 1999г.;
- 82 Шебеко Ю.Н., Навценя В.Ю., Костюхин А.К. и др. Пожаровзрывобезопасность. Научно-технический журнал, №1, 2000г. Методы исследования искробезопасности материалов, п.4 (некоторые экспериментальные данные по зажиганию горючих смесей фрикционными искрами);
- 83 Проблемы безопасности при чрезвычайных ситуациях, №6 1996г. Безопасность промышленных и гражданских объектов при аварийном взрыве газопаровоздушных смесей А.В.Мишуев, В.В.Казеннов, А.А.Комаров;
- 84 Сыркин А.М., Мовсумзаде Э.М. «Основы химии нефти и газа», утв. редакционно-издательским советом УГНТУ. Уфа. Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2002г.;
- 85 Мишуев А.В., Казеннов В.В., Комаров А.А. Проблемы безопасности при чрезвычайных ситуациях, №6 1996г. Безопасность промышленных и гражданских объектов при аварийном взрыве газопаровоздушных смесей.

Инв. № подл. 1022717	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист 111
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	17342-РПЗ.ТЧ			

Таблица 40 - Индексы, сокращения и аббревиатуры

Индексы и сокращения	Расшифровка
ДР	Избыточное давление УВ
b.вд.	Ширина русла реки
Дн	Диаметр наружный трубопровода
d.пр	Эффективный диаметр пролива
Фж	Сечение потока жидкости в 2-х фазном потоке
Фотв	Площадь дефектного отверстия
Фтр	Сечение прохода трубы (внутреннее)
Н	Длина пламени
L	Длина сооружения (трубопровода)
Лпят.	Длина пятна
m.и	Масса паров
m.угф	Масса выброса ГПФ
m.ужф	Масса утечки ЖФ
Ркон	Давление в трубопроводе (конечное)
Рнач	Давление в трубопроводе (начальное)
Q (Qж)	Производительность, расход жидкости
Qг	Расход газа
Qсц	Частота реализации i-сценария
S	Толщина стенки трубопровода
Spr	Площадь пролива
t.gor	Время горения
treaг.	Время реагирования
ty	Время утечки в напорном режиме
u.вд.	Скорость течения реки
u.ж	Скорость жидкости в трубе
Vтр	Объем трубы (внутренний)
ВГ	Взрыв облака ГПВС (сценарий «ВГ»)
ВПОВ	Взрывопожароопасные вещества
ГЖ	Горючие жидкости
ГПВС	Газопаровоздушная смесь
ГПФ	Газопаровая фаза
ГФ	Газовая фаза
ЖФ	Жидкая фаза
ЗЗ	Зона загазованности (сценарий «ЗЗ»)
ЛВЖ	Легковоспламеняемые жидкости
НКПР	Нижний концентрационный предел распространения пламени
Об	Обводненность продукции
ОВ	Опасные вещества
ПВ	Пожар-вспышка (сценарий «ПВ»)
ПЖ	Пролив жидкости (сценарий «ПЖ»)
ПП	Пожар пролива (сценарий «ПП»)
ТИ	Тепловое излучение при горении
УВ	Ударная волна

						17342-РПЗ.ТЧ	Лист
							112
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		