

Заказчик - АО «Нефтесервис»

**ОБУСТРОЙСТВО КП № 11 ТАШЛИНСКОГО
ЛИЦЕНЗИОННОГО УЧАСТКА**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

**Раздел 12. Иная документация в случаях, предусмотренных федеральными
законами**

Часть 3. Анализ промышленной безопасности и оценка риска аварий

НС02/22-6/П-97-АБ

Том 12.3

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

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

Заказчик - АО «Нефтесервис»

**ОБУСТРОЙСТВО КП № 11 ТАШЛИНСКОГО
ЛИЦЕНЗИОННОГО УЧАСТКА**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

**Раздел 12. Иная документация в случаях, предусмотренных федеральными
законами**

Часть 3. Анализ промышленной безопасности и оценка риска аварий

НС02/22-6/П-97-АБ

Том 12.3

Директор

Главный инженер проекта



А. В. Бессонов

Е. Н. Пешина

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

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

Обозначение	Наименование	Примечание
НС02/22-6/П-97-АБ.С	Содержание тома 12.3	2
НС02/22-6/П-97-СП	Состав проектной документации	3
НС02/22-6/П-97-АБ.ТЧ	Текстовая часть	4
НС02/22-6/П-97-АБ.ГЧ	Графическая часть	
	Лист 1 – Ситуационный план	84
	Лист 2 - Ситуационный план с указанием зон действия поражающих факторов при наиболее опасных сценариях аварий на КП № 11	85
	Лист 3 - Ситуационный план с указанием зон действия поражающих факторов при наиболее опасных сценариях аварий на нефтегазопроводе	86

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

						НС02/22-6/П-97-АБ.С			
Изм.	Кодч.	Лист	№доку.	Подпись	Дата				
Разраб.		Мурсалимова			11.22	СОДЕРЖАНИЕ ТОМА	Стадия	Лист	Листов
							П		1
							ООО «РСК-Инжиниринг»		
Н. контр.		Кибукевич			11.22				
ГИП		Пешина			11.22				

Состав проектной документации сформирован отдельным томом НС02/22-6/П-97-СП.

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

						НС02/22-6/П-97-СП		
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата			
ГИП		Пешина			11.22	СОСТАВ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ		
						Стадия	Лист	Листов
						П		1
						ООО «РСК-Инжиниринг»		

Содержание

Данные об организации-разработчике3

Список разработчиков раздела с указанием сведений об их аттестации на выполнение работ, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства.....4

1. Общие сведения о проектируемом объекте.....5

1.1 Идентификация и классификация проектируемых объектов по признаку принадлежности к опасным производственным объектам7

1.2 Данные о топографии и месторасположении проектируемого объекта.....8

1.2.1 Данные о топографии района расположения проектируемого объекта8

1.2.2 Сведения о размерах и границах территории объекта, границах запретных, охранных и санитарно-защитных зон проектируемого объекта9

1.2.3 Сведения о природно-климатических условиях в районе строительства, результаты оценки частоты и интенсивности проявлений опасных природных процессов и явлений, которые могут привести к возникновению чрезвычайной ситуации природного характера на проектируемом объекте10

1.3 Данные о персонале и проживающем вблизи населении.....15

1.3.1 Данные о размещении персонала проектируемого объекта15

1.3.2 Данные о размещении близлежащих организаций, которые могут оказаться в зоне действия поражающих факторов аварии16

1.3.3 Данные о размещении близлежащих населенных пунктов, которые могут оказаться в зонах действия поражающих факторов максимальной гипотетической аварии16

2. Анализ безопасности.....17

2.1 Характеристика опасных веществ17

2.2 Данные о технологии и аппаратурном оформлении.....23

2.2.1 Перечень технологического оборудования, в котором обращаются опасные вещества23

2.2.2 Данные о распределении опасных веществ по оборудованию.....25

2.3 Описание технических решений по обеспечению безопасности26

2.3.1 Решения по исключению разгерметизации оборудования и предупреждению аварийных выбросов опасных веществ.....26

2.3.2 Решения, направленные на предупреждение развития аварий и локализацию выбросов опасных веществ32

2.3.3 Описание решений, направленных на обеспечение взрывопожаробезопасности.....34

2.3.4 Описание систем автоматического регулирования, блокировок, сигнализаций и других средств обеспечения безопасности.....37

3. Анализ риска.....40

3.1 Результаты анализа условий возникновения и развития аварий.....41

3.1.1 Выявление возможных причин и факторов, способствующих возникновению и развитию аварий на проектируемом объекте41

3.1.2 Определение сценариев аварий с участием опасных веществ44

3.2 Обоснование применяемых физико-математических моделей и методов расчета, с оценкой влияния исходных данных на результаты анализа риска аварии.....48

3.3 Оценка количества опасных веществ, участвующих в аварии.....52

3.4 Расчет вероятных зон действия поражающих факторов.....54

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

						НС02/22-6/П-97-АБ.ТЧ			
Изм.	Колуч.	Лист	№док.	Подпись	Дата				
Разраб.		Мурсалимова			11.22	Текстовая часть	Стадия	Лист	Листов
							П	1	80
Н. контр.		Кибукевич			11.22		ООО «РСК-Инжиниринг»		
ГИП		Пешина			11.22				

3.5 Оценка возможного числа пострадавших, с учетом смертельно пораженных среди персонала и населения в случае аварии	61
3.6 Оценка риска аварий	62
3.6.1 Определение частоты возникновения аварий	64
3.6.2 Оценка риска при различных сценариях аварии	66
4. Выводы и предложения	71
4.1 Оценка уровня безопасности опасного производственного объекта	71
4.2 Перечень основных проектных решений, направленных на уменьшение риска аварий	72
4.3 Предложения по внедрению мер, направленных на уменьшение риска аварий	73
5. Сведения об обеспечении требований промышленной безопасности по готовности к действиям по локализации и ликвидации последствий аварий	75
5.1 Сведения по созданию и содержанию запасов материальных средств, предназначенных для ликвидации чрезвычайных ситуаций и их последствий	75
5.2 Сведения о системе оповещения о чрезвычайных ситуациях	76
Ссылочные нормативные документы	79
Таблица регистрации изменений	80

Изм.	Кодуч.	Лист	№док.	Подпись	Дата	Изм. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Лист

Данные об организации-разработчике

Настоящий раздел разработан специалистами ООО «РСК-Инжиниринг».

Право на разработку специальных разделов подтверждено:

– выпиской из единого реестра сведений о членах СРО в области инженерных изысканий и в области архитектурно-строительного проектирования и их обязательства № 5906121525-20220919-0922 от 19.09.2022 г. (см. том 1);

– свидетельством о допуске к определенному виду или видам работ, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства № СРО-П-129-28012010, выданное Союз СРО «ГПП».

Почтовый адрес разработчика: Россия, г. Пермь, Пушкарская, 136а.

Телефон: (342) 299-44-04

Адрес электронной почты: rsk@rsk-ing.ru

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					НС02/22-6/П-97-АБ.ТЧ	Лист
							3	
Изм.	Кодуч.	Лист	№док.	Подпись	Дата			

Список разработчиков раздела с указанием сведений об их аттестации на выполнение работ, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства

Фамилия и инициалы	Сведения об аттестации
Мурсалимова А.И.	Удостоверение о повышении квалификации № 114160, регистрационный номер № 4.22-04-03/0117 от 24.12.2018 г. (НИУ ВШЭ ГАСИС)

Инов. № подл.	Взам. инв. №						Лист	
Инов. № подл.	Взам. инв. №						Лист	
Инов. № подл.	Взам. инв. №	Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	4
НС02/22-6/П-97-АБ.ТЧ								

1. Общие сведения о проектируемом объекте

Проектируемые объекты предназначены для сбора и транспорта продукции с 5 обустраиваемых добывающих скважин на КП-11 Ташлинского ЛУ Кошинского месторождения нефти.

Эксплуатация добывающих скважин согласно заданию на проектирование, предусматривается с приводом от электропогружного центробежного насоса (ЭЦН).

Максимальные суточные объемы добычи нефти, жидкости по кусту КП-11 Ташлинского ЛУ приняты в соответствии с заданием на проектирование за вычетом 20 %, по согласованию с заказчиком, и приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Основные показатели по КП-11

Куст скважин	Максимальный дебит по нефти, т/сут	Максимальный дебит по жидкости, м ³ /сут
КП-11	960	1320

Максимальное рабочее давление принято 4,0 МПа.

Температура транспорта рабочей среды – 5 °С.

Режим работы скважины – непрерывный, круглосуточный.

Продукция проектируемых скважин кустовой площадки № 11 под давлением, создаваемым электропогружными насосами по выкидным линиям поступает на проектируемую автоматизированную групповую замерную установку (АГЗУ) для замера дебита каждой скважины.

После АГЗУ блоком дозирования приготовления реагента (БДПР) в поток нефтяной эмульсии дозируется ингибитор коррозии, количество и марка ингибитора коррозии определяется Заказчиком АО «Нефтесервис». Сбор дренажа и сброс с СППК с АГЗУ осуществляется в проектируемую подземную дренажную емкость ЕД объемом 8 м³ без насоса. Откачка из дренажной емкости осуществляется автоцистерной.

Далее нефтяная эмульсия по проектируемому нефтегазопроводу от КП-11 до т. вр. в «Нефтегазопровод от скважины № 635 Кошинского лицензионного участка до площадки переключающих задвижек в районе КП № 17 Кошинского месторождения нефти» (далее – нефтегазопровод) и затем по существующему нефтегазопроводу поступает на КП № 17 Кошинского месторождения нефти.

Согласно ГОСТ Р 55990-2014 проектируемый нефтегазопровод относится к III классу С категории. Категория транспортируемого продукта – 6.

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

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	НС02/22-6/П-97-АБ.ТЧ	Лист
							5

В точке врезки предусмотрен узел № 1 с установкой запорной арматуры DN200 PN40. Для контроля давления в трубопроводе предусмотрены показывающие манометры коррозионноустойчивые. Узел запорной арматуры предусмотрен в ограждении высотой 2,2 м.

Сведения о проектной мощности проектируемых трубопроводов приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Проектная мощность проектируемого нефтегазосборного трубопровода

Наименование	Протяженность, м	Проектная мощность по нефти, т/год	Проектная мощность по жидкости, м ³ /год
Нефтегазопровод от КП-11 Ташлинского ЛУ до т. вр. в «Нефтегазопровод от скважины № 635 Кошинского лицензионного участка до площадки переключающих задвижек в районе КП № 17 Кошинского месторождения нефти»	539,11	350400	481800

Проектируемый нефтегазопровод пересекает обводненные участки. Условие устойчивости положения против всплытия проектируемого трубопровода не выполняется, поэтому проектной документацией предусматривается установка утяжелителей.

Принципиальная технологическая схема обустройства скважин и сбора нефти КП-11 Ташлинского ЛУ Кошинского месторождения нефти приведена в графической части тома 5.7.1 (НС02/22-6/П-97-ИОС7.1.ГЧ).

Источником электроэнергии для проектируемых электроприёмников КП-11 Ташлинского лицензионного участка является существующая ПС 110/10 кВ «Сладковская», фидер «Кузьминовская-3». На кустовой площадке проектом предусматривается установка комплектной трансформаторной подстанции 10/0,4 кВ. Подробное описание системы электроснабжения приведено в томах 5.1.1 (НС02/22-6/П-97-ИОС1.1), 5.1.2 (НС02/22-6/П-97-ИОС1.2). Электроснабжение потребителей куста Ташлинского лицензионного участка предусмотрено от ВЛ-10кВ фидер «Кузьминовская-3» (яч.№2) ПС 110/10 кВ «Сладковская».

Строительство проектируемых технологических сооружений предусматривается без остановки основного производства, за исключением времени подключения к действующим инженерным коммуникациям.

Все принятое проектом к установке оборудование размещается на открытых площадках с твердым покрытием.

Размещение проектируемых сооружений приведено в томе 2.1 (НС02/22-6/П-97-ПЗУ1).

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

НС02/22-6/П-97-АБ.ТЧ

Лист

6

1.1 Идентификация и классификация проектируемых объектов по признаку принадлежности к опасным производственным объектам

Согласно п.1в приложения 1 Федерального закона от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», проектируемые объекты являются опасными производственными объектами (ОПО), на которых обращаются горючие вещества – нефть, попутный нефтяной газ.

Сведения об использовании опасных веществ, обращающихся на проектируемом объекте, приведены ниже (таблица 3).

Таблица 3 - Сведения об использовании опасных веществ, обращающихся на проектируемом объекте

Вещество		Признаки идентификации							
Наименование	Количество, т	Воспламеняющиеся и горючие газы, т	Горючие жидкости, т		Токсичные вещества, т	Высокотоксичные вещества, т	Окисляющие вещества, т	Взрывчатые вещества, т	Вещества, опасные для ОПС, т
			на складах и базах	в технологическом процессе					
Нефть	18,41	-	-	18,41	-	-	-	-	-
Газ	-	-	-	-	-	-	-	-	-
I класс опасности		2000 и более	50000 и более	2000 и более	2000 и более	200 и более	2000 и более	500 и более	2000 и более
II класс опасности		200 и более, но менее 2000	50000 и более, но менее 500000	200 и более, но менее 2000	200 и более, но менее 2000	20 и более, но менее 200	200 и более, но менее 2000	50 и более, но менее 500	200 и более, но менее 2000
III класс опасности		20 и более, но менее 200	1000 и более, но менее 50000	20 и более, но менее 200	20 и более, но менее 200	2 и более, но менее 20	20 и более, но менее 200	менее 50	20 и более, но менее 200
IV класс опасности		1 и более, но менее 20	-	1 и более, но менее 20	1 и более, но менее 20	0,1 и более, но менее 2	1 и более, но менее 20	-	1 и более, но менее 20

Исходя из количества опасных веществ (горючие жидкости, используемые в технологическом процессе или транспортируемые по магистральному трубопроводу, воспламеняющиеся и горючие газы), которые одновременно находятся или могут находиться на опасном производственном объекте, проектируемые объекты относятся к IV классу опасности.

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

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Лист
						7

Проектируемые объекты на КП-11 Ташлинского ЛУ Кошинского месторождения нефти будут относиться к опасному производственному объекту IV класса опасности (содержание сероводорода менее 1 % (фактическое содержание 0,46 %).

Проектируемый нефтегазопровод «от КП-11 Ташлинского ЛУ до т. вр. в «Нефтегазопровод от скважины № 635 Кошинского лицензионного участка до площадки переключающих задвижек в районе КП № 17 Кошинского месторождения нефти» по количеству опасного вещества и в соответствии с приказом Ростехнадзора № 495 от 25.11.2016 относится к IV классу опасности.

1.2 Данные о топографии и месторасположении проектируемого объекта

1.2.1 Данные о топографии района расположения проектируемого объекта

В административном отношении район работ расположен в Ташлинском районе Оренбургской области. Участки работ находятся на территории Ташлинского лицензионного участка.

Ташлинский район находится в юго-западной части Оренбургской области и граничит с Первомайским, Сорочинским, Новосергиевским, Илекским и Тоцким районами, а по реке Урал с Казахстаном.

Ближайшие населенные пункты – Болдырево, Кузьминка, Бородинск, Иртек.

Гидрографическая сеть участка изысканий относится к бассейну Урал, представлена притоком первого порядка р. Иртек.

Транспортная сеть развита и представлена автомобильными дорогами «Илек–Ташла–Соболево», «Подъезд к с. Иртек», другими дорогами местного значения, а также грунтовыми дорогами. Проезд возможен в любое время года.

Растительность представлена степным разнотравьем. Объект работ расположен на пахотных землях, частично на ранее спланированных площадках.

Ситуационный план района строительства проектируемых объектов приведен на листе НС02/22-6/П-97-АБ.ГЧ-1.

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

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	НС02/22-6/П-97-АБ.ТЧ	Лист
							8

1.2.2 Сведения о размерах и границах территории объекта, границах запретных, охранных и санитарно-защитных зон проектируемого объекта

Сведения о размерах и границах территории проектируемого объекта приведены в томах 2.1 (НС02/22-6/П-97-ПЗУ1), 2.2 (НС02/22-6/П-97-ПЗУ2).

Сведения о границах запретных, охранных и санитарно-защитных зон проектируемого объекта приведены в томе 8.1.1 (НС02/22-6/П-97-ООС1.1).

В целях обеспечения безопасности населения и в соответствии с Федеральным законом № 52-ФЗ от 30.03.1999 г. «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения», вокруг объектов и производств, являющихся источниками воздействия на среду обитания и здоровье человека, устанавливаются санитарно-защитные зоны.

Размер санитарно-защитной зоны площадки КП-11 принят 300 м, согласно СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов», с изменениями на 25 апреля 2014 г., п.7.1.3 класс опасности предприятия третий, п.п.1 (промышленные объекты по добыче нефти при выбросе сероводорода до 0,5 т/сутки с малым содержанием летучих углеводородов).

По данным инженерно-экологических изысканий на проектируемой территории сибирезвенные скотомогильники и биотермические ямы отсутствуют.

Особо охраняемые природные территории местного, регионального и федерального значений на исследуемой территории под проектируемые объекты отсутствуют.

В границах проектируемого объекта и в радиусе 1 км сибирезвенных захоронений, простых скотомогильников (биотермических ям), и санитарно-защитных зон этих санитарно-технических сооружений нет.

По данным маршрутного обследования на территории работ места произрастания (обитания) объектов растительного мира и животного мира, занесенных в Красную книгу Пермского края и Красную книгу РФ, отсутствуют. В дальнейшем появление их маловероятно.

Для обеспечения нормальных условий эксплуатации и исключения возможности повреждения трубопровода установлена охранная зона вдоль трассы проектируемого трубопровода в виде участка земли, ограниченного условными линиями, проходящими в 25 м от оси трубопровода с каждой стороны.

Вдоль ВЛ-10 кВ устанавливается охранная зона шириной по 10 м в каждую сторону от крайних проводов. Ширина просеки ВЛ-10 кВ принята не менее ширины принятой охранной зоны.

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

1.2.3 Сведения о природно-климатических условиях в районе строительства, результаты оценки частоты и интенсивности проявлений опасных природных процессов и явлений, которые могут привести к возникновению чрезвычайной ситуации природного характера на проектируемом объекте

Климатическая характеристика района работ составлена по данным наблюдений на ближайших к участку строительства метеостанциям г. Сорочинск и с. Илек (метеостанции и участок работ находятся в однотипных физико-географических условиях). Метеостанция г. Сорочинск расположена в 98,5 км севернее участка работ, с. Илек – 50,9 км юго-восточнее.

Район работ согласно приложения А рисунок А.1 СП 131.13330.2020 относится к III А строительному климатическому району.

Таблица 4 – Климатические параметры холодного периода года, метеостанция Сорочинск

Температура воздуха наиболее холодных суток, °С	0,98%	-36	
	0,92%	-34	
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки, °С	0,98%	-33	
	0,92%	-29	
Температура воздуха, °С, обеспеченностью 0,94		-20	
Абсолютная минимальная температура воздуха, °С		-43	
Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее холодного месяца, °С		8,1	
Продолжительность, сут, и средняя температура воздуха, °С, периода со средней суточной температурой воздуха	≤ 0 °С	продолжительность	153
		средняя температура	-9,6
	≤ 8 °С	продолжительность	201
		средняя температура	-6,3
	≤ 10 °С	продолжительность	215
		средняя температура	-5,3
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее холодного месяца, %		81	
Средняя месячная относительная влажность воздуха в 15 ч наиболее холодного месяца, %		79	
Количество осадков за ноябрь-март, мм		116	
Преобладающее направление ветра за декабрь-февраль		ЮВ	
Максимальная из средних скоростей ветра по румбам за январь, м/с		7,6	
Средняя скорость ветра, м/с, за период со средней суточной температурой воздуха ≤ 8 °С		4,1	

Таблица 5 – Параметры теплого периода, м.с. Сорочинск

Барометрическое давление, гПа	1000
Температура воздуха, °С, обеспеченностью 0,95	27
Температура воздуха, °С, обеспеченностью 0,98	32
Средняя максимальная температура воздуха наиболее теплого месяца, °С	27,9
Абсолютная максимальная температура воздуха, °С	41
Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее теплого месяца, °С	13,3
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее теплого месяца, %	59
Средняя месячная относительная влажность воздуха в 15 ч наиболее теплого месяца, %	41
Количество осадков за апрель-октябрь, мм	250
Суточный максимум осадков, мм (м.с. Оренбург)	62
Преобладающее направление ветра за июнь-август	СЗ

Изм. № подл.	Изм. инв. №	Подпись и дата

Минимальная из средних скоростей ветра по румбам за июль, м/с	0
---	---

Средняя годовая температура воздуха составляет плюс 4,1 °С. Самым холодным месяцем в году является январь, средняя температура составляет минус 14,4 °С. Абсолютный минимум температуры составил минус 43 °С.

Самым теплым месяцем является июль, средняя месячная температура июля составляет плюс 21°С. Абсолютный максимум температуры - плюс 41 °С.

Зимой преобладают ветра южного, юго-западного, юго-восточного и западного направлений, летом – северного, западного и северо-западного направления. В переходные периоды ветры неустойчивые. В течении всего года преобладают западные и юго-западные направления ветра (таблица 6, рисунок 1).

Максимальная средняя скорость ветра наблюдается при юго-западном направлении и составляет от 3,2 до 4,5 м/с. Минимальная средняя скорость ветра наблюдается при юго-восточном направлении и составляет от 1,9 до 3,0 м/с.

Таблица 6 – Повторяемость (%) направления ветра и штилей м.с. Илек

Месяц	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
Год	11	8	21	10	13	12	15	10	10

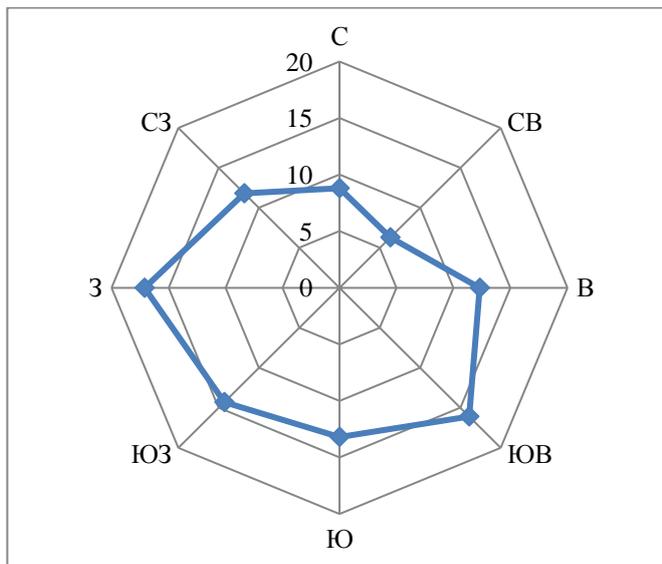


Рисунок 1 - Годовая роза ветров, м.с. Илек

За год в основном наблюдаются скорости от 0 до 3 м/с, могут достигать 18-20 м/с, в зимний период единичный случаи могут случаться ветра со скоростью до 21-24 м/с.

Средняя годовая относительная влажность составляет 70 %.

Количество осадков за ноябрь - март составляет 116 мм, за апрель-октябрь – 250 мм. Общее количество осадков за год 380 мм.

Изм. № подл.	Инвар. №
Инвар. № подл.	Инвар. №
Подпись и дата	Инвар. №
Подпись и дата	Инвар. №

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	НС02/22-6/П-97-АБ.ТЧ	Лист
							11

Среднее многолетнее число дней с установившимся снежным покровом составляет 134 дня (по м.с. Илек), согласно письму ФГБУ «Оренбургский ЦГМС».

В среднем за год отмечается 6,31 дней с гололедом, 11,51 дней с изморозью и обледенение всех видов составляет 33,69 дней. Наибольшее число дней с гололедом составляет 23 дня, с изморозью – 37 дней, с обледенениями всех видов – 63 дня.

Опасные гидрометеорологические явления в соответствии с перечнем и критериями, указанными в Приложениях Б и В СП 11-103-97, приведены в таблице 7. На участке проектирования могут наблюдаться: ветры, снежные заносы, гололёд, сильная жара и сильный мороз. Наводнение, цунами, ураганные ветры, ливень, дождь, смерчи, снежные лавины, селевые потоки, русловой процесс и переработка берегов не наблюдаются.

Таблица 7 – Опасные гидрометеорологические процессы и явления

Процессы, явления	Вид и характер воздействия процесса, явления	Область распространения	Количественные показатели процессов и явлений	Наличие процессов явлений на участке работ
Наводнение (затопление)	Затопление сооружений, располагаемых в зоне воздействия процесса	Дно речных долин, прибрежная зона водохранилищ, озер, морей	Затопление на глубину более 1,0 м при скорости течения воды более 0,7 м/с	Отсутствуют
Цунами	Затопление прибрежной зоны морей и динамическое воздействие на сооружения, расположенные в пределах распространения этого процесса	Прибрежная зона открытых морей, прилегающих к океаническому ложу с активной сейсмичностью	-	Отсутствуют
Ураганные ветры, смерчи	Динамическое воздействие на сооружения, достигающие силы в зоне действия процесса	Ограниченна по фронту простирающаяся в направлении траектория движения процесса	Любые	Отсутствуют
Ветер	-	-	Скорость более 30 м/с, для прибрежных морей более 35 м/с, при порывах более 40 м/с	Наблюдаются скорость 34 м/с, порыв – 40 м/с
Дождь	-	-	Слой осадков более 30 мм за 12 часов и менее в селевых и ливнеопасных районах. Более 20 мм за 12 часов и менее на остальной территории; 100 мм за 2 суток и менее; 150 мм за 4 суток и менее; 250 мм за 9 суток и менее; 400 мм за 14 суток и менее.	Отсутствуют
Ливень	-	-	Слой осадков более 30 мм за 1 час и менее	Отсутствуют
Снежные лавины	Движение по склону снежных масс,	Направление схода снежной лавины	Угрожающее населению и объектам	Отсутствуют

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

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	НС02/22-6/П-97-АБ.ТЧ	Лист
							12

Процессы, явления	Вид и характер воздействия процесса, явления	Область распространения	Количественные показатели процессов и явлений	Наличие процессов явлений на участке работ
	сопровожаемое динамическим давлением снега и ударной воздушной волной, действующими на все сооружения		народного хозяйства	
Снежные заносы	Большие отложения снежного покрова, затрудняющие нормальное функционирование предприятий, транспорта	Зона действия метеорологического явления	-	Наблюдается наибольшая высота снега 108 см (01.12.2016)
Гололед	Утяжеление конструкций сооружения вследствие их покрытия льдом, изморозью	Отдельные природные зоны с различными показателями процесса	Отложения льда на проводах толщиной стенки гололеда более 25 мм	Наблюдается
Селевые потоки	Динамическое воздействие селевого потока на все виды сооружений, размыв русла в зоне его транспорта и отложение материала в пределах конуса выноса	Речные долины селеносных рек и временных водотоков	Угрожающее населению и объектам народного хозяйства	Отсутствуют
Русловой процесс	Аккумулятивно-эрозионное воздействие на дно, берега русла и пойму реки, нарушающее устойчивость или нормальные условия эксплуатации размещаемых здесь сооружений	Русло, пойма реки и прилегающая к ним территория	-	Отсутствуют
Переработка берегов рек, озер, водохранилищ, абразия морских берегов	Эрозионное воздействие на берег с последующим его отступлением и разрушением размещаемых сооружений	Прибрежные зоны рек, озер, водохранилищ	-	Отсутствуют
Другие	-	-	-	Наблюдаются сильный мороз (минус 42,6°С) сильная жара (+41,9°С)

Опасные гидрометеорологические явления в соответствии с перечнем и критериями, указанными в таблицах Б.1 и Б.2 приложения Б СП 482.1325800.2020, на изыскиваемом участке могут наблюдаться: дождь, сильное гололедно-изморозевое отложение на проводах, половодье. Могут наблюдаться опасные метеорологические явления, не указанные в

Изм. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №
--------------	----------------	--------------

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	НС02/22-6/П-97-АБ.ТЧ	Лист
							13

СП 482.1325800.2020: аномально-холодная погода, аномально-жаркая погода, сильная жара (до плюс 44 °С), поздние и ранние заморозки на поверхности почвы и в воздухе, чрезвычайная пожарная опасность (5 класс), комплекс метеорологических явлений (гроза, сильный ветер 20 м/с, крупный град).

Согласно районированию территории по весу снегового покрова район работ относится к III району, нормативное значение веса снегового покрова составляет 1,5 кН/м².

Согласно районированию территории по ветровому давлению район строительства относится к III району, нормативное значение ветрового давления w_0 в зависимости от ветрового района составляет 0,38 кПа.

Согласно карте районирования территории РФ по толщине стенки гололеда регион проектирования относится ко II району. Нормативная толщина стенки гололеда в районе изысканий составляет 5 мм.

Согласно табл. В.1, СП 34.13330.2012 исследуемая территория по трассе автодороги относится к IV дорожно-климатической зоне, тип местности по характеру и степени увлажнения – 2-й.

В геоморфологическом отношении район работ относится к центральной плоскоравнинной полосе, которая занимает большую часть Ташлинского района.

Исследуемый участок расположен в Бузулукско-Присамарском ландшафтном районе Общесыртовской степной подпровинции. Тип местности: сыртово-увалистый придолинно-плакорный.

В тектоническом отношении Оренбургская область охватывает юго-восточную часть Восточно-Европейской платформы, северо-восточную часть Прикаспийской синеклизы, Предуральский краевой прогиб и все структурные элементы складчатой части Южного Урала.

По результатам визуальной оценки местности и рекогносцировочного обследования опасные инженерно-геологические процессы (оползни, карст) не выявлены.

Согласно СП 14.13330.2018 по карте А территория не сейсмична (менее 5 баллов). Согласно таблице 4.1 СП 14.13330.2018 категория грунтов по сейсмическим свойствам для: глиен тугопластичных (ИГЭ-1), суглинков тугопластичных (ИГЭ-2), песков мелких средней плотности малой степени водонасыщения (ИГЭ-3) – II; песков средней крупности средней плотности водонасыщенных (ИГЭ-4) – III.

Среди геологических процессов и явлений, негативно влияющих на инженерно-геологическую обстановку (осложняющих строительство), на территории исследуемого участка следует отметить процессы подтопления, затопления и морозного пучения грунтов.

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

								Лист
Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	НС02/22-6/П-97-АБ.ТЧ	14	

Грунты ИГЭ-1 на трассе проектируемой автодороги согласно СП 34.13330.2012, табл. В.6, В7 относятся к III группе по степени пучинистости и являются пучинистыми, грунты ИГЭ-2 относятся к IV группе по степени пучинистости и являются сильнопучинистыми, грунты ИГЭ-3 относятся к II группе по степени пучинистости и являются слабопучинистыми.

Согласно приложению И, СП 11-105-97, ч. II проектируемая площадка КП № 11 относится к постоянно подтопленной в естественных условиях (I-A-1), за исключением участков под проектируемыми сооружениями: 2 – приустьевая площадка, 3 – площадка под ремонтный агрегат, данные участки относятся к потенциально подтопляемым в результате ожидаемых техногенных воздействий (II-B1). Участки трасс нефтегазопровода, ВЛ-10 кВ и автомобильной дороги относятся к сезонно (ежегодно) подтапливаемым (I-A-2).

При проектировании следует предусмотреть организацию поверхностного стока и гидроизоляцию подземных частей сооружений.

Глубина сезонного промерзания для суглинков и глин – 1,50 м, для песков мелких – 1,82 м, для песков средней крупности – 1,95 м.

В соответствии с приложением Б, СП 11-105-97, ч. I участок относится ко II категории сложности по инженерно-геологическим условиям.

1.3 Данные о персонале и проживающем вблизи населения

1.3.1 Данные о размещении персонала проектируемого объекта

Обслуживание существующих объектов Ташлинского ЛУ осуществляется согласно утвержденному графику персоналом бригады по добыче нефти и газа, базирующейся в вахтовом жилом комплексе Сладковско-Заречного месторождения нефти.

Доставка персонала осуществляется автотранспортом ООО «Сладковско-Заречное».

Численно-квалификационный состав обслуживающего персонала приведен в таблице 8.

Таблица 8 – Численно-квалификационный состав обслуживающего персонала бригады по добыче нефти и газа

Профессия	Численность, чел.	Категория по СП 44.13330.2011
Мастер	1	2Г
Электрогазосварщик	1	2Г

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

2. Анализ безопасности

2.1 Характеристика опасных веществ

В проектируемом оборудовании обращаются пожаровзрывоопасные вещества, создающие угрозу возникновения источника техногенной чрезвычайной ситуации. Источником поступления водонефтегазовой смеси является продуктивный пласт А4 Ташлинского ЛУ.

Физико-химические свойства нефти, попутного нефтяного газа, добываемых на КП-11 Ташлинского ЛУ приняты по данным АО «Нефтесервис» приведены в таблицах 9 - 12.

Таблица 9 - Характеристика опасного вещества - нефть

Наименование параметра	Параметр	Источник информации
1 Название вещества 1.1 Химическое 1.2 Торговое	Нефть – сложная смесь органических соединений (в основном углеводородов)	Справочник химика. Т.4, М.: Наука, 1990
2 Вид	Маслянистая жидкость бурого цвета с характерным запахом	
3 Формула 3.1 Эмпирическая 3.2 Структурная	В состав нефти входят: 1) Предельные углеводороды C_nH_{2n+2} ; 2) Циклопарафины C_nH_{2n} (в основном это циклопентан, циклогексан и их гомологи); 3) Ароматические углеводороды C_nH_{2n-6} (в основном гомологи бензола); 4) Многоядерные полинафтеновые и ароматические углеводороды, содержащие различные боковые цепи	
4 Состав основного продукта	Основными элементами, входящими в состав нефти, являются углерод и водород, содержание углерода в нефти колеблется в пределах 82-87 %, водорода 11-14 %. Сера в нефти содержится частично в свободном виде (до 0,03 %), частично в виде H_2S , но главным образом в виде органических соединений - меркаптидов, сульфидов, сульфоксидов, дисульфидов, тиофенов. Азотистые соединения - пиридины, гидропиридины, хинолины и другие. Кислородные соединения - нафтеновые кислоты, смолистые вещества	Справочник химика. Т.4, М. Наука, 1990
5 Физические свойства: 5.1. Молекулярный вес 5.2 Температура кипения при давлении 101 кПа, °С	226,0 61,9	ГОСТ 31610.20-1-2020

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

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	НС02/22-6/П-97-АБ.ТЧ	Лист
							17

								21	
		Наименование параметра						Параметр	Источник информации
		6 Данные о взрывоопасности							
		6.1 Температура вспышки, °С						менее 20	
		6.2 Температура самовоспламенения, °С						от 223 до 375	
		6.3 Пределы взрываемости:							
		объемные %						от 1,26 до 6,5	
		весовые %						от 1 до 18	
		7 Данные о токсической опасности							СанПиН 1.2.3685-21
		7.1 ПДК в воздухе рабочей зоны, мг/м ³						300	Справочник «Вредные вещества в промышленности» Т.1, Химия, 1976
		7.2 Летальная токсодоза Lct50, см ³						80...100	
		7.3 пороговая токсодоза PCt50, см ³						0,3...0,494	
		8 Реакционная способность						Химические свойства нефти определяются наличием в ее составе различных групп углеводородов	Справочник «Вредные вещества в промышленности» Т.1, Химия, 1976
		9 Запах						Зависит от состава нефти (обусловлен наличием сернистых и ароматических соединений в нефти)	Справочник «Вредные вещества в промышленности» Т.1, Химия, 1976
		10 Коррозионное воздействие						Оказывают сернистые соединения, содержащиеся в нефти, эффект воздействия зависит от их концентрации	Справочник «Вредные вещества в промышленности» Т.1, Химия, 1976
		11 Меры предосторожности						Герметизация системы сбора и транспорта нефти, вентиляция производственных помещений, сигнализация превышения ПДК углеводородов и сероводорода в воздухе. В случае повышения концентрации – немедленное удаление работающих	Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 № 534
		12 Информация о воздействии на людей и окружающую среду, в том числе от поражающих факторов аварии						Углеводороды, входящие в состав нефтяных газов, могут оказывать сравнительно слабое наркотическое действие. Значительно сильнее действуют пары менее летучих (жидких) составных частей нефти. Именно они определяют характер действия сырой нефти. Нефть, содержащая мало ароматических углеводородов, действует также, как и смеси метановых и нафтеновых углеводородов - их	Справочник «Вредные вещества в промышленности» Т.1, Химия, 1976
Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	НС02/22-6/П-97-АБ.ТЧ		Лист	
								18	

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Взам. инв. №

Подпись и дата

Изм. № подл.

Наименование параметра		Параметр	Источник информации					
		<p>пары вызывают наркоз и судороги. Высокое содержание ароматических соединений может угрожать хроническими отравлениями с изменением состава крови и кроветворных органов. Сернистые соединения могут приводить к острым и хроническим отравлениям, главную роль при этом играет сероводород. Воздействие паров нефти на кожные покровы может приводить к раздражению, возникновению сухости, шелушению кожи, появлению трещин. Многие химические соединения, содержащиеся в нефти, могут оказывать канцерогенное действие.</p> <p>При возникновении поражающих факторов аварии: воздушная ударная волна, тепловое излучение горящих разливов, возможно получение людьми ожогов I, II степени, травм, вплоть до летального исхода.</p> <p>При разливе нефтепродуктов на воде литр нефти лишает кислорода 40 тысяч литров воды, тонна нефти загрязняет 12 км² водной поверхности. Нефтепродукты в почве необратимо угнетают развитие растений при концентрации свыше 2 г на 1 кг почвы (порог фитотоксичности), происходит задержка или полное выпадение фазы в развитии растений, морфологические изменения растений, на 20-30 дней задерживается начало вегетации.</p> <p>При возникновении пожара происходит загрязнение атмосферы продуктами сгорания</p>						
13 Средства защиты		<p>При работе с высокими концентрациями (зачистка цистерн, баков и т.д.) - дыхательные аппараты на сжатом воздухе, при меньших концентрациях углеводородов в нефти - противогаз с маркой фильтрующего элемента А2В2Е2К2Р3. Для смывания нефти с кожных покровов использовать очищающие кремы, гели и пасты. Для защиты кожных покровов использовать средства гидрофильного действия (впитывающие влагу, увлажняющие кожу), а так же регенерирующие, восстанавливающие кремы, эмульсии</p>	<p>ГОСТ 12.4.235-2012</p> <p>Приказ Минздравсоцразвития России от 17.12.2010 № 1122н</p>					
14 Методы перевода вещества в безвредное состояние		<p>Вентиляция помещения, с целью уменьшения концентрации паров сернистых и ароматических соединений в воздухе. Методы сбора нефти: ручной и</p>	<p>Справочник «Вредные вещества в промышленности»</p>					
Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	НС02/22-6/П-97-АБ.ТЧ		Лист
								19

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Наименование параметра	Параметр	Источник информации
	механический. При сборе нефти применяется сорбционный материал. Собранная нефть отдается на комплекс по переработке твердых и жидких нефтепродуктов	Т.1, Химия, 1976
15 Меры первой помощи пострадавшим от воздействия вещества	При поступлении токсического вещества через дыхательные пути необходимо пострадавшего вынести в безопасное место или проветрить помещение. При остановке дыхания немедленно начать искусственное дыхание и продолжать непрерывно до восстановления самостоятельного дыхания или прибытия скорой медицинской помощи. После восстановления дыхания придать пострадавшему устойчивое боковое положение	МЧС России «Памятка по оказанию первой помощи пострадавшим», Москва, 2015

Таблица 10 - Физико-химические свойства и состав нефти

Показатель, размерность	Значение
Содержание воды, масс. %	15
Плотность нефти при 20 °С, кг/м ³	833,0
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³	
Массовая доля механических примесей, %	0,01
Массовая доля серы, %	0,693
Массовая доля асфальтенов, %	1,81
Массовая доля смол силикагелевых, %	3,56
Выход фракций	
- до 200 °С	24,0
- до 300 °С	46,0
Вязкость разгазированной нефти, мм ² /с при 20 °С	5,8
Газовый фактор, м ³ /т	100
Температура застывания, °С	минус 28

Таблица 11 - Характеристика опасного вещества – попутного нефтяного газа

Наименование параметра	Параметр	Источник информации
Попутный нефтяной газ		
1 Название вещества	Попутный нефтяной газ	Справочник химика. Т. 4, М.: Наука, 1990
2 Формула	Сложная смесь углеводородов и	

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

											НС02/22-6/П-97-АБ.ТЧ	Лист
Изм.	Кодуч.	Лист	№док.	Подпись	Дата							20

Наименование параметра	Параметр	Источник информации				
	неорганических соединений					
3 Параметры газа		Данные лабораторных исследований				
3.1 Состав, объемный %	Характеристика приведена ниже (таблица 6)					
3.2 Плотность газа, кг/м ³						
3.3 Температура кипения, °С	Основные компоненты – С ₁ – С ₃ Метан / этан / пропан -161,6 / -88,6 / -42,06	Пожарная опасность веществ и материалов, применяемых в химической промышленности: справочник / под общ. ред. К.т.н. И.В.Рябова, М.: Химия, 1970				
4 Данные о взрывопожароопасности		ГОСТ 31610.20-1-2020				
4.1 Пределы взрываемости, объемная доля, %	4,4 – 17					
4.2 Температура самовоспламенения, °С	537					
5 Категория и группа взрывоопасной смеси	ПА – Т1 (по метану)					
6 Данные о токсической опасности	4 класс токсической опасности (для этана, пропана, бутана); 2 класс (по сероводороду)	СанПиН 1.2.3685-21				
6.1 ПДК в рабочей зоне максимальная разовая / среднесменная, мг/м ³	900/300 (углеводороды алифатические предельные С1-10 (в пересчете на С)) 3 (H ₂ S в смеси с углеводородами С1-С5)					
6.2 LCt ₅₀	960 (по этану)	Вредные вещества в промышленности. Т.1. Органические вещества: справочник для химиков, инженеров, врачей/ под ред. Н.В. Лазарева и Э.Н. Левиной. – Л.: Химия, 1976				
6.3 PCt ₅₀	720 (по этану)					
7 Реакционная способность	При обычных температурах – инертный					
8 Меры предосторожности	Герметизация системы сбора и транспорта газа, сигнализация превышения ПДК углеводородов и сероводорода в воздухе. В случае повышения концентрации – немедленное удаление работающих.					
9 Информация о воздействии на людей	Углеводороды, входящие в состав нефтяных газов (метан и его ближайшие гомологи), могут оказывать сравнительно слабое наркотическое действие.					
Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Лист
						21

Наименование параметра	Параметр	Источник информации
	Сероводород оказывает раздражающее действие на дыхательный аппарат. За считанные минуты наступает удушье, блокируются обонятельные рецепторы. При повышенной концентрации наступает смерть.	
10 Средства защиты	Применение средств индивидуальной защиты в случае высоких концентраций	
11 Меры первой помощи пострадавшим от воздействия вещества	Гибель от асфиксии можно предотвратить, если немедленно начать искусственное дыхание и проводить его в течение длительного времени. Срочная госпитализация.	

Физико-химические свойства и состав, попутного нефтяного газа приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Физико-химические свойства и состав попутного нефтяного газа

Показатель, размерность	Количество
Компонентный состав, % мол.	
- метан	78,04
- этан	10,51
- пропан	5,06
- изо-бутан	0,71
- нормальный бутан	1,35
- изо-пентан	0,29
- нормальный пентан	0,26
- гексаны	0,17
- н-гептан	0,05
- октан	0,014
- нонан+	0,009
- азот	2,08
- диоксид углерода	1,01
- сероводород	0,46
Плотность газа, г/см ³	0,870

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

2.2 Данные о технологии и аппаратурном оформлении

2.2.1 Перечень технологического оборудования, в котором обращаются опасные вещества

Согласно заданию на проектирование и принятой технологической схемы проектной документацией предусматривается строительство следующих технологических сооружений, приведенных в таблице 13.

Таблица 13 – Перечень основного проектируемого оборудования и сооружений

Наименование	Ед. измерения	Кол.	Характеристика
Этап строительства			
Блок дозирования приготовления реагента (БДПР)	блок-бокс	1	УБПР/05.00-0,4-2-УХЛ1 по ТУ 3667-005-50265270-03
Этап строительства			
Автоматизированная групповая измерительная установка (АГЗУ)	блок-бокс	1	АГЗУ-40-10-1500
Дренажная емкость	шт.	1	ЕП 8-2000-1300-3, V=8 м ³ ТУ 3615-145-00217298-2001
Этап строительства			
Площадка узла запорной арматуры	шт.	1	Бетонная площадка 6,0х10,0 м
Этап строительства			
Выкидные трубопровод от первой скважины (без учета узла запорной арматуры)	м	22,0	Труба стальная бесшовная горячедеформированная повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости диаметром 114х6,0, сталь 13ХФА (или аналог) класс прочности К52 по ТУ 1317-006.1-593377520-2003 Подземные участки с заводским наружным трехслойным полиэтиленовым покрытием на основе экструдированного полиэтилена в соответствии с ГОСТ Р 51164-98, толщиной не менее 2,0 мм
Этап строительства			
Выкидные трубопровод от второй скважины (без учета узла запорной арматуры)	м	37,45	Труба стальная бесшовная горячедеформированная повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости

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

							27
Наименование		Ед. измерения	Кол.	Характеристика			
				диаметром 114х6,0, сталь 13ХФА (или аналог) класс прочности К52 по ТУ 1317-006.1-593377520-2003 Подземные участки с заводским наружным трехслойным полиэтиленовым покрытием на основе экструдированного полиэтилена в соответствии с ГОСТ Р 51164-98, толщиной не менее 2,0 мм			
Этап строительства							
Выкидные трубопровод от третьей скважины (без учета узла запорной арматуры)		м	52,9	Труба стальная бесшовная горячедеформированная повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости диаметром 114х6,0, сталь 13ХФА (или аналог) класс прочности К52 по ТУ 1317-006.1-593377520-2003 Подземные участки с заводским наружным трехслойным полиэтиленовым покрытием на основе экструдированного полиэтилена в соответствии с ГОСТ Р 51164-98, толщиной не менее 2,0 мм			
Этап строительства							
Выкидные трубопровод от четвертой скважины (без учета узла запорной арматуры)		м	68,35	Труба стальная бесшовная горячедеформированная повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости диаметром 114х6,0, сталь 13ХФА (или аналог) класс прочности К52 по ТУ 1317-006.1-593377520-2003 Подземные участки с заводским наружным трехслойным полиэтиленовым покрытием на основе экструдированного полиэтилена в соответствии с ГОСТ Р 51164-98, толщиной не менее 2,0 мм			
Этап строительства							
Выкидные трубопровод от пятой скважины (без учета узла запорной арматуры)		м	83,8	Труба стальная бесшовная горячедеформированная повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости диаметром 114х6,0, сталь 13ХФА (или аналог) класс прочности К52			
Этап строительства							
Взам. инв. №							
Подпись и дата							
Инв. № подл.							
Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	НС02/22-6/П-97-АБ.ТЧ	
						Лист	24

Наименование	Ед. измерения	Кол.	Характеристика
			по ТУ 1317-006.1-593377520-2003 Подземные участки с заводским наружным трехслойным полиэтиленовым покрытием на основе экструдированного полиэтилена в соответствии с ГОСТ Р 51164-98, толщиной не менее 2,0 мм
Нефтегазопровод от КП-11 Ташлинского ЛУ до т. вр. в «Нефтегазопровод от скважины № 635 Кошинского лицензионного участка до площадки переключающих задвижек в районе КП № 17 Кошинского месторождения нефти»	м	539,11	Труба стальная бесшовная горячедеформированная повышенной коррозионной стойкости, диаметром 219x8 мм, сталь 13ХФА, класс прочности К52 по ТУ 1317-006.1-593377520-2003

2.2.2 Данные о распределении опасных веществ по оборудованию

Данные о распределении опасных веществ по проектируемому оборудованию приведены в таблице 14.

Таблица 14 – Распределение опасного вещества по оборудованию

Технологический блок, оборудование		Количество опасного вещества, т		Физические условия содержания опасного вещества		
наименование оборудования, № по схеме	количество единиц оборудования	в ед. оборудовании	в блоке	агрегатное состояние	давление, МПа	температура, °С
Выкидной трубопровод от скважины (поз. 1.1)	22,00	0,127	0,127	жидкость	4,00	+5
Выкидной трубопровод от скважины (поз. 1.2)	37,45	0,217	0,217	жидкость	4,00	+5
Выкидной трубопровод от скважины (поз. 1.3)	52,90	0,306	0,306	жидкость	4,00	+5
Выкидной трубопровод от скважины (поз. 1.4)	68,35	0,395	0,395	жидкость	4,00	+5
Выкидной трубопровод от скважины (поз. 1.5)	83,80	0,485	0,485	жидкость	4,00	+5
Дренажная емкость	1	4,53	4,53	жидкость	атм.	+5
Нефтегазопровод	539,11	12,35	12,35	жидкость	4,00	+5
Всего опасного вещества – нефть, т			18,41			

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

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	НС02/22-6/П-97-АБ.ТЧ	Лист
							25

2.3 Описание технических решений по обеспечению безопасности

2.3.1 Решения по исключению разгерметизации оборудования и предупреждению аварийных выбросов опасных веществ

Для обеспечения необходимой прочности, устойчивости, пространственной неизменяемости сооружений проектной документацией предусмотрены следующие технические мероприятия:

- герметизированная схема технологического процесса;
- нефтепроводы приняты стальные на давление, превышающее технологическое;
- повышенная толщина стенки трубопроводов относительно расчетной;
- наличие наружного противокоррозионного покрытия трубопроводов;
- соединение труб между собой на сварке, трубопровод не имеет фланцевых или других разъемных соединений, кроме мест присоединения к оборудованию;
- система неразрушающего контроля сварных соединений трубопроводов;
- повышенное давление испытания трубопровода;
- расположение проектируемых трубопроводов с учетом требований действующих норм и правил;
- обязательный контроль за качеством выполнения строительно-монтажных работ.

Обустройство скважин

Эксплуатация добывающих скважин согласно заданию на проектирование предусматривается с приводом от электропогружного центробежного насоса (ЭЦН).

Режим работы скважин – непрерывный, круглосуточный.

Проектной документацией предусматривается установка электроконтактных манометров на выкидных трубопроводах после устьевой арматуры для автоматического отключения электроцентробежного насоса при понижении или повышении давления в трубопроводе. Так же предусмотрена установка электроконтактных манометров на устьевой арматуре для замера затрубного и буферного давления.

Замер дебита добывающих скважин предусматривается автоматизированной групповой замерной установкой.

Обвязка скважин принята стальными бесшовными горячедеформированными трубами повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости диаметром 114х6,0, сталь 13ХФА класс прочности К52.

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Изм. инв. №	Подпись и дата	Изм. № подл.	Лист

Применяемые трубы должны соответствовать дополнительному требованию по ударной вязкости не ниже $KCU=39,2 \text{ Дж/см}^2$ ($4,0 \text{ кгс}\cdot\text{м/см}^2$) при температуре минус 40 °С.

Трубы должны быть испытаны на заводе-изготовителе пробным гидравлическим давлением и иметь указание в сертификате о величине пробного давления. Так же трубы на заводе-изготовителе должны быть подвергнуты 100 % контролю неразрушающим способом.

Срок службы трубопроводов составляет 20 лет.

Для арматуры и надземных участков трубопровода предусматривается защита от атмосферной коррозии лакокрасочными материалами.

В обвязке скважин, в связи с малой протяженностью выкидного трубопровода, предусматривается запорный клапан для пропарки трубопровода от передвижной пропарочной установки.

Устьевая арматура размещается на приустьевой площадке с бордюром по периметру.

Сбор производственно-дождевых стоков с приустьевых площадок предусматривается в подземную канализационную ёмкость.

Для сбора дренажа и сброс с СППК от АГЗУ на кустовой площадке проектной документацией предусмотрена подземная дренажная емкость типа ЕП-8-2000-1300-3.

Для дыхания дренажной емкости предусматривается дыхательный стояк DN 50, высотой 5 м с совмещенным дыхательным клапаном СМДК-50-УХЛ.

Дренажная емкость оснащается уровнемером и сигнализатором верхнего уровня.

Для защиты дренажной емкости от внутренней коррозии предусмотрено заводское внутреннее антикоррозионное покрытие двухкомпонентной эпоксидной краской «Masscotank 11» в один слой 350 мкм.

Для защиты наружной поверхности дренажной емкости от почвенной коррозии предусматривается покрытие усиленного типа согласно ГОСТ Р 51164-98.

У дренажной емкости устанавливается совмещенный знак безопасности, на котором выполняются соответствующие предупредительные знаки и надписи согласно ГОСТ Р 12.4.026-2001.

Для дозированной подачи ингибитора коррозии в начало трубопровода транспорта нефти проектной документацией предусмотрено строительство блока дозирования ингибитора коррозии БДР-1.

Для строительства принят автоматизированный блок подачи реагента УБПР/05.00-0,4-2-УХЛ1 по ТУ 3667-005-50265270-03 полной заводской готовности во взрывозащищенном исполнении, состоящий из технологического и аппаратурного отсеков.

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Управление электрооборудованием, установленным в технологическом отсеке, производится от шкафа управления, который находится в аппаратном отсеке.

На приустьевых площадках устанавливаются знаки безопасности и делаются соответствующие надписи в соответствии с требованиями ГОСТ 12.4.026-2015.

Технологические трубопроводы

К строительству технологических трубопроводов DN 50 и более приняты трубы стальные бесшовные горячедеформированные повышенной коррозионной стойкости из стали 13ХФА, класс прочности K52.

К строительству технологических трубопроводов менее DN 50 приняты трубы стальные бесшовные горячедеформированные из стали 20 группы В.

Подземные участки трубопроводов приняты с заводским наружным трехслойным полиэтиленовым покрытием на основе экструдированного полиэтилена, толщиной не менее 2,0 мм.

Применяемые трубы должны соответствовать дополнительному требованию по ударной вязкости не ниже $KCU = 39,2 \text{ Дж/см}^2$ ($4,0 \text{ кгс}\cdot\text{м/см}^2$) при температуре минус 40 °С.

Трубы должны быть испытаны на заводе-изготовителе пробным гидравлическим давлением и иметь указание в сертификате о величине пробного давления. Так же трубы на заводе-изготовителе должны быть подвергнуты 100 % контролю неразрушающим способом.

Срок службы трубопроводов составляет 20 лет.

Прокладка технологических трубопроводов принята надземная на несгораемых опорах с уклоном не менее 0,002, обеспечивающим возможность их опорожнения при остановке, высота от нижней образующей трубопровода с учетом изоляции не менее 0,35 м от поверхности земли и не менее 0,1 м от поверхности бетонной площадки.

Для дренажа трубопроводов, выпуска воздуха, пропарки (промывки) предусмотрены спускные устройства и воздушники. На дренажные устройства, воздушники и арматуру для пропарки устанавливаются съемные межфланцевые заглушки.

Для дренажных трубопроводов, прокладываемых надземно, предусматривается тепловая изоляция с электрообогревом греющим кабелем.

Для трубопроводов, прокладываемых надземно, предусматривается теплоизоляция из негорючих материалов.

Дренажные трубопроводы прокладываются с уклоном не менее 0,002, в сторону подземной дренажной емкости, обеспечивающим исключение образования застойных зон. Глубина заложения подземных участков трубопроводов не менее 0,6 м от поверхности земли до верхней образующей трубопровода.

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

При подземных переходах через автопроезды прокладка трубопроводов предусматриваются в металлических кожухах из труб сталь 20 группы В. Концы кожухов отстоят от обочины дороги не менее чем на 2 м, глубина заложения от верхней образующей защитного кожуха до полотна автодороги – не менее 0,5 м.

Для переключения потоков, отключения участков трубопроводов и оборудования предусматривается запорная арматура. Запорная арматура предусмотрена в климатическом исполнении УХЛ1 и оснащается указателями положений «Открыто», «Закрыто». Класс герметичности затвора арматуры – «А» согласно ГОСТ 9544-2015. Срок службы арматуры составляет 20 лет.

На выходе нефтегазопровода из АГЗУ предусмотрена задвижка с электроприводом. Задвижка срабатывает при повышении или понижении давления в нефтегазопроводе и отключает куст скважин от общей нефтегазосборной сети месторождения.

Нефтегазопровод от КП-11 Ташлинского ЛУ до т. вр. в «Нефтегазопровод от скважины № 635 Кошинского лицензионного участка до площадки переключающих задвижек в районе КП № 17 Кошинского месторождения нефти»

К строительству нефтегазопровода приняты трубы стальные бесшовные горячедеформированные повышенной коррозионной стойкости из стали 13ХФА, класс прочности К52.

Подземные участки трубопровода приняты с заводским наружным трехслойным полиэтиленовым покрытием на основе экструдированного полиэтилена в соответствии с ГОСТ Р 51164-98, толщиной не менее 2,0 мм.

Применяемые трубы должны соответствовать дополнительному требованию по ударной вязкости не ниже KCU = 39,2 Дж/см² (4,0 кгс·м/см²) при температуре минус 40 °С.

Трубы должны быть испытаны на заводе-изготовителе пробным гидравлическим давлением и иметь указание в сертификате о величине пробного давления. Так же трубы на заводе-изготовителе должны быть подвергнуты 100 % контролю неразрушающим способом.

Изоляция наружной поверхности деталей подземного трубопровода предусмотрена термоусаживающейся лентой «ТИАЛ-Л» по ТУ 2293-004-58210788-2005.

Изоляция сварных соединений на подземных участках трубопровода предусмотрена термоусаживающимися манжетами «ТИАЛ-М» в комплекте с замковой пластиной «ТИАЛ-ЗП» по ТУ 2293-002-58210788-2004.

Срок службы трубопровода составляет 20 лет.

Рабочее давление нефтегазопровода принято 4,0 МПа.

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

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	НС02/22-6/П-97-АБ.ТЧ	Лист 29
------	--------	------	--------	---------	------	----------------------	------------

После окончания строительства трубопроводов выполняется промывка водой или продувка инертным газом. Технологию и средства очистки и испытания предусматривают в специальной рабочей инструкции, разрабатываемой генеральной строительно-монтажной организацией. Инструкция должна быть согласована с заказчиком и проектной организацией.

Все сварные соединения подвергаются контролю неразрушающими методами в объеме 100 % радиографическим методом.

Согласно ВСН 012-88 дополнительно подвергаются дублирующему контролю ультразвуковым или магнитографическим методами в объеме 100 % сварные соединения захлестов, ввариваемых вставок и швы приварки арматуры.

Для особо опасных участков трубопровода (пересечение с водными преградами, автомобильными дорогами, технологическими коммуникациями) выполнить предпусковую внутритрубную приборную диагностику, согласно требований п. 890 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» утвержденных приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 г. № 534.

Трасса трубопровода принята по оптимальному пути от кустовой площадки до подключения к существующему нефтегазопроводу. Прохождение трассы трубопровода предусматривается согласно акту выбора земельных участков.

Для обеспечения нормальных условий эксплуатации и исключения возможности повреждения трубопровода установлена охранный зона вдоль трассы выкидных трубопроводов в виде участка земли, ограниченного условными линиями, проходящими в 25 м от оси трубопровода с каждой стороны.

Проектной документацией предусматривается подземный способ укладки трубопроводов.

Глубина заложения трубопроводов принята на глубину не менее 0,8 м от уровня земли до верха трубы.

Проектируемый нефтегазопровод расположен в пойме р. Иртек. Для предотвращения всплывания нефтегазопровода на обводненных и заливаемых участках в пределах ГВВ 1% обеспеченности предусмотрена балластировка.

Прокладка участков трубопроводов параллельно проектируемым автодорогам предусмотрена на расстоянии не менее 10 м от подошвы насыпи автодороги до оси проектируемого трубопровода.

При пересечении с проектируемым проездом глубина заложения проектируемого нефтепровода принята не менее 1,4 м от верха полотна дороги до верхней образующей

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

Изм.	Кодуч.	Лист	№док.	Подпись	Дата	НС02/22-6/П-97-АБ.ТЧ	Лист
							30

защитного кожуха, а в выемках и на нулевых отметках, кроме того, не менее 0,5 м от дна кювета, водоотводной канавы или дренажа.

Переход нефтепровода через проектируемый проезд предусмотрен под углом близким к 90°, но не менее 60° в защитном кожухе из стальной трубы 530x10 сталь 20 группы В по ГОСТ 10704-91/ГОСТ 10705-80.

Концы защитного кожуха на переходах через проезд выводятся на расстояние 5 м от бровки земляного полотна, но не менее 2 м от подошвы насыпи.

Для защиты наружного покрытия нефтепровода от механических повреждений при протаскивании в кожухе применяются опорно-направляющие кольца из диэлектрического материала по ТУ 1469-001-53597015-01. На концах кожуха устанавливаются герметизирующие манжеты по ТУ 2531-007-01297858-2002. Для защиты манжет устанавливается укрытие защитное типа УЗМГ по ТУ 2296-009-01297858-2005.

Переход через полевою (грунтовую) дорогу предусмотрен без устройства защитного кожуха.

Для обеспечения надежности и безопасности в месте пересечения с полевою дорогой глубина заложения трубопровода, на расстоянии не менее 15 м в обе стороны от подошвы насыпи, предусмотрена не менее 1,7 м до верхней образующей трубопровода.

Ширина траншеи принята, исходя из диаметра проектируемого трубопровода, в соответствии с требованиями НТД.

Переходы трубопроводов через автодороги осуществляются открытым способом.

При пересечении ВЛ-10 кВ трубопроводом расстояние от ВЛ-10 кВ должно быть:

- при горизонтали при сближении и параллельном следовании от крайнего неотклоненного провода и основания ВЛ-10 кВ до любой части трубопровода – не менее 10 м;
- при пересечении, сближении и параллельном следовании от основания или любой подземной части (фундаментов) опоры ВЛ-10 кВ до любой части трубопровода – не менее 5 м.

В точке врезки в существующий нефтегазопровод установлен узел запорной арматуры выше отметки ГВВ 10 % обеспеченности.

В качестве запорной арматуры принята задвижка клиновья с выдвижным шпинделем фланцевая (климатическое исполнение УХЛ1) на давление 4,0 МПа с ручным приводом.

Для контроля давления в трубопроводе предусмотрены манометры с обеих сторон от запорной арматуры.

Узел запорной арматуры предусмотрен в ограждении высотой 2,2 м.

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Взам. инв. №

Подпись и дата

Изм. № подл.

НС02/22-6/П-97-АБ.ТЧ

Лист

31

Класс герметичности затвора применяемой запорной арматуры – «А» согласно ГОСТ 9544-2015. Запорная арматура оснащается указателями положений «Открыто», «Закрыто». Срок службы запорной арматуры составляет 20 лет.

Для арматуры и надземных участков трубопровода предусматривается защита от атмосферной коррозии лакокрасочными материалами.

Обозначение нефтегазопровода на местности в соответствии с п. 9.3.13 ГОСТ Р 55990-2014 предусмотрено путем установки указательных знаков высотой 2 м с указанием всех параметров трубопровода (наименование, пикетаж трассы, угол поворота, диаметр и толщина стенки, номер телефона эксплуатирующей организации, размер охранной зоны (расстояние от оси в обе стороны), глубина залегания трубопровода до верхней образующей) на всех углах поворотов, на переходах через естественные и искусственные препятствия, на пересечении с ВЛ.

Проектной документацией определены опасные участки прохождения трассы промышленного трубопровода, к которым относятся пересечения с автодорогами.

2.3.2 Решения, направленные на предупреждение развития аварий и локализацию выбросов опасных веществ

Выбор материалов и конструкций произведён в соответствии с требованиями экологических, санитарно-гигиенических, противопожарных и других нормативных документов по проектированию, строительству и эксплуатации зданий и сооружений: из технико-экономической целесообразности применения проектных решений в конкретных условиях строительства.

Для опасных участков промышленного трубопровода проектной документацией предусмотрены меры безопасности, снижающие риск аварии:

- прокладка трубопровода на переходе через автодорогу в защитном кожухе;
- 100 % контроль сварных соединений радиографическим способом в составе всего трубопровода;
- увеличенная относительно расчетной толщина стенки труб в составе всего трубопровода;
- проведение предпусковой внутритрубной приборной диагностики участков перехода через автодороги.

Надежность и устойчивость проектируемого трубопровода обеспечивается следующими проектными решениями:

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

							НС02/22-6/П-97-АБ.ТЧ	Лист
Изм.	Кодуч.	Лист	№док.	Подпись	Дата			32

– свойства исходных материалов для сооружения трубопровода (труб, соединительных деталей, арматуры, изоляционных покрытий) приняты в соответствии с требованиями нормативных документов (ГОСТ, ТУ на эти изделия).

– конструктивные характеристики трубопровода (толщина стенки трубы и соединительных деталей, глубина заложения, радиус упругого изгиба, тип изоляционных покрытий) приняты в соответствии с условиями эксплуатации по давлению и температуре и требованиями нормативных документов (ГОСТ Р 55990-2014);

– устанавливаются требования к качеству строительства, которые определяются соответствием результатов контроля качества при сооружении трубопровода требованиям нормативных документов;

– обеспечивается необходимый уровень коррозионной защиты трубопровода в течение всего срока его эксплуатации путем повышения толщины стенки труб и соединительных деталей, применения наружного антикоррозионного покрытия.

Действие и распределение обязанностей среди обслуживающего персонала при ликвидации конкретных аварийных ситуаций предусмотрены «Планом мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварии на опасном производственном объекте» (далее – ПЛА), утвержденным руководителем предприятия.

В планах указывается порядок оповещения и сбора должностных лиц, организации и производства аварийных работ.

При возникновении аварии оператор сообщает мастеру и диспетчеру предприятия и принимает меры по ликвидации возникшей аварии в соответствии с ПЛА.

Все работники подразделений на своих рабочих местах знакомятся с планами ликвидации возможных аварий.

В соответствии с требованиями статьи 21 Федерального закона № 69-ФЗ для всех производств в обязательном порядке разрабатываются планы тушения пожаров. Планы должны содержать расчеты сил и средств, необходимых для тушения вероятных пожаров на объекте, данные о пожарно-технических характеристиках технологических процессов и обрабатываемых веществах и материалах, о лицах, назначенных для работы в штаб пожаротушения, об объемно-планировочных и конструктивных решениях защищаемого объекта, о маршруте следования и организации проездов и подъездов пожарной техники, данные о противопожарной защите объекта.

План тушения пожара производственного объекта согласовывается в установленном законом порядке, копия плана передается в подразделение пожарной охраны, непосредственно осуществляющее защиту объекта.

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

На основании статьи 36 Федерального закона № 384-ФЗ безопасность проектируемых сооружений в процессе эксплуатации должна обеспечиваться посредством технического обслуживания, периодических осмотров и контрольных проверок и (или) мониторинга состояния средств противоаварийной защиты.

Периодичность проверок и технического обслуживания средств контроля и управления технологическим процессом, электрооборудования устанавливается соответствующими инструкциями, техническими регламентами, разрабатываемыми эксплуатирующей организацией. Сроки проверок и технического обслуживания в вышеозначенных регламентирующих документах не должны противоречить требованиям технической документации заводов-изготовителей.

2.3.3 Описание решений, направленных на обеспечение взрывопожаробезопасности

Принятые проектом технические решения по противопожарной защите технологических узлов и систем направлены на исключение образования горючей среды и источников зажигания, предотвращение распространения вероятных пожаров, обеспечение безопасности людей и безопасной эксплуатации технологических установок.

Формирование паровоздушных смесей, способных гореть и взрываться при внесении в горючую среду источника зажигания, возможно в случае разгерметизации технологических аппаратов и трубопроводов.

В соответствии с требованиями Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» проектом принята герметичная схема технологического процесса.

Надежность и устойчивость проектируемых емкостных аппаратов гарантируется заводами-изготовителями соответствующими сертификатами (декларациями Таможенного союза).

Сосуды, работающие под давлением согласно п.6.3.3 СП 231.1311500.2015 и п.п.46, 47 ТР ТС 032/2013 оснащаются предохранительными клапанами.

Регулировка давления в газовом пространстве дренажной и канализационной емкостей осуществляется посредством дыхательных патрубков. Для защиты внутререзервуарного пространства от попадания пламени и искр на дыхательных патрубках проектом предусматривается установка огнепреградителей.

Во избежание загазованности территории и распространения огня по сети проектируемой промышленной канализации дождеприемный колодец, в соответствии с

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

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	НС02/22-6/П-97-АБ.ТЧ	Лист
							34

требованием п.6.3.30 СП 2311311500.2015, оборудуется гидравлическим затвором.

Высота столба жидкости гидравлического затвора составляет 0,25 м.

Надежность и устойчивость проектируемых нефтепроводов обеспечивается свойствами исходных материалов для их сооружения, осуществлением контроля над качеством строительства, обеспечением необходимого уровня коррозионной защиты.

Толщина стенки проектируемых трубопроводов принята по расчету, что обеспечивает их прочность. Расчеты приведены в томах 5.7.1 и 5.7.2 «Технологические решения».

Проектом предусматривается защита технологических трубопроводов от почвенной коррозии. Трубопроводы не имеют фланцевых и других разъемных соединений, соединение труб выполняется сваркой, за исключением мест присоединения запорной арматуры. Проектной документацией предусматривается проведения контроля качества сварных соединений, объём контроля приведен в томах 5.7.1 и 5.7.2 «Технологические решения».

По окончании монтажа трубопроводов предусмотрено проведение гидравлических испытаний, что позволяет выявить негерметичные участки трубопроводов до начала их эксплуатации. Методика проведения гидравлических испытаний описана в томах 5.7.1 и 5.7.2 «Технологические решения».

Запорная арматура принята соответственно параметрам транспортируемой среды и условиям эксплуатации, герметичность затвора имеет класс «А» по ГОСТ Р 54808-2011.

В соответствии с требованием п.5.6.1 и п.6.2.1 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств» проектом предусматривается оборудование технологических аппаратов системами контроля параметров технологического процесса и противоаварийными устройствами. Описание применяемых средств автоматики приведено в Томе 5.7.3 «Автоматизация технологических процессов».

На основании требования п.6.3.7 СП 231.1311500.2015 для отключения куста скважин от общей нефтегазосборной системы на выходе с АГЗУ устанавливается задвижка с электроприводом, управляемая по сигналам противоаварийной защиты. Запорная арматура с электроприводом приведена на принципиальной технологической схеме в графической части тома 5.7.1 «Технологические решения». Помимо этого, проектной документацией предусматривается установка электроконтактных манометров на выкидных трубопроводах после устьевой арматуры для автоматического отключения электроцентробежного насоса при понижении или повышении давления в трубопроводе. Так же предусмотрена установка

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

							НС02/22-6/П-97-АБ.ТЧ	Лист
Изм.	Кодуч.	Лист	№док.	Подпись	Дата			35

электроконтактных манометров ну устьевой арматуре для замера затрубного и буферного давления.

Проектом предусматривается заземление и защита проектируемых сооружений от статических ударов молнии, технические решения по молниезащите и заземлению приведены в томе 5.1.1 «Система электроснабжения».

Электрооборудование, устанавливаемое во взрывоопасных зонах, принять во взрывозащищенном исполнении.

Защита людей и имущества от воздействия опасных факторов пожара и (или) ограничение последствий их воздействия обеспечиваются следующими способами:

- применение решений, обеспечивающих ограничение распространения пожара за пределы очага посредством соблюдения соответствующих противопожарных разрывов между существующими и проектируемыми зданиями и сооружениями;
- устройство обвалования и ограждения технологической площадки скважин по периметру сплошным бортом, высотой 0,15 м, из материала группы НГ;
- организация деятельности подразделений пожарной охраны в рамках заключенных договоров.

Комплекс организационно-технических мероприятий по пожарной безопасности для проектируемого объекта включают в себя:

- организацию проведения технологических процессов в соответствии с регламентами, правилами технической эксплуатации и другой, утвержденной в установленном порядке нормативно-технической и эксплуатационной документацией;
- организацию использования оборудования для пожароопасных и пожаровзрывоопасных веществ и материалов соответствующего конструкторской документации;
- разработку и утверждение инструкций по обеспечению пожарной безопасности и действию персонала при возникновении пожара;
- организацию обучения персонала мерам пожарной безопасности на производстве;
- организацию эксплуатации и надзора за системами контроля технологических параметров и системами противопожарной защиты;
- организацию взаимодействия персонала объекта с подразделениями пожарной охраны при тушении пожаров.

Характеристика проектируемых сооружений по взрывопожарной и пожарной опасности представлена в таблице 15, взрывоопасные и пожароопасные зоны

Изм. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №
--------------	----------------	--------------

Изм.	Кодуч.	Лист	№док.	Подпись	Дата	НС02/22-6/П-97-АБ.ТЧ	Лист
							36

классифицированы в соответствии со ст. 18, 19 Федерального закона № 123-ФЗ и п.п.7.3.40 – 7.3.43, 7.4.3 – 7.4.6 ПУЭ.

Таблица 15 – Характеристики проектируемых сооружений по взрывопожарной и пожарной опасности.

Перечень зданий, сооружений и наружных установок	Наименование обращающихся веществ и материалов, группа горючести по ГОСТ 12.1.044-89	Категория зданий и сооружений по взрывопожарной и пожарной опасности по № 123-ФЗ
АГЗУ	Нефть – ЛВЖ, Твсп. менее 28°С	А
БДПР	Нефть – ЛВЖ, Твсп. менее 28°С	А
2КТП	Масло трансформаторное – ГЖ, Твсп. 135°С	В
Блок местной автоматики	Твердые негорючие и трудногорючие вещества и материалы	Д

Проектируемые нефтепроводы, дренажные и канализационные емкости, в определении п.23 части 2 статьи 2 Федерального закона №384-ФЗ, является подземными сооружениями, представляющим собой линейную строительную систему. На основании части 11 статьи 27 Федерального закона №123-ФЗ категории сооружений по пожарной и взрывопожарной опасности определяются исходя из доли и суммированной площади помещений той или иной категории опасности в этом сооружении. Поскольку проектируемые сооружения не имеют в своем составе помещений, то, соответственно, не категоризируется по взрывопожарной опасности.

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

Проектной документацией предусматривается оснащение технологического оборудования приборами для местного и дистанционного контроля параметров процесса, средствами предупредительной и аварийной сигнализации, блокировок (защит), дистанционного управления.

Проектные решения по автоматизации и контролю технологического процесса приведены в томе 5.7.3 (НС02/22-6/П-97-ИОС7.3).

Для каждой скважины предусматривается:

- измерение температуры жидкости на выкиде скважины;
- измерение давления на выкиде насоса;
- измерение затрубного давления;

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

							НС02/22-6/П-97-АБ.ТЧ	Лист
								37
Изм.	Кодуч.	Лист	№док.	Подпись	Дата			

– измерение буферного давления.

Для станции управления насосом (ЭЦН) предусматривается местное (со станции управления) и дистанционное управление (с АРМ оператора). Также предусматривается контроль параметров работы станции управления.

Для насосного агрегата предусматривается автоматический останов:

- при давлении на выкиде насоса ниже допустимого (0,3 МПа);
- при давлении на выкиде насоса выше допустимого (4,0 МПа).

При автоматическом останове насосного агрегата на АРМ оператора включается сигнализация с указанием причины останова. Связь СУ ЭЦН с контроллером в шкафу АСУТП предусматривается по интерфейсу RS-485, протокол MODBUS RTU.

Для АГЗУ и БДПР предусматривается контроль параметров работы в объеме поставки. Связь СУ АГЗУ с контроллером в шкафу АСУТП предусматривается по интерфейсу RS-485, протокол MODBUS RTU.

Предусматривается контроль загазованности в районе АГЗУ / узла переключающей арматуры (в зависимости от реализованного этапа). Предусматривается установка газоанализатора со встроенным светозвуковым оповещателем.

Для задвижки с электроприводом предусматривается местное (с блока управления) и дистанционное управление (с АРМ оператора). Управление с АРМ оператора предусматривается по дискретным сигналам, либо по интерфейсу RS-485. Также предусматривается контроль положения («открыта», «закрыта») и состояния задвижки («местный/дистанционный» режим и «авария»).

Для дренажной емкости предусматривается контроль:

- верхнего аварийного уровня в емкости;
- текущего уровня в емкости.

Для канализационной емкости предусматривается местное измерение уровня.

Для сбора, обработки информации и выдачи управляющих воздействий предусматривается установка шкафа АСУТП на базе «Провенто». Шкаф устанавливается в блоке местной автоматики (БМА) на площадке куста скважин № 11 Ташлинского ЛУ. Система реализована на базе контроллера ПЛК «Нефтеавтоматика» серии МКLogic-200 (или аналог со схожими характеристиками).

Датчики давления, температуры и уровнемер предусматриваются беспроводного исполнения. Для сбора и передачи параметров давления и температуры со скважин, а также уровня в дренажной емкости на блоке БМА предусматривается установка базовой станции

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

БИВЗ. Связь базовой станции с контроллером в шкафу АСУТП предусматривается по интерфейсу RS-485, протокол MODBUS RTU.

Для поддержания бесперебойной работы шкафа АСУТП предусматривается установка источника бесперебойного питания, рассчитанного на поддержание работоспособности оборудования не менее 2 часов. Для ИБП предусматривается установка механического байпаса.

Передача данных телесигнализации, телеизмерений, телеуправления на верхний уровень, в существующую систему АСУТП, предусматривается через сетевые коммутаторы Planet ISW-621TS15, с использованием широкополосного канала беспроводной связи. Организация канала предусматривается отдельным проектом (оборудование и услуги предоставляются сетевым оператором на конкурсной основе).

Связь контроллера в шкафу АСУТП с СУ АГЗУ, СУ ЭЦН, СУ БДП предусматривается по RS-485 MODBUS RTU.

Для осуществления объемов автоматизации и контроля в проекте используются электрические средства и приборы, серийно выпускаемые отечественной и зарубежной промышленностью. Для взрывоопасных помещений и наружных установок классов В-1а и В-1г электрические датчики и сигнализаторы имеют взрывозащищенное исполнение.

Все приборы имеют соответствующие сертификаты РФ.

Изм.	Кодуч.	Лист	№док.	Подпись	Дата
Изм.	Кодуч.	Лист	№док.	Подпись	Дата

3. Анализ риска

В качестве критерия необходимости проведения количественной оценки риска может быть использована матрица «вероятность - тяжесть последствий» (приказ Ростехнадзора от 11.04.2016 № 144 «Об утверждении Руководства по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах»)).

Таблица 16

Частота возникновения событий, год ⁻¹		Тяжесть последствий событий			
		<i>катастрофическое событие</i>	<i>критическое событие</i>	<i>некритическое событие</i>	<i>событие с пренебрежимо малыми последствиями</i>
Частое событие	> 1	А	А	А	С
Вероятное событие	1 – 10 ⁻²	А	А	В	С
Возможное событие	10 ⁻² - 10 ⁻⁴	А	В	В	С
Редкое событие	10 ⁻⁴ - 10 ⁻⁶	А	В	С	Д
Практически невероятное событие	< 10 ⁻⁶	В	С	С	Д

Рекомендуемая градация событий по тяжести последствий:

- катастрофическое событие - приводит к нескольким смертельным исходам для персонала, полной потери объекта; невозможному ущербу окружающей среде;
- критическое событие - угрожает жизни людей, приводит к существенному ущербу имуществу и окружающей природной среде;
- некритическое событие - не угрожает жизни людей, возможны отдельные случаи травмирования людей, не приводит к существенному ущербу имуществу или окружающей среде;
- событие с пренебрежимо малыми последствиями - событие, не относящееся по своим последствиям ни к одной из первых трех категорий.

Уровни риска:

- А - риск выше допустимого, требуется разработка дополнительных мер безопасности;
- В - риск ниже допустимого при принятии дополнительных мер безопасности;

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

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	НС02/22-6/П-97-АБ.ТЧ	Лист
							40

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

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

При нормальной эксплуатации проектируемых объектов отсутствуют постоянно действующие опасные факторы на окружающую среду, персонал / население. Потенциальная опасность проектируемых объектов заключается в возможности возникновения аварийных ситуаций – разгерметизация трубопроводов и оборудования, пожар разлива, взрыв ТВС, пожар-вспышка.

3.1 Результаты анализа условий возникновения и развития аварий

3.1.1 Выявление возможных причин и факторов, способствующих возникновению и развитию аварий на проектируемом объекте

Анализ статистических данных и отчетов комиссий по расследованию причин возникновения аварийных ситуаций на объектах нефтяной и газовой отрасли показал, что они могут быть условно объединены в следующие группы:

- отказы и неполадки технологического оборудования;
- ошибки, запаздывание, бездействие персонала в штатных и нештатных ситуациях, несанкционированные действия персонала;
- «внешние» воздействия природного и техногенного характера.

Ниже рассматриваются возможные причины возникновения аварий на проектируемом объекте.

1 Причины аварий, связанные с отказами и неполадками технологического оборудования:

- коррозия и эрозия оборудования и трубопроводов;
- физический износ, механическое повреждение или температурная деформация оборудования и трубопроводов;
- причины, связанные с типовыми процессами.

Коррозия и эрозия оборудования и трубопроводов

Опасности, связанные с физическим износом и коррозией могут привести к аварийной разгерметизации и выбросу опасных веществ в окружающую среду.

Изм. № подл.	Изм. инв. №
Подпись и дата	

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	НС02/22-6/П-97-АБ.ТЧ	Лист
							41

Исходя из анализа неполадок и аварий, можно сделать вывод, что коррозионное разрушение, чаще всего имеет локальный характер и не приводит к серьезным последствиям. Однако при несвоевременной локализации может произойти дальнейшее развитие аварии.

Заметное влияние на износ оборудования оказывает то, что в нефти содержится большое количество агрессивных примесей, абразивных частиц (песок), пластовой воды.

Физический износ, механическое повреждение или температурная деформация оборудования и трубопроводов.

Физический износ, механические повреждения или температурная деформация оборудования может привести как к частичному, так и к полному разрушению технологического оборудования, дренажных емкостей и технологических трубопроводов.

Причины, связанные с типовыми процессами

Основными типовыми процессами являются процессы добычи и транспортирования нефти. Среда характеризуется высокой коррозионной активностью (по причине присутствия пластовой воды, солей и сероводорода). Возможно образование топливоздушных смесей.

Отказы, разрушение и поломки оборудования.

Основными отказами/поломками оборудования являются: отказ/поломки электрооборудования, электропроводки, аппаратуры КИП и А.

2 Причины, связанные с ошибками, запаздыванием, бездействием персонала в штатных и нештатных ситуациях, несанкционированные действия персонала:

- некачественная диагностика и выявление дефектов во время эксплуатации;
- дефекты не ликвидируются из-за отсутствия или неудовлетворительного качества ремонтных работ, или недооценки опасности дефектов;
- отсутствие или неисправность искрогасителей на двигателях внутреннего сгорания;
- нарушение должностных инструкций и инструкций по выполнению технологических операций;
- запаздывание при принятии решений по задействованию нужного уровня системы защиты;
- бездействие или ошибка в действиях в нештатной ситуации;
- проведение постоянных или временных огневых работ без наряда-допуска;
- самовольное возобновление работ, остановленных органами Ростехнадзора;
- выдача должностными лицами указаний или распоряжений, принуждающих подчиненных нарушать правила безопасности и охраны труда;

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Взам. инв. №

Подпись и дата

Изм. № подл.

- эксплуатация аппаратов, оборудования и трубопроводов при параметрах, выходящих за пределы технических условий;
- нарушение (повреждение), отключение системы взрывозащищенности оборудования, систем автоматики и безопасности электрооборудования;
- несоблюдение правил пожарной безопасности;
- ошибочные действия водителей транспортных средств, механическое повреждение.

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. В случае неправильных действий персонала существует возможность разгерметизации систем и возникновения аварийной ситуации.

3 Причины, связанные с внешними воздействиями природного и техногенного характера:

Разряд атмосферного электричества.

Разряд атмосферного электричества возможен при поражении объекта молнией, при вторичном ее воздействии или при заносе в него высокого потенциала.

Поражение объекта молнией возможно при совместной реализации двух событий – прямого удара молнии и отказа молниеотвода (из-за его отсутствия, неправильного конструктивного исполнения, неисправности).

Опасные природные явления.

Сильный ветер (скорость при порывах 25 м/с и более), сильный гололед (отложения на проводах диаметром 20 мм и более), сильная метель в сочетании с сильным ветром скоростью 15 м/с и более), которые могут вызвать аварии на энергетических сетях и привести к перерывам в подачи электроэнергии.

Низкая температура воздуха.

Приводит к повышению вязкости нефти, образованию парафиновых пробок в местах скопления воды и, следовательно, к повышению давления в трубопроводах.

Землетрясение, оползневые и карстовые явления.

Не рассматривается, поскольку объект находится не в сейсмоопасной зоне (возможность возникновения один раз в 100 лет сейсмических условий с интенсивностью колебаний от пяти до шести баллов), оползневые и карстовые явления в зоне расположения не наблюдались.

Изм. № подл.	Изм. инв. №
Подпись и дата	

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	НС02/22-6/П-97-АБ.ТЧ	Лист
							43

Падение самолета, вертолета.

Падения самолета, вертолета для территории расположения проектируемого объекта маловероятны. Над территорией проектируемого объекта нет постоянно действующих авиалиний. Вероятность этого события не превышает 10^{-7} 1/год.

Диверсии и террористические акты, акты вандализма.

Террористические акты и акты вандализма также маловероятны.

Проектируемый объект расположен вдали от транспортных магистралей. На территорию объекта посторонним въезд и проход запрещен. Частота не превышает $1 \cdot 10^{-6}$ 1/год, поскольку объект обеспечен надежной охраной.

Все перечисленные факторы могут привести к разгерметизации оборудования и трубопроводов, и явиться причиной возникновения аварийных ситуаций различных масштабов.

3.1.2 Определение сценариев аварий с участием опасных веществ

Исходя из представленных выше характеристик проектируемого объекта (количества и свойств опасных веществ, технологии и аппаратурного оформления, технических решений по обеспечению безопасности), анализа известных аварий, анализа условий возникновения и развития аварий целесообразно определить и использовать на последующих этапах анализа сценарии и их дальнейшее развитие.

Каждая произошедшая или возможная авария на опасном объекте по совокупности всех признаков от момента инициализации до полной ликвидации последствий специфична и неповторима. Однако, по ряду параметров, признаков и показателей, определяющих уровень опасности для человека, объектов прилегающей производственной зоны и окружающей среды, все аварии могут быть сгруппированы во множества, для которых применимы количественные и качественные оценки по основным показателям последствий.

В абсолютном большинстве известных аварий начальная стадия - освобождение опасных веществ из закрытого (или герметичного) технологического оборудования. Степень разгерметизации аварийного объекта имеет определяющее значение для характера дальнейшего развития аварии и тяжести ее последствий. В последующих расчетах и исследованиях приняты две степени разгерметизации:

- полная разгерметизация, при которой прогнозируется разрушение объекта с высвобождением всего количества, содержащегося в нем опасного вещества;

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	НС02/22-6/П-97-АБ.ТЧ	Лист
							44

– частичная разгерметизация, когда в результате инициирующих событий образуется место истечения с эффективной площадью истечения опасного продукта от 0,0003 до 0,0005 м² (эквивалентно отверстиям диаметром от 20 до 25 мм).

Взрывопожароопасные вещества после высвобождения из закрытых (герметичных) систем в зависимости от их природы и физических параметров состояния в аварийном оборудовании или транспортной системы могут образовывать:

– разлития опасных продуктов по свободной площади или в пределах ограждений (обвалований); это явление присуще горючим жидкостям (ГЖ), легковоспламеняющимся жидкостям (ЛВЖ);

– облака топливно-воздушной смеси (ТВС) из парогазовой фазы (ПГФ) содержащейся в аварийной системе и опасного продукта, испаряющегося с поверхности разлитой жидкости;

– струйное истечение опасных веществ из технологического блока при частичной разгерметизации, как жидкой, так и паровой фаз.

Описанные явления могут быть как обособленными, так и в различных сочетаниях с учетом конкретных условий аварии.

Высвобожденные в результате аварии взрывопожароопасные вещества при контакте и смешении с кислородом воздуха, при появлении источника зажигания достаточной мощности склонны к дальнейшим физико-химическим превращениям в форме взрывов и горений.

Эта стадия развития аварий достаточно сложна, многообразна и во многом определяется характером высвобождения опасных веществ и их природой. Для образующихся в результате аварий облаков ТВС приняты и исследованы стадии с последующими вариантами превращений:

- взрыв облака ТВС;
- пожар пролива;
- сгорание облака ТВС в виде «пожара-вспышки»;
- рассеивание облака ТВС.

Образование облаков ТВС происходит в случаях выброса из разгерметизированного или разрушенного оборудования значительных количеств опасного вещества в паровой (газовой) фазе или мгновенного испарения опасного вещества из жидкой фазы за счет значительного перегрева. Далее происходят газодинамические процессы смешения паров опасного вещества с воздушной массой и появление на внешних слоях парогазового облака массивов смеси с концентрациями опасного вещества в пределах между нижним и верхним концентрационными пределами воспламенения.

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

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	НС02/22-6/П-97-АБ.ТЧ	Лист 45

На рисунках 2, 3 представлены схемы возможных развития аварийных ситуаций.

Условная вероятность каждого события определена экспертным путем с учетом информации, приведенной в литературных источниках, с учетом интенсивности истечения и массы выброшенного вещества.



Рисунок 2 - Дерево событий для частичного разрушения оборудования, содержащего нефтегазовую смесь



Рисунок 3 - Дерево событий для полного разрушения оборудования, содержащего нефтегазовую смесь

Аварийные ситуации не рассматриваются для всех ОВ с давлением насыщенных паров менее 3 кПа (в помещении) и 10 кПа (на открытой площадке) условные вероятности событий образования ТВС которых равны 0 (Приказ Ростехнадзора от 29.06.2016 № 272).

На основании результатов проведенного анализа, с учетом вероятности реализации аварий, к рассмотрению приняты группы сценариев для наиболее опасного оборудования, приведенные в таблице 17.

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

Изм.	Кодуч.	Лист	№док.	Подпись	Дата	НС02/22-6/П-97-АБ.ТЧ	Лист 47

Таблица 17

Название сценария	Схема развития сценария
С1 Выброс опасного вещества	Полное или частичное разрушение оборудования → истечение нефти → загрязнение окружающей среды
С2 Взрыв ТВС в открытом пространстве	Полная или частичная разгерметизация оборудования → выброс опасного вещества, образование облака → воспламенение опасного вещества при условии наличия источника инициирования → поражение оборудования и персонала ударной волной, экологическое загрязнение
С3 Пожар разлива	Полная или частичная разгерметизация → выброс опасного вещества и его растекание → воспламенение опасного вещества при условии наличия источника инициирования → пожар разлива → термическое поражение оборудования и персонала, экологическое загрязнение
С4 Пожар-вспышка	Полная или частичная разгерметизация трубопровода → образование ГВС (за счет испарения опасных веществ) → вспышка ГВС при наличии источника зажигания → термическое поражение оборудования и персонала, загрязнение ОС
<p>Примечания</p> <p>1 При описании схем развития большинства типовых сценариев аварий в качестве инициирующего события не рассматривается образование неплотностей во фланцевых соединениях оборудования и коммуникаций, т.к. при идентичности схем развития аварий, ожидаемые последствия будут менее катастрофичны. Сделанное допущение будет в дальнейшем определять выбор наиболее вероятного сценария аварии не из всего возможного множества аварийных ситуаций, а из представленного перечня аварий с наиболее значительными последствиями.</p> <p>2 При определении типовых сценариев аварии цепное развитие аварии, как типовое, не рассматривалось из-за множества комбинаций схем развития</p>	

Последствия реализации того или иного сценария определяются местом их возникновения, объемом и характером выброшенного вещества, наличием и надежностью систем противоаварийной защиты.

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

В настоящем разделе изложена методология оценки риска аварий и чрезвычайных ситуаций на проектируемом объекте, включая оценки возможных потерь и частот их реализации.

При анализе уровня опасности проектируемого объекта использовались методы моделирования процессов и событий, объективно характеризующие исследуемые явления в области определяемых критериев и оценок. К числу моделируемых процессов относятся:

– статистически обоснованные схемы событий, инициирующих возникновение, развитие и логическую последовательность этапов аварий;

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Назначение	Документ
поражения при горении ОБ в зданиях	
5. Расчет параметров воздействия и зон поражения продуктами горения	
6. Расчет параметров воздействия и зон поражения осколками	СТО Газпром 2-2.3-400-2009 «Методика анализа риска для опасных производственных объектов газодобывающих предприятий ОАО "Газпром»

Для сценариев с пожаром пролива в случае примерно равных площадей пролива форму пламени при горении рекомендуется аппроксимировать наклонным цилиндром с радиусом, равным эффективному радиусу пролива. Для этого цилиндра определяются параметры теплового излучения в соответствии с п. 23 Приложения 3 к Методике определения величин пожарного риска на производственных объектах.

Для расчета концентрационных полей при рассеивании и дрейфе облака рекомендуется использовать Методические указания по оценке последствий аварийных выбросов опасных веществ. Для расчета размеров зон поражения при пожаре-вспышке (сгорании) дрейфующего облака размер зоны возможного смертельного поражения людей определяется размерами зоны достижения концентрации, равной половине нижнего концентрационного предела распространения пламени (НКПР) согласно Приказу Ростехнадзора от 20.04.2015 № 158.

Массу во взрывоопасных пределах, способную участвовать во взрыве, определим согласно Приложению № 3 к ФНП от 15.12.2020 № 533.

В общем случае для неорганизованных парогазовых облаков в незамкнутом пространстве с большой массой горючих веществ доля участия во взрыве может приниматься равной 0,1. В отдельных обоснованных случаях доля участия веществ во взрыве может быть снижена, но не менее чем до 0,02.

При отсутствии сведений о распределении источников воспламенения и о вероятности зажигания облака расчет зон поражения при взрыве облаков ТВС рекомендуется выполнять из условия воспламенения облака в момент времени, когда облако ГВС достигает наибольшей массы, способной к воспламенению.

Рекомендуется учитывать, что смертельное поражение людей на открытом пространстве достигается при давлении на фронте ударной волны более 120 кПа.

При оценке риска проводилось математическое (компьютерное) моделирование (расчет, построение) возможных сценариев аварий на проектируемом объекте, обусловленных возможными иницирующими событиями (включая оценки ожидаемых частот возникновения иницирующих событий, и оценки потерь, обусловленных всеми вариантами развития

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

							НС02/22-6/П-97-АБ.ТЧ	Лист
Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата			50

аварии), с использованием программного комплекса для расчета последствий аварий с выбросом опасных веществ и оценки риска «Токси^{+Risk}».

Описав и рассчитав для каждого из характерных аварийных сценариев зоны распространения физических параметров в окружающей среде и обосновав критерии ущерба (с учетом механизма и специфики возникновения последствий в выбранной группе риска), на следующем этапе получается распределение (поле) потенциальной опасности по территории вокруг источника. При этом для сценариев аварий, зоны потенциального ущерба, от которых формируются под действием параметров окружающей среды, учитывается весь спектр ее возможных состояний в пределах характерного периода их изменений (в разрезе года).

Основное предположение заключается в том, что в смеси с воздухом участвует индивидуальный газ. В противном случае, характеристики ТВС, должны быть определены отдельно. Поджог облака ТВС, происходит в центре облака. Для оценки количества вещества, способного принимать участие в аварии при полной/частичной разгерметизации трубопровода, а также дрейфа облака ТВС использовалась методика «Токси». Основные допущения, принятые в методике:

- газоздушная смесь считается идеальным газом, свойства которой не зависят от температуры;
- истечение/испарение жидкости происходит с постоянной скоростью, соответствующей максимальной скорости истечения/испарения;
- разлив жидкой фазы происходит на твердой не впитывающей поверхности;
- при расчете рассеяния ТВС в атмосфере используется гауссова модель диффузии пассивной примеси; осаждение на подстилающую поверхность выброса ТВС и его химические превращения не учитываются;
- метеоусловия остаются неизменными в течение времени экспозиции, а характеристики атмосферы - по высоте постоянны.

При построении полей риска также предполагалось, что распределение ветра по скоростям и по углам М-румбовой схемы (восемь румбов) - нормальное.

При построении полей риска от взрывов ГВС полагалось, что действие населения и персонала - неадекватное, поскольку время действия поражающих факторов данных аварий, в большинстве случаев, не превышает 1,5 мин.

При проведении количественной оценки показателей риска были приняты следующие предпосылки:

- режим работы объекта – круглосуточный;
- условная вероятность аварии в течение суток постоянная;

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Взам. инв. №

Подпись и дата

Изм. № подл.

– год условно делится на два периода – зима (октябрь – апрель) и лето (апрель – октябрь), при этом реализация аварии в эти периоды равновероятна.

Количество людей, находящихся на промышленных объектах, окружающих проектируемый объект в период времени с 8.00 до 20.00 часов, принимается равным наибольшей рабочей смене; в остальное время, равным численности ночной смены.

3.3 Оценка количества опасных веществ, участвующих в аварии

Определение количества опасных веществ, участвующих в аварии, проводились для основных технологических блоков на основании методик, изложенных в государственных стандартах, действующих нормативных материалах и в разработках научно-исследовательских организаций нефтехимической, нефтеперерабатывающей отраслей промышленности.

Динамика технологических процессов и невозможность их мгновенной остановки учитывалась добавлением к массе опасного вещества, находящегося в аварийном блоке или участке транспортной системы, поступлений опасного вещества от других блоков или участков технологической схемы. При этом итоговая масса опасного вещества определялась как сумма количеств опасного вещества, находящегося в аварийном блоке, и поступающего за время аварии от смежного блока и транспортных систем. При отсутствии достоверных сведений продолжительность выброса рекомендуется принимать равной 600 сек в случае наличия средств противоаварийной защиты и системы обнаружения утечек и 1800 сек - в случае их отсутствия. Ниже приведены основные расчетные формулы и допущения, используемые при расчетах количества веществ, участвующих в аварии.

Количество поступивших в замкнутое или свободное пространство веществ при полной разгерметизации, определяется, исходя из следующих предпосылок:

- происходит расчетная авария трубопровода или оборудования;
- все содержимое емкости (трубопровода) или часть продукта (при соответствующем обосновании) поступает в свободное пространство;
- расчетное время отключения трубопроводов определяется в каждом конкретном случае, исходя из реальной обстановки, и должно быть минимальным с учетом паспортных данных на запорные устройства и их надежности, характера технологического процесса и вида расчетной аварии;
- при расчетах принимается нулевая подвижность окружающего воздуха (безветрие);

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

									Лист
									52
Изм.	Кодуч.	Лист	№док.	Подпись	Дата	НС02/22-6/П-97-АБ.ТЧ			

– в качестве расчетной температуры при аварийной ситуации с наземным расположением оборудования принимается максимально возможная температура воздуха в соответствующей климатической зоне, а при аварийной ситуации с подземным расположением оборудования - температура грунта, условно равная максимальной среднемесячной температуре окружающего воздуха в наиболее теплое время года;

– длительность испарения жидкости с поверхности пролива принимается равной времени ее полного испарения, но не более 3600 с. Для относительно небольших проливов топлива (до 20 кг) время испарения допускается принимать равным 900 с, поскольку столь небольшие проливы могут быть достаточно эффективно удалены обслуживающим персоналом. Кроме того, в запас надежности идет неучет подвижности воздуха и уменьшение скорости испарения жидкости со временем вследствие ее охлаждения.

Допускается использование показателей пожаровзрывоопасности для смесей веществ и материалов по наиболее опасному компоненту.

Определение количества опасных веществ, участвующих в аварии, проводилось при расчете последствий для каждого сценария в соответствии с рекомендациями используемых методик.

Используемые предположения и допущения:

- толщина слоя разлившейся по поверхности земли горючей жидкости, в случае отсутствия обвалования, принята равной 5 см;
- в пожаре разлития участвует вся масса разлившегося опасного вещества.

Количество вышедшего из трубопровода опасного вещества рассчитывались исходя из следующего:

- при полной разгерметизации количество опасного вещества складывается из количества в отсекаемом участке трубопровода (участок между двумя задвижками) и количества, которое выйдет до перекрытия задвижек;
- при частичной разгерметизации количество вышедшего опасного вещества принимаем согласно методике подраздела Г.3 Приложения Г СТО Газпром 2-2.3-400-2009.

В случае отложенного воспламенения количество ПГФ определяется также количеством ПГФ, образующимся за счет испарения с поверхности разлива ЛВЖ.

Количество испарившейся ПГФ определяется по формуле:

$$T = W \cdot F_{и} \cdot T,$$

где W - интенсивность испарения, кг/с·м²;

F_и - площадь испарения, м², определяемая в зависимости от массы жидкости, размера обвалования, отбортовки и т. п.;

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

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	НС02/22-6/П-97-АБ.ТЧ	Лист
							53

T – продолжительность поступления паров легковоспламеняющихся и горючих жидкостей в окружающее пространство. При расчете взрыва ТВС время испарения полагалось 900 с.

Для ненагретых ЛВЖ при отсутствии данных допускается рассчитывать W по формуле:

$$W = 10^{-6} \cdot \sqrt{M} \cdot P_n,$$

где M - молярная масса, г/моль;

P_n - давление насыщенного пара при расчетной температуре жидкости.

Во взрыве принимает участие 10 % от массы сформировавшегося облака ТВС в случае взрыва на открытом пространстве и 30 %, в случае взрыва в помещении (горючие газы – 50 %).

Среднее ожидаемое количество опасных веществ, способных участвовать в аварии по выбранным сценариям, представлено в таблице 19.

Таблица 19 – Количество опасных веществ, участвующих в аварии

Оборудование	Загрязняющее вещество	Масса загрязняющего вещества, т	Площадь пролива, м ²	Масса паров для взрыва, кг	
				Содержащегося в облаке ТВС	Образующего поражающий фактор
Выкидной трубопровод от скважины (поз.1.1)	водонефтегазовая смесь	12,13	291,20	1415,60	141,60
Выкидной трубопровод от скважины (поз.1.2)	водонефтегазовая смесь	12,22	293,30	1426,10	142,61
Выкидной трубопровод от скважины (поз.1.3)	водонефтегазовая смесь	12,31	295,50	1436,50	143,65
Выкидной трубопровод от скважины (поз.1.4)	водонефтегазовая смесь	12,40	297,60	1446,90	144,70
Выкидной трубопровод от скважины (поз.1.5)	водонефтегазовая смесь	12,49	299,80	1457,40	145,74
Дренажная емкость	водонефтегазовая смесь	4,53	108,80	5,61	1,68
Нефтегазопровод	водонефтегазовая смесь	72,35	434,30	6832,60	683,26

3.4 Расчет вероятных зон действия поражающих факторов

Исходя из свойств вещества и условий утечки, выбрана соответствующая модель (методика расчета). Результатом расчета являются размеры и конфигурация зон действия основных поражающих факторов. Дальнейшие действия состоят в определении возможной

Взам. инв. №	Подпись и дата	Инва. № подл.					Лист
			НС02/22-6/П-97-АБ.ТЧ				
Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	54	

эскалации аварии, а также в моделировании поведения людей, действующих согласно инструкции. При эскалации аварии для любого элемента оборудования интенсивность утечки принимается максимально возможной для данного компонента оборудования.

В качестве основных поражающих факторов рассматривались:

- экологическое загрязнение;
- барическое поражение (ударная волна);
- тепловое излучение горящих разливов (термическое воздействие).

Экологическое загрязнение

Загрязняющим веществом при аварии на проектируемых объектах является нефть и попутный нефтяной газ.

При разливе опасного вещества, зона действия загрязняющих факторов определяется площадью разлива. В реальных условиях при разливе нефти непосредственно на грунт, она заполняет естественные углубления рельефа и, следовательно, площадь загрязнения занимает величину меньше расчетной.

Для предотвращения растекания разлившейся жидкости из оборудования предусмотрено замкнутое обвалование. Максимальной площадью загрязнения при аварийных проливах принимается площадь ограждающих конструкций.

Количество опасных веществ, участвующих в аварии приведено в таблице 19 (сценарий С1).

Расчет максимального избыточного давления и импульса фазы сжатия воздушных ударных волн

В случае реализации данного сценария зона действия поражающих факторов равна окружности радиусом R, центром которой является место разгерметизации технологического оборудования. Границы зоны действия на здания и сооружения (величина радиуса), определяющей степень их разрушения, характеризуются значениями избыточных давлений по фронту ударной волны.

Размер зоны поражения ударной волной человека на открытой площадке определялся по перепаду давления во фронте ударной волной при бесконечно большой длительности импульса.

Для оценки количества разрушений и числа пострадавших от воздушной ударной волны использованы значения, приведенные в таблице 20.

Таблица 20 – Характер повреждений зданий и сооружений и воздействия на человека ударной волны

Изм. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №
--------------	----------------	--------------

Изм.	Кодуч.	Лист	№док.	Подпись	Дата	НС02/22-6/П-97-АБ.ТЧ	Лист
							55

Степень поражения	Избыточное давление ΔP , кПа
<i>Характер повреждения элементов зданий</i>	
Разрушение остекления	5
Разрушение перегородок и кровли	
- деревянных каркасных зданий	12
- кирпичных зданий	15
- железобетонных каркасных зданий	17
Разрушение перекрытий	
- деревянных каркасных зданий	17
- промышленных кирпичных зданий	28
- промышленных зданий со стальным и железобетонным каркасом	30
Разрушение стен	
- шлакоблочных зданий	22
- деревянных каркасных зданий	28
- кирпичных зданий	40
Полное разрушение зданий	100
Разрушение фундаментов	215 - 400
<i>Воздействие на человека</i>	
Возможны травмы, связанные с разрушением стекол и повреждением стен зданий	5,9 - 8,3
Травмы - временная потеря слуха или травмы в результате вторичных эффектов ударной волны (условно – поражение 1 степени)	16,0
Летальный исход 50 %, 50 % серьезные повреждения барабанных перепонки, тяжелая степень поражения легких (условно – поражение 2 степени)	55,0
Состояние контузии (условно – поражение 3 степени)	70,0
Переломы ребер, гиперемия сосудов мягкой мозговой оболочки	100 - 150
Летальный исход	300

В случае нахождения людей в момент внешнего взрыва в зданиях, их поражение может наступить от механического воздействия за счет обрушения перекрытий и стен уже при давлениях от 30 до 50 кПа.

В связи с тем, что характер окружающего пространства в значительной степени определяет скорость взрывного превращения облака ТВС и, следовательно, параметры ударной волны, геометрические характеристики окружающего пространства разделены на виды в соответствии со степенью его загроможденности. Согласно Приказу Ростехнадзора от 31.03.2016 г. № 137 территория проектируемого объекта соответствует: вид 4 слабозагроможденное пространство.

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

						НС02/22-6/П-97-АБ.ТЧ	Лист
							56
Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Основные результаты расчета вероятных зон действия поражающего фактора – ударной волны в результате взрыва ТВС и газа при аварийной ситуации на оборудовании приведены в таблице 21.

Таблица 21

Оборудование	Избыточное давление, кПа					
	55	28	16	12	5,9	3,0
	Расстояние от центра, м					
Выкидной трубопровод от скважины (поз.1.1)	-	-	-	-	34,46	63,54
Выкидной трубопровод от скважины (поз.1.2)	-	-	-	-	34,64	63,86
Выкидной трубопровод от скважины (поз.1.3)	-	-	-	-	34,85	64,20
Выкидной трубопровод от скважины (поз.1.4)	-	-	-	-	35,03	64,52
Выкидной трубопровод от скважины (поз.1.5)	-	-	-	-	35,22	64,87
Нефтегазопровод	-	-	-	34,38	109,09	190,50

Результаты расчета параметров волны давления, приведенные в таблице 21, свидетельствуют о том, что воздушная ударная волна не способна вызвать какие-либо существенные повреждения зданий и сооружений в ближайших населенных пунктах.

Расчет интенсивности теплового излучения горящих разливов

Для расчета вероятных зон действия поражающих факторов пожара разлива, приняты следующие допущения:

- горение происходит по всей поверхности пролива;
- зона поражения открытым пламенем определялась как размер пролива в сумме с размером, вытянутым по ветру пламенем;
- зона поражения тепловым излучением определяется как зона вдоль границы пожара глубиной, равной расстоянию, на котором будет наблюдаться тепловой поток с заданной величиной;
- зона безопасная для человека при тепловом излучении определяется как зона, где интенсивность теплового излучения меньше 4 кВт/м^2 ;
- поражение человека смертельно.

Характер воздействия на здания и сооружения в этой зоне определяется наличием возгораемых веществ и величиной теплового потока (таблица 22).

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

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	НС02/22-6/П-97-АБ.ТЧ	Лист
							57

Таблица 22 – Характер воздействия теплового излучения на строительные конструкции

Характер повреждений элементов зданий	Интенсивность излучения, кВт/м ²
Стальные конструкции (критическая температура прогрева 300 °С) разрушение 10 мин при 30 мин при 90 мин при	30 20 12
Кирпичные конструкции (критическая температура прогрева 700 °С) разрушение 30 мин при 90 мин при	55 30
Взрыв резервуаров с нефтью (температура самовоспламенения менее 235 °С при степени черноты поверхности резервуара 0,35) 5 мин при 10 мин при 20 мин при более 30 мин при	34,9 27,6 21,4 19,5

Последствия меньших тепловых потоков показаны в таблице 23.

Таблица 23 – Оценка характера повреждений конструктивных материалов

Объект, на который направлено воздействие	Тепловой поток, кВт/м ²		
	4,2	8,4	10,5
Окрашенные металлические конструкции	без изменений	вспучивание краски	обгорание краски
Деревянные конструкции	То же	разложение	обугливание
Резина, одежда, ткань	То же	обугливание	загорание

При определении степени поражения людей от воздействия на них теплового излучения при пожаре разлития или горения паровоздушных смесей за основу принимаются критерии (значения интенсивности излучения), приведенные в таблице 24.

Таблица 24 – Предельно допустимая интенсивность теплового излучения пожаров проливов

Характер воздействия на человека	Интенсивность излучения, кВт/м ²
Без негативных последствий в течение неограниченного времени	1,4
Безопасно для человека в брезентовой одежде	4,2
Непереносимая боль через 20-30 с Ожог 1 степени через 15-20 с Ожог 2 степени через 30-40 с	7,0

Взам. инв. №	Подпись и дата	Инов. № подл.							Лист
			НС02/22-6/П-97-АБ.ТЧ						58
			Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	

Характер воздействия на человека	Интенсивность излучения, кВт/м ²
Непереносимая боль через 3-5 с Ожог 1 степени через 6-8 с Ожог 2 степени через 12-16 с	10,5
Летальный исход с вероятностью 50% при длительном воздействии около 10 с	44,5

При построении зон поражения от пожаров разливов использовались параметры веществ, приведенные в таблице 25.

Таблица 25 - Среднеповерхностная плотность теплового излучения пламени в зависимости от диаметра очага и удельная массовая скорость выгорания для нефти

Топливо	Ef , кВт/м ² , при d , м					m , кг/(м ² * с)
	10	20	30	40	50	
Нефть	25	19	15	12	10	0,04

Примечание - Для диаметров очага менее 10 м или более 50 м Ef принималась такой же, как и для очагов диаметром 10 м и 50 м соответственно.

Предельно допустимые дозы теплового излучения при воздействии на человека приведены в таблице 26.

Таблица 26 - Предельно допустимые дозы теплового излучения при воздействии на человека

Степень поражения	Доза теплового излучения, Дж/м ²
Ожог 1-й степени	$1,2 \times 10^5$
Ожог 2-й степени	$2,2 \times 10^5$
Ожог 3-й степени	$3,2 \times 10^5$

Примечание. Доза теплового излучения Q рассчитывается по формуле: $Q = q \times \tau$, где q и τ обозначены выше.

Результаты расчетов по воздействию теплового излучения от пролива нефтепродуктов на человека и на строительные конструкции при полной разгерметизации оборудования приведены в таблице 27.

Таблица 27 – Характер воздействия теплового излучения на человека

Наименование оборудования	Размер зон действия теплового излучения при пожаре разлива, м

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Лист

НС02/22-6/П-97-АБ.ТЧ

59

Изм. Ключ. Лист № док. Подпись Дата

	радиус зоны пламени	летальный исход с вероятностью 50 % при длительности воздействия около 10 с I = 44,5 кВт/м ²	непереносимая боль через 3–5 с, ожог I степени через 6–8 с, ожог II степени через 12–16 с. I = 10,5 кВт/м ²	непереносимая боль через 20–30 с, ожог I степени через 15–20 с, ожог II степени через 30–40 с. I = 7,0 кВт/м ²	безопасно для человека в брезентовой одежде, I = 4,2 кВт/м ²	без негативных последствий в течение неограниченного времени, I = 1,4 кВт/м ²
Выкидной трубопровод от скважины (поз.1.1)	9,63	-	11,14	15,47	22,55	42,83
Выкидной трубопровод от скважины (поз.1.2)	9,66	-	11,16	15,50	22,59	42,92
Выкидной трубопровод от скважины (поз.1.3)	9,70	-	11,19	15,52	22,65	43,05
Выкидной трубопровод от скважины (поз.1.4)	9,73	-	11,21	15,57	22,70	43,14
Выкидной трубопровод от скважины (поз.1.5)	9,77	-	11,24	15,59	22,75	43,23
Дренажная емкость	5,90	-	8,36	11,64	16,80	31,66
Нефтегазопровод	11,76	-	12,60	17,28	25,32	48,29

Расчет вероятных зон действия поражающих факторов горения ТВС (пожар-вспышка) в открытом пространстве

Характер горения паровоздушной смеси зависит от физико-химических свойств, пролитой жидкости, метеорологических условий, окружения места аварии, наличия источника зажигания и пр.

В случае образования паровоздушной смеси в незагроможденном технологическим оборудованием пространстве и его зажигания 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 паровоздушной смеси практически совпадает с максимальным размером облака продуктов сгорания (т. е. поражаются в основном объекты, попадающие в это облако).

Для рассматриваемых вариантов аварий может возникнуть вид пожара – пожар-вспышка, который впоследствии может стать причиной образования пожара разлива. Зависимость характеристик пожара от температуры кипения вещества приведена ниже (рисунок 4).

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

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	НС02/22-6/П-97-АБ.ТЧ	Лист
							60



Рисунок 4 - Зависимость характеристик пожара от температуры кипения вещества

Размер и геометрические характеристики пожара-вспышки характеризуются размерами зон, ограниченных нижним концентрационным пределом распространения пламени (НКПР). Радиус воздействия высокотемпературных продуктов сгорания паровоздушного облака при пожаре-вспышке R_f определяется приближенным соотношением:

$$R_f = 1,2 \cdot R_{нкпр},$$

$R_{нкпр}$ - горизонтальный размер взрывоопасной зоны, м.

В таблице 28 приведены данные о размере зон теплового воздействия по сценарию С3 для проектируемого объекта.

Таблица 28

Наименование оборудования	$R_{НКПР}$, м	Высота зоны НКПР, м	Радиус R_f , м
Выкидной трубопровод от скважины (поз.1.1)	58,45	1,95	70,14
Выкидной трубопровод от скважины (поз.1.2)	58,59	1,95	70,31
Выкидной трубопровод от скважины (поз.1.3)	58,73	1,96	70,47
Выкидной трубопровод от скважины (поз.1.4)	58,87	1,96	70,64
Выкидной трубопровод от скважины (поз.1.5)	59,01	1,97	70,81
Нефтегазопровод	98,26	3,28	117,91

Зоны воздействия при максимально возможных авариях на проектируемых объектах приведены в графической части.

3.5 Оценка возможного числа пострадавших, с учетом смертельно

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

пораженных среди персонала и населения в случае аварии

Оценка возможного числа пострадавших от аварий проводится на основе:

- полученных зон действия поражающих факторов;
- критериев и законов поражения людей на открытой местности;
- распределения и времени нахождения людей в зоне действия поражающих факторов.

Оценка возможного количества пострадавших от аварий производится как для работников, обслуживаемых проектируемые объекты, так и для третьих лиц.

Наиболее опасным сценарием является пожар-вспышка (С4) в результате полной разгерметизации нефтегазопровода, количество пострадавших от ударной волны из числа персонала составит: погибших – 1 чел., травмированных – 1 чел.

При реализации наиболее опасных сценариев сторонние организации, а также третьи лица, находящиеся в селитебной зоне вблизи объекта, в зоны действия поражающих факторов не попадают. Таким образом, можно сделать вывод, что возможные аварии на проектируемых сооружениях могут нанести ущерб, прежде всего, персоналу, окружающей природной среде и имуществу эксплуатирующей организации.

При соблюдении правил безопасности при ведении работ и соответствующем обучении персонала риск возможных аварий может быть сведен к минимуму.

3.6 Оценка риска аварий

Понятие риска используется для измерения опасности и обычно относится к индивидууму или группе людей (производственного персонала и населения), имуществу (материальным объектам, собственности) или окружающей среде. Чтобы подчеркнуть, что речь идет об измеряемой величине, используют понятие степень риска или уровень риска. Степень риска аварии сложной технической системы, для которой, как правило, присуще наличие множества опасностей, определяется на основе анализа совокупности показателей рисков, выявленных при анализе нежелательных событий, (например, событий, связанных с разгерметизацией оборудования, отказом средств предупреждения, ошибками человека, с проявлением неблагоприятных метеоусловий, воздействиями на различные субъекты и т.п.).

Одной из наиболее часто употребляющихся характеристик опасности является индивидуальный риск - частота поражения отдельного индивидуума в результате воздействия исследуемых факторов опасности. Индивидуальный риск определяется потенциальным

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

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	НС02/22-6/П-97-АБ.ТЧ	Лист
							62

риском и вероятностью нахождения человека в районе возможного действия опасных факторов. При этом индивидуальный риск во многом определяется квалификацией и обученностью индивидуума действиям в опасной ситуации, его защищенностью. Индивидуальный риск зависит от распределения потенциального риска. При риск-анализе обычно не проводится расчет индивидуального риска каждого человека, а оценивается индивидуальный риск для групп людей, характеризующихся более-менее одинаковым временем пребывания в различных опасных зонах и использующих одинаковые средства защиты. Обычно речь идет об индивидуальном риске для работающих и для населения окружающих районов, или для более узких групп, например, для рабочих различных специальностей.

Другой комплексной мерой риска, характеризующей опасный объект (и территорию), будет потенциальный территориальный риск - пространственное распределение частоты реализации негативного воздействия определенного уровня. Данная мера риска не зависит от факта нахождения объекта воздействия (например - человека) в данном месте пространства. Предполагается, что вероятность нахождения объекта воздействия равна 1 (например, человек находится в данной точке пространства в течение всего рассматриваемого промежутка времени). Потенциальный риск не зависит от того, находится ли опасный объект в многолюдном или пустынном месте и может меняться в широком интервале. Потенциальный риск, в соответствии с названием, выражает собой потенциал максимально возможного риска для конкретных объектов воздействия, находящихся в данной точке пространства. На практике важно знать распределение потенциального риска для отдельных источников опасности и для отдельных сценариев аварий. Как правило, потенциальный риск оказывается промежуточной мерой опасности, используемой для оценки социального и индивидуального риска. Распределения потенциального риска и распределение населения в исследуемом районе позволяет получить количественную оценку социального риска для населения.

Социальный риск, или F/N -кривая - зависимость частоты возникновения событий F , в которых пострадало на определенном уровне не менее N человек, от этого числа N . Характеризует тяжесть последствий (катастрофичность) реализации опасностей. В зависимости от задач анализа под N можно понимать и общее число пострадавших, и число смертельно травмированных или другой показатель тяжести последствий травмирования людей.

Другой количественный интегральной мерой опасности является коллективный риск, определяющий масштаб ожидаемых последствий для людей от потенциальных аварий. Фактически коллективный риск определяет ожидаемое количество пострадавших в результате аварий на рассматриваемой территории за определенный период времени.

Изм. № подл.	Изм. инв. №
Изм. № подл.	Изм. инв. №
Изм. № подл.	Изм. инв. №

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	НС02/22-6/П-97-АБ.ТЧ	Лист
							63

Мерами опасности материального ущерба являются ожидаемый ущерб (материальный риск) и F/G кривая. Ожидаемый ущерб - математическое ожидание величины ущерба от возможной аварии за определенное время. F/G кривая - зависимость частоты возникновения событий F , в которых нанесен материальный ущерб не менее G тыс. руб., от этого ущерба G . Аналогами ожидаемого ущерба и F/G кривой для пострадавших являются коллективный риск и F/N кривая.

3.6.1 Определение частоты возникновения аварий

Любой сценарий начинается с инициирующего события (утечки различной интенсивности), которое может возникнуть с некоторой частотой. Возможные причины и факторы, способствующие возникновению и развитию аварий на проектируемом объекте, приведены выше.

Для оценки вероятности реализации рассмотренных сценариев аварий, использовался метод логических деревьев событий. Сценарий возникновения и развития аварийной ситуации на логическом дереве отражается в виде последовательности событий от исходного до конечного события (ветвь дерева событий). При построении логического дерева учитывается условная вероятность реализации различных ветвей логического дерева событий и перехода аварии в ту или иную стадию развития. Расчет условных вероятностей возникновения опасных событий по оборудованию приведен в п. 3.4.2 данного тома на рисунках 3, 4.

Основываясь на анализе имеющейся статистической информации, а также использовании логических схем возникновения крупных аварий из системы “некритических” промежуточных событий (построение “деревьев отказов”) ниже представлены характерные вероятности аварий основных технологических элементов.

В связи с тем, что объект проектируемый, используются статистические данные по вероятностям частоты разгерметизации промышленного оборудования.

Характерные значения отказов элементов стационарных систем приведены в таблице 29.

Таблица 29 - Оценка частот выбросов для различного оборудования

Тип аварии	Частота аварии	Источник данных
Технологические трубопроводы: - полное разрушение; - диаметр утечки 25 мм	$2,4 \cdot 10^{-7}$ 1/м в год $2,0 \cdot 10^{-7}$ 1/м в год	Руководство по оценке пожарного риска для промышленных предприятий. ФГУ

Изм. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					НС02/22-6/П-97-АБ.ТЧ	Лист	
			Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.		Подпись	Дата

Тип аварии	Частота аварии	Источник данных
		ВНИИПО МЧС России, 2006 г.
Скважины при эксплуатации (полное разрушение)	$9 \cdot 10^{-5}$ 1/год	Статистические данные по предприятиям отрасли

Аварии на промышленных объектах нефтегазовой промышленности характеризуются наличием существенных различий в значениях удельной частоты аварий на нитке и на отдельных участках, различающихся по своим конструктивно-технологическим характеристикам, особенностям проектирования, строительства и эксплуатируемым в различных условиях окружающей природной и социальной среды.

Для оценки локальной частоты аварий вводится система классификации и группировки факторов влияния в соответствии с общими причинами аварий, выявляемыми при анализе статистических данных по аварийным отказам.

Из статистических данных по авариям в таблице 30 выделено восемь групп факторов влияния с указанием относительного «вклада» каждой группы в суммарную статистику аварийных отказов с помощью весового коэффициента p_i .

Таблица 30 - Группы факторов влияния на отказы оборудования и трубопроводов

Обозначение и наименование группы факторов	Доля группы факторов p_i
Дефекты тела трубы и сварных швов	0,30
Внешние антропогенные воздействия	0,20
Коррозия	0,10
Качество строительно-монтажных работ	0,10
Конструктивно-технологические факторы	0,10
Природные воздействия	0,10
Качество производства труб	0,05
Эксплуатационные факторы	0,05

Удельная частота аварийных ситуаций (год^{-1} ; $\text{год}^{-1}\text{м}^{-1}$), возможных на составляющих проектируемого объекта, представлены в таблице 31.

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

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	НС02/22-6/П-97-АБ.ТЧ	Лист
							65

Таблица 31 – Частоты наиболее типичных крупных аварий, возможных на проектируемом объекте

Наименование оборудования	C ₁	C ₂	C ₃	C ₄
Выкидной трубопровод от скважины (поз.1.1)	6,69E-05	1,37E-06	4,18E-05	1,17E-06
Выкидной трубопровод от скважины (поз.1.2)	1,14E-04	2,33E-06	7,11E-05	1,98E-06
Выкидной трубопровод от скважины (поз.1.3)	1,61E-04	3,29E-06	1,00E-04	2,80E-06
Выкидной трубопровод от скважины (поз.1.4)	2,08E-04	4,25E-06	1,30E-04	3,62E-06
Выкидной трубопровод от скважины (поз.1.5)	2,55E-04	5,21E-06	1,59E-04	4,44E-06
Дренажная емкость	8,92E-06	-	1,08E-06	-
Нефтегазопровод	3,28E-03	6,71E-05	2,05E-03	5,71E-05

3.6.2 Оценка риска при различных сценариях аварии

Для проектируемых объектов, учитывая периодичность нахождения персонала на площадке, наиболее показательным является потенциальный территориальный риск - частота реализации поражающих факторов в рассматриваемой точке территории.

Потенциальный территориальный, или потенциальный риск, не зависит от факта нахождения объекта воздействия (например, человека) в данном месте пространства. Предполагается, что условная вероятность нахождения объекта воздействия равна 1 (т. е. человек находится в данной точке пространства в течение всего рассматриваемого промежутка времени). Потенциальный риск не зависит от того, находится ли опасный объект в многолюдном или пустынном месте и может меняться в широком интервале. Потенциальный риск, в соответствии с названием, выражает собой потенциал максимально возможной опасности для конкретных объектов воздействия (реципиентов), находящихся в данной точке пространства.

Согласно «Методике определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах», величина потенциального пожарного риска $P(a)$ (год⁻¹) (далее – потенциальный риск) в определенной точке (а) на территории объекта и в селитебной зоне вблизи объекта определяется по формуле:

$$P(a) = \sum_{j=1}^J Q_{dj}(a) \cdot Q_j,$$

где J – число сценариев развития пожароопасных ситуаций (пожаров, ветвей

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Изм. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №			

логического дерева событий);

$Q_{dj}(a)$ – условная вероятность поражения человека в определенной точке территории (а) в результате реализации j -го сценария развития пожароопасных ситуаций, отвечающего определенному инициирующему аварии событию;

Q_j – частота реализации в течение года j -го сценария развития пожароопасных ситуаций, год^{-1} .

Условные вероятности поражения человека $Q_{dj}(a)$ определяются критериями поражения людей опасными факторами пожара, взрыва (например, значениями пробит-функций).

При расчете риска рассматриваются различные метеорологические условия с типичными направлениями ветров и ожидаемой частотой их возникновения. Величина потенциального риска определяется посредством наложения зон поражения опасными факторами с учетом частоты реализации каждого сценария развития аварии на карту местности с привязкой их к соответствующему инициирующему аварии событию (элементу оборудования, технологической установке) и зонам поражения.

При проведении расчета риска предусматривается рассмотрение различных пожароопасных ситуаций, определение зон поражения опасными факторами пожара, взрыва и частот реализации указанных пожароопасных ситуаций. Для удобства расчетов территория местности может разделяться на зоны, внутри которых величины $P(a)$ полагаются одинаковыми.

Результаты расчетов потенциального риска, как правило, отображаются на карте (ситуационном плане) предприятия и прилегающих районов в виде замкнутых линий равных значений (изолинии функции $P(a)$). Изолинии функции $P(a)$ называются контурами риска. Их физический смысл состоит в том, что они разделяют территорию предприятия (так же, как и местность вокруг предприятия) на области, в которых ожидаемая частота возникновения опасных факторов аварии, приводящих к гибели людей, заключена в определенных, указанных на рисунке, пределах. Контуров риска не зависят от количества работающих на предприятии или их должностных обязанностей, а определяются исключительно используемой технологией и надежностью применяемого оборудования.

Для определения условной вероятности определенного вида поражения человека, находящегося в зоне аварии, используется функция Гаусса (функция ошибок), записываемая в виде формулы:

$$P_{nop} = f(P_r) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \cdot \int_{-\infty}^{P_r-5} e^{-\frac{t^2}{2}} dt,$$

в которой верхний предел интегральной функции является так называемой пробит-

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

функцией, отражающей связь между вероятностью поражения и поглощенной дозой.

Пробит-функция является фактически критерием поражения людей и/или зданий и сооружений.

В общем случае пробит-функция P_r выражена формулой:

$$P_r = a + b \cdot \ln S,$$

где a и b – константы, зависящие от степени поражения и вида объекта;

S – интенсивность воздействующего фактора.

Для воздействия волны сжатия на человека, находящегося вне здания, формулы для пробит-функции имеют вид:

$$P_r = 5,0 - 5,74 \ln S,$$

$$S = \frac{4,2}{\bar{P}} + \frac{1,3}{\bar{i}},$$

$$\bar{P} = \frac{\Delta P}{P_0},$$

$\bar{i} = \frac{I^+}{P_0^{1/2} m^{1/3}}$, где m – масса тела человека (допускается принимать равной 70 кг), кг;

ΔP – избыточное давление волны сжатия, Па;

I^+ – импульс волны сжатия, Па·с;

P_0 – атмосферное давление, Па.

Для поражения человека тепловым излучением величина пробит-функции описывается следующим выражением:

$$Pr = -12,8 + 2,56 \ln(D),$$

$$D = t \cdot q^{4/3},$$

где t – эффективное время экспозиции, с;

q – интенсивность теплового излучения, кВт/м².

Величина эффективного времени экспозиции t для пожара пролива может быть вычислена по формулам:

$$t = t_0 + \frac{x}{u},$$

где m – масса горючего вещества, участвующего в образовании огненного шара, кг;

t_0 – характерное время, за которое человек обнаруживает пожар и принимает решение о своих дальнейших действиях, с, (может быть принято равным 5);

x – расстояние от места расположения человека до безопасной зоны (зона, где интенсивность теплового излучения меньше 4 кВт/м²);

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Изм. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Лист

4. Выводы и предложения

4.1 Оценка уровня безопасности опасного производственного объекта

Выполненный анализ опасностей аварий на объекте позволил выявить перечень наиболее опасных событий, к которым относятся:

– гильотинный разрыв трубопроводов (в частности, в узлах установки задвижек) в результате механического разрушения.

Наиболее значимыми факторами, влияющими на возникновение или развитие риска, являются:

- нарушение регламента ремонтных работ вблизи проектируемых объектов;
- отказы КИП и А;
- отказы технологического оборудования (локальные утечки через фланцевые соединения, сварные швы, запорную арматуру и т.п. при несвоевременной локализации могут привести к развитию аварийной ситуации, полному разрушению оборудования и выбросу больших количеств опасных веществ).

Эксплуатация проектируемых объектов будет представлять определенную опасность для персонала и окружающей среды. Эта опасность характеризуется:

- значительной массой обращающихся опасных веществ в системе;
- наличие в проектируемых объектах пожаровзрывоопасных веществ (нефти);
- давление, при котором происходит технологический процесс, способствует тому, что любые повреждения оборудования могут стать причиной разгерметизации оборудования с выбросом опасных веществ, образованием загазованности, возникновением взрывов ГВС, пожаров разлития, пожара-вспышки.

Проведенный анализ позволил выявить наиболее типичные сценарии на проектируемых объектах.

Наиболее опасный сценарий с точки зрения гуманитарного ущерба:

разрушение нефтегазопровода, выброс нефти и ее растекание, образование ГВС (за счет испарения опасных веществ), вспышка ГВС при наличии источника зажигания, термическое поражение оборудования и персонала, вероятность аварии – 5,71E-05 в год, погибших – 1 человека, пострадавших – 1 человека. Индивидуальный риск гибели составляет 1,93E-06 в год.

Фоновый риск гибели для объектов нефтедобычи по данным Ростехнадзора составляет $4,93 \cdot 10^{-4}$.

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	НС02/22-6/П-97-АБ.ТЧ	Лист 71

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

В соответствии с классификацией Постановления Правительства РФ от 21.05.2007 г. № 304 «О классификации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» на проектируемом объекте возможны ЧС:

– по критерию «границы зон распространения поражающих факторов» - локальных чрезвычайных ситуаций (зона чрезвычайной ситуации не выходит за пределы территории объекта) и ЧС муниципального характера (зона ЧС не выходит за пределы территории одного поселения или внутригородской территории города федерального значения);

– по критерию «гуманитарный ущерб» на проектируемом объекте возможно возникновение локальных (количество людей, погибших или получивших ущерб здоровью, составляет не более 10 человек);

– по критерию «материальный ущерб» на проектируемом объекте возможно возникновение локальных (размер ущерба окружающей природной среде и материальных потерь составляет не более 100 тыс. рублей;), муниципальных ЧС (размер материального ущерба составляет не более 5 млн. рублей), ЧС регионального характера (размер материального ущерба составляет свыше 5 млн. рублей, но не более 500 млн. рублей).

4.2 Перечень основных проектных решений, направленных на уменьшение риска аварий

С целью уменьшения риска аварий проектом предусмотрены следующие мероприятия:

- герметизированная технологическая схема;
- трубопроводы и арматура приняты стальные на давление, превышающее технологическое;
- повышенная толщина стенки трубопроводов относительно расчетной;
- надземные стальные трубопроводы, оборудование и арматура покрываются краской для защиты от атмосферной коррозии;
- система неразрушающего контроля соединений стальных трубопроводов и несущих конструкций;
- испытание оборудования и трубопроводов после монтажа и ремонта;
- расположение проектируемых сооружений и трубопроводов с учетом требований действующих норм и правил;
- устройство подъездов ко всем технологическим объектам;
- ремонт оборудования и трубопроводов производится только после отключения и сброса давления;

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Лист

- оснащение проектируемых объектов первичными средствами пожаротушения;
- заземление оборудования и трубопроводов;
- переносные газоанализаторы, при помощи которых производится контроль рабочей среды во время обслуживания оборудования и при производстве ремонтных работ;
- обязательный контроль качества выполнения строительно-монтажных работ;
- предусмотренные проектной документацией арматура и трубопроводы имеют сертификаты соответствия.

4.3 Предложения по внедрению мер, направленных на уменьшение риска аварий

Для уменьшения риска возникновения аварийных ситуаций на проектируемом объекте возможно предусмотреть следующие общие мероприятия:

1) Для уменьшения вероятности разгерметизации оборудования:

- периодическое техническое обслуживание, диагностика;
- планово-предупредительные ремонты;
- качественное выполнение строительно-монтажных работ;
- контроль герметичности оборудования;
- усиление контроля за работой оборудования и трубопроводов в зимнее время;
- повышение квалификации, обучение и проверка знаний рабочего персонала;

2) Для уменьшения масштабов ущерба от аварии:

- 100 % обеспечение СИЗ персонала;
- обучение обслуживающего персонала действиям по ликвидации возможных аварий, проведение учебных тренировок с отработкой практических действий в случае аварии;
- совершенствование систем связи пунктов управления с подразделениями объекта, пожарной частью;
- совершенствование системы оповещения при авариях;
- подготовка персонала объекта к действиям в условиях возникновения аварии или ЧС.

Для снижения риска аварий на проектируемых объектах, в первую очередь необходимо строгое соблюдение норм и правил эксплуатации взрывопожароопасных объектов, с учетом климатической зоны расположения проектируемых объектов.

При выполнении всех решений, предусмотренных проектом, достигается уровень допустимой опасности, установленный Техническим регламентом о требованиях пожарной безопасности. Поддержание достигнутого уровня обеспечивается:

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

- проведением строительных работ согласно проектной документации;
- проведением профилактической и плановой работы по выявлению дефектов оборудования, отдельных узлов и деталей, их ремонта или замены;
- осуществлением контроля за общим комплексом мероприятий по повышению технологической дисциплины и увеличения ресурса работы оборудования, выполнением аварийно-ремонтных и восстановительных работ;
- проведением своевременного контроля трубопроводов и запорной арматуры, их техническое обслуживание и текущий ремонт;
- проведением систематического наблюдения за состоянием технологических сооружений, коррозионным состоянием металлических конструкций, осадкой фундаментов, состоянием кровли, их теплоизоляции и остекления; своевременным проведением ремонта перечисленных элементов;
- заключением договоров с производителями на сервисное обслуживание оборудование для обеспечения квалификационного его ремонта;
- проведением сертификации качества применяемого оборудования и материалов с использованием услуг независимых организаций;
- поддержанием в исправности и постоянной готовности средств пожарной сигнализации и автоматического пожаротушения, средств автоматической сигнализации предельной загазованности;
- обеспечением надлежащего хранения и ведения проектно-сметной и эксплуатационной документации и поддержанием нормативных запасов материально-технических ресурсов для ликвидации аварий;
- совершенствованием мероприятий по профессиональной и противоаварийной подготовке производственного персонала, их обучение способам защиты и действиям в аварийных ситуациях;
- усилением физической защиты объектов, организацией телевизионного наблюдения за территорией для исключения несанкционированного на них доступа

Изм. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №						Лист
							НС02/22-6/П-97-АБ.ТЧ	74
Изм.	Кодуч.	Лист	№док.	Подпись	Дата			

5. Сведения об обеспечении требований промышленной безопасности по готовности к действиям по локализации и ликвидации последствий аварий

5.1 Сведения по созданию и содержанию запасов материальных средств, предназначенных для ликвидации чрезвычайных ситуаций и их последствий

Финансовые и материальные резервы для мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера на проектируемом объекте обеспечиваются согласно Федеральному закону № 68-ФЗ от 21.12.1994 г. «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера».

Финансовые резервы для мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера на проектируемых объектах обеспечиваются согласно приказа ООО «Сладковско-Заречное» о формировании финансовых и материальных резервов для предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера, договорами страхования имущественных и других интересов.

Для оказания экстренной медицинской помощи и обеспечения в условиях ЧС жизнедеятельности персонала организации и объектов АО «Нефтесервис», на них заблаговременно создаются резервы медикаментов, медицинского имущества, транспортных средств, средств связи, продовольствия, топлива, средств радиационной и химической защиты, а также других необходимых материалов. Эти резервы размещаются на пунктах хранения, специально оборудованных для этих целей, откуда возможна их оперативная доставка в зоны ЧС.

В соответствии с Постановлением Правительства РФ от 31.12.2020 г. № 2451 в Обществе заключен договор с профессиональным аварийно-спасательным формированием (ПАСФ).

В соответствии с Федеральным законом № 69-ФЗ, вид пожарной охраны предприятия определяется собственником объекта.

Задачи пожарной охраны предприятия могут выполняться подразделениями государственной противопожарной службы, муниципальной, добровольной, ведомственной и частной пожарной охраны.

Функции пожарной охраны на проектируемых сооружениях объекта выполняются подразделением частной пожарной охраны ООО «Оренбурггазпожсервис» (лицензия на деятельность по тушению пожаров № 4-А/00113 выдана 25.01.2006 УРЦ МЧС России), в

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

								НС02/22-6/П-97-АБ.ТЧ	Лист
Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				75

рамках договора на выполнение услуг (работ) по пожарной охране и пожарно-профилактическому обслуживанию № С302/18-358 от 02.10.2018.

В соответствии с Федеральным законом № 69-ФЗ на предприятии приказом руководителя должно быть организовано обучение рабочих и служащих мерам пожарной безопасности.

Обучение осуществляется в соответствии с Приказом МЧС России № 806 от 18 ноября 2021 года с учетом требований ППБО-85 «Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности», вытекающих из особенностей технологического процесса производства.

Обслуживающий персонал снабжается переносными газоанализаторами, при помощи которых производится контроль рабочей среды во время обслуживания оборудования и при производстве ремонтных работ.

Для локализации и ликвидации аварийной ситуации привлекается персонал ФГАУ «АСФ «СВПФВЧ» (г.Бугуруслан), ООО «Аварийно-спасательная служба» и спецтехника специализированных подрядных и сервисных организаций. Начальник смены ЦИТС оповещает должностных лиц, согласно списку оповещения об аварии, информирует подрядные организации, задействованные в локализации и ликвидации аварийных ситуаций.

Если масштабы ЧС таковы, что имеющимися силами и средствами локализовать или ликвидировать аварию невозможно, ЦИТС Общества информирует Единую дежурно-диспетчерскую службу (далее - ЕДДС) муниципального района, на территории которого произошла авария. ЕДДС является вышестоящим координирующим органом на местном уровне и охватывает территорию района. Взаимодействие осуществляется по телефону, при отсутствии связи – посылными на автомобиле.

ЕДДС муниципального района направляет сообщение в Центр управления в кризисных ситуациях (далее – ЦУКС) ГУ МЧС по Оренбургской области и привлекает к локализации и ликвидации аварийных ситуаций экстренные оперативные службы Оренбургской области.

5.2 Сведения о системе оповещения о чрезвычайных ситуациях

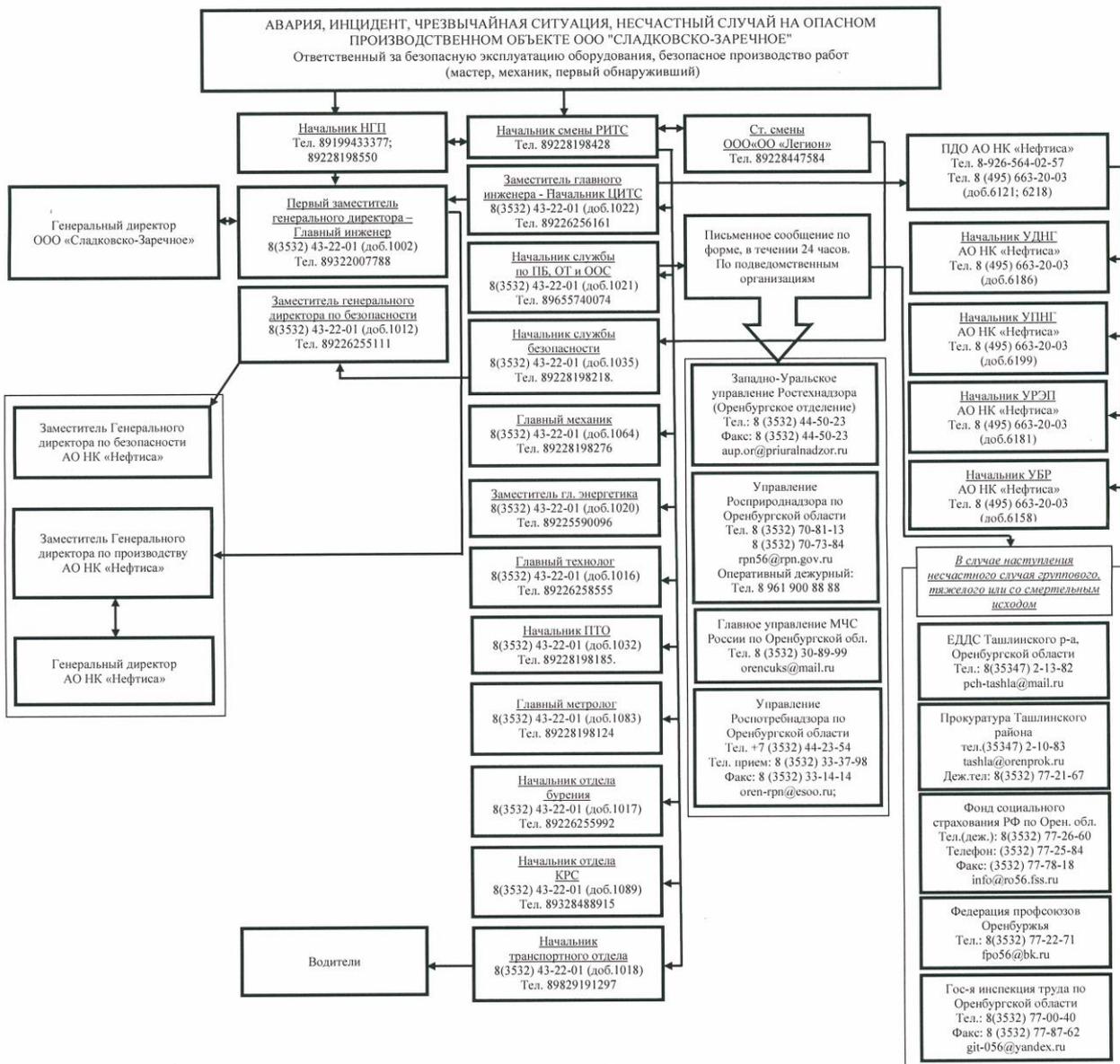
Порядок обмена и сбора информации, а также оповещения в случае возникновения аварии, производится на основании Приказа. Приказом по Обществу утверждена и введена в действие Инструкция о порядке оповещения и предоставлении информации при несчастных случаях, авариях, инцидентах и ЧС, угрозах совершения и совершении актов незаконного вмешательства на объектах ООО «Сладковско-Заречное», на основании которой осуществляется передача информации по утвержденным схемам.

Изм.	Кодуч.	Лист	№док.	Подпись	Дата

Изм.	Кодуч.	Лист	№док.	Подпись	Дата	НС02/22-6/П-97-АБ.ТЧ	Лист 76

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

**СХЕМА
оповещения о ЧС, аварии, инциденте, пожаре, несчастном случае
на объектах ООО «Сладковско-Заречное».**



ТЕЛЕФОНЫ ЭКСТРЕННЫХ СЛУЖБ:

Единый телефон службы спасения: 112
 Пожарная служба 01/101 (моб.);
 ОП 39 ПЧ ГУ 10 отряд ФПС 8 (35347) 2-13-66; 2-15-02
 Скорая медицинская помощь: 03/103 (моб.); Ташлинская МУЗ РБ (35347) 2-11-07; 2-13-57.
 Диспетчерская ОВД с. Ташла 02/102 8 (35347) 2-11-61.
 Противофонтанная военизированная часть (г. Бугурслан): 8 (35352) 6-44-71;
 ООО «Аварийно-Спасательная служба»: 8(3532) 53-70-92

– графики проведение тренировок.

Рисунок 5 – Схема оповещения при угрозе и возникновении инцидентов, аварий и других происшествий

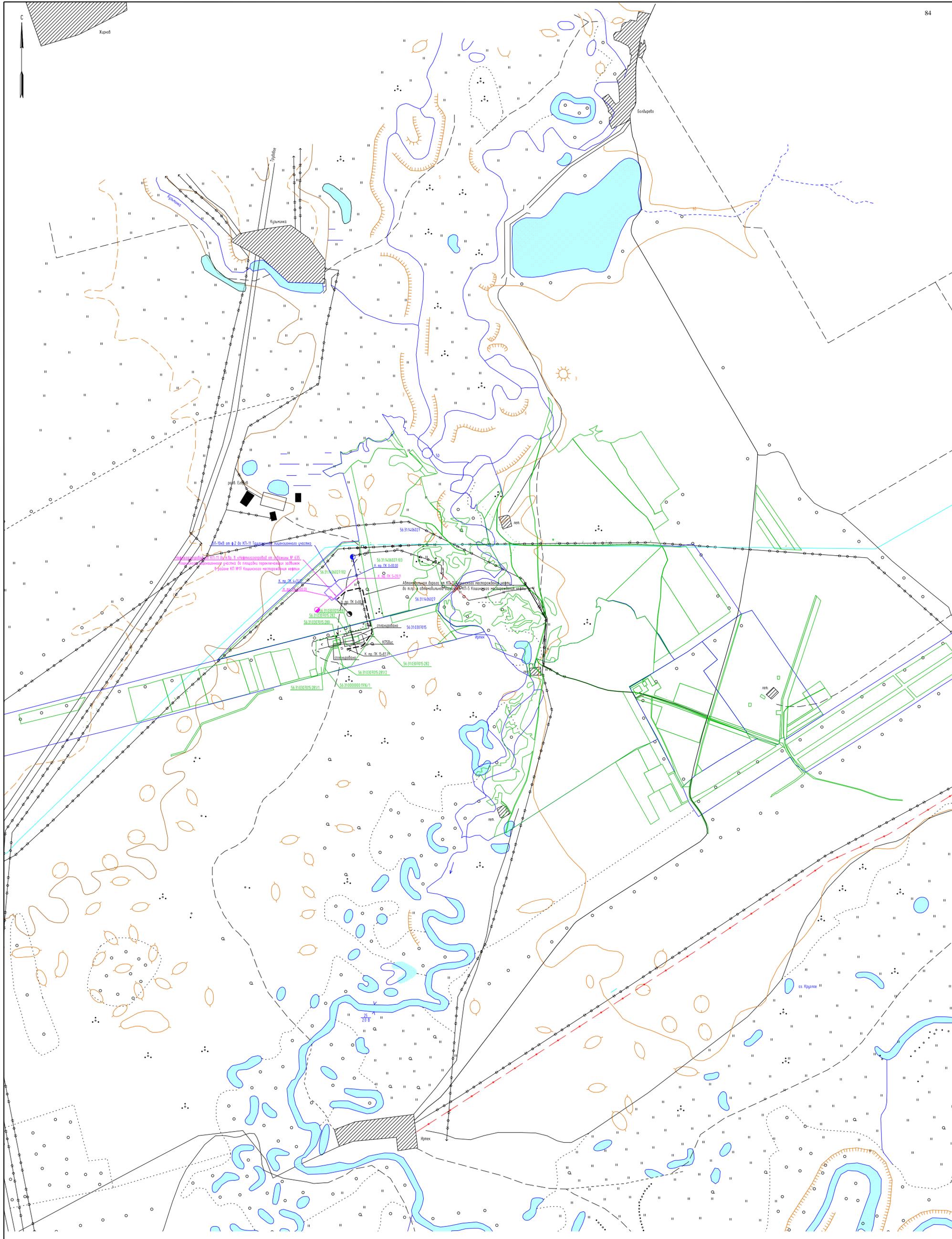
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Ссылочные нормативные документы

1. Федеральный закон от 10.01.2002 № 7-ФЗ Об охране окружающей среды.
2. Федеральный закон от 12.02.1998 № 28-ФЗ «О гражданской обороне».
3. Федеральный закон от 06.03.2006 № 35-ФЗ «О противодействии терроризму».
4. Федеральный закон от 21.12.1994 № 68-ФЗ «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера».
5. Федеральный закон от 21.12.1994 № 69-ФЗ «О пожарной безопасности».
6. Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».
7. Федеральный закон от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».
8. Федеральный закон от 27.12.2002 № 184-ФЗ «О техническом регулировании».
9. Федеральный закон от 30.12.2009 № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений».
10. Приказ МЧС России от 31.07.2020 № 578/365, Приказ Минцифры России от 31.07.2020 № 578/365 «Об утверждении Положения о системах оповещения населения»
11. Постановление Правительства РФ от 21.05.2007 г. № 304 (ред. от 20.12.2019) О классификации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера.
12. Постановление Правительства РФ от 30.12.2003 № 794 «О единой государственной системе предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций» (с изменениями).
13. ГОСТ Р 12.3.047-2012 «Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля».
14. Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 27.12.2012 № 784 «Об утверждении Руководства по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов».
15. Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 № 533 "Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств".
16. Правила противопожарного режима в Российской Федерации утвержденные Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.09.2020 года № 1479.
17. СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания"

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Изм. инв. №	Подпись и дата	Изм. № подл.	Лист

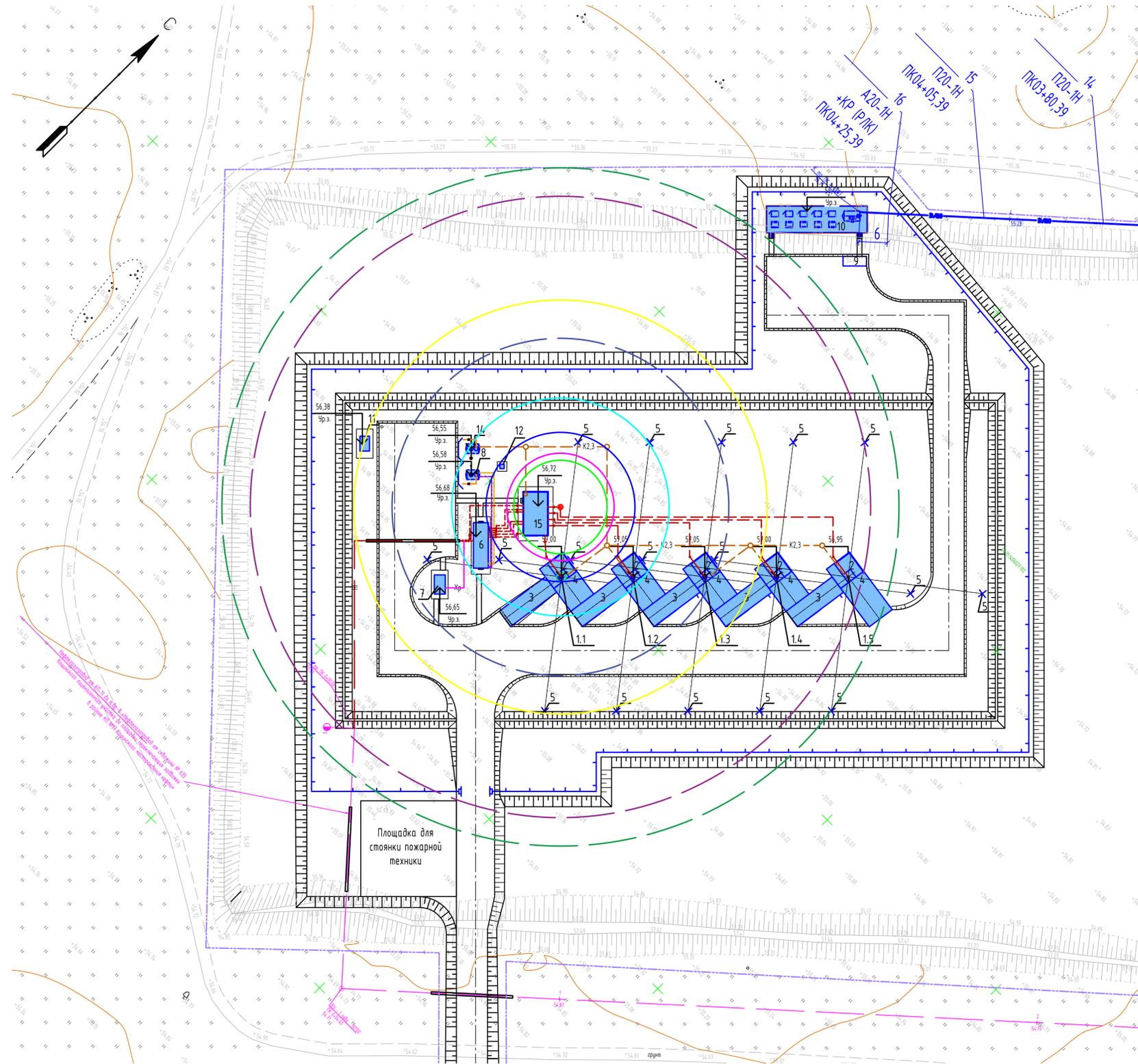


Имя, И. Фамилия, Отчество
 Должность и дата
 Ветеринар, И.

1. Система координат - МСК-56
2. Система высот - Балтийская 1977 г.
3. Сечения рельефа горизонталями через 20 м.
4. Инженерные изыскания выполнены в мае 2022г.

Условные обозначения:
 - - - - - Условная граница благоустройства КП-11

НС02/22-6/П-97-АБ.Г4					
Обустройство КП № 11 Ташлинского лицензионного участка					
Изм.	Кол.	Лист	И.Ф.И.	Подпись	Дата
Разработал	Кандаурова	16.23			
Ситуационный план М 1:25000					ООО "РСК-Инжиниринг"
ГИП Пешина					16.23
Формат А1					



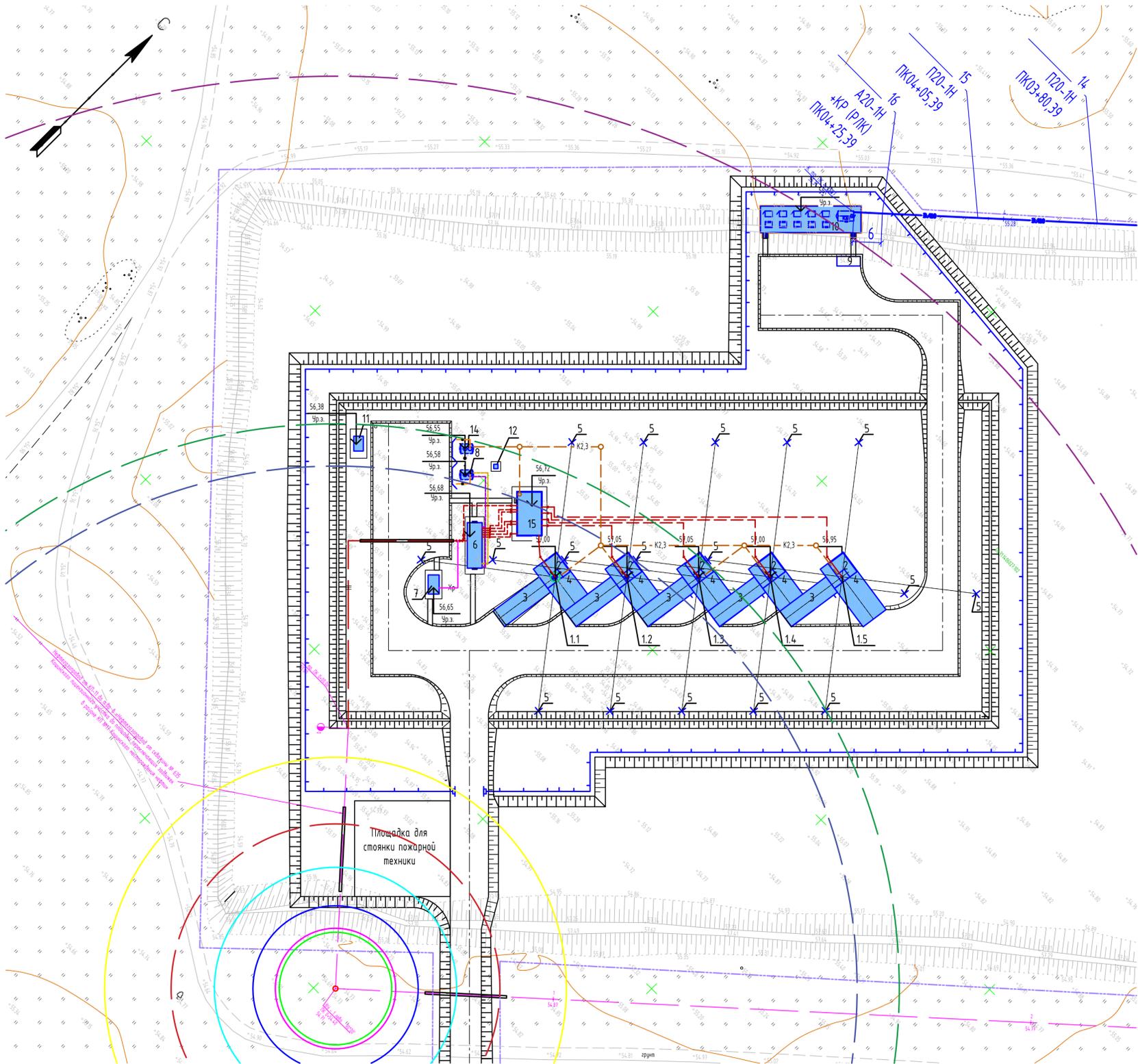
Номер на плане	Наименование	Координаты квадрата сетки
	этап строительства (обустройство первой скважины с сетями инженерного обеспечения)	
1.1	Устье эксплуатационной скважины	
2	Приустьевая площадка	
3	Площадка под ремонтный агрегат	
4	Место для приемных мостков	
5	Якорь оттяжки - 4 шт.	
9	Площадка под ДЭС (4,9x2м)	
10	Площадка под электрооборудование (21x5,5 м)	
11	Блок местной автоматики	
12	Прожекторная мачта, совмещенная с молниеотводом	
13	Позиция не используется	
14	Емкость канализационная V=8м3	
	этап строительства (Блок дозирования приготовления реагента (БДПР))	
7	Блок дозирования приготовления реагента (БДПР)	
	этап строительства (Автоматизированная групповая измерительная установка)	
6	АГЗУ (технологический блок)	
8	Емкость дренажная V=8м3	
	этап строительства (Узел переключающей арматуры)	
15	Узел переключающей арматуры	
	этап строительства (обустройство второй скважины с сетями инженерного обеспечения)	
1.2	Устье эксплуатационной скважины	
2	Приустьевая площадка	
3	Площадка под ремонтный агрегат	
4	Место для приемных мостков	
5	Якорь оттяжки - 4 шт.	
	этап строительства (обустройство третьей скважины с сетями инженерного обеспечения)	
1.3	Устье эксплуатационной скважины	
2	Приустьевая площадка	
3	Площадка под ремонтный агрегат	
4	Место для приемных мостков	
5	Якорь оттяжки - 4 шт.	
	этап строительства (обустройство четвертой скважины с сетями инженерного обеспечения)	
1.4	Устье эксплуатационной скважины	
2	Приустьевая площадка	
3	Площадка под ремонтный агрегат	
4	Место для приемных мостков	
5	Якорь оттяжки - 4 шт.	
	этап строительства (обустройство пятой скважины с сетями инженерного обеспечения)	
1.5	Устье эксплуатационной скважины	
2	Приустьевая площадка	
3	Площадка под ремонтный агрегат	
4	Место для приемных мостков	
5	Якорь оттяжки - 4 шт.	

Условные обозначения

- - Зона разлива
- - Граница зоны с интенсивностью излучения 10,5 кВт/м² (непереносимая боль через 3-5 с. Ожог 1 степени через 6-8 с. Ожог 2 степени через 12-16 с.)
- - Граница зоны с интенсивностью излучения 7,0 кВт/м² (непереносимая боль через 20-30 с. Ожог 1 степени через 15-20 с. Ожог 2 степени через 30-40 с.)
- - Граница зоны с интенсивностью излучения 4,2 кВт/м² (безопасно для человека в брезентовой одежде)
- - Граница зоны с интенсивностью излучения 1,4 кВт/м² (без негативных последствий в течение неограниченного времени)
- - - - Граница зоны с избыточным давлением 5,9 кПа (возможны травмы, связанные с разрушением стекол и повреждением стен зданий)
- - - - Граница зоны с избыточным давлением 3,0 кПа (разрушение остекления)
- - - - Радиус воздействия высокотемпературных продуктов сгорания паровоздушного облака

Элект. №: 11
 Подпись и дата:
 Инж. №: 11

НС02/22-6/П-97-АБ.ГЧ					
Обустройство КП № 11 Ташлинского лицензионного участка					
Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разработал		Мурсалимова	А.И.		06.23
Инж. контр.		Кудрявцев			06.23
ГИП		Пещина			06.23
Ситуационный план с указанием зон действия поражающих факторов при наиболее опасных сценариях аварий на КП № 11				Страница	Лист
				П	2
				ООО "РСК-Инжиниринг"	



Условные обозначения

- - Зона разлития
- - Граница зоны с интенсивностью излучения 10,5 кВт/м² (непереносимая боль через 3-5 с. Ожог 1 степени через 6-8 с. Ожог 2 степени через 12-16 с.)
- - Граница зоны с интенсивностью излучения 7,0 кВт/м² (непереносимая боль через 20-30 с. Ожог 1 степени через 15-20 с. Ожог 2 степени через 30-40 с.)
- - Граница зоны с интенсивностью излучения 4,2 кВт/м² (безопасно для человека в брезентовой одежде)
- - Граница зоны с интенсивностью излучения 1,4 кВт/м² (без негативных последствий в течение неограниченного времени)
- - - - Граница зоны поражения избыточным давлением 12 кПа. Разрушение перегородок и кровли деревянных каркасных зданий
- - - - Граница зоны с избыточным давлением 5,9 кПа (возможны травмы, связанные с разрушением стекол и повреждением стен зданий)
- - - - Граница зоны с избыточным давлением 3,0 кПа (разрушение остекления)
- - - - Радиус воздействия высокотемпературных продуктов сгорания паровоздушного облака

Номер на плане	Наименование	Координаты квадрата сетки
	этап строительства (обустройство первой скважины с сетями инженерного обеспечения)	
1.1	Устье эксплуатационной скважины	
2	Приустьевая площадка	
3	Площадка под ремонтный агрегат	
4	Место для приемных мостков	
5	Якорь оттяжки - 4 шт.	
9	Площадка под ДЭС (4,9x2м)	
10	Площадка под электрооборудование (21x5,5 м)	
11	Блок местной автоматики	
12	Пржекторная мачта, совмещенная с молниеотводом	
13	Позиция не используется	
14	Емкость канализационная V=8м ³	
	этап строительства (Блок дозирования приготовления реагента (БДПР))	
7	Блок дозирования приготовления реагента (БДПР)	
	этап строительства (Автоматизированная групповая измерительная установка)	
6	АГЗУ (технологический блок)	
8	Емкость дренажная V=8м ³	
	этап строительства (Узел переключающей арматуры)	
15	Узел переключающей арматуры	
	этап строительства (обустройство второй скважины с сетями инженерного обеспечения)	
1.2	Устье эксплуатационной скважины	
2	Приустьевая площадка	
3	Площадка под ремонтный агрегат	
4	Место для приемных мостков	
5	Якорь оттяжки - 4 шт.	
	этап строительства (обустройство третьей скважины с сетями инженерного обеспечения)	
1.3	Устье эксплуатационной скважины	
2	Приустьевая площадка	
3	Площадка под ремонтный агрегат	
4	Место для приемных мостков	
5	Якорь оттяжки - 4 шт.	
	этап строительства (обустройство четвертой скважины с сетями инженерного обеспечения)	
1.4	Устье эксплуатационной скважины	
2	Приустьевая площадка	
3	Площадка под ремонтный агрегат	
4	Место для приемных мостков	
5	Якорь оттяжки - 4 шт.	
	этап строительства (обустройство пятой скважины с сетями инженерного обеспечения)	
1.5	Устье эксплуатационной скважины	
2	Приустьевая площадка	
3	Площадка под ремонтный агрегат	
4	Место для приемных мостков	
5	Якорь оттяжки - 4 шт.	

Этап, вид, №
Подпись и дата
Масштаб

НС02/22-6/П-97-АБ.ГЧ					
Обустройство КП № 11 Ташлинского лицензионного участка					
Изм.	Кол.	Лист	№Зак.	Подпись	Дата
Разработал		Мурсалимова	АТ-22		06.23
Г. контр.	Кудрявеч				06.23
ГИП	Пещина				06.23
Ситуационный план с указанием зон действия поражающих факторов при наиболее опасных сценариях аварий на нефтегазопроходе				Страница	Лист
				П	3
				ООО "РСК-Инжиниринг"	
Формат А1					