

Министерство образования и науки Российской Федерации  
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Пермский национальный исследовательский политехнический университет»  
«Научно-проектный институт обустройства нефтяных и газовых месторождений»

**ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»**

**«Строительство и обустройство скважин Кокуйского месторождения (модуль  
150)»**

**Проектная документация**

**Раздел 10 Иная документация в случаях,  
предусмотренных федеральными законами**

**Часть 1 Декларация промышленной безопасности**

**Книга 2 Расчетно-пояснительная записка**

**2019/206/ДС190-PD-DPB2**

**Том 10.1.2**

**Договор №**

**2019/206/ДС190**

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

**2024**

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

Министерство образования и науки Российской Федерации  
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Пермский национальный исследовательский политехнический университет»  
«Научно-проектный институт обустройства нефтяных и газовых месторождений»

**ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»**

**«Строительство и обустройство скважин Кокуйского месторождения (модуль  
150)»**

Проектная документация

Раздел 10 Иная документация в случаях,  
предусмотренных федеральными законами

Часть 1 Декларация промышленной безопасности

Книга 2 Расчетно-пояснительная записка

2019/206/ДС190-PD-DPB2

Том 10.1.2

Договор № 2019/206/ДС190

Заместитель директора В.А. Войтенко

Главный инженер проекта М.Н. Калугин

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

2024

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

Обозначение	Наименование	Примечание
2019/206/ДС190-PD-DPB2.S	Содержание тома 10.1.2	2
2019/206/ДС190-PD-DPB2.TCH	Текстовая часть	5

Согласовано	

Взам. инв. №	
Подп. и дата	

						2019/206/ДС190-PD-DPB2.S		
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Инв. № подл.	
--------------	--

Разраб.	Белякова		04.24
Проверил	Суворова		04.24
Н. контр.	Белякова		04.24
ГИП	Калугин		04.24

СОДЕРЖАНИЕ ТОМА 10.1.2	
------------------------	--

Стадия	Лист	Листов
П	1	1
<b>НПИ ОНГМ</b>		

Регистрационный номер декларируемого объекта  
в государственном реестре опасных  
производственных объектов \_\_\_\_\_

**РАСЧЕТНО-ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА  
К ДЕКЛАРАЦИИ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ**

в составе проектной документации

**«Строительство и обустройство скважин Кокуйского месторождения  
(модуль 150)»**

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

г. Пермь  
2024

## Содержание

1.	СВЕДЕНИЯ О ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССАХ .....	3
1.1	Сведения об опасных веществах .....	3
1.2	Данные о технологии и оборудовании, применяемых на декларируемом объекте	7
1.2.1	Принципиальная технологическая схема с обозначением основного технологического оборудования указанием направлений потоков опасных веществ и отсекающей арматуры и кратким описанием технологического процесса .....	7
1.2.2	План и перечень размещения основного технологического оборудования, в котором получают, используются, хранятся, транспортируются, уничтожаются опасные вещества .....	13
1.2.3	Данные о распределении опасных веществ по оборудованию .....	23
1.3	Описание технических решений по обеспечению безопасности.....	35
1.3.1	Описание решений, направленных на исключение разгерметизации оборудования и предупреждение аварийных выбросов опасных веществ.....	35
1.3.2	Описание решений, направленных на предупреждение развития аварий и локализацию выбросов опасных веществ.....	44
1.3.3	Описание решений, направленных на обеспечение взрывопожаробезопасности	45
1.3.4	Описание автоматического регулирования, блокировок, сигнализаций и других средств обеспечения безопасности.....	46
2	АНАЛИЗ РИСКА .....	49
2.1	Анализ аварий на декларируемом объекте.....	49
2.1.1	Перечень аварий и обобщенные данные об инцидентах; имевших место на декларируемом объекте .....	49
2.1.2	Перечень наиболее опасных по последствиям аварий, произошедших на других аналогичных объектах, или аварий, связанных с опасными веществами.....	49
2.1.3	Анализ основных причин произошедших аварий .....	53
2.2	Анализ условий возникновения и развития аварий на декларируемом объекте	54
2.2.1	Определение возможных причин возникновения аварии на декларируемом объекте и факторов, способствующих возникновению и развитию аварий на декларируемом объекте .....	54
2.2.2	Определение сценариев аварий на декларируемом объекте для опасных веществ .....	57
2.2.3	Обоснование применяемых физико-математических моделей и методов расчета с оценкой влияния исходных данных на результаты анализа риска аварии .....	59
2.2.4	Оценка количества опасных веществ, участвующих в аварии и в создании поражающих факторов .....	60
2.2.5	Расчет вероятных зон действия поражающих факторов.....	64
2.2.6	Оценка возможного числа потерпевших, в том числе погибших, среди работников декларируемого объекта и иных физических лиц, которым может быть	

Согласовано							2019/206/ДС190-PD-DPB2.TCH						
Взам. инв. №													
Подп. и дата													
Инв. № подл.													

ТЕКСТОВАЯ ЧАСТЬ

Стадия	Лист	Листов
П	1	102

**НПИ ОНГМ**

причинен вред здоровью или жизни в результате аварии на декларируемом объекте .....	71
2.3 Оценка возможного ущерба .....	73
2.3.1 Оценка возможного ущерба имуществу юридическим и физическим лицам и вреда окружающей среде.....	75
2.4 Оценка риска аварий, включающая данные о вероятности аварий, показателях риска причинения вреда работникам декларируемого объекта и физическим лицам, ущерба имуществу юридическим и физическим лицам и вреда окружающей среде (по составляющим объекта) .....	84
2.4.1 Определение вероятностей (частот) возникновения аварий .....	85
2.4.2 Показатели риска причинения вреда работникам декларируемого объекта и физическим лицам.....	88
2.4.3 Данные о показателях риска ущерба имуществу юридическим и физическим лицам и вреда окружающей среде (по составляющим объекта).....	90
3 ВЫВОДЫ И ПРЕДЛОЖЕНИЯ.....	93
3.1 Перечень составляющих декларируемого объекта с указанием показателей риска для работников и иных юридических и физических лиц.....	93
3.2 Сравнительный анализ рассчитанных показателей аварии на декларируемом объекте со среднестатистическими показателями риска аварий, риска гибели людей по неестественным причинам (пожары, дорожно-транспортные происшествия), риска чрезвычайных ситуаций техногенного характера и (или) критериями приемлемого (допустимого) риска .....	96
3.3 Предложения по внедрению мер, направленных на уменьшение риска аварий	98
4 ПЕРЕЧЕНЬ ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ .....	100
Таблица регистрации изменений .....	102

Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					2019/206/ДС190-PD-DPB2.TCH		Лист
									2
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

# 1. СВЕДЕНИЯ О ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССАХ

## 1.1 Сведения об опасных веществах

Опасными веществами на проектируемом объекте являются горючая жидкость и воспламеняющийся газ – нефть и попутный нефтяной газ, подтоварная вода.

Характеристики опасных веществ приведены ниже (таблица 1).

Таблица 1 - Сведения об опасном веществе

Наименование параметра	Параметр						Источник информации
<b>1. Нефть</b>							
1 Название вещества 1.1 химическое 1.2 торговое	Нефть - сложная смесь различных органических соединений (в основном углеводородов)						Справочник химика. Т. 4, М.: Наука, 1990
2 Формула эмпирическая	В состав нефти входят: предельные углеводороды $C_nH_{2n+2}$ ; циклопарафины $C_nH_{2n}$ (в основном это циклопентан, циклогексан и их гомологи); ароматические углеводороды $C_nH_{2n-6}$ (в основном гомологи бензола); многоядерные полинафтенновые и ароматические углеводороды, содержащие различные боковые цепи						Справочник химика. Т. 4, М.: Наука, 1990
3 Содержание: % вес.	Тл (Луж)	Бб (Луж)	Тл (Мак)	Бб (Мак)	Тл (Маз)	ВЗВ4 (Маз)	Данные лабораторных исследований
- сера	1,21-1,58	1,83	1,21-1,58	1,65	1,71	1,81	
- смолы	7,42-14,94	12,17	7,42-14,94	14,29	12,36	12,83	
- асфальтены	0,79-1,01	1,8	0,79-1,01	1,06	1,52	1,42	
- парафины	3,76-5,27	3,22	3,76-5,27	5,54	4,31	3,97	
4.1 Плотность, кг/м <sup>3</sup>	843	856	843	861	869	854	
4.2 Вязкость мПахс: при 20°C	11,99-13,45	8,35	11,99-13,45	13,55	10,28	10,11	
4.3 Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т	142,2	131,5	142,2	108,0	115,5	128,3	
4.4 Обводненность, %	30						
5 Данные о взрывопожароопасности - категория и группа взрывоопасной смеси	IIA – T3						
5.1 Температура самовоспламенения, °C	От 223 до 375 (зависит от состава нефти); 256 – нефть Прикамская						ГОСТ 30852.19-2002
5.2 Пределы взрываемости: объемные	1,3% (нижний)						Вредные вещества в промышленности. Т.1. Орга-

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	Нодок.	Подп.	Дата

2019/206/ДС190-PD-DPB2.TCH

Лист

3

Наименование параметра	Параметр	Источник информации
5.3 Температура вспышки (нефть Прикамская), С	-27	нические вещества: справочник для химиков, инженеров, врачей/ под ред. Н.В. Лазарева и Э.Н. Левиной. – Л.: Химия, 1976
6 Данные о токсической опасности	3 класс токсической опасности	СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания"
6.1 ПДК в воздухе рабочей зоны, мг/м <sup>3</sup>	10 (аэрозоль)	
6.2 Смертельная концентрация, мг/л	227	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
7 Реакционная способность	Химические свойства нефти определяются наличием в ее составе различных групп углеводородов	Справочник химика. Т.4, М.: Наука, 1990
8 Запах	Зависит от состава нефти (обусловлен наличием сернистых соединений в нефти)	Справочник химика. Т.4, М.: Наука, 1990
9 Коррозионное воздействие	Оказывают сернистые соединения, содержащиеся в нефти, эффект воздействия зависит от их концентрации	Справочник химика. Т.4, М.: Наука, 1990
10 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	Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности", утв. приказом Ростехнадзора от 15.12.2020 № 534

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	Нодок.	Подп.	Дата

2019/206/ДС190-PD-DPB2.TCH

Лист

4



Наименование параметра	Параметр	Источник информации
11 Информация о воздействии на людей	Углеводороды, входящие в состав нефтяных газов (метан и его ближайшие гомологи), могут оказывать сравнительно слабое наркотическое действие. Значительно сильнее действуют пары менее летучих (жидких) составных частей нефти. Именно они определяют характер действия сырых нефтей. Нефти, содержащие мало ароматических углеводородов, действуют также как и смеси метановых и нафтеновых углеводородов, их пары вызывают наркоз и судороги. Высокое содержание ароматических соединений может угрожать хроническими отравлениями с изменением состава крови и 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 раздражениям, возникновению сухости, шелушению кожи, появлению трещин. Многие химические соединения, содержащиеся в нефти, могут оказывать канцерогенное действие	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
12 Средства защиты	При работе с высокими концентрациями (зачистка аппаратов и т.п.) шланговые противогазы с принудительной подачей воздуха (ПШ-1, ПШ-2, ДПА-2, и др.), при меньших концентрациях углеводородов в нефти - фильтрующий промышленный противогаз марки А. 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	Приказ Минздравсоцразвития России от 17.12.2010 №1122н «Об утверждении типовых норм бесплатной выдачи работникам смывающих и (или) обезвреживающих средств и стандарта безопасности труда «Обеспечение работников смывающими и (или) обезвреживающими средствами»
13 Методы перевода вещества в безвредное состояние	Вентиляция помещения с целью уменьшения концентрации паров сернистых и ароматических соединений в воздухе	

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2019/206/ДС190-PD-DPB2.TCH

Лист

5

Наименование параметра	Параметр	Источник информации
14 Меры первой помощи пострадавшим от воздействия вещества	1) Вынести пострадавшего в безопасное место, проветрить помещение 2) Определить наличие самостоятельного дыхания 3) При отсутствии признаков жизни приступить к сердечно-легочной реанимации, вызвать скорую медицинскую помощь 4) При восстановлении дыхания придать пострадавшему устойчивое боковое положение 5) Обеспечить постоянный контроль за дыханием до прибытия скорой помощи	Памятка по оказанию первой помощи пострадавшим, (Москва, 2015) разработанная Министерством Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий

## 2 Попутный нефтяной газ

1 Название вещества	Попутный нефтяной газ						Справочник химика. Т.4, М.: Наука, 1990
2 Формула	Сложная смесь углеводородов (в основном ряда метана) и неорганических соединений						
3 Параметры газа	Тл (Луж)	Бб (Луж)	Тл (Мак)	Бб (Мак)	Тл (Маз)	ВЗВ4 (Маз)	Данные лабораторных исследований
3.1 Состав, мольное содержание, %							
- сероводород	0,20	0,10	0,20	0,10	0	0,75	
- двуокись углерода	1,24	0,70	1,24	0,70	0,73	0,61	
- азот+редкие (в т.ч. гелий)	5,17	5,66	5,17	5,66	6,68	5,23	
- метан	60,85	60,26	60,85	60,26	55,27	50,95	
- этан	16,07	14,61	16,07	14,61	16,73	19,38	
- пропан	9,14	10,09	9,14	10,09	11,44	12,54	
- изобутан	1,78	1,53	1,78	1,53	1,65	2,19	
- норм. бутан	3,04	4,00	3,04	4,00	4,47	5,15	
- изопентан	1,50	1,35	1,50	1,35	1,80	1,35	
- норм. пентан	1,01	1,16	1,01	1,16	1,23	1,15	
- гексаны	0,00	0,54	0,00	0,54	0,00	0,70	
3.2 Плотность газа, кг/м <sup>3</sup>	1,057	1,083	1,057	1,083	1,223	1,179	
3.3 Температура кипения, °С	Основные компоненты – С <sub>1</sub> – С <sub>3</sub> 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							
4.1 Пределы взрываемости, %	2,1 – 15						
4.2 Температура самовоспламенения, °С	470 - 537						
5 Категория и группа взрывоопасной смеси	IIA – T1 (по метану)						ГОСТ 30852.19-2002
6 Данные о токсической опасности	2 класс токсической опасности (для сероводорода);						

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	Нодок.	Подп.	Дата

2019/206/ДС190-PD-DPB2.TCH

Лист

6

Наименование параметра	Параметр	Источник информации
6.1 ПДК в рабочей зоне, мг/м <sup>3</sup>	300 (в пересчете на углерод) 10 (по H <sub>2</sub> S в смеси с углеводородами C <sub>1</sub> – C <sub>5</sub> )	ттивы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания"
6.2 LCt <sub>50</sub>	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 <sub>50</sub>	720 (по этану)	
7 Реакционная способность	При обычных температурах – инертный	

Таблица 2 - Физико-химические свойства сточной подтоварной воды Кокуйского месторождения

№ п/п	Показатель	Значение
1	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	1112
2	pH	6,0
3	Минерализация, г/л	176,1
4	Жесткость общая, °Ж	905,0
5	Содержание сероводорода, мг/дм <sup>3</sup>	17,9
6	Содержание нефтепродуктов, мг/л	10-40
7	Содержание в воде механических примесей, мг/л	0-30
8	Железо Fe общ., мг/дм <sup>3</sup>	3,08
9	Содержание компонентов, мг/дм <sup>3</sup> : HCO <sub>3</sub> CO <sub>3</sub> Cl SO <sub>4</sub> Ca Mg Na+K	213,6 <6,0(не обн.) 107413 620,7 13927,8 2553,6 51394,3

## 1.2 Данные о технологии и оборудовании, применяемых на декларируемом объекте

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

Основным направлением деятельности ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» является добыча нефти и газа.

Согласно заданию на проектирование настоящим проектом предусматривается обустройство добывающих скважин на новых кустовых площадках №№7001,7005,7008 и расширяемых кустовых площадках

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2019/206/ДС190-PD-DPB2.TCH	Лист
							7

№№399,400,404,806,4345,16н Кокуйского нефтяного месторождения, сбор и транспорт нефти и газа с данных скважин.

Проектом предусматривается реконструкция обвязки существующих скважин №336 (куст №4345), №97 (куст №339) с установкой СКЖ для возможности замера индивидуального дебита по каждой скважине. Так же проектом предусматривается переподключение существующих скважин №№2570,2571 (куст №400) к проектируемой АГЗУ на кусте №400 и демонтаж существующей ГЗУ-1011 в связи с давним сроком ввода в эксплуатацию (1987 г.).

Продукция обустраиваемых добывающих скважин кустов №№404,806,7001,7005,7008 под давлением, создаваемым штанговыми насосами, по выкидным трубопроводам поступает на узлы замера с СКЖ, размещаемые на приустьевых площадках скважин. После замера дебита водонефтегазовая эмульсия с кустов №№404,806,7008 по проектируемым нефтегазосборным трубопроводам направляется до точек врезки в существующие нефтегазосборные трубопроводы для последующего транспорта на ДНС-1005, ДНС-1006 и ДНС-1028.

Водонефтегазовая эмульсия с кустов №№7001,7005 по проектируемым нефтегазосборным трубопроводам направляется до точек врезки в проектируемый нефтегазосборный трубопровод с куста №7008 для последующего транспорта на ДНС-1006.

Для возможности индивидуального замера дебита на существующей скважине предусматривается реконструкция обвязки существующих скважин №336 (куст №4345), №97 (куст №339) с установкой СКЖ.

Продукция обустраиваемых добывающих скважин расширяемого куста №400 по проектируемым выкидным трубопроводам поступает на проектируемую замерную установку АГЗУ. После замера дебита по проектируемому нефтегазосборному трубопроводу водонефтегазовая эмульсия направляется до точки врезки в существующий нефтегазосборный трубопровод «ГЗУ-1012 - ДНС-1005» для последующего транспорта на ДНС-1005. Так же проектом предусматривается подключение к проектируемой АГЗУ существующих скважин №№2570,2571 расширяемого куста №400 и демонтаж существующей ГЗУ-1011 в связи с давним сроком ввода в эксплуатацию (1987 г.).

Транспорт нефти предусматривается по однотрубной герметизированной схеме.

Очистка внутренней полости выкидных трубопроводов от АСПО будет производиться методом периодических промывок горячей водой через штуцер, расположенный в обвязке устьевого арматуры.

Для очистки от АСПО полости нефтегазосборных трубопроводов «Куст №399 – ДНС-1005», «Куст №7008 – ДНС-1006», «Куст №7001 – т.вр. в тр-д «Куст №7008 – ДНС-1006»» предусмотрены устройства запуска и приема очистных устройств.

Очистка полости выкидных и остальных нефтегазосборных трубопроводов предусматривается методом периодических промывок в виду их небольшой протяженности.

В соответствии с заданием на проектирование для проектируемых скважин предусматривается один способ эксплуатации - погружным штанговым насосом

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2019/206/ДС190-PD-DPB2.TCH	Лист
													8
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата								

(ШГН) с приводом от станка-качалки типа ПШСН 80-3-40.

При способе эксплуатации ШГН предусматриваются скважинные штанговые насосы НВ1Б-32, НВ1Б-38 и НН2Б-44.

Устья проектируемых добывающих скважин для способа эксплуатации ШГН, согласно типовым техническим условиям ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», оборудуются устьевой арматурой типа АУШГНК-15-65/50-14-Ф-180/180-Г73-К2-ЕЕ-2-ВУС-КВ-2/3х16-КОР-СУС-УХЛ.

Кроме того, проектной документацией выполняется строительство объектов системы ППД Кокуйского месторождения, включающее в себя:

- строительство нагнетательного водовода от ВРП-1090 до скважины №4323;
- строительство нагнетательного водовода от точки врезки в нагнетательный водовод «водозаборная скв.№302-сква.№305» до скважины №4332;
- строительство нагнетательного водовода от ВРП-1085 до скважины №4345;

- строительство и обустройство водозаборных скважин: установка фонтанной арматуры, монтаж погружной насосной установки с электродвигателем;

- обустройство нагнетательных скважин №№4301,4313,4323,4332,4345,7008,7007,7004,7010: строительство приустьевой площадки, площадки под ремонтный агрегат, установка нагнетательной арматуры, обвязка нагнетательного водовода с нагнетательной арматурой;

- обустройство нагнетательных скважин №№4301,4313: установка УНУ ППД на скв.№№4301,4313.

Согласно технических условий Отдела добычи нефти и газа от 07.06.2022 г., приемистость проектируемых нагнетательных скважин составляет:

- скв.№4301 - 30,0 м<sup>3</sup>/сут.;
- скв.№4313 - 50,0 м<sup>3</sup>/сут.;
- скв.№4323 - 50,0 м<sup>3</sup>/сут.;
- скв.№4332 - 21,20 м<sup>3</sup>/сут.;
- скв.№4345 - 36,90 м<sup>3</sup>/сут.;
- скв.№7007 - 40,10 м<sup>3</sup>/сут.;
- скв.№7008 - 40,10 м<sup>3</sup>/сут.;
- скв.№7004 - 70,10 м<sup>3</sup>/сут.;
- скв.№7010 - 39,30 м<sup>3</sup>/сут.

Производительность проектируемой водозаборной скважины №1 для подачи пресной технической воды на проектируемые нагнетательные скважины №№7008,7007,7004,7010 составляет 189,60 м<sup>3</sup>/сут.

Производительность проектируемой водозаборной скважины для подачи пресной технической воды на проектируемые нагнетательные скважины №№4301, 4313 составляет 80,0 м<sup>3</sup>/сут.

Давление нагнетания в нагнетательные скважины принято согласно гидравлическому расчету НОЦ ГиРНГМ (Приложение А1, том 3.1) и составляет:

- скважина №4323 - 20,04 МПа;
- скважина №4332 - 20,38 МПа;
- скважина №4345 - 20,05 МПа;
- скважина №7007 - 20,05 МПа;

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	Изнв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	2019/206/ДС190-PD-DPB2.TCH						Лист
															9

- скважина №7008 – 20,05 МПа;
- скважина №7004 – 20,08 МПа;
- скважина №7010 – 20,08 МПа.

В качестве водоисточника для закачки в скважины Кокуйского месторождения будет использоваться:

- для скв.№4323 - сточная подтоварная вода с УППН «Кокуй» (КНС-1008);
- для скв.№№4345,4332 - пластовая вода с водозаборных скважин (КНС-1005Пл).

В качестве водоисточника для закачки в скважины №№7004,7010,7008,7007 Кокуйского месторождения будет использоваться пресная техническая вода с проектируемой водозаборной скважины №1.

В качестве водоисточника для закачки в скважины №№4301,4313 Кокуйского месторождения будет использоваться пресная техническая вода с проектируемой водозаборной скважины.

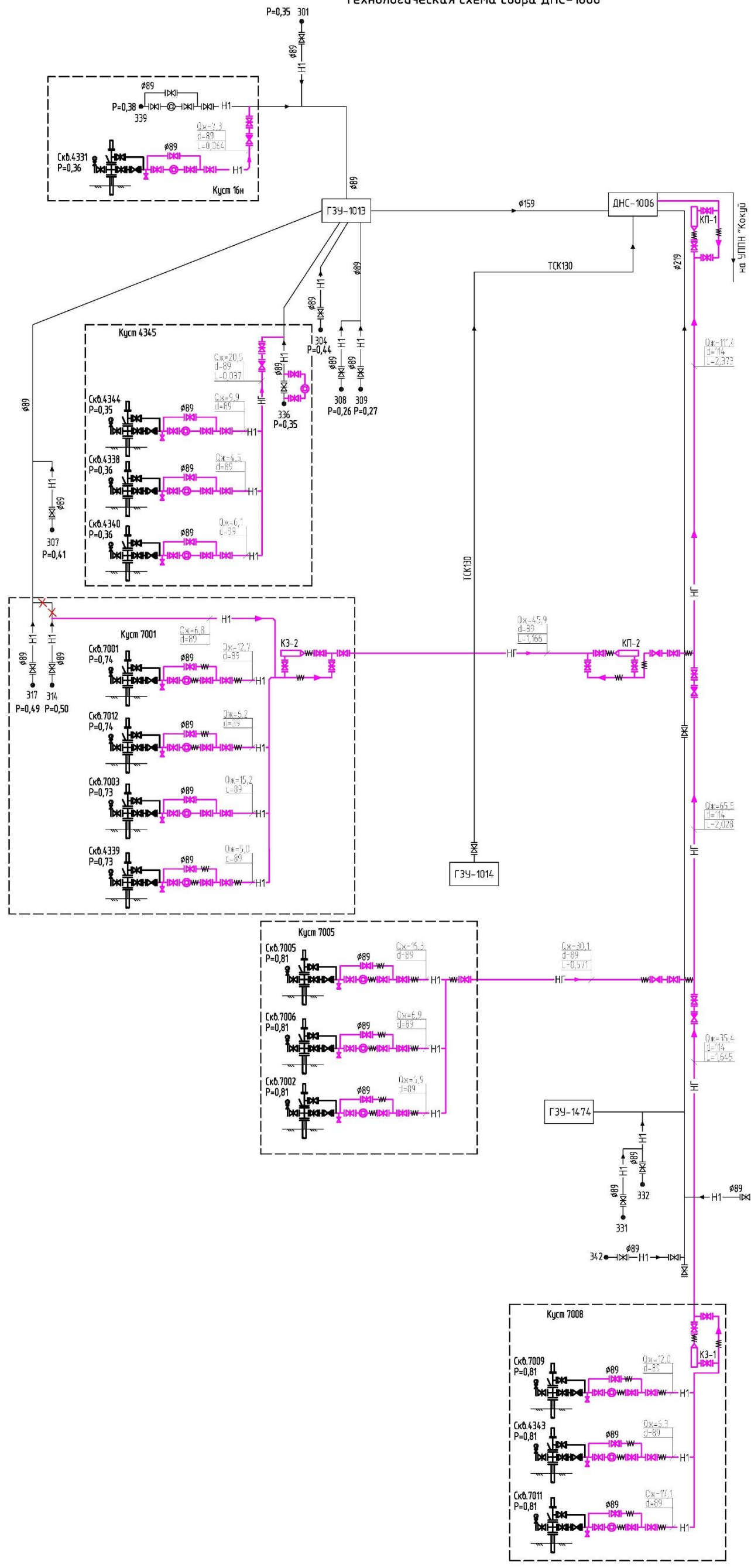
Вода из проектируемой водозаборной скважины оборудованная погружным насосом низкого давления, по низконапорным водоводам подается к скважинам №№4301,4313 с УНУ ППД и закачивается в пласт.

Режим работы системы сбора и транспорта продукции скважин – непрерывный, круглосуточный.

Принципиальная технологическая схем декларируемого объекта приведена ниже (рисунок 1).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2019/206/ДС190-PD-DPB2.TCH	

Технологическая схема сбора ДНС-1006



Поз.	Наименование	Кол.	Характеристика	Прим.
Проектируемые:				
	Куст №7008			
	Скважины добывающие	3	ШГН (7009,4343,7011)	
СКЖ	Счетчик жидкости	3		
КЗ-1	Устройство пуска	1	III-УПП-1-100-4,0-УХЛ1	
КП-1	Устройство приема	1	III-УПП-2-100-4,0-УХЛ1	
Куст №7005				
	Скважины добывающие	3	ШГН (7005,7006,7002)	
СКЖ	Счетчик жидкости	3		
Куст №7001				
	Скважины добывающие	4	ШГН (7001,7012,7003,4339)	
СКЖ	Счетчик жидкости	4		
КЗ-1	Устройство пуска	1	III-УПП-1-100-4,0-УХЛ1	
КП-1	Устройство приема	1	III-УПП-2-100-4,0-УХЛ1	
Куст №4345				
	Скважины добывающие	3	ШГН (4344,4338,4340)	
СКЖ	Счетчик жидкости	3		при вар.1
СКЖ	Счетчик жидкости	4		при вар.2
Куст №16н				
	Скважины добывающие	1	ШГН (4331)	
СКЖ	Счетчик жидкости	1		
Существующие:				
ГЗУ	Гризовая заводская установка			
ДНС	Дожимная насосная станция			

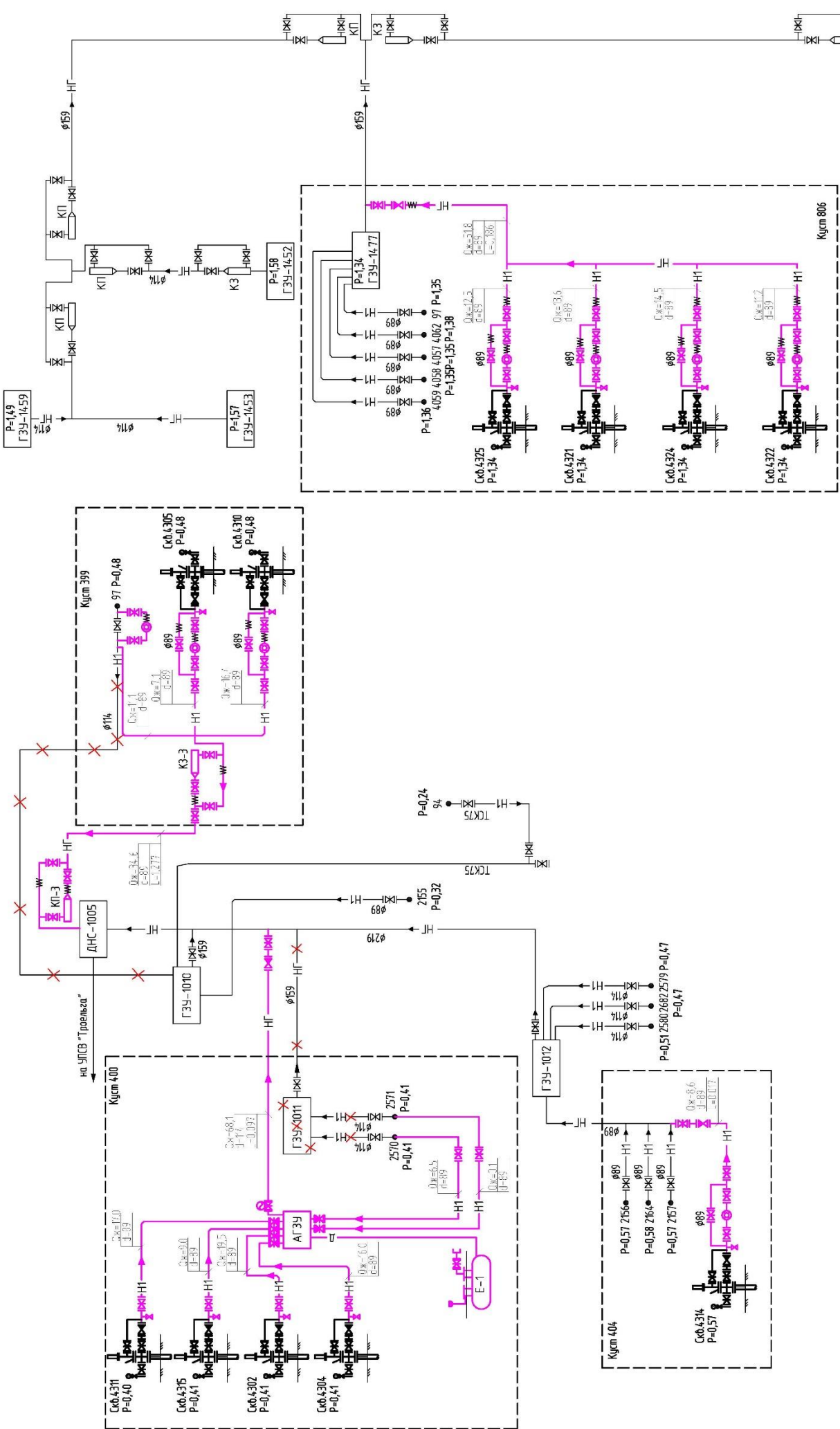
Условные обозначения и изображения

Условные обозначения и изображения	Наименование
Проектируемые:	
— H1 —	Выкидной трубопровод
— HГ —	Нефтегазосборный трубопровод (вариант 1)
— ААА —	Трубопровод в теплоизоляции
⊘	Клапан обратный поворотный
⊘	Запорная арматура
⊘	Счетчик жидкости
⊘	Устройство запуска очистных устройств
⊘	Устройство приема очистных устройств
Существующие:	
— H1 —	Выкидной трубопровод
— HГ —	Нефтегазосборный трубопровод
⊘	Запорная арматура
⊘	Счетчик жидкости

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2019/206/ДС190-PD-DRB2.TCH	Лист 11
------	---------	------	--------	-------	------	----------------------------	---------

Технологическая схема сбора ДНС-1005



Условные обозначения и сокращения

Обозначение	Сокращение
— Н1 —	Выходной трубопровод
— НГ —	Нефтегазовый трубопровод
— ААА —	Трубопровод в теплоизоляции
— КЛ —	Клапан обратный поворотный
— ЗП —	Запорная арматура
— СЖ —	Счетчик жидкости
— УЗ —	Устройство запуска очистных устройств
— УП —	Устройство приема очистных устройств
— СШ —	Сбросовый
— Н1 —	Выходной трубопровод
— НГ —	Нефтегазовый трубопровод
— КЛ —	Клапан обратный поворотный
— ЗП —	Запорная арматура
— СЖ —	Счетчик жидкости
— УЗ —	Устройство запуска очистных устройств
— УП —	Устройство приема очистных устройств
— ДН —	Демонтируемые трубопроводы, сооружения

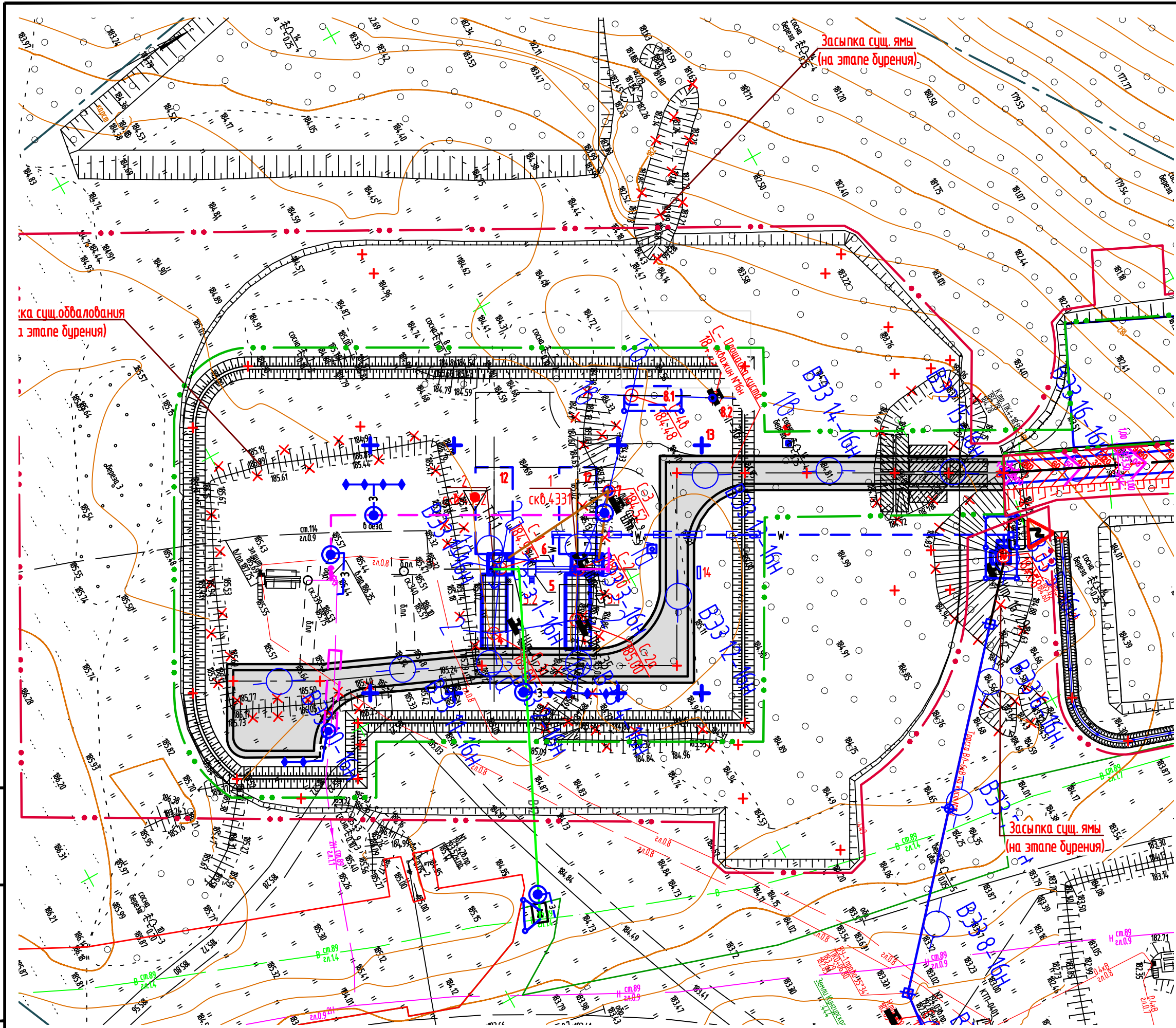
Рисунок 1 – Принципиальная технологическая схема декларируемого объекта



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

Планы размещения основного технологического оборудования декларируемого объекта приведены ниже (Рисунок 2-Рисунок 10).

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					2019/206/ДС190-PD-DPB2.TCH	Лист
						13		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата			



**Экспликация зданий и сооружений**

Номер на плане	Наименование	Координаты квадрата сетки
Проектируемые:		
1	Устье добывальной скважины	
2	Устье нагнетательной скважины	
3.1	Приустевая площадка добывальной скважины	
3.2	Приустевая площадка нагнетательной скважины	
4	Площадка под ремонтный агрегат - 2 шт.	
5	Фундамент под сваюк - качалки	
6	Площадка обслуживания сваюк-качалки	
7	Канализационный колодец для сбора дождевых и талых вод	
8.1	Емкость для сбора дождевых и талых вод V=63м³	
8.2	Канализационный колодец для приема дождевых и талых вод с территории площадки в границах облавления	
9	Номер не использован	
10	Площадка трансформаторной подстанции КТП-6(10)/0,4 кВ	
11	Номер не использован	

**Экспликация оборудования и площадок**

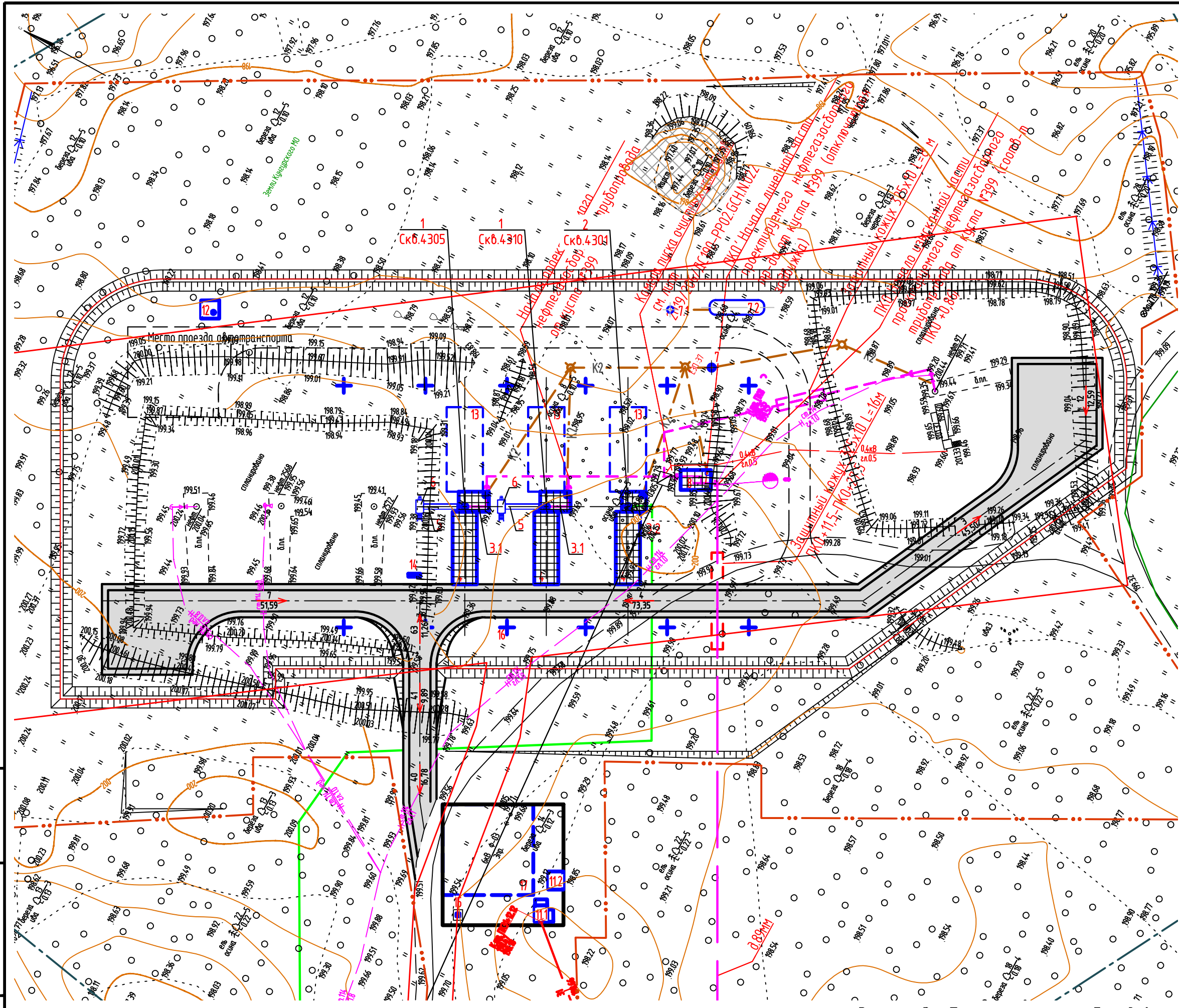
Номер на плане	Наименование	Координаты квадрата сетки
Проектируемые:		
12	Площадка для установки передвижных приемных ностов	
13	Место установки якорей ветровой оптики ремонтного агрегата	
14	Место размещения цитной пожарной (ЩП-В)	
15	Площадка под размещение контейнера для отходов	
16	Площадка для размещения бригады КРС	
17	Площадка для размещения пожарной техники	

**Условные графические обозначения и изображения**

Обозначение и изображение	Наименование
Проектируемые:	
Инженерные сети, прокладываемые:	
	- в траншее
	- в траншее, в трубе
	- на низких опорах
	Выкидные трубопроводы
	Трубопровод химреagenta
	Канализация дождевая
	Колодец с гидрозапором
	Водовод нагнетательный
	Кабель КИП и А
	Кабель силовой
	Кабель связи
	Линия заземления, заземлители
	Кабель электрохимзащиты
	Контактное устройство
	ВЛ 6кВ

Рисунок 2 - План размещения оборудования декларируемого объекта (Куст №16н)

Взам. инб. N  
 Подпись и дата  
 Инб. N подл.



Экспликация зданий и сооружений

Номер на плане	Наименование	Координаты исхвата сети
Проектируемые:		
1	Устье добычей скважины – 2 шт.	
2	Устье нагнетательной скважины – 1 шт.	
3.1	Приусевая площадка добычей скважины – 2 шт.	
3.2	Приусевая площадка нагнетательной скважины – 1 шт.	
4	Площадка под ремонтный агрегат – 3 шт.	
5	Фундамент под станок – качалку	
6	Площадка обслуживания станка-качалки	
7	Канализационный колодец для сбора дождевых и талых вод	
7.1	Канализационный колодец для приема дождевых и талых вод с территории площадки в границах обустройства	
7.2	Емкость для сбора дождевых и талых вод с территории площадки в границах обустройства V=40 м³	
8	Площадка пуска очистных устройств	
9	Номер не использован	
10	Номер не использован	
11.1	Площадка трансформаторной подстанции КТП-6(10)/0,4 кВ	
11.2	Площадка для elaborирования ЧТУ ППД	
12	Блок водозаборной скважины	

Экспликация оборудования и площадок

Номер на плане	Наименование	Координаты исхвата сети
Проектируемые:		
13	Площадка для установки передвижных приемных мостков	
14	Место для размещения щитов пожарных (ЩП-В)	
15	Площадка под размещение контейнера для отходов	
6	Место установки якорей ветровой оптяжки ремонтного агрегата	
17	Площадка для размещения бригады КРС	
18	Площадка для стоянки пожарной техники	

Разработка проектируемых сооружений выполнена от базисной линии и разбивочных осей № 1, 2. За базисные линии приняты граница, проходящая через точки Вр.270 и Вр.271, закрепленные на местности.

Условные обозначения и изображения

Условное обозначение и изображение	Наименование	Примечание
Проектируемые:		
	Условная граница проектирования на период обустройства	
	Условная граница проектирования на период выработки	
	Граница земель в соответствии с ППТ и ГПТ	

Условные графические обозначения и изображения

Обозначение и изображения	Наименование
Проектируемые:	
Инженерные сети, прокладываемые:	
	- в траншее
	- в траншее, в трубе
	- на нижних опорах
	Выкисные трубопроводы
	Трубопровод химреагента
	Канализация дождевая
	Колодец с гидрозатвором
	Водовод нагнетательный
	Кабель СИП и А
	Кабель силовой
	Линия заземления, заземлители
	Кабель электромагнитоизол.
	Контактное устройство
	ВЛ 6кВ
	Равнина разлития

Рисунок 3 – План размещения оборудования декларированного объекта (Куст №399)

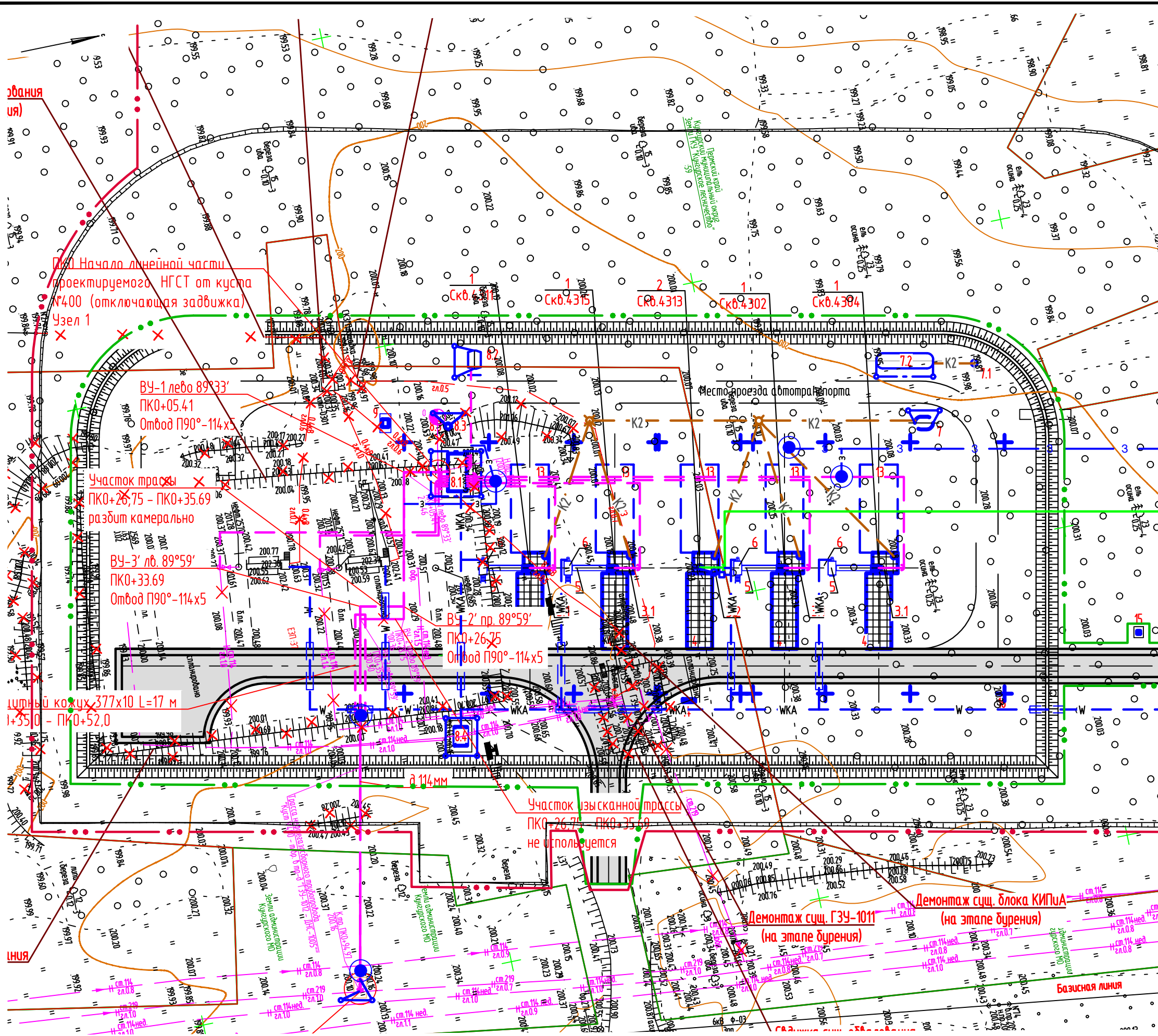
M 1:500

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

2019/206/ДС190-PD-DRV2.TCH

Лист  
15

Взам. инб. №  
Подпись и дата  
Инб. № подл.



Экспликация зданий и сооружений

Номер на плане	Наименование	Координаты квадрата сетки
Проектируемые:		
1	Устье добывающей скважины - 4 шт.	
2	Устье нагнетательной скважины - 1 шт.	
3.1	Приустевая площадка добывающей скважины - 4 шт.	
3.2	Приустевая площадка нагнетательной скважины - 1 шт.	
4	Площадка под ремонтный агрегат - 5 шт.	
5	Фундамент под станок - качалку	
6	Площадка обслуживания станка-качалки	
7	Ёмкость канализационная для сбора дождевых и талых вод V=8 м³	
7.1	Канализационный колодец для приема дождевых и талых вод с территории площадки в границах обвалования	
7.2	Ёмкость для сбора дождевых и талых вод с территории площадки в границах обвалования V=40 м³	
8.1	Замерная установка АГЗУ	
8.2	Ёмкость дренажная V=8 м³	
8.3	Молниезащиты	
8.4	Аппаратурный блок	
9	Место для устьевого блока подачи реагента	
10	Номер не использован	
11	Площадка трансформаторной подстанции КТП-6(10)/0,4 кВ	
12	Площадка под электрооборудование	

Экспликация оборудования и площадок

Номер на плане	Наименование	Координаты квадрата сетки
Проектируемые:		
13	Площадка для установки передвижных приемных мостков	
14	Место для размещения щитов пожарных (ШП-В)	
15	Площадка под размещение контейнера для отходов	
16	Место установки якорей ветровой оттяжки ремонтного агрегата	
17	Площадка для размещения бригады КРС	
18	Площадка для стоянки пожарной техники	

Условные графические обозначения и изображения

Обозначение и изображение	Наименование
Проектируемые:	
Инженерные сети, прокладываемые:	
	- в траншее
	- в траншее, в трубе
	- на низких опорах
	Выходные трубопроводы
	Хр Трубопровод химреагента
	К2 Канализация дождевая
	К Колодец с гидрозатвором
	Д Дренажный трубопровод
	В12 Водовод нагнетательный
	КА Кабель КИПиА
	W Кабель силовой
	Линия заземления, заземлители
	З Кабель электрохимзащиты
	Контактное устройство
	6 ВЛ 6кВ

Рисунок 4 - План размещения оборудования декларируемого объекта (Куст №400)

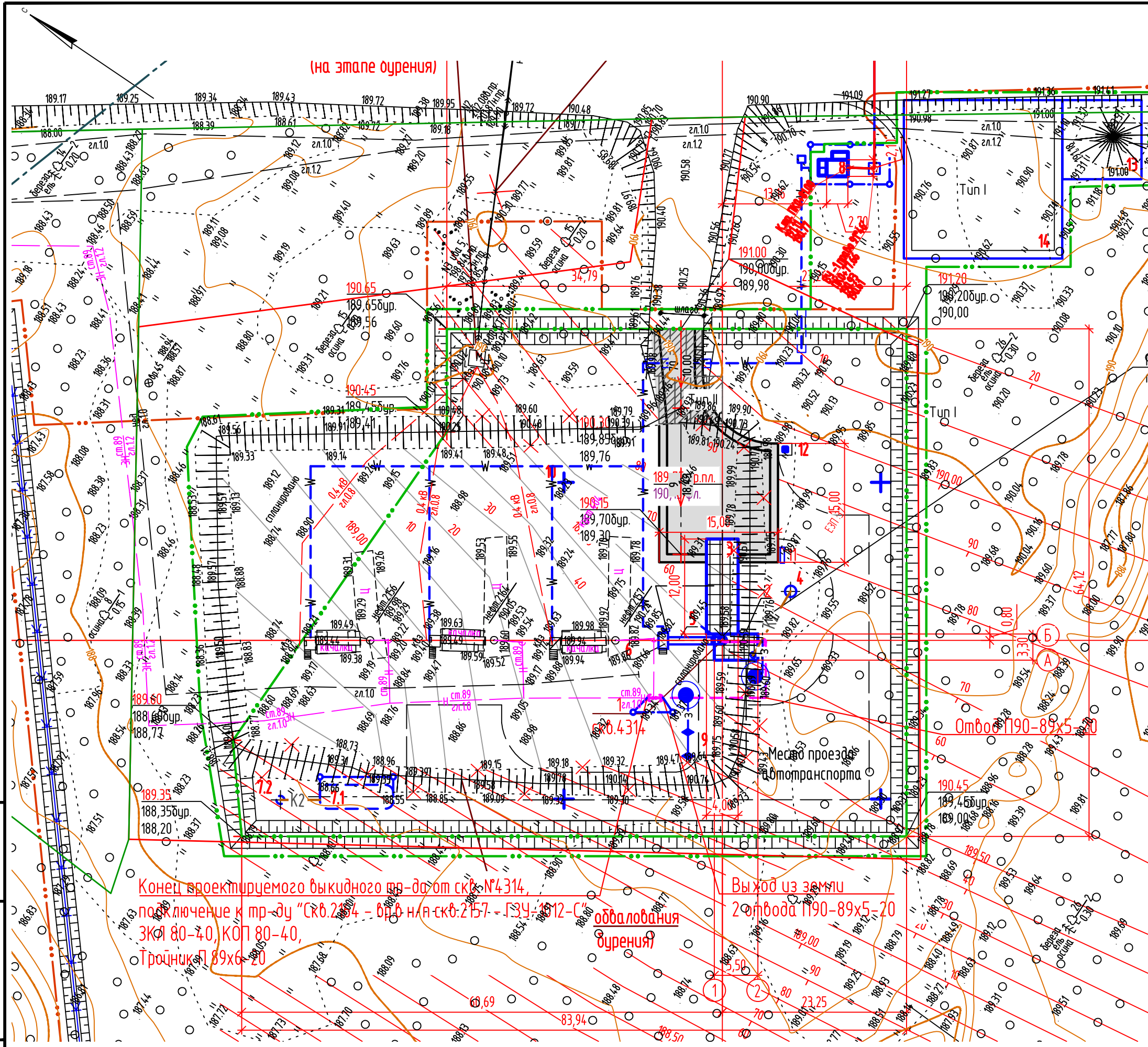
М 1:500

2019/206/ДС190-PD-DRB2.TCH

Лист 16

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата



(на этапе бурения)

Экспликация зданий и сооружений

Номер на плане	Наименование	Координаты квадрата сетки
Проектируемые:		
1	Устье добывающей скважины	
2	Приустевая площадка добывающей скважины	
3	Площадка под ремонтный агрегат	
4	Канализационный колодец для сбора дождевых и талых вод	
5	Фундамент под станок - качалку	
6	Площадка обслуживания станка-качалки	
7.1	Емкость для сбора дождевых и талых вод V=16м <sup>3</sup>	
7.2	Канализационный колодец для приема дождевых и талых вод с территории площадки в границах обвала бурения	
8	Площадка трансформаторной подстанции КТП-6(10)/0,4 кВ	

Экспликация оборудования и площадок

Номер на плане	Наименование	Координаты квадрата сетки
Проектируемые:		
9	Площадка для установки передвижных приемных мостков	
10	Место установки жорей ветровой отгрузки ремонтного агрегата	
11	Место размещения щитов пожарных (ЩП-В)	
12	Площадка под размещение контейнера для отходов	
13	Площадка для размещения бригады КРС	
14	Площадка для размещения пожарной техники	

Условные графические обозначения и изображения

Обозначение и изображение	Наименование
Проектируемые:	
Инженерные сети, прокладываемые:	
	- б траншея
	- б траншея, в трубе
	- на низких опорах
	Выкидные трубопроводы
	Канализация дождевая
	Колодец с гидрозатвором
	Водовод нагнетательный
	КА Кабель КИП и А
	W Кабель силовой
	Линия заземления, заземлители
	3 Кабель электрохимзащиты
	● Контактное устройство
	6 ВЛ 6кВ
	Условная граница проектирования на период обустройства
	Условная граница проектирования на период бурения
	Граница земель в соответствии с ППТ и ПМТ

Конец проектируемого выкидного тр-да от скв. №4314, подключение к тр-ду "Скв.2134 - в-д на скв.2157 - 134-112-С" обвала бурения

Выход из земли 2 отвода 190-89x5-20

Рисунок 5 - План размещения оборудования декларируемого объекта (Куст №404)

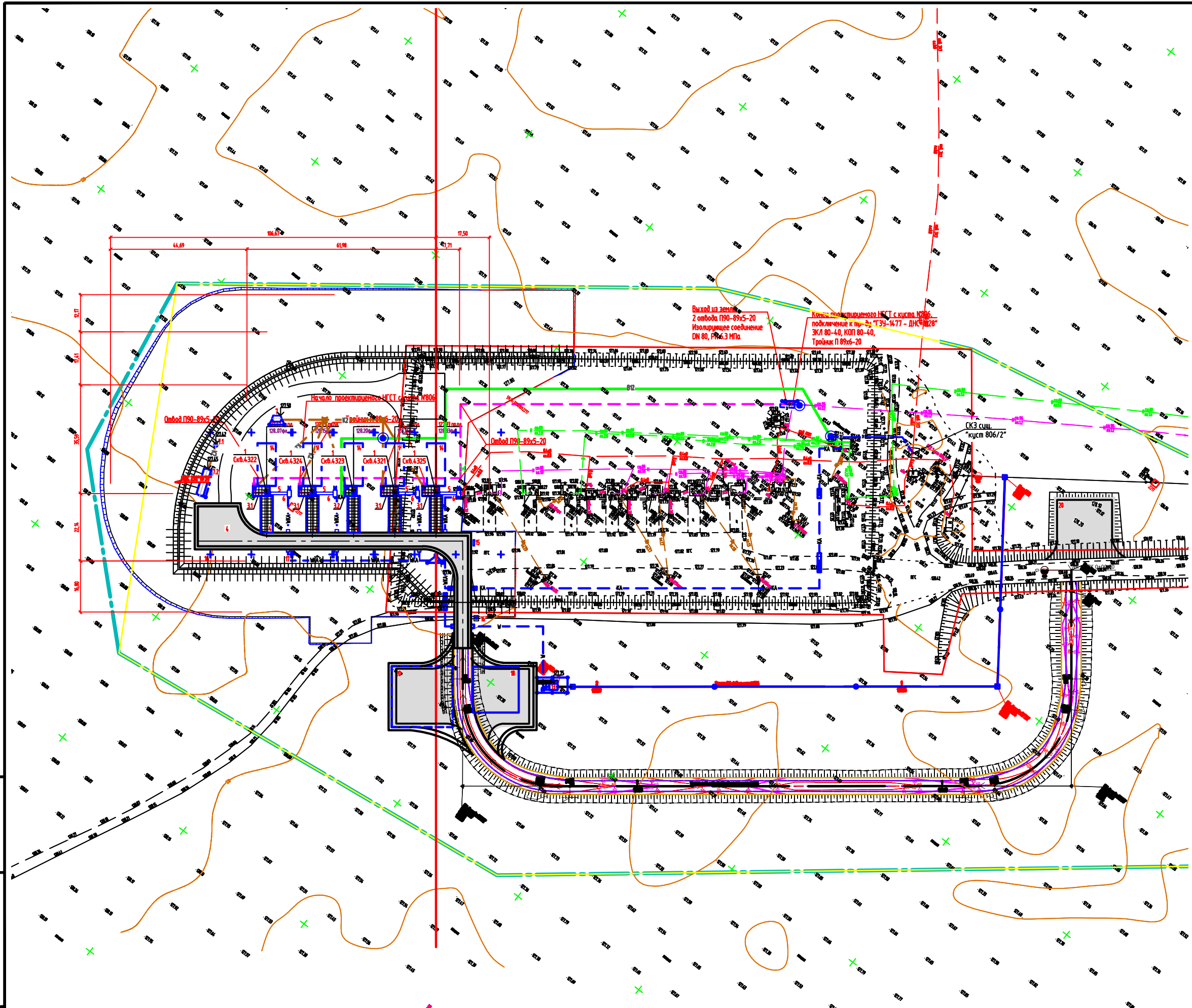
Взам. инв. №  
Подпись и дата  
Инв. № подл.

М 1:500

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

2019/206/ДС190-РД-ДРВ2.ТСН

Лист  
17



**Экспликация оборудования и площадок**

Номер на плане	Наименование	Координаты квадрата сетки
Проектируемые:		
14	Площадка для установки передвижных приемных мостков	
15	Место для размещения щитов пожарных (ЩП-В)	
16	Площадка под размещение контейнера для отходов	
17	Место установки якорей ветровой оттяжки ремонтного агрегата	
18	Площадка для размещения бригады КРС	
19	Номер не использован	
20	Площадка для стоянки пожарной техники	

**Условные графические обозначения и изображения**

Обозначение и изображение	Наименование
Проектируемые:	
Инженерные сети, прокладываемые:	
	- в траншее
	- в траншее, в трубе
	- на низких опорах
	Выкидные трубопроводы
	Трубопровод химреагента
	Канализация дождевая
	Колодец с гидрозапором
	Водовод нагнетательный
	Кабель КИП и А
	Кабель силовой
	Кабель связи
	Линия заземления, заземлители
	Кабель электрохимзащиты
	Контактное устройство
	ВЛ 6кВ
	Граница рубки леса

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

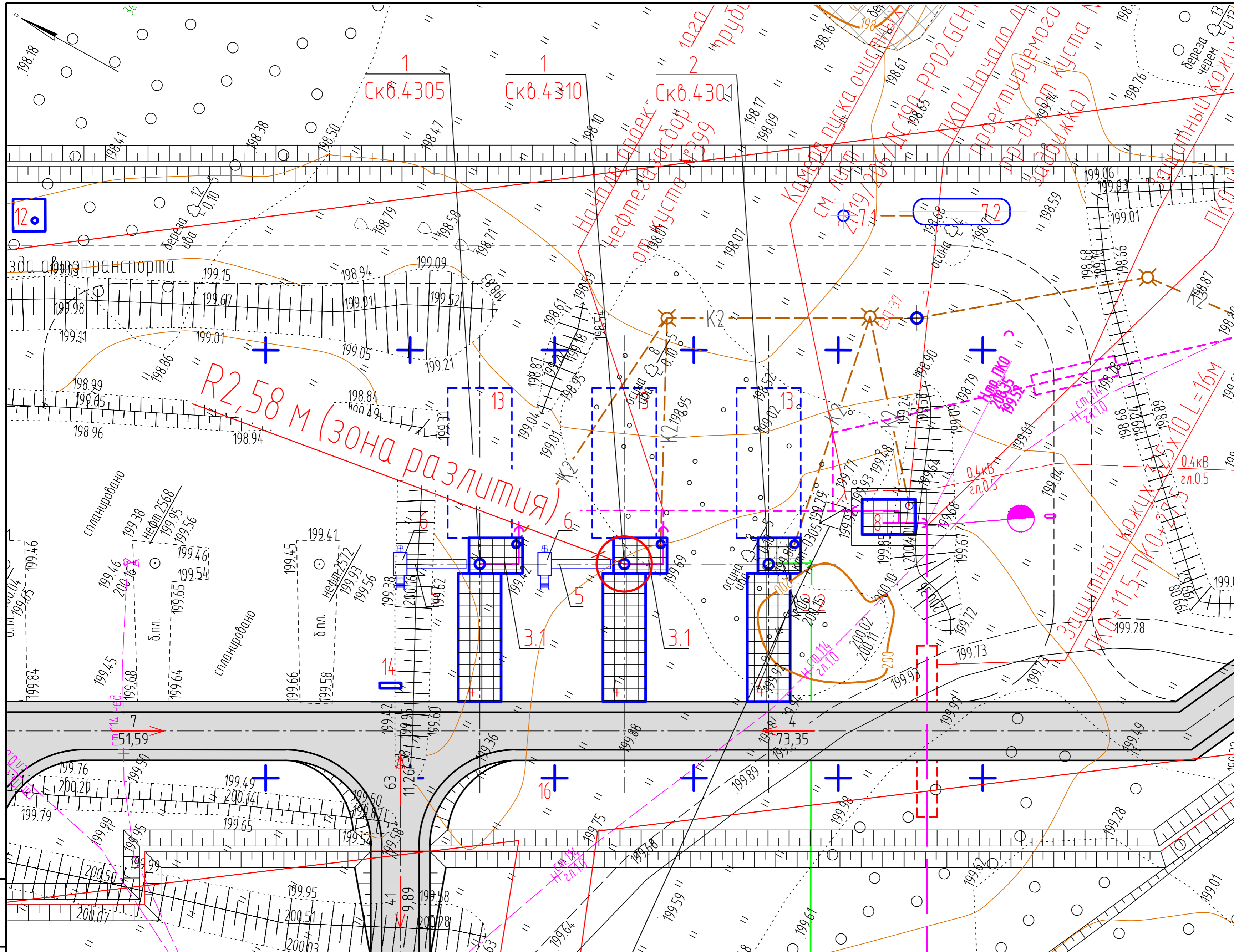
Рисунок 6 - План размещения оборудования декларируемого объекта (Куст №806)

М 1:500

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

2019/206/ДС190-РД-ДРВ2.ТСН

Лист  
18



Экспликация зданий и сооружений

Номер на плане	Наименование	Координаты центра сети
Проектируемые:		
1	Устье добычей скважины - 2 шт.	
2	Устье нагнетательной скважины - 1 шт.	
3.1	Проемная площадка добычей скважины - 2 шт.	
3.2	Проемная площадка нагнетательной скважины - 1 шт.	
4	Площадка под ремонтный агрегат - 3 шт.	
5	Фундамент под станок - качалку	
6	Площадка обслуживания станка-качалки	
7	Канализационный колодец для сбора дождевых и талых вод	
7.1	Канализационный колодец для приема дождевых и талых вод с территории площадки в границах обслуживания	
7.2	Емкость для сбора дождевых и талых вод с территории площадки в границах обслуживания V=40 м <sup>3</sup>	
8	Площадка пуска очистных устройств	
9	Номер не использован	
10	Номер не использован	
11.1	Площадка трансформаторной подстанции КТП-6(10)/0,4 кВ	
11.2	Площадка для элаборирования УНУ ППД	
12	Блок водозаборной скважины	

Экспликация оборудования и площадок

Номер на плане	Наименование	Координаты центра сети
Проектируемые:		
13	Площадка для установки передвижных приемных мостков	
14	Место для размещения щитов пожарных (ЩП-В)	
15	Площадка под размещение контейнера для отходов	
6	Место установки жаркой ветровой оптики ремонтного агрегата	
17	Площадка для размещения бригады КРС	
18	Площадка для стоянки пожарной техники	

Разбивка проектируемых сооружений выполнена на базисной линии и разбивочных осях №1, 2. За базисные линии приняты границы, проведенные через точки Вр270 и Вр271, закрепленные на местности.

Условные обозначения и изображения

Условное обозначение и изображение	Наименование	Примечание
Проектируемые:		
	Условная граница проектирования на период обустройства	
	Условная граница проектирования на период бурения	
	Граница земель в соответствии с ГПТ и ГМТ	

Условные графические обозначения и изображения

Обозначение и изображение	Наименование
Проектируемые:	
Инженерные сети, прокладываемые:	
	- в траншее
	- в траншее, в трубе
	- на низких опорах
	Выкидные трубопроводы
	Трубопровод химреagenta
	Канализация дождевая
	Колодец с гидрозабором
	Водовод нагнетательный
	Кабель КИП и А
	Кабель силовой
	Линия заземления, заземлители
	Кабель электрохимзащиты
	Контактное устройство
	ВЛ 6кВ
	Радиус разлива

Сценарий С1: Полная или частичная разгерметизация оборудования или трубопровода > выброс опасных веществ > растекание нефти в пределах площадки > загрязнение промплощадки и окружающей среды - ОС

поражающий фактор - разлив нефти;  
 количество опасного вещества, участвующего в аварии - 0,89 т  
 количество пострадавших - 0 (санитар.-0/ смерт.-0)  
 вероятность реализации сценария -  $9,09 \cdot 10^{-3}$  (Приказ Ростехнадзора от 03.11.2022 №387)

Рисунок 7 - Ситуационный план для наиболее вероятного сценария аварии на декларируемом объекте (куст №399)

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

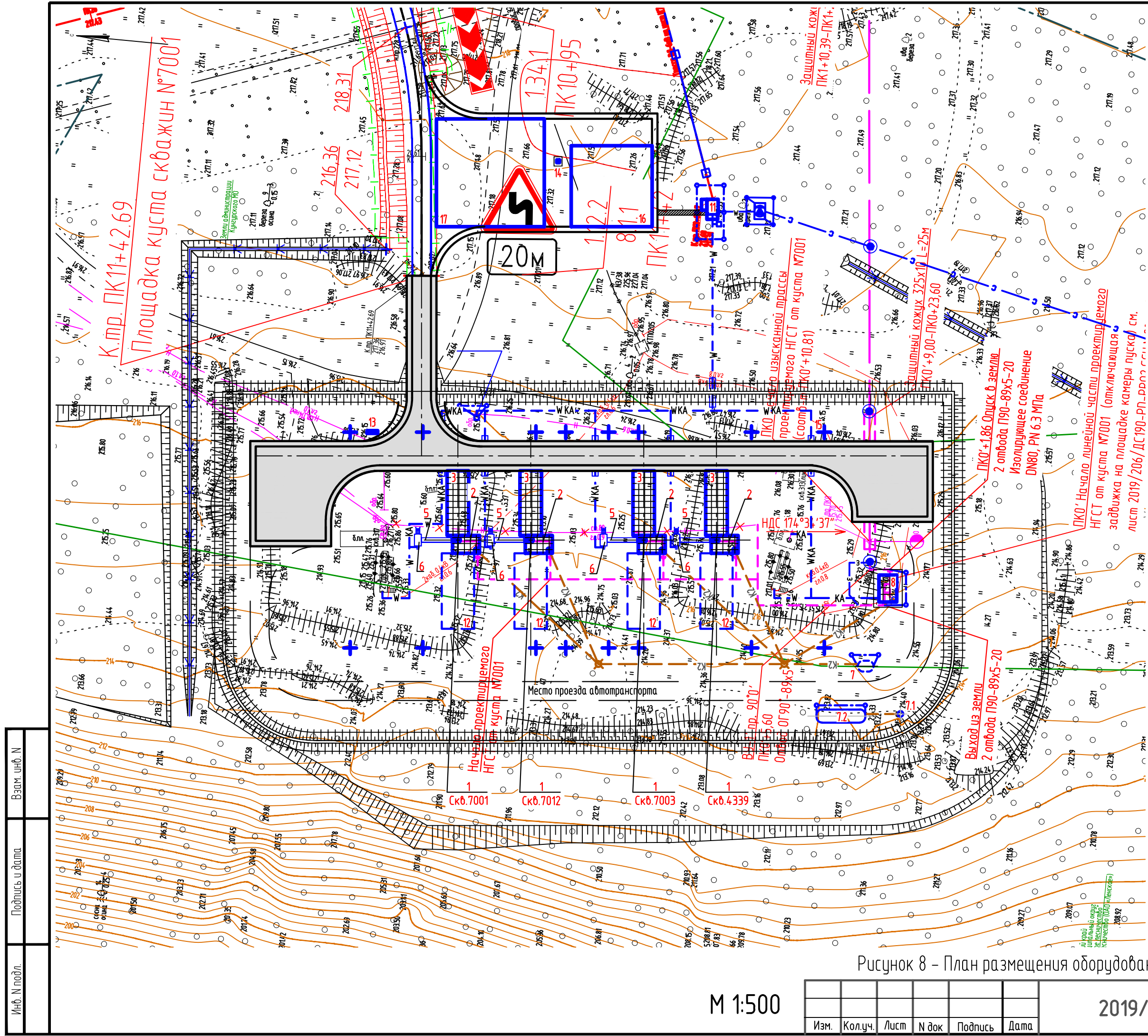
М 1:500

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

2019/206/ДС190-PD-DPB1.TCH

Лист 84

Формат А2



Экспликация зданий и сооружений

Номер на плане	Наименование	Координаты квадрата сетки
Проектируемые:		
1	Устье доывающей скважины - 5 шт.	
2	Приустевая площадка доывающей скважины - 5 шт.	
3	Площадка под ремонтный агрегат - 5 шт.	
4	Номер не использован	
5	Фундамент под станок - качалку	
6	Площадка обслуживания станка-качалки	
7	Емкость для сбора дождевых и талых вод	
7.1	Канализационный коллектор для приема дождевых и талых вод с территории площадки в границах обременения	
7.2	Емкость для сбора дождевых и талых вод с территории площадки в границах обременения V=10 м³	
8	Площадка пуска очистных устройств	
10	Номер не использован	
11	Площадка трансформаторной подстанции КТП-6(10)/0,4 кВ	

Экспликация оборудования и площадок

Номер на плане	Наименование	Координаты квадрата сетки
Проектируемые:		
12	Площадка для установки передвижных приемных мостков	
13	Место для размещения щитов пожарных (ШП-В)	
14	Площадка под размещение контейнера для отходов	
15	Место установки якорей ветровой оптижки ремонтного агрегата	
16	Площадка для размещения бригады КРС	
17	Площадка для стоянки пожарной техники	

Условные графические обозначения и изображения

Обозначение и изображение	Наименование
Проектируемые:	
Инженерные сети, прокладываемые:	
	- в траншее
	- в траншее, в трубе
	- на низких опорах
	Выходы и трубопроводы
	Канализация дождевая
	Колодец с гидрозапором
	Кабель КИП и А
	Кабель силовой
	Линия заземления, заземлители
	Кабель электрозащиты
	Контактное устройство
	ВЛ 6кВ

Инв. № подл. \_\_\_\_\_

Взам. инв. № \_\_\_\_\_

Подпись и дата \_\_\_\_\_

Рисунок 8 - План размещения оборудования декларируемого объекта (Куст №7001)

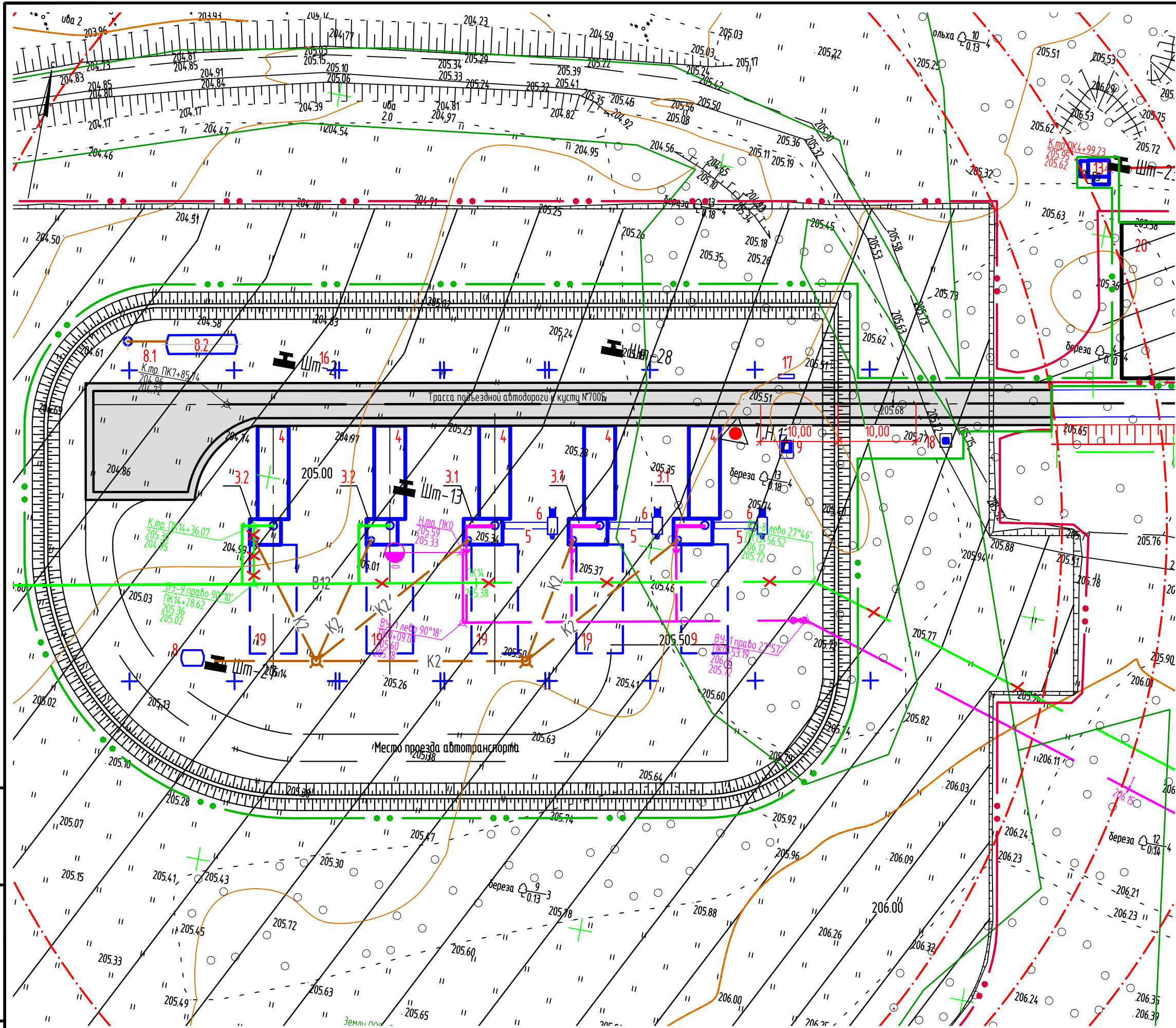
М 1:500

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

2019/206/ДС190-РД-ДРВ2.ТСН

Лист  
20





Экспликация зданий и сооружений

Номер на плане	Наименование	Координаты квадрата сетки
Проектируемые:		
1	Устье доыбавшей скважины - 3 шт.	
2	Устье нагнетательной скважины - 2 шт.	
3.1	Приустевая площадка доыбавшей скважины - 3 шт.	
3.2	Приустевая площадка нагнетательной скважины - 2 шт.	
4	Площадка под ремонтный агрегат	
5	Фундамент под станок-качалку	
6	Площадка обслуживания станка-качалки	
8	Емкость для сбора дождевых и талых вод V=63 м³	
8.1	Канализационный колодец для приема дождевых и талых вод с территории площадки в границах обвалования	
8.2	Емкость для сбора дождевых и талых вод с территории площадки в границах обвалования V=63 м³	
9	Место под УБТР	
10	Номер не использован	
11	Номер не использован	
12	Номер не использован	
13	КТП-6(10)/0,4 кв	
14	Номер не использован	
15	Номер не использован	

Экспликация оборудования и площадок

Номер на плане	Наименование	Координаты квадрата сетки
Проектируемые:		
16	Место установки якорей ветровой оптики ремонтного агрегата	
17	Щит пожарный (ШП-В)	
18	Площадка контейнера для отходов	
19	Площадка для установки передвижных приемных постов	
20	Площадка для сложения пожарной техники	
21	Площадка для размещения бригады КРС	

Условные графические обозначения и изображения

Обозначение и изображение	Наименование
Проектируемые:	
Инженерные сети, прокладываемые:	
	- в траншее
	- в траншее, в трубе
	- на низких опорах
	Выкидные трубопроводы
	Трубопровод химреagenta
	Канализация дождевая
	Колодец с гидрозатвором
	Дренажный трубопровод
	Водовод нагнетательный
	Кабель КИП и А
	Кабель силовой
	Линия заземления, заземлители
	Кабель электрохимзащиты
	Контактное устройство
	ВЛ 6кВ

Взам. инб. №  
 Подпись и дата  
 Инб. № подл.

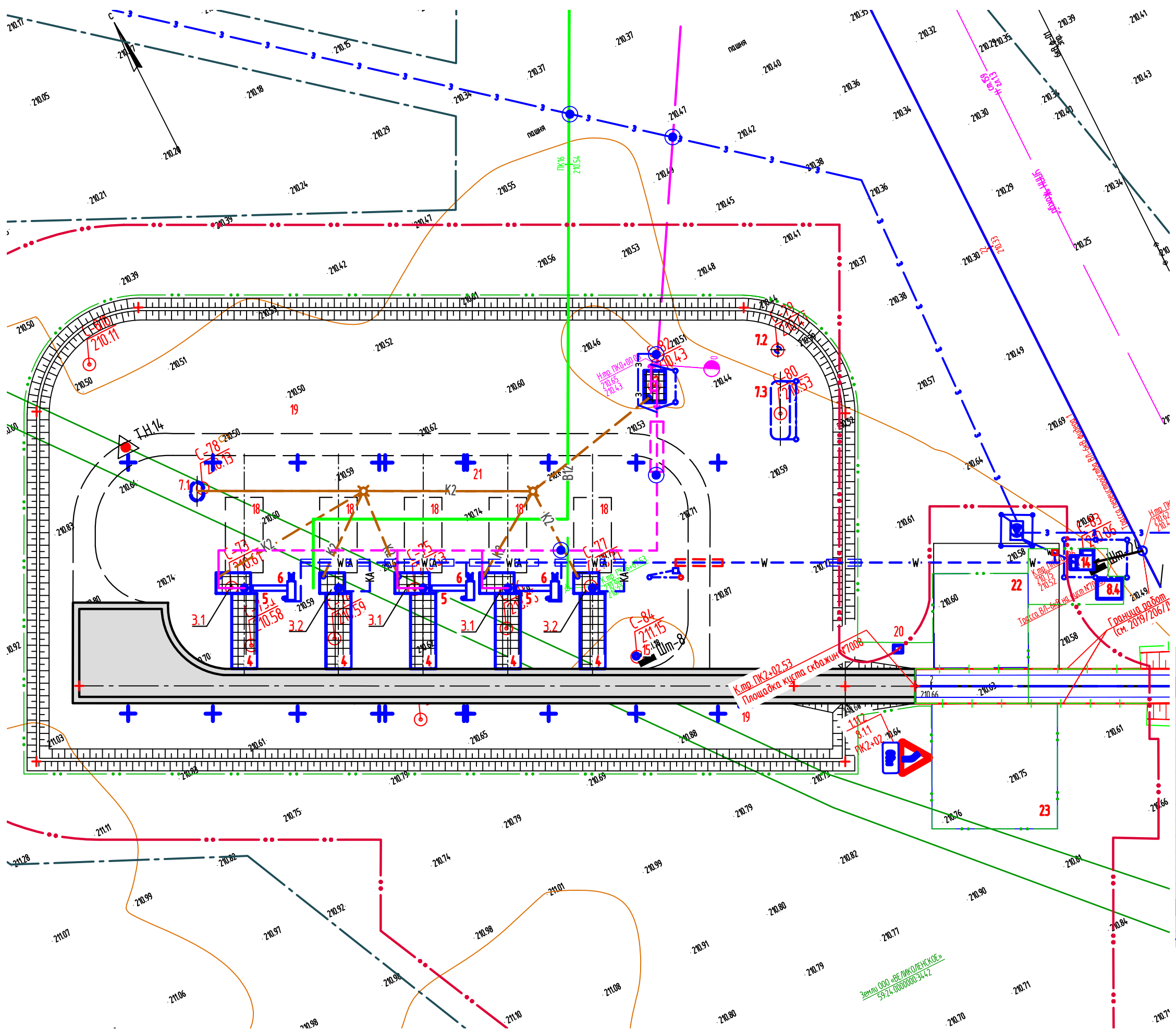
Рисунок 9 - План размещения оборудования декларируемого объекта (Куст №7005)

М 1:500

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

2019/206/ДС190-РД-ДРВ2.ТСН

Лист  
21



Экспликация оборудования и площадок

Номер на плане	Наименование	Координаты квадрата сетки
Проектируемые:		
18	Площадка для установки передвижных приемных мостков	
19	Место для размещения щитов пожарных (ЩП-В)	
20	Площадка под размещение контейнера для отходов	
21	Место установки якорей ветровой оттяжки ремонтного агрегата	
22	Площадка для размещения бригады КРС	
23	Площадка для станка пожарной техники	

Условные графические обозначения и изображения

Обозначение и изображение	Наименование
Проектируемые:	
Инженерные сети, прокладываемые:	
- в траншее	
- в траншее, в трубе	
- на низких опорах	
Выкидные трубопроводы	
Xp	Трубопровод химреагента
K2	Канализация дождевая
а	Колодец с гидрозатвором
д	Дренажный трубопровод
B12	Водовод нагнетательный
KA	Кабель КИП и А
W	Кабель силовой
—	Линия заземления, заземлители
3	Кабель электрохимзащиты
●	Контактное устройство
6	ВЛ 6кВ

Взам. инб. N  
 Подпись и дата  
 Инб. N подл.

Рисунок 10 - План размещения оборудования декларируемого объекта (Куст №7008)

M 1:500

Изм.	Кол.уч.	Лист	N док	Подпись	Дата
------	---------	------	-------	---------	------

2019/206/ДС190-PD-DRB2.TCH

Лист  
22

### 1.2.3 Данные о распределении опасных веществ по оборудованию

Перечень основного проектируемого технологического оборудования приведен ниже (таблица 3).

Таблица 3 - Перечень основного проектируемого технологического оборудования

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Кол.	Характеристика
<b>Куст №399 расширение. Этап 1. Обустройство куста №399</b>				
1.1	Насосный агрегат добывающей скважины №4305	шт.	1	ШГН со станком-качалкой ПШСН-80-3-40; N=15 кВт. В комплекте с рамой, редуктором, телом и головкой балансира, электродвигателем, станцией управления, ограждением и комплектом сменных шкивов. Насос скважинный НВ1Б-32 - напор до 1500 м; - рабочий ход плунжера до 3000 мм; Штанговращатель ШЧ.8000М.
1.2	Насосный агрегат добывающей скважины №4310	шт.	1	ШГН со станком-качалкой ПШСН-80-3-40; N=18,5 кВт. В комплекте с рамой, редуктором, телом и головкой балансира, электродвигателем, станцией управления, ограждением и комплектом сменных шкивов. Насос скважинный НН2Б-44 - напор до 1500 м; - рабочий ход плунжера до 3000 мм; Штанговращатель ШЧ.8000М.
2	Устьевая арматура АУШГНК-15-65/50-14-Ф-180/180-Г73-К2-ЕЕ-2-ВУС-КВ-2/3х16-КОР-СУС-УХЛ в комплекте с колонной головкой ОКР1-180х35[114ОТТМ]-В-168ВС-К2-ЕЕ-2-УХЛ	компл.	2	Диаметр условного прохода ствола – 65 мм; Диаметр условного прохода боковых струн – 50 мм; Рабочее давление 14,0 МПа
3	Счетчик камерный жидкости	шт.	3	СКЖ 30-40 (Верхний предел измерений – до 30т/сут.; рабочее давление – 4,0 МПа; вычислитель – БЭСКЖ) с функцией очистки от АСПО
4	Выкидной трубопровод	м	78	Труба стальная бесшовная Ø89х5,0мм по ГОСТ 8732-78 из стали 20 (класс прочности К42) с наружным трехслойным покрытием на основе экструдированного полиэтилена с внутренним эпоксидным покрытием и с защитой внутренней зоны сварного шва втулками
5	Нефтегазосборный трубопровод «Куст №399 – ДНС-1005»	км	1,277	Труба стальная бесшовная Ø89х5,0 мм по ГОСТ 8732-78 из стали 20 (класс прочности К42) с наружным трехслойным покрытием на основе экструдированного полиэтилена с внутренним эпоксидным покрытием и с защитой внутренней зоны сварного шва втулками
6	Камера запуска	шт.	1	Устройство запуска III-УПП-1-80-4,0-

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2019/206/ДС190-PD-DPB2.TCH	Лист
							23

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Кол.	Характеристика
				УХЛ1-Ф
7	Камера приема	шт.	1	Устройство запуска III-УПП-2-80-4,0-УХЛ1-Ф
8	Обустройство водозаборной скважины:			
8.1	Обустройство водозаборной скважины:	компл.	1	АФК-3а-65/65-21-Р-180-Г73-К2-ЕЕ-2-3Д-КВ-1/3х16-КОР-УХЛ-ЭК146
		шт.	1	Насосный агрегат НЭЦН5-60-4500 с эл. двигателем ВДМ100-2400-3.0-117В5
9	Низконапорный водовод от проектируемой водозаборной скважины до скв.№4301	м	104,73	трубы стальные бесшовные, горячедеформированных, Ø89х5 по ГОСТ 8732-78, из стали 20 группы В К46 ГОСТ 8731-74, с наружным трехслойным полиэтиленовым защитным покрытием усиленного типа ГОСТ Р 51164-98 по ТУ 14-3Р-166-2019, с внутренним двухслойным эпоксидным покрытием по ТУ 14-3Р-165-2019 и с защитой внутренней зоны сварного шва втулками CPS по ТУ 1390-001-09308923-2014
10	Скважина нагнетательная №4301, в т.ч. оборудование:			
11.1	Обустройство нагнетательной скважины №4301	шт.	1	Насос ЭЦН5-30-2250 с электродвигателем ВА200М2УХЛ1 УА в комплекте УНУ ППД с разрешенным рабочим давлением до 35 МПа
<b>Куст №400 расширение. Этап 2. Обустройство куста №400</b>				
1.1	Насосный агрегат добывающей скважины №4315	шт.	1	ШГН со станком-качалкой ПШСН-80-3-40; N=18,5 кВт. В комплекте с рамой, редуктором, телом и головкой балансира, электродвигателем, станцией управления, ограждением и комплектом сменных шкивов. Насос скважинный НВ1Б-32 - напор до 1500 м; - рабочий ход плунжера до 3000 мм; Штанговращатель ШЧ.8000М.
1.2	Насосные агрегаты добывающих скважин №№4311,4302	шт.	2	ШГН со станком-качалкой ПШСН-80-3-40; N=18,5 кВт. В комплекте с рамой, редуктором, телом и головкой балансира, электродвигателем, станцией управления, ограждением и комплектом сменных шкивов. Насос скважинный НН2Б-44 - напор до 1500 м; - рабочий ход плунжера до 3000 мм; Штанговращатель ШЧ.8000М.
1.3	Насосный агрегат добывающей скважины №4304	шт.	1	ШГН со станком-качалкой ПШСН-80-3-40; N=15 кВт. В комплекте с рамой, редуктором, телом и головкой балансира, электродвигателем, станцией управления, ограждением и комплектом сменных шкивов. Насос скважинный НН2Б-44 - напор до 1500 м; - рабочий ход плунжера до 3000 мм;

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2019/206/ДС190-PD-DPB2.TCH	Лист 24
------	---------	------	-------	-------	------	----------------------------	------------

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Кол.	Характеристика
				Штанговращатель ШЧ.8000М.
2	Устьевая арматура АУШГНК-15-65/50-14-Ф-180/180-Г73-К2-ЕЕ-2-ВУС-КВ-2/3х16-КОР-СУС-УХЛ в комплекте с колонной головкой ОКР1-180х35[114ОТТМ]-В-168ВС-К2-ЕЕ-2-УХЛ	компл.	4	Диаметр условного прохода ствола – 65 мм; Диаметр условного прохода боковых струн – 50 мм; Рабочее давление 14,0 МПа
3	Измерительная установка АГЗУ	компл.	1	Замерная установка на 8 подключений, Р=4,0 МПа
4	Емкость дренажная	компл.	1	V=8м <sup>3</sup> , габаритные размеры LxD=2,9х2,016м
5	Выкидной трубопровод	м	302	Труба стальная бесшовная Ø89х5,0мм по ГОСТ 8732-78 из стали 20 (класс прочности К42) с наружным трехслойным покрытием на основе экструдированного полиэтилена с внутренним эпоксидным покрытием и с защитой внутренней зоны сварного шва втулками
6	Нефтегазосборный трубопровод «Куст №400 – т.вр. в тр-д «ГЗУ-1012 - ДНС-1005»	км	0,097	Труба стальная прямошовная ø114х5 по ГОСТ 20295-85 из стали 20, класс прочности К42 (труба тип 1 114х5-К42) с наружным трехслойным покрытием на основе экструдированного полиэтилена с внутренним эпоксидным покрытием и с защитой внутренней зоны сварного шва втулками
7	Низконапорный водовод от точки врезки в проектируемый водовод «водозаборная скважина -№4301» до скв.№4313	м	33,40	трубы стальные бесшовные, горячедеформированных, Ø89х5 по ГОСТ 8732-78, из стали 20 группы В К46 ГОСТ 8731-74, с наружным трехслойным полиэтиленовым защитным покрытием усиленного типа ГОСТ Р 51164-98 по ТУ 14-3Р-166-2019, с внутренним двухслойным эпоксидным покрытием по ТУ 14-3Р-165-2019 и с защитой внутренней зоны сварного шва втулками СРС по ТУ 1390-001-09308923-2014
8	Скважина нагнетательная №4313, в т.ч. оборудование:			
8.1	Обустройство нагнетательной скважины №4313	шт.	1	Насос ЭЦН5-50-2050 с электродвигателем ВА200М2УХЛ1 УА в комплекте УНУ ППД с разрешенным рабочим давлением до 35 МПа
<b>Куст №404 расширение. Этап 3. Обустройство расширяемого куста №404</b>				
1	Насосный агрегат добывающей скважины	шт.	1	ШГН со станком-качалкой ПШСН-80-3-40; N=15 кВт. В комплекте с рамой, редуктором, телом и головкой балансира, электродвигателем, станцией управления, ограждением и комплектом сменных шкивов. Насос скважинный НВ1Б-32 - напор до 1500 м; - рабочий ход плунжера до 3000 мм; Штанговращатель ШЧ.8000М.
2	Устьевая арматура АУШГНК-	компл.	1	Диаметр условного прохода ствола – 65

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2019/206/ДС190-PD-DPB2.TCH	Лист 25
------	---------	------	-------	-------	------	----------------------------	------------

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Кол.	Характеристика
	15-65/50-14-Ф-180/180-Г73-К2-ЕЕ-2-ВУС-КВ-2/3х16-КОР-СУС-УХЛ в комплекте с колонной головкой ОКР1-180х35[114ОТТМ]-В-168ВС-К2-ЕЕ-2-УХЛ			мм; Диаметр условного прохода боковых струн – 50 мм; Рабочее давление 14,0 МПа
3	Счетчик камерный жидкости	шт.	1	СКЖ 30-40 (Верхний предел измерений – до 30т/сут.; рабочее давление – 4,0 МПа; вычислитель – БЭСКЖ) с функцией очистки от АСПО
4	Выкидной трубопровод	м	22	Труба стальная бесшовная Ø89х5,0мм по ГОСТ 8732-78 из стали 20 (класс прочности К42) с наружным трехслойным покрытием на основе экструдированного полиэтилена с внутренним эпоксидным покрытием и с защитой внутренней зоны сварного шва втулками

**Куст №806бис. Этап 4. Обустройство куста №806бис**

1.1	Насосный агрегат добывающей скважины №4322	шт.	1	ШГН со станком-качалкой ПШСН-80-3-40; N=15 кВт. В комплекте с рамой, редуктором, телом и головкой балансира, электродвигателем, станцией управления, ограждением и комплектом сменных шкивов. Насос скважинный НВ1Б-38 - напор до 1500 м; - рабочий ход плунжера до 3000 мм; Штанговращатель ШЧ.8000М.
1.2	Насосные агрегаты добывающих скважин №4324,4321,4325	шт.	3	ШГН со станком-качалкой ПШСН-80-3-40; N=18,5 кВт. В комплекте с рамой, редуктором, телом и головкой балансира, электродвигателем, станцией управления, ограждением и комплектом сменных шкивов. Насос скважинный НВ1Б-38 - напор до 1500 м; - рабочий ход плунжера до 3000 мм; Штанговращатель ШЧ.8000М.
2	Устьевая арматура АУШГНК-15-65/50-14-Ф-180/180-Г73-К2-ЕЕ-2-ВУС-КВ-2/3х16-КОР-СУС-УХЛ в комплекте с колонной головкой ОКР1-180х35[114ОТТМ]-В-168ВС-К2-ЕЕ-2-УХЛ	компл.	4	Диаметр условного прохода ствола – 65 мм; Диаметр условного прохода боковых струн – 50 мм; Рабочее давление 14,0 МПа
3	Счетчик камерный жидкости	шт.	4	СКЖ 30-40 (Верхний предел измерений – до 30т/сут.; рабочее давление – 4,0 МПа; вычислитель – БЭСКЖ) с функцией очистки от АСПО
4	Выкидной трубопровод	м	20	Труба стальная бесшовная Ø89х5,0мм по ГОСТ 8732-78 из стали 20 (класс прочности К42) с наружным трехслойным покрытием на основе экструдированного полиэтилена с внутренним эпоксидным покрытием и с защитой внутренней зоны сварного

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2019/206/ДС190-PD-DPB2.TCH	Лист 26
------	---------	------	-------	-------	------	----------------------------	------------

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Кол.	Характеристика
				го шва втулками
5	Нефтегазосборный трубопровод	км	0,186	Труба стальная бесшовная Ø89x5,0 мм по ГОСТ 8732-78 из стали 20 (класс прочности К42) с наружным трехслойным покрытием на основе экструдированного полиэтилена с внутренним эпоксидным покрытием и с защитой внутренней зоны сварного шва втулками
6	Нагнетательный водовод от ВРП-1090 до скважины №4323	м	206,84	трубы стальные бесшовные, горячедеформированных, Ø89x8 по ГОСТ 8732-78, из стали 20 группы В ГОСТ 8731-74, с наружным трехслойным полимерным защитным покрытием усиленного типа (конструкция №1), таблица 1 по ГОСТ Р 51164-98, футерованные полиэтиленовыми трубами по ТУ 1394-002-05608841-2002, с наконечниками из углеродистой стали, под сварное соединение
7	Скважина нагнетательная №4323, в т.ч. оборудование:			
7.1	Обустройство нагнетательной скважины №4323	шт.	1	АНК-12-65/65-21-Ф-180/180-Г73-К2-ЕЕ-2-3Д/ЗДШ-КОТ-УХЛ с колонной обвязкой ОКК1-180×35[114]-В-168/ВС-К2-ЕЕ-2-УХЛ
<b>Куст №16н. Этап 5. Обустройство расширяемого куста №16н</b>				
1	Насосный агрегат добывающей скважины	шт.	1	ШГН со станком-качалкой ПШСН-80-3-40; N=15 кВт. В комплекте с рамой, редуктором, телом и головкой балансира, электродвигателем, станцией управления, ограждением и комплектом сменных шкивов. Насос скважинный НВ1Б-32 - напор до 1500 м; - рабочий ход плунжера до 3000 мм; Штанговращатель ШЧ.8000М.
2	Устьевая арматура АУШГНК-15-65/50-14-Ф-180/180-Г73-К2-ЕЕ-2-ВУС-КВ-2/3х16-КОР-СУС-УХЛ комплекте с колонной головкой ОКР1-180х35[114ОТТМ]-В-168ВС-К2-ЕЕ-2-УХЛ	компл.	1	Диаметр условного прохода ствола – 65 мм; Диаметр условного прохода боковых струн – 50 мм; Рабочее давление 14,0 МПа
3	Выкидной трубопровод	м	64	Труба стальная бесшовная Ø89x5,0мм по ГОСТ 8732-78 из стали 20 (класс прочности К42) с наружным трехслойным покрытием на основе экструдированного полиэтилена с внутренним эпоксидным покрытием и с защитой внутренней зоны сварного шва втулками
4	Насосная установка	компл.	1	Замена насосного оборудования ЭЦН 55-80-1900, спущенного в водозаборную скважину №302, на насос ЭЦН5А 320-2000
5	Нагнетательный водовод от точки врезки в нагнетательный водовод «водозаборная	м	56,60	трубы стальные бесшовные, горячедеформированных, Ø89x8 по ГОСТ 8732-78, из стали 20 группы В ГОСТ 8731-74, с

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2019/206/ДС190-PD-DPB2.TCH	Лист
							27

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Кол.	Характеристика
	скв.№302-скв.№305» до скважины №4332			наружным трехслойным полимерным защитным покрытием усиленного типа (конструкция №1), таблица 1 по ГОСТ Р 51164-98, футерованные полиэтиленовыми трубами по ТУ 1394-002-05608841-2002, с наконечниками из углеродистой стали, под сварное соединение
6	Скважина нагнетательная №4332, в т.ч. оборудование:			
6.1	Арматура нагнетательная	шт.	1	АНК-12-65/65-21-Ф-180/180-Г73-К2-ЕЕ-2-ЗД/ЗДШ-КОТ-УХЛ с колонной обвязкой ОКК1-180×35[114]-В-168/ВС-К2-ЕЕ-2-УХЛ
<b>Куст №4345. Этап 6. Обустройство куста №4345</b>				
1.1	Насосные агрегаты добывающих скважин №4340,4338	шт.	2	ШГН со станком-качалкой ПШСН-80-3-40; N=15 кВт. В комплекте с рамой, редуктором, телом и головкой балансира, электродвигателем, станцией управления, ограждением и комплектом сменных шкивов. Насос скважинный НВ1Б-32 - напор до 1500 м; - рабочий ход плунжера до 3000 мм; Штанговращатель ШЧ.8000М.
1.2	Насосный агрегат добывающей скважины №4344	шт.	1	ШГН со станком-качалкой ПШСН-80-3-40; N=18,5 кВт. В комплекте с рамой, редуктором, телом и головкой балансира, электродвигателем, станцией управления, ограждением и комплектом сменных шкивов. Насос скважинный НВ1Б-32 - напор до 1500 м; - рабочий ход плунжера до 3000 мм; Штанговращатель ШЧ.8000М.
2	Устьевая арматура АУШГНК-15-65/50-14-Ф-180/180-Г73-К2-ЕЕ-2-ВУС-КВ-2/3х16-КОР-СУС-УХЛ в комплекте с колонной головкой ОКР1-180х35[114ОТТМ]-В-168ВС-К2-ЕЕ-2-УХЛ	компл.	3	Диаметр условного прохода ствола – 65 мм; Диаметр условного прохода боковых струн – 50 мм; Рабочее давление 14,0 МПа
3	Счетчик камерный жидкости	шт.	4	СКЖ 30-40 (Верхний предел измерений – до 30т/сут.; рабочее давление – 4,0 МПа; вычислитель – БЭСКЖ) с функцией очистки от АСПО
4	Выкидной трубопровод	м	30	Труба стальная бесшовная Ø89х5,0мм по ГОСТ 8732-78 из стали 20 (класс прочности К42) с наружным трехслойным покрытием на основе экструдированного полиэтилена с внутренним эпоксидным покрытием и с защитой внутренней зоны сварного шва втулками
5	Нефтегазосборный трубопровод «Куст №4345 – т.вр. в тр-д «Скв. №336 – ГЗУ-1013»»	км	0,037	Труба стальная бесшовная Ø89х5,0 мм по ГОСТ 8732-78 из стали 20 (класс прочности К42) с наружным трехслойным покры-

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

2019/206/ДС190-PD-DPB2.TCH

Лист

28



№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Кол.	Характеристика
				тием на основе экструдированного полиэтилена с внутренним эпоксидным покрытием и с защитой внутренней зоны сварного шва втулками
6	Нагнетательный водовод от ВРП-1085 до скважины №4345	м	48,0	трубы стальные бесшовные, горячедеформированных, Ø89х8 по ГОСТ 8732-78, из стали 20 группы В ГОСТ 8731-74, с наружным трехслойным полимерным защитным покрытием усиленного типа (конструкция №1), таблица 1 по ГОСТ Р 51164-98, футерованные полиэтиленовыми трубами по ТУ 1394-002-05608841-2002, с наконечниками из углеродистой стали, под сварное соединение
7	Вынос нагнетательного водовода «скв.№301- ВРП-1085»	м	101,0	трубы стальные бесшовные, горячедеформированных, Ø89х8 по ГОСТ 8732-78, из стали 20 группы В ГОСТ 8731-74, с наружным трехслойным полимерным защитным покрытием усиленного типа (конструкция №1), таблица 1 по ГОСТ Р 51164-98, футерованные полиэтиленовыми трубами по ТУ 1394-002-05608841-2002, с наконечниками из углеродистой стали, под сварное соединение
8	Вынос нагнетательного водовода «ВРП-1085 –скв.№311»	м	122,0	трубы стальные бесшовные, горячедеформированных, Ø89х8 по ГОСТ 8732-78, из стали 20 группы В ГОСТ 8731-74, с наружным трехслойным полимерным защитным покрытием усиленного типа (конструкция №1), таблица 1 по ГОСТ Р 51164-98, футерованные полиэтиленовыми трубами по ТУ 1394-002-05608841-2002, с наконечниками из углеродистой стали, под сварное соединение
9	Переустройство нагнетательного водовода «ВРП-1085 – скв.№333»	м	41,0	трубы стальные бесшовные, горячедеформированных, Ø89х8 по ГОСТ 8732-78, из стали 20 группы В ГОСТ 8731-74, с наружным трехслойным полимерным защитным покрытием усиленного типа (конструкция №1), таблица 1 по ГОСТ Р 51164-98, футерованные полиэтиленовыми трубами по ТУ 1394-002-05608841-2002, с наконечниками из углеродистой стали, под сварное соединение
10	ВРП открытого типа	компл.	1	Размеры 2,65х2,84 м
11	Скважина нагнетательная №4345, в т.ч. оборудование:			
11.1	Арматура нагнетательная	шт.	1	АНК-12-65/65-21-Ф-180/180-Г73-К2-ЕЕ-2-ЗД/ЗДШ-КОТ-УХЛ с колонной обвязкой ОКК1-180×35[114]-В-168/ВС-К2-ЕЕ-2-УХЛ
<b>Куст №7008. Этап 7. Обустройство куста №7008</b>				
1.1	Насосный агрегат добывающей скважины №7009	шт.	1	ШГН со станком-качалкой ПШСН-80-3-40; N=15 кВт. В комплекте с рамой, редуктором, телом и

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2019/206/ДС190-PD-DPB2.TCH	Лист
							29

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Кол.	Характеристика
				головкой балансира, электродвигателем, станцией управления, ограждением и комплектом сменных шкивов. Насос скважинный НВ1Б-38 - напор до 1500 м; - рабочий ход плунжера до 3000 мм; Штанговращатель ШЧ.8000М.
1.2	Насосный агрегат добывающей скважины №4343	шт.	1	ШГН со станком-качалкой ПШСН-80-3-40; N=15 кВт. В комплекте с рамой, редуктором, телом и головкой балансира, электродвигателем, станцией управления, ограждением и комплектом сменных шкивов. Насос скважинный НВ1Б-32 - напор до 1500 м; - рабочий ход плунжера до 3000 мм; Штанговращатель ШЧ.8000М.
1.3	Насосный агрегат добывающей скважины №7011	шт.	1	ШГН со станком-качалкой ПШСН-80-3-40; N=18,55 кВт. В комплекте с рамой, редуктором, телом и головкой балансира, электродвигателем, станцией управления, ограждением и комплектом сменных шкивов. Насос скважинный НН2Б-44 - напор до 1500 м; - рабочий ход плунжера до 3000 мм; Штанговращатель ШЧ.8000М.
2	Устьевая арматура АУШГНК-15-65/50-14-Ф-180/180-Г73-К2-ЕЕ-2-ВУС-КВ-2/3х16-КОР-СУС-УХЛ в комплекте с колонной головкой ОКР1-180х35[114ОТТМ]-В-168ВС-К2-ЕЕ-2-УХЛ	компл.	3	Диаметр условного прохода ствола – 65 мм; Диаметр условного прохода боковых струн – 50 мм; Рабочее давление 14,0 МПа
3	Счетчик камерный жидкости	шт.	3	СКЖ 30-40 (Верхний предел измерений – до 30т/сут.; рабочее давление – 4,0 МПа; вычислитель – БЭСКЖ) с функцией очистки от АСПО
4	Выкидной трубопровод	м	36	Труба стальная бесшовная Ø89х5,0мм по ГОСТ 8732-78 из стали 20 (класс прочности К42) с наружным трехслойным покрытием на основе экструдированного полиэтилена с внутренним эпоксидным покрытием и с защитой внутренней зоны сварного шва втулками
5	Нефтегазосборный трубопровод «Куст №7008 – ДНС-1006»	км	6,046	Труба стальная прямошовная ø114х5 по ГОСТ 20295-85 из стали 20, класс прочности К42 (труба тип 1 114х5-К42) с наружным трехслойным покрытием на основе экструдированного полиэтилена с внутренним эпоксидным покрытием и с защитой внутренней зоны сварного шва втулками
6	Камера запуска	шт.	1	Устройство запуска III-УПП-1-100-4,0-УХЛ1-Ф

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2019/206/ДС190-PD-DPB2.TCH	Лист
							30

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Кол.	Характеристика
7	Камера приема	шт.	1	Устройство запуска III-УПП-2-100-4,0-УХЛ1-Ф
8	Обустройство водозаборной скважины:			
8.1	Обустройство водозаборной скважины №1	компл.	1	АФК-3а-65/65-35-Р-180-Г73-К2-ЕЕ-2-3МС-КВ-1/3х16-КОР-УХЛ-ЭК146
8.2		шт.	1	Насосный агрегат НЭЦН5-60-4500 с эл. двигателем ВДМ100-2400-3.0-117В5
9	Высоконапорный водовод от водозаборной скважины №1 до проектируемого узла арматуры №1	м	998,0	трубы стальные бесшовные, горячедеформированных, Ø89х8 по ГОСТ 8732-78, из стали 20 группы В ГОСТ 8731-74, с наружным трехслойным полимерным защитным покрытием усиленного типа (конструкция №1), таблица 1 по ГОСТ Р 51164-98, футерованные полиэтиленовыми трубами по ТУ 1394-002-05608841-2002, с наконечниками из углеродистой стали, под сварное соединение
10	Высоконапорный водовод от проектируемого узла арматуры №1 до скважин №№7008,7007	м	716,34	трубы стальные бесшовные, горячедеформированных, Ø89х8 по ГОСТ 8732-78, из стали 20 группы В ГОСТ 8731-74, с наружным трехслойным полимерным защитным покрытием усиленного типа (конструкция №1), таблица 1 по ГОСТ Р 51164-98, футерованные полиэтиленовыми трубами по ТУ 1394-002-05608841-2002, с наконечниками из углеродистой стали, под сварное соединение
11	Скважина нагнетательная №№7008,7007, в т.ч. оборудование:			
11.1	Арматура нагнетательная	шт.	2	АНК-12-65/65-21-Ф-180/180-Г73-К1-ВВ-1-3Д/3ДШ-КОТ-УХЛ с колонной обвязкой ОКК1-180×35[114]-В-168/ВС-К1-ВВ-1-УХЛ
<b>Куст №7005. Этап 8. Обустройство куста №7005</b>				
1.1	Насосный агрегат добывающей скважины №7005	шт.	1	ШГН со станком-качалкой ПШСН-80-3-40; N=18,5 кВт. В комплекте с рамой, редуктором, телом и головкой балансира, электродвигателем, станцией управления, ограждением и комплектом сменных шкивов. Насос скважинный НВ1Б-38 - напор до 1500 м; - рабочий ход плунжера до 3000 мм; Штанговращатель ШЧ.8000М.
1.2	Насосные агрегаты добывающих скважин №7002,7006	шт.	2	ШГН со станком-качалкой ПШСН-80-3-40; N=15 кВт. В комплекте с рамой, редуктором, телом и головкой балансира, электродвигателем, станцией управления, ограждением и комплектом сменных шкивов. Насос скважинный НВ1Б-32 - напор до 1500 м; - рабочий ход плунжера до 3000 мм; Штанговращатель ШЧ.8000М.
2	Устьевая арматура АУШГНК-	компл.	3	Диаметр условного прохода ствола – 65

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2019/206/ДС190-PD-DPB2.TCH	Лист
							31

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Кол.	Характеристика
	15-65/50-14-Ф-180/180-Г73-К2-ЕЕ-2-ВУС-КВ-2/3х16-КОР-СУС-УХЛ в комплекте с колонной головкой ОКР1-180х35[114ОТТМ]-В-168ВС-К2-ЕЕ-2-УХЛ			мм; Диаметр условного прохода боковых струн – 50 мм; Рабочее давление 14,0 МПа
3	Счетчик камерный жидкости	шт.	3	СКЖ 30-40 (Верхний предел измерений – до 30т/сут.; рабочее давление – 4,0 МПа; вычислитель – БЭСКЖ) с функцией очистки от АСПО
4	Выкидной трубопровод	м	41	Труба стальная бесшовная Ø89х5,0мм по ГОСТ 8732-78 из стали 20 (класс прочности К42) с наружным трехслойным покрытием на основе экструдированного полиэтилена с внутренним эпоксидным покрытием и с защитой внутренней зоны сварного шва втулками
5	Нефтегазосборный трубопровод «Куст №7005 – т.вр. в тр-д «Куст №7008 – ДНС-1006»»	км	0,571	Труба стальная бесшовная Ø89х5,0мм по ГОСТ 8732-78 из стали 20 (класс прочности К42) с наружным трехслойным покрытием на основе экструдированного полиэтилена с внутренним эпоксидным покрытием и с защитой внутренней зоны сварного шва втулками
6	Высоконапорный водовод от точки врезки в проектируемый водовод «водозаборная скважина №1 - узел арматуры №1» до скважин №№7004,7010	м	1445,20	трубы стальные бесшовные, горячедеформированных, Ø89х8 по ГОСТ 8732-78, из стали 20 группы В ГОСТ 8731-74, с наружным трехслойным полимерным защитным покрытием усиленного типа (конструкция №1), таблица 1 по ГОСТ Р 51164-98, футерованные полиэтиленовыми трубами по ТУ 1394-002-05608841-2002, с наконечниками из углеродистой стали, под сварное соединение
7	Скважина нагнетательная №№7004,7010, в т.ч. оборудование:			
7.1	Арматура нагнетательная	шт.	2	АНК-12-65/65-21-Ф-180/180-Г73-К1-ВВ-1-ЗД/ЗДШ-КОТ-УХЛ с колонной обвязкой ОКК1-180×35[114]-В-168/ВС-К1-ВВ-1-УХЛ

**Куст №7001. Этап 9. Обустройство куста №7001**

1.1	Насосный агрегат добывающей скважины №7001	шт.	1	ШГН со станком-качалкой ПШСН-80-3-40; N=18,5 кВт. В комплекте с рамой, редуктором, телом и головкой балансира, электродвигателем, станцией управления, ограждением и комплектом сменных шкивов. Насос скважинный НВ1Б-38 - напор до 1500 м; - рабочий ход плунжера до 3000 мм; Штанговращатель ШЧ.8000М.
1.2	Насосные агрегаты добывающих скважин №№4339,7012	шт.	2	ШГН со станком-качалкой ПШСН-80-3-40; N=15 кВт. В комплекте с рамой, редуктором, телом и головкой балансира, электродвигателем,

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2019/206/ДС190-PD-DPB2.TCH	Лист 32
------	---------	------	-------	-------	------	----------------------------	------------

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Кол.	Характеристика
				станцией управления, ограждением и комплектом сменных шкивов. Насос скважинный НВ1Б-32 - напор до 1500 м; - рабочий ход плунжера до 3000 мм; Штанговращатель ШЧ.8000М.
1.3	Насосный агрегат добывающей скважины №7003	шт.	1	ШГН со станком-качалкой ПШСН-80-3-40; N=15 кВт. В комплекте с рамой, редуктором, телом и головкой балансира, электродвигателем, станцией управления, ограждением и комплектом сменных шкивов. Насос скважинный НН2Б-44 - напор до 1500 м; - рабочий ход плунжера до 3000 мм; Штанговращатель ШЧ.8000М.
2	Устьева арматура АУШГНК-15-65/50-14-Ф-180/180-Г73-К2-ЕЕ-2-ВУС-КВ-2/3х16-КОР-СУС-УХЛ в комплекте с колонной головкой ОКР1-180х35[114ОТТМ]-В-168ВС-К2-ЕЕ-2-УХЛ	компл.	4	Диаметр условного прохода ствола – 65 мм; Диаметр условного прохода боковых струн – 50 мм; Рабочее давление 14,0 МПа
3	Счетчик камерный жидкости	шт.	5	СКЖ 30-40 (Верхний предел измерений – до 30т/сут.; рабочее давление – 4,0 МПа; вычислитель – БЭСКЖ) с функцией очистки от АСПО
4	Выкидной трубопровод	м	39	Труба стальная бесшовная Ø89х5,0мм по ГОСТ 8732-78 из стали 20 (класс прочности К42) с наружным трехслойным покрытием на основе экструдированного полиэтилена с внутренним эпоксидным покрытием и с защитой внутренней зоны сварного шва втулками
5	Нефтегазосборный трубопровод «Куст №7005 – т.вр. в тр-д «Куст №7008 – ДНС-1006»»	км	1,166	Труба стальная бесшовная Ø89х5,0мм по ГОСТ 8732-78 из стали 20 (класс прочности К42) с наружным трехслойным покрытием на основе экструдированного полиэтилена с внутренним эпоксидным покрытием и с защитой внутренней зоны сварного шва втулками
6	Камера запуска	шт.	1	Устройство запуска III-УПП-1-80-4,0-УХЛ1-Ф
7	Камера приема	шт.	1	Устройство запуска III-УПП-2-80-4,0-УХЛ1-Ф

Данные о распределении опасных веществ, используемых на проектируемом объекте, приведены ниже (таблица 4).

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2019/206/ДС190-PD-DPB2.TCH	Лист
							33

Таблица 4 – Данные о распределении опасных веществ по оборудованию

Технологический блок, оборудование		Кол-во опасного вещества (тонн)		Физические условия содержания опасного вещества		
Наименование оборудования, № по схеме	Кол-во единиц оборудования, шт./м	В единице оборудования	В блоке (всего)	Агрегатное состояние	Давление, МПа (абс.)	Температура, °С
<b>Этап 1. Куст №399</b>						
Выкидные трубопроводы	78,0	$\frac{0,182}{0,0032}$	$\frac{0,182}{0,0032}$	жидкость газ	4,0	+5
НГСТ до камеры запуска ОУ (КЗ)	25,0	$\frac{0,058}{0,001}$	$\frac{0,058}{0,0010}$	жидкость газ	4,0	+5
НГСТ от камеры запуска ОУ до камеры приема ОУ	1179,0	$\frac{2,755}{0,049}$	$\frac{2,755}{0,049}$	жидкость газ	4,0	+5
НГСТ от камеры приема ОУ (КП)	73,0	$\frac{0,171}{0,003}$	$\frac{0,171}{0,003}$	жидкость газ	4,0	+5
<b>Этап 2 Куст №400</b>						
Выкидные трубопроводы	294,0	$\frac{0,691}{0,012}$	$\frac{0,691}{0,012}$	жидкость газ	4,0	+5
НГСТ от АГЗУ до т.вр.	97,0	$\frac{0,395}{0,007}$	$\frac{0,395}{0,007}$	жидкость газ	4,0	+5
<b>Этап 3 Куст №404</b>						
Выкидной трубопровод	22,0	$\frac{0,040}{0,0007}$	$\frac{0,040}{0,0007}$	жидкость газ	4,0	+5
<b>Этап 4 Куст №806бис</b>						
Выкидные трубопроводы	20,0	$\frac{0,047}{0,0008}$	$\frac{0,047}{0,0008}$	жидкость газ	4,0	+5
НГСТ до т.вр	186,0	$\frac{0,431}{0,0076}$	$\frac{0,431}{0,0076}$	жидкость газ	4,0	+5
Нагнетательный водо-вод от ВРП-1090 до скважины №4323	206,84	0,962	0,962	жидкость	20,0	+5
<b>Этап 5 Куст №16н</b>						
Выкидной трубопровод от скв 4331	64,0	$\frac{0,150}{0,003}$	$\frac{0,150}{0,003}$	жидкость газ	4,0	+5
Нагнетательный водовод от точки врезки в нагнетательный водовод «водозаборная скв.№302-сква.№305» до скважины №4332	56,6	0,263	0,263	жидкость	20,0	+5
<b>Этап 6 Куст №4345</b>						
Выкидные трубопроводы	30,0	$\frac{0,070}{0,0012}$	$\frac{0,070}{0,0012}$	жидкость газ	4,0	+5
НГСТ до т.вр	37,0	$\frac{0,086}{0,0015}$	$\frac{0,086}{0,0015}$	жидкость газ	4,0	+5
Нагнетательный водовод от ВРП-1085 до скважины №4345	48,00	0,223	0,223	жидкость	20,0	+5
Вынос нагнетательного водовода «сква.№301- ВРП-1085»	101,00	0,470	0,470	жидкость	20,0	+5
Вынос нагнетательного водовода «ВРП-1085 –сква.№311»	122,00	0,568	0,568	жидкость	20,0	+5
Переустройство нагнетательного водовода «ВРП-1085 –сква.№333»	41,00	0,191	0,191	жидкость	20,0	+5
<b>Этап 7 Куст №7008</b>						
Выкидные трубопроводы	36,0	$\frac{0,146}{0,003}$	$\frac{0,146}{0,003}$	жидкость газ	4,0	+5

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

2019/206/ДС190-PD-DPB2.TCH

Лист

34

Технологический блок, оборудование		Кол-во опасного вещества (тонн)		Физические условия содержания опасного вещества		
Наименование оборудования, № по схеме	Кол-во единиц оборудования, шт./м	В единице оборудования	В блоке (всего)	Агрегатное состояние	Давление, МПа (абс.)	Температура, °С
НГСТ до камеры запуска ОУ (КЗ)	71,0	<u>0,288</u> 0,005	<u>0,288</u> 0,005	<u>жидкость</u> газ	4,0	+5
НГСТ от камеры запуска ОУ до т.вр. НГСТ с куста 7005	1574,0	<u>6,378</u> 0,115	<u>6,378</u> 0,115	<u>жидкость</u> газ	4,0	+5
НГСТ от т.вр. НГСТ с куста 7005 до т.вр. НГСТ с куста 7001	2028,0	<u>8,218</u> 0,148	<u>8,218</u> 0,148	<u>жидкость</u> газ	4,0	+5
НГСТ от т.вр. НГСТ с куста 7001 до камеры приема	2247,0	<u>9,105</u> 0,164	<u>9,105</u> 0,164	<u>жидкость</u> газ	4,0	+5
НГСТ от камеры приема ОУ (КП) до т.вр.	126,0	<u>0,511</u> 0,009	<u>0,511</u> 0,009	<u>жидкость</u> газ	4,0	+5
<b>Этап 8 Куст №7005</b>						
Выкидные трубопроводы	41,0	<u>0,096</u> 0,002	<u>0,096</u> 0,002	<u>жидкость</u> газ	4,0	+5
НГСТ до т.вр	571,0	<u>1,335</u> 0,024	<u>1,335</u> 0,024	<u>жидкость</u> газ	4,0	+5
<b>Этап 9 Куст №7001</b>						
Выкидные трубопроводы	39,0	<u>0,091</u> 0,002	<u>0,091</u> 0,002	<u>жидкость</u> газ	4,0	+5
НГСТ до камеры запуска ОУ (КЗ)	71,5	<u>0,167</u> 0,003	<u>0,167</u> 0,003	<u>жидкость</u> газ	4,0	+5
НГСТ от камеры запуска ОУ до камеры приема ОУ	1094,0	<u>2,558</u> 0,046	<u>2,558</u> 0,046	<u>жидкость</u> газ	4,0	+5
НГСТ от камеры приема ОУ (КП)	0,5	<u>0,001</u> 0,00002	<u>0,001</u> 0,00002	<u>жидкость</u> газ	4,0	+5
нефть, т					<b>33,975</b>	
газ, т					<b>0,610</b>	
подтоварная вода, т					<b>2,68</b>	

### 1.3 Описание технических решений по обеспечению безопасности

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

Для обеспечения безопасности технологического процесса, исключения разгерметизации проектируемых объектов, предупреждения аварийных выбросов опасных веществ, проектом приняты следующие решения:

##### **На кустовых площадках:**

Устья всех проектируемых добывающих скважин для способа эксплуатации ШГН согласно типовым техническим условиям ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» оборудуются устьевой арматурой типа АУШГНК-15-65/50-14-Ф-180/180-Г73-К2-ЕЕ-2-ВУС-КВ-2/3х16-КОР-СУС-УХЛ.

Обвязка колонная для всех проектируемых скважин принимается ОКР1-230х21[168ВС]-В-245ВС-К2-ЕЕ-2-УХЛ.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2019/206/ДС190-PD-DPB2.TCH	Лист
							35

Очистка внутренней полости выкидных трубопроводов от АСПО будет производиться методом периодических промывок горячей водой через штуцер, расположенный в обвязке устьевого арматуры.

Для сбора загрязненных промливневых стоков и возможных утечек нефти при эксплуатации и аварийных ситуациях приустьевая площадка скважины предусматривается с бордюром и ливневой канализацией. Для сбора возможных разливов нефти при ремонтных работах предусматриваются инвентарные передвижные поддоны, которыми оснащаются ремонтные бригады.

Для быстрого привлечения внимания и предупреждения о потенциальной или действительной опасности вредного воздействия объекта на людей, снижения вероятности травматизма и профессиональных заболеваний, предотвращения аварий и облегчения управления производственными процессами на объекте устанавливаются знаки безопасности. Знаки безопасности устанавливаются в соответствии с требованиями СТО 09-001-2013 «Стандарт предприятия по применению фирменного стиля на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

Для замера продукции проектируемых добывающих скважин предусмотрен монтаж счетчиков СКЖ с вычислителем, устанавливаемых на приустьевых площадках каждой скважины.

Климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69 – УХЛ1 (минимальная температура эксплуатации – минус 50°С).

Датчики импульсов счетчиков СКЖ имеют взрывозащиту – «взрывонепроницаемая оболочка» по ГОСТ Р 51330.1-99, уровень взрывозащиты – «взрывобезопасный» по ГОСТ Р51330.0-99, маркировку взрывозащиты IExdIIBT4. Степень защиты датчиков импульсов от попадания пыли и воды – IP67 по ГОСТ 14254-96.

Для замера дебита проектируемых добывающих скважин №№4311,4315,4302,4304 и существующих добывающих скважин №№2570,2571 куста №400 предусмотрена проектируемая замерная установка АГЗУ.

АГЗУ предусматривается в блочном исполнении полной заводской готовности и состоит из двух блоков: технологического и аппаратурного. Взрывоопасные зоны и их классы для помещения технологического блока 2, категории взрывоопасных смесей –IIА, группа взрывоопасных смесей – ТЗ.

Размещение АГЗУ на площадке скважин выполнено с учетом противопожарных разрывов.

Блоки АГЗУ выполнены с учетом габаритов основного технологического оборудования, мест ввода инженерных сетей, проходов для осмотра и обслуживания оборудования. Технологический и аппаратурный блоки АГЗУ – утепленные, с металлическим каркасом, с негорючим теплоизоляционным материалом. Степень огнестойкости помещений – IV; класс конструктивной пожарной опасности – С0 согласно федеральному закону РФ №123-ФЗ от 22.07.2008 «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».

В технологическом блоке АГЗУ предусматривается автоматическая пожарная сигнализация, контролируются параметры загазованности.

Дренажная емкость предусматривается без термообработки, с внутренним антикоррозионным покрытием из лакокрасочных материалов не менее чем в 2 слоя толщиной не менее 300±50 мкм (каждый слой не менее 150±50 мкм), с га-

Ив. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

							2019/206/ДС190-PD-DPB2.TCH	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата			36



рантийным сроком службы, согласно п. 5.3 СП 09-001-2013, не менее 10 лет (срок службы С – средний от 5 до 15 лет). Наружное антикоррозийное покрытие емкости: для защиты от почвенной коррозии предусматривается ленточная полимерная антикоррозионная изоляция усиленного типа согласно ГОСТ Р 51164-98.

Проектом предусматривается электрохимзащита подземной дренажной емкости.

Дренажная емкость оборудуется дыхательным клапаном типа КДМ-ОТР150/100-УХЛ со встроенным огнепреградителем.

Технологические трубопроводы запроектированы в соответствии с ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах» и СНиП 3.05.05-84 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы», Федеральными нормами и правилами «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», утвержденными приказом Ростехнадзора РФ №444 от 21.12.2021 г.

Строительство надземных участков выкидных трубопроводов на приустьевых площадках скважин предусматривается из стальных бесшовных горячедеформированных труб 89х6 мм по ГОСТ 8732-78, материал сталь 20 группы В (класс прочности К42) ГОСТ 8731-74 без покрытия и стальных бесшовных горячедеформированных труб 89х5 мм по ГОСТ 8732-78, материал сталь 20 группы В (класс прочности К42) ГОСТ 8731-74 с внутренним эпоксидным покрытием с защитой внутренней зоны сварного шва втулками.

Строительство подземных участков выкидных трубопроводов скважин предусматривается из стальных бесшовных горячедеформированных труб 89х5 мм по ГОСТ 8732-78, материал сталь 20 группы В (класс прочности К42) ГОСТ 8731-74 с наружным трехслойным покрытием усиленного типа из экструдированного полиэтилена, с внутренним двухслойным эпоксидным покрытием и с защитой внутренней зоны сварного шва втулками.

Строительство надземных участков нефтегазосборных трубопроводов предусматривается из труб стальных прямошовных предусматривается по ГОСТ 20295-85 из стали 20, класса прочности К42 (труба тип 1 114х5-К42) и из стальных бесшовных горячедеформированных труб 89х5 мм по ГОСТ 8732-78, материал сталь 20 группы В (класс прочности К42) ГОСТ 8731-74 с внутренним эпоксидным покрытием с защитой внутренней зоны сварного шва втулками.

Строительство подземных участков нефтегазосборных трубопроводов предусматривается из труб стальных прямошовных предусматривается по ГОСТ 20295-85 из стали 20, класса прочности К42 (труба тип 1 114х5-К42) и из стальных бесшовных горячедеформированных труб 89х5 мм по ГОСТ 8732-78, материал сталь 20 группы В (класс прочности К42) ГОСТ 8731-74 с наружным трехслойным покрытием усиленного типа из экструдированного полиэтилена, с внутренним двухслойным эпоксидным покрытием и с защитой внутренней зоны сварного шва втулками.

По трубопроводам «Куст №399 – ДНС-1005», «Куст №806 (расш.) – т.вр. в тр-д «ГЗУ-1477 - ДНС-1028», «Куст №7008 – ДНС-1006», «Куст №7005 – т.вр. в тр-д «Куст №7008 – ДНС-1006»», «Куст №7001 – т.вр. в тр-д «Куст №7008 –

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

						2019/206/ДС190-PD-DPB2.TCH	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		37

ДНС-1006»» транспортируется продукт с температурой застывания 5оС. Для исключения замерзания продукта во время простоев для данных трубопроводов предусматривается теплоизоляция надземных участков в обвязке скважин, на узлах запорной арматуры и обвязке устройств запуска и приема очистных устройств.

Прокладка технологических трубопроводов принята надземно на несгораемых опорах и подземно в соответствии с «Правилами безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», утвержденных приказом Ростехнадзора от 21.12.2021г. №444 и ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные». Расстояние между осями трубопроводов и расстояние от трубопровода до строительных конструкций принято в соответствии с требованиями п. 10.1.9 ГОСТ 32569-2013 и п.34 «Правил безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», утвержденных приказом Ростехнадзора от 21.12.2021г. №444.

На приустьевых площадках трубопроводы прокладываются надземно с уклоном не менее 0,002, что обеспечивает возможность опорожнения трубопроводов при остановке.

Надземные участки трубопроводов электрически изолированы от опор. Общее сопротивление изоляции при нормальных условиях должно быть не менее 100 кОм на одной опоре. При монтаже между трубопроводами и хомутовыми опорами прокладываются изолирующие прокладки из паронита.

Для неизолированных надземных участков трубопроводов предусматривается окраска согласно СТП 09-001-2013 "Стандарт предприятия по применению фирменного стиля на объектах ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ" материалом с гарантийным сроком не менее 5 лет.

Для обеспечения удобства и безопасности эксплуатации технологических трубопроводов на кусте скважин, а также для возможности проведения ремонтных работ, технологические трубопроводы на кусте скважин прокладываются подземно (согласно СП 231.1311500.2015, п. 6.3.1, 6.3.23, п. 10.1.32 ГОСТ 32569-2013).

Глубина заложения трубопроводов в пределах обвалования площадок скважин согласно ГОСТ 32569-2013 п.10.1.34 и п.54 «Правил безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», утвержденных приказом Ростехнадзора от 21.12.2021г. №444, принята не менее 0,6 м до верха образующей трубы. При пересечении выкидных трубопроводов с другими проектируемыми трубопроводами выдержать расстояние в свету не менее 0,35 м. При пересечении с проектируемыми кабелями ЭХЗ выдержать расстояние в свету не менее 0,5 м.

Подземная часть трубопроводов защищается от почвенной коррозии катодными установками ЭХЗ.

Для защиты оборудования и неизолированных трубопроводов от блуждающих токов, в местах опусков трубопроводов в землю в начале и конце трассы предусмотрена установка изолирующих монолитных муфт.

Для обеспечения удобства и безопасности эксплуатации технологических трубопроводов на кусте скважин, а также для возможности проведения ремонтных работ, технологические трубопроводы на кусте скважин прокладываются

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

2019/206/ДС190-PD-DPB2.ТСН						Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	38

подземно (согласно СП 231.1311500.2015, п. 6.3.1, 6.3.23, п. 10.1.32 ГОСТ 32569-2013).

### **Строительство линейной части**

В соответствии с п. 5.8 ГОСТ Р 58367-2019 для защиты трубопроводов и фасонных деталей трубопроводов от сульфидно-коррозионного растрескивания (СКР) предусмотрено внутреннее антикоррозионное покрытие. Внутреннее антикоррозионное двухслойное покрытие состоит из слоя эпоксидно-фенольного праймера и наружного слоя порошковой эпоксидной краски, стойким с СКР. Для защиты внутренней зоны сварного шва применяются втулки СРС с полимерным покрытием, стойким с СКР.

Строительство линейной части нефтегазосборных трубопроводов диаметром 89х5 мм предусматривается из труб стальных бесшовных горячедеформированных по ГОСТ 8732-78 из стали 20, группа В (класс прочности К42) по ГОСТ 8731-74 с наружным трехслойным покрытием усиленного типа из экструдированного полиэтилена, с внутренним двухслойным эпоксидным покрытием и с защитой внутренней зоны сварного шва втулками.

Строительство линейной части нефтегазосборного трубопровода диаметром 114х5 мм предусматривается из труб стальных прямошовных по ГОСТ 20295-85 из стали 20, класса прочности К42 (труба тип 1 114х5-К42), с наружным трехслойным покрытием усиленного типа из экструдированного полиэтилена, с внутренним двухслойным эпоксидным покрытием и с защитой внутренней зоны сварного шва втулками.

Надземные участки предусматриваются из этих же труб, но без наружной полиэтиленовой изоляции.

Для подземных неизолированных деталей нефтегазосборных трубопроводов предусмотрена изоляция наружной поверхности термоусаживающейся лентой «ТИАЛ-Л» по ТУ 2293-004-58210788-2005.

Изоляция наружной поверхности зоны сварных стыков всех подземных стальных трубопроводов предусмотрена манжетами термоусаживающимися «ТИАЛ-М80» по ТУ 2293-007-58210788-2006 в комплекте с замковой пластиной ТИАЛ-ЗП.

Назначенный срок эксплуатации, согласно ТУ ОТГ ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», составляет 25 лет.

Для очистки от АСПО полости нефтегазосборных трубопроводов «Куст №399 – ДНС-1005», «Куст №7008 – ДНС-1006», «Куст №7001 – т.вр. в тр-д «Куст №7008 – ДНС-1006»» предусмотрены устройства запуска и приема очистных устройств полной заводской готовности.

Устройства запуска и приема оборудованы манометрами и сигнализаторами прохождения очистных устройств.

Для очистки полости труб используются полиуретановые торпеды.

Дренаж из устройств предусмотрен в металлические поддоны, размещаемые на площадках с последующим вывозом и утилизацией.

Размещение устройств запуска и приема очистных устройств предусмотрено на бетонных канализованных площадках. У площадок устанавливается знак безопасности, на котором выполняются соответствующие запрещающие и указа-

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

										Лист
										39
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2019/206/ДС190-PD-DPB2.TCH				

тельные надписи согласно требованиям СТП 09-001-2013 "Стандарт предприятия по применению фирменного стиля на объектах ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ". Площадки устройств запуска и приема, расположенные за пределами обвалования кустов скважин, размещаются в металлическом сетчатом ограждении высотой 2,2 м.

Срок эксплуатации оборудования составляет не менее 25 лет.

В обвязке устройств запуска и приема для переключения потока среды в качестве запорной арматуры приняты задвижки клиновые фланцевые с ручным приводом типа 30лс15нж 200-40, исполнения ХЛ по ГОСТ 15150-69, с классом герметичности затвора «А» по ГОСТ 9544-2015.

Для устройств запуска и приема, запорной арматуры и технологической обвязки предусматривается окраска согласно СТП 09-001-2013 "Стандарт предприятия по применению фирменного стиля на объектах ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ" материалом с гарантийным сроком не менее 6 лет.

Трубопроводы прокладываются подземно за исключением узлов врезок и обвязки устройств запуска и приема очистных устройств.

Глубина заложения нефтегазосборных трубопроводов на линейной части принята исходя из следующих условий:

- в местах пересечения автодорог (опасные участки) - не менее 1,4 м от поверхности полотна дороги до верхней образующей защитного кожуха
- при пересечении проектируемых трубопроводов с существующими подземными коммуникациями расстояние в свету принято не менее 0,35 м;
- при пересечении с кабелями ЭХЗ расстояние в свету принято не менее 0,5 м.

Глубина заложения нефтегазосборных трубопроводов на остальных участках принята не менее 1,70 м от поверхности земли до верха трубы, прокладываемой в глинах и суглинках, исходя из условия прохождения трубопровода ниже глубины промерзания пучинистого грунта (все трассы нефтегазосборных трубопроводов проходят в пучинистых грунтах) для уменьшения воздействия морозного пучения на трубопроводы.

Разработка траншеи при пересечении существующих подземных коммуникаций производится вручную по 2 м в обе стороны от пересекаемой коммуникации.

Пересечение с существующими и проектируемыми подземными коммуникациями предусматривается под углом не менее 60°.

Расстояние от проектируемых нефтегазосборных трубопроводов принято в соответствии с п. 8.6 ГОСТ Р 55990-2014 не менее 5 м между осями до параллельно проложенных существующих и проектируемых трубопроводов диаметром DN80, DN100, DN150.

- до параллельно проложенных проектируемых и существующих автодорог не менее 10 м до подошвы насыпи;

- до параллельно проложенных проектируемых ВЛ- 6кВ не менее 10 м от крайнего неотклоненного провода;

- до фундаментов опор ЛЭП при их взаимном пересечении не менее 5 м.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2019/206/ДС190-PD-DPB2.TCH	Лист
							40

Переходы трубопроводов через технологические проезды с грунтовым покрытием и существующие автодороги с гравийным покрытием являются опасными участками, переходы осуществляются открытым способом.

Все переходы через автодороги и технологические проезды предусмотрены с устройством защитных кожухов из стальных труб  $\varnothing 325 \times 10$  мм (для трубопроводов  $\varnothing 89 \times 5$ ) и  $\varnothing 377 \times 10$  мм (для трубопроводов  $\varnothing 114 \times 5$ ) по ГОСТ 10704-91/ГОСТ 10705-80, сталь 10 группы В. Концы кожуха выводятся на расстояние не менее 5 м от бровки земляного полотна до края кожуха, но не менее 2 м от подошвы насыпи.

Для защиты наружного покрытия трубопровода от механических повреждений, при протаскивании в кожухах, применяются предохранительные изолирующие диэлектрические кольца «Спейсеры». На концах кожухов устанавливаются герметизирующие манжеты. Концы кожуха выводятся на расстояние не менее 5 м от бровки земляного полотна до края кожуха.

Защита всех кожухов от почвенной коррозии предусматривается антикоррозийной изоляцией усиленного типа по ГОСТ Р 51164-98, конструкция № 17.

В связи с тем, что проектируемые выкидные и нефтегазосборные трубопроводы прокладываются на территории, подверженной карстовым явлениям, предусматриваются дополнительные меры по обеспечению надежности и устойчивости трубопроводов.

Трассировка проектируемых выкидных и нефтегазосборных трубопроводов проведена с максимально возможным обходом карстоопасных участков.

Глубина прокладки трубопроводов принята ниже зоны карстовых проявлений.

Согласно п. 9.2.1 ГОСТ Р 55990-2014 в точках подключения проектируемых нефтегазосборных трубопроводов к существующим трубопроводам предусматриваются отключающие задвижки с ручным управлением и обратный клапан на подключаемом трубопроводе. Подключение предусматривается надземным.

Запорная арматура принята соответственно параметрам транспортируемой среды и условиям эксплуатации:

Надземная часть узла врезки предусматривается из стальных труб, с последующим заземлением труб и арматуры.

Для надземных участков трубопроводов предусматривается окраска согласно СТП 09-001-2013 "Стандарт предприятия по применению фирменного стиля на объектах ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ" материалом с гарантийным сроком не менее 6 лет.

По трубопроводам «Куст №399 – ДНС-1005», «Куст №7008 – ДНС-1006», «Куст №7005 – т.вр. в тр-д «Куст №7008 – ДНС-1006»», «Куст №7001 – т.вр. в тр-д «Куст №7008 – ДНС-1006»» транспортируется продукт с температурой застывания 5оС. Для исключения замерзания продукта во время простоев для данных трубопроводов предусматривается теплоизоляция надземных участков.

Для остальных трубопроводов теплоизоляция надземных участков трубопроводов не предусматривается в виду его малой протяженности. Подземная часть нефтегазосборного трубопровода защищается от почвенной коррозии катодными установками ЭХЗ.

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

										Лист
										41
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2019/206/ДС190-PD-DPB2.TCH				

Для защиты оборудования и незащищенных трубопроводов от блуждающих токов в местах опусков трубопроводов в землю в начале и конце трассы предусмотрена установка изолирующих монолитных муфт.

Обозначение участка нефтепровода на местности предусматривается путем установки указательных знаков в соответствии с СТП 09-001-2013 ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» с указанием всех параметров трубопровода в начале и конце трассы, на углах поворота в горизонтальной плоскости и на переходах трубопровода через автодороги.

Для соединения стальных труб применяется электродуговая сварка. Сварка труб и контроль сварных соединений выполняются в соответствии с ГОСТ Р 55990-2014 и ВСН 006-89. Применяемые сварочные материалы должны обеспечивать равнопрочность сварного шва и основного металла трубы.

#### ***Нагнетательные скважины и водоводы***

На устьях нагнетательных скважин №№4301,4313,4323,4332,4345,7007,7008,7004,7010 согласно техническим условиям ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», предусмотрена установка нагнетательной арматуры:

- для скв.№ №№4323,4332,4345,7007,7008,7004,7010 - АНК-12-65/65-21-Ф-180/180-Г73-К2-ЕЕ-2-ЗД-ЗДШ-КОТ-УХЛ с колонной обвязкой ОКР1-180×35[114ОТТМ]-В-168/ВС-К2-ЕЕ-2-УХЛ;

- для скв.№№ 4301.4313 - АНК-12-65/65-21-Ф-180/180-Г73-К1-ВВ-1-ЗД-ЗДШ-КОТ-УХЛ с колонной обвязкой ОКР1-180×35[114ОТТМ]-В-168/ВС-К1-ВВ-1-УХЛ.

Нагнетательная арматура предназначена для герметизации устья скважины, контроля и регулирования режимов эксплуатации скважин, а также для проведения технологических и ремонтных работ.

Арматура оснащена надежными, легкоуправляемыми и высокогерметичными задвижками тип ЗД и ЗДШ, класс герметичности затвора – «А» согласно ГОСТ 9544-2015, климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69 – УХЛ 1.

Учитывая технические условия заказчика, свойства и рабочие параметры транспортируемой среды, прочностные расчеты и согласно техническим характеристикам и номенклатуре труб, выпускаемых отечественными заводами, строительство проектируемых нагнетательных водоводов предусматриваются из труб стальных бесшовных, горячедеформированных, Ø89х8 по ГОСТ 8732-78, из стали 20 группы В ГОСТ 8731-74, футерованные полиэтиленовыми трубами по ТУ 1394-002-05608841-2002 с заводским наружным трехслойным защитным покрытием усиленного типа по ГОСТ Р 51164-98 с наконечниками из углеродистой стали, под сварное соединение.

Для предотвращения СКР проектом предусматривается применение труб, футерованных полиэтиленовыми трубами по ТУ 1394-002-05608841-2002. Кроме того, коррозионная защита стального трубопровода обеспечивается в течение всего срока его эксплуатации путем повышения толщины стенки труб и соединительных деталей, что подтверждено расчетом толщины стенки с учетом добавки на коррозию в течение эксплуатационного срока.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2019/206/ДС190-PD-DPB2.TCH	Лист
							42

Для защиты от почвенной коррозии проектируемые водоводы приняты из стальных труб с заводским наружным трехслойным полимерным покрытием усиленного типа по ГОСТ Р 51164-98 (конструкция № 1, таблица 1), а также предусмотрены средства электрохимзащиты.

Трассы проектируемых промышленных трубопроводов запроектированы на предельно - допустимом расстоянии от существующих объектов, зданий и сооружений, согласно таблице 6 ГОСТ Р 55990-2014.

Минимальное расстояние от оси проектируемого трубопровода составляет:

- до населенных пунктов и дачных поселков - не менее 75 м.
- до подъездов по территории нефтяных месторождений - не менее 10м;
- до нефтяных и артезианских скважин - не менее 30м.

Расстояния от проектируемых водоводов до действующих трубопроводов при параллельной прокладке приняты согласно п.8.6 ГОСТ Р55990-2014: для трубопроводов при номинальном диаметре до 150 мм включ. – не менее 5 м, для трубопроводов при номинальном диаметре 150-300 мм – не менее 8 м.

Основной способ укладки труб – подземный, открытым способом. Трубы укладываются на естественное основание. Основанием под трубы служит суглинок, глина.

Нормативная глубина сезонного промерзания:

- для глин, суглинков – 1,70 м.

Глубина заложения трубопровода, транспортирующего подтоварную воду, принята в соответствии с ГОСТ Р 55990-2014 п. 9.3.1 и составляет до низа трубы:

- для глин, суглинков – 1,79 м.

Глубина заложения трубопровода, транспортирующего пресную воду, принята исходя из следующих условий:

- согласно СП 31.13330.2021 «Водоснабжение. Наружные сети и сооружения» (актуализированная редакция СНиП 2.04.02-84), для малых диаметров до 500 мм включительно глубина заложения труб по низу трубы следует выполнять по формуле:  $h_{злож} = d + 0,3 + h_{глуб.промерз.}$ ;

- для глин, суглинков – 2,09 м.

Для уменьшения воздействия сильнопучинистых и пучинистых грунтов предусматривается прокладка проектируемого нагнетательного водовода ниже глубины промерзания.

По трассе проектируемых водоводов встречаются коридоры инженерных коммуникаций. Проектируемые водоводы укладываются под существующими трубопроводами. При пересечении водовода с существующими коммуникациями, земляные работы по 2 метра в обе стороны необходимо производить вручную, расстояние по вертикали (в свету) между водоводом и подземными коммуникациями предусматривается не менее:

- 0,35м - для промышленных трубопроводов,
- 0,50м - для кабелей;
- 0,35м - для газопровода.

При пересечении проектируемых трубопроводов с существующими подземными коммуникациями расстояние в свету принято не менее 0,35 м, а пересечение выполнено под углом не менее 60°, согласно п. согласно п.9.3.1 ГОСТ

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

						2019/206/ДС190-PD-DPB2.TCH	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		43

P55990-2014. На пересечении нагнетательного водовода с недействующими подземными коммуникациями и под углом менее 60° предусмотрен демонтаж существующих коммуникаций.

Пересечение с автодорогами предусматривается под углом близким к 90°, но не менее 60° согласно п. 10.3. ГОСТ Р 55990-2014. Глубина заложения – не менее 1,4 м от верха покрытия дороги до верхней образующей защитного футляра, от дна кювета до верхней образующей защитного футляра – 0,5 м.

Концы футляра должны выводиться на расстояние:

- на переходах через автомобильные дороги - на 5 м от бровки земляного полотна, но не менее чем на 2 м от подошвы насыпи.

Для защиты оборудования и трубопроводов от блуждающих токов предусмотрена установка трубопроводного изолирующего соединения (ТИС 65-210М). ТИС устанавливаются на подъеме к нагнетательным скважинам №№7007,7008,7004,7010,311 и на подъеме к проектируемому ВРП открытого типа на кусте №4345.

Для надземных частей наружного водовода к строительству приняты трубы стальные бесшовные, горячедеформированные, Ø89x8 по ГОСТ 8732-78, из стали 20 группы В ГОСТ 8731-74, футерованные полиэтиленовыми трубами по ТУ 1394-002-05608841-2002 с наконечниками из углеродистой стали, под сварное соединение.

Для предотвращения замерзания надземных участков трубопроводов у водозаборных скважин и нагнетательных скважин предусмотрен обогрев саморегулирующейся электрической нагревательной лентой 25НТР2-ВТ с последующей теплоизоляцией. Надземный трубопровод теплоизолируется с помощью матов из минеральной ваты на основе горных пород базальтовой группы на синтетическом связующем с наружным покрытием из стали тонколистовой оцинкованной.

Для предотвращения замерзания подземного трубопровода до глубины 2,35 м у водозаборных скважин и нагнетательных скважин предусмотрена теплоизоляция полуцилиндрами из экструзионного пенополистирола ПЕНОПЛЭКС45 толщиной 50 мм на трубу Ø89x8 по ТУ 5767-001-01297858-02.

Для защиты от атмосферной коррозии надземных участков стальных трубопроводов и арматуры предусматривается их окраска согласно СТП 09-001-2013 «Единая система защиты от коррозии и старения. Стандарт предприятия по применению фирменного стиля на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». Книга вторая. Антикоррозийная защита статического оборудования и сооружений на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

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

Для обеспечения предупреждения развития аварий и локализации аварийных выбросов проектом предусмотрены следующие мероприятия:

- транспорт рабочей среды по напорной герметизированной системе, исключающей утечки нефти и газа в окружающую среду;

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2019/206/ДС190-PD-DPB2.TCH	Лист
							44



- для строительства промышленного трубопровода приняты стальные трубы с внутренним и наружным противокоррозионным покрытием и с повышенной толщиной стенки относительно расчетной;
- противокоррозионная защита сварных стыков промышленных трубопроводов;
- для отключения трубопровода для ремонта или в аварийных ситуациях предусмотрены узлы задвижек;
- проектируемый промышленный трубопровод не имеет фланцевых и других разъемных соединений за исключением мест установки запорной арматуры;
- 100 % контроль сварных соединений промышленных трубопроводов неразрушающими методами;
- установка по трассе промышленного трубопровода указательных знаков;
- обязательный входной контроль качества труб и изделий;
- обязательный контроль качества выполнения строительно-монтажных работ;
- применение при ремонтных работах инструмента, не допускающего искр при ударе;
- систематический обход трассы трубопровода согласно утвержденному графику;
- своевременный ремонт трубопровода в процессе эксплуатации, периодическое испытание на прочность и герметичность;
- контроль воздушной среды переносными газоанализаторами при обслуживании трубопровода и при производстве ремонтных работ.
- обязательный контроль качества выполнения строительно-монтажных работ: в процессе строительства не допускаются отклонения от проектной документации, при обнаружении отступлений от проекта, порядка и качества выполнения работ, заказчик обязан приостановить строительно-монтажные работы и дать необходимые указания исполнителям работ (подрядчику) об исправлении обнаруженных дефектов.

Важную роль по предупреждению аварий и локализации выбросов опасных веществ в период эксплуатации играет:

- своевременное проведение периодических осмотров оборудования, периодического испытания предохранительной и регулирующей арматуры;
- обучение обслуживающего персонала действиям по ликвидации возможных аварий;
- наличие исправных средств пожаротушения.

### 1.3.3 Описание решений, направленных на обеспечение взрывопожаробезопасности

Система обеспечения пожарной безопасности объекта создается в целях предотвращения пожара, обеспечения безопасности людей и защиты имущества при пожаре. Система обеспечения пожарной безопасности объекта защиты включает в себя:

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2019/206/ДС190-PD-DPB2.TCH	Лист
							45

- систему предотвращения пожара;
- систему противопожарной защиты;
- комплекс организационно-технических мероприятий по обеспечению пожарной безопасности.

Решения, направленные на обеспечение взрывопожаробезопасности:

- применение герметизированной системы сбора и транспорта нефти;
- установка запорной арматуры типа ЗКЛ с ручным приводом;
- содержание полосы отвода и охранных зон вдоль трубопроводов, проходящих через лесные массивы, в безопасном в пожарном отношении состоянии – расчистка от поросли;
- контроль газовой среды перед началом ремонтных работ с применением огня (сварки) на трубопроводе;
- обеспечение места проведения огневых работ первичными средствами пожаротушения;
- молниезащитные устройства и защитные заземления линейных сооружений.

Территорию опасного производственного объекта охраняет пожарная часть 124 ПСЧ ФГБУ «6 ОФПС ГПС по Пермскому краю (договорной)». Численность боевого расчета ПЧ-124 составляет 32 человека. Место дислокации 124 ПСЧ – район УППН «Кокуй».

На пожарную охрану объекта возлагаются задачи по организации предупреждения пожаров, их тушению и проведению аварийно-спасательных работ.

Пожарная безопасность линейного объекта, в том числе зданий, строений и сооружений в его составе, нераспространение пожара на соседние здания и сооружения обеспечивается расположением их на соответствующих безопасных расстояниях друг от друга.

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
Добывающая скважина	Нефть – ЛВЖ, T <sub>всп.</sub> менее 28°C	АН
Нагнетательная скважина	Подтоварная вода	ДН

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

Принятый в проектной документации объем автоматизации по объекту в условиях нормальной эксплуатации позволяет работать без постоянного присутствия обслуживающего персонала на нем.

В соответствии со структурой управления процессами добычи, сбора и транспорта нефти и газа в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» проектируемый объект входит в состав Цеха добычи нефти и газа № 10 (ЦДНГ-10).

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2019/206/ДС190-PD-DPB2.TCH	Лист
							46

Персонал, производящий регламентные работы, обеспечен носимыми радиостанциями и сотовой связью. В случае визуального обнаружения пожара информация о пожаре, посредством радиоканала или по GSM-каналу, передается в операторную ЦДНГ с круглосуточным пребыванием дежурного персонала. Данный способ передачи сообщения о пожаре сокращает время обработки информации, поскольку дежурный персонал получает полную информацию о происходящем событии непосредственно от лица, обнаружившего пожар, и не тратит временной ресурс на уточнение обстановки, что, в свою очередь, сокращает время вызова пожарных подразделений.

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.

Строительство линейной части нефтегазосборных трубопроводов диаметром 89x5 мм предусматривается из труб стальных бесшовных горячедеформированных по ГОСТ 8732-78 из стали 20, группа В (класс прочности К42) по ГОСТ 8731-74 с наружным трехслойным покрытием усиленного типа из экструдированного полиэтилена, с внутренним двухслойным эпоксидным покрытием и с защитой внутренней зоны сварного шва втулками.

Строительство линейной части нефтегазосборного трубопровода диаметром 114x5 мм предусматривается из труб стальных прямошовных по ГОСТ 20295-85 из стали 20, класса прочности К42 (труба тип 1 114x5-К42), с наружным трехслойным покрытием усиленного типа из экструдированного полиэтилена, с внутренним двухслойным эпоксидным покрытием и с защитой внутренней зоны сварного шва втулками.

Основной способ укладки труб - подземный.

Контроль состояния трубопровода осуществляется наружным осмотром и по показаниям приборов, измеряющих давление. Средства автоматизации, расположенные во взрывоопасных зонах, имеют взрывозащищенное исполнение.

Отключение обустраиваемых добывающих скважин решается посредством оборудования скважинных погружных насосов автоматикой отключения по волне давления. При изменении установленных значений давления в выкидном трубопроводе погружной насос в скважине автоматически отключается, поступление продукта в выкидную линию прекращается.

Принятый в проекте объем автоматизации и телемеханизации по проектируемым объектам кустовых площадок №№29, 32, 948, 60, 61, 62, 20, 929, 13, 921 в условиях нормальной эксплуатации, позволяет работать без постоянного присутствия на них обслуживающего персонала.

К объектам автоматизации кустовых площадок №№29, 32, 948, 60, 61, 62, 20, 929, 13, 921 относятся:

- добывающие скважины – 25 шт.;
- водораспределительный пункт ВРП – 1 шт.;
- нагнетательные скважины – 7 шт.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2019/206/ДС190-PD-DPB2.TCH	Лист
							47

Вывод технологических процессов на заданный режим работы осуществляется вручную на месте с последующим подключением местных средств контроля, сигнализации и блокировок.

Блочно-комплектное оборудование скважин обеспечивает управление, защиту и контроль параметров насоса.

Для защиты от недопустимого повышения и понижения давления ( $\leq 0,3$  МПа и  $\geq 4,0$  МПа) на устье каждой скважины проектом предусмотрена установка электроконтактного манометра на выкидном трубопроводе скважины, по сигналам которого производится автоматическое отключение насоса.

Для контроля и управления технологическим процессом диспетчером ЦДНГ-10 на каждой скважине предусмотрено:

- состояние насоса (дискретный сигнал);
- мониторинг параметров СУ ШГН по RS-485: ▪ ток электродвигателя насоса; ▪ напряжение; ▪ сигнализация состояния «Работа»/«Отключен»; ▪ общая «Авария».
- дистанционное управление насосом из диспетчерского пункта ЦДНГ-10: «Пуск» по RS-485, «Останов» дискретным сигналом.

Для постоянного контроля герметичности промысловых трубопроводов, транспортирующих жидкие углеводороды с проектируемых площадок до т. врезки, предусмотрено:

- контроль параметров трубопроводов (достигается установкой датчика давления на выходном нефтегазосборном коллекторе);
- передачу контролируемых параметров трубопроводов в СТМ ЦДНГ-10 и далее на АРМ диспетчера с выводом соответствующих трендов;
- отключение насосов скважин в автоматизированном режиме (из СТМ ЦДНГ-10) или диспетчером с АРМа.

Для нагнетательных скважин на предусмотрено измерение давление после отключающей задвижки с передачей данных в СТМ ЦДНГ-10, а также измерение расхода переносным расходомером.

Для контроля загазованности воздушной среды рабочей зоны и своевременного обнаружения возможных утечек углеводородов, при обслуживании оборудования и проведении ремонтных работ, обслуживающий персонал оснащается переносными газоанализаторами со встроенной светозвуковой сигнализацией и ЖК-индикатором.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2019/206/ДС190-PD-DPB2.TCH	Лист
							48

## 2 АНАЛИЗ РИСКА

### 2.1 Анализ аварий на декларируемом объекте

При нормальной эксплуатации проектируемого объекта отсутствуют постоянно действующие опасные факторы на окружающую среду, население. Потенциальная опасность проектируемых сооружений заключается в возможности возникновения аварийных ситуаций, связанных с разгерметизацией проектируемых сооружений.

#### 2.1.1 Перечень аварий и обобщенные данные об инцидентах; имевших место на декларируемом объекте

Проектируемое оборудование не эксплуатировалось ранее.

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

Перечень аварий, имевших место на других аналогичных объектах и аварии, связанные с обращающимися опасными веществами, представлен ниже.

Таблица 5 - Перечень аварий, имевших место на других аналогичных объектах

№ п/п	Дата	Описание аварии
1.	21.01.2015	ОАО «Газпром газораспределение Краснодар». Подземный стальной газопровод высокого давления диаметром 325 мм от ГРС до КРП поселка Тихорецкого района. При производстве земляных работ в охранной зоне газопровода разрушен подземный стальной распределительный газопровод высокого (0.6 МПа) давления диаметром 325 мм с выбросом природного газа. Экономический ущерб составил 1130443,06 руб. Причины аварии: Механическое разрушение подземного стального распределительного газопровода высокого давления экскаваторной техникой при проведении земляных работ, что привело к его разрушению, разгерметизации и выходу природного газа в атмосферу. Проведение строительных работ в охранной зоне подземного газопровода от газораспределительной организации без участия представителя газораспределительной организации. Отсутствие контроля газораспределительной организацией за проведением строительно-монтажных работ в охранной зоне газопровода. Работы проводятся не аттестованным персоналом на знание требований промышленной безопасности.
2.	06.02.2015	Кунгурский район Пермского края, 2 км. от деревни Баташи, ПК25+00 Система промысловых трубопроводов попутного нефтяного газа, природного газа «Курбаты-Кокуй, Кокуй-Кыласово, Куласово-Пермь, Кыласово-Кунгур» ЦТГ-3, ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». В результате наезда тяжелой гусеничной техники на газопровод произошло его повреждение с последующим возгоранием. Бульдозер «KOMATSU – D355A» сгорел полностью. Травмированы 1 человек. Общий ущерб от аварии составил 1 466 000 руб. Причины аварии: Механическое повреждение газопровода ножом отвала бульдозера. Нарушение технологии проведения строительно-монтажных работ, выразившееся в отсутствии контроля по обеспечению безопасности и безопасного ведения земляных работ в охранной зоне действующего промышленного газопровода.
3.	16.02.2015	ООО «Дагестангазсервис». Утечка газа из стального подземного газопровода высокого давления 0,6 МПа диаметром 219 мм в результате коррозионного повреждения. Причины аварии: Коррозионное разрушение подземного газопровода вследствие отсутствия электрохимической защиты. Не выполнен комплекс мероприятий, по техническому обслуживанию и ремонту, обеспечивающего содержание опасных производственных объектов сетей газораспределения и газопотребления в исправном и безопасном состоянии; отсутствие защиты от электрохимической коррозии подземного стального газопровода ф219 мм, защитными изоляционными покрытиями весьма усиленного типа; не выявлены утечки газа при обходе подземного газопровода на трассе газопровода; не выявлены размывы газопровода паводковыми или дождевыми водами.
4.	02.03.2015	ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург». Участок магистрального газопровода Торжокского ЛПУМГ, 1996 г. ввода в эксплуатацию. В режиме эксплуатации магистрального газопровода «Горжок-Долина» произошло разрушение 46,15 м трубы, диаметром 1420 мм с утечкой и возгоранием газа. Последствия аварии: 1. Пострадавших нет. 2. Экономический ущерб – 18 811 737,61 руб. Технические причины аварии: - потеря прочности металла, приведшая к возникновению разрушения, произошла в локальном месте на наружной поверхности трубы газопровода, в околосварной зоне продольного сварного соединения. Дефект пред-

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2019/206/ДС190-PD-DPB2.TCH	Лист
							49

№ п/п	Дата	Описание аварии
		ставляет собой продольную трещину стресс-коррозионного характера. Отмечается низкая технологичность металла заводского сварного соединения газопровода.
5.	07.04.2015	ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород». Газопровод-отвод к г. Алатырь Участок магистрального газопровода Сеченовского ЛПУМГ, 1993 г. ввод в эксплуатацию. В ходе проведения земляных работ по обследованию линейной части газопровода-отвода на ГРС «Алатырь» Ду 300 мм допущено механическое воздействие ковшом экскаватора на тело трубы, вследствие чего произошел разрыв трубы без возгорания. Последствия аварии: 1. В результате аварии пострадало два человека. 2. Экономический ущерб – 1 277,28 тыс. руб. Технические причины аварии: труба не соответствует требованиям ТУ по значению ударной вязкости и наличию недопустимых дефектов заводского происхождения. механическое повреждение трубы газопровода, которое в условиях низкой ударной вязкости металла привело к образованию трещины. Организационные причины аварии: Нарушение правил производства земляных работ. Прочие причины: Проведение работ на сложном рельефе местности (овраг) в период весеннего паводка
6.	12.04.2015	ООО «Газпром трансгаз Югорск». Участок магистрального газопровода Таежного ЛПУМГ, 1984 г. ввода в эксплуатацию. В режиме эксплуатации магистрального газопровода «Уренгой-Центр 1» произошло разрушение 24,96 м трубы, диаметром 1420 мм с утечкой и возгоранием газа. Последствия аварии: 1. Пострадавших нет. 2. Экономический ущерб – 9 476,62 тыс. руб. Причины аварии: 1. Технические причины аварии: - разрушение кольцевого сварного соединения по причине развития трещиноподобного дефекта вдоль линии сплавления шва с трубой; - сквозной дефект в кольцевом сварном соединении вследствие нарушения технологии сварочно-монтажных работ, допущенных при строительстве газопровода и воздействия осевых растягивающих нагрузок, вызванной сезонной подвижкой грунтов.
7.	17.04.2015	14 человек получили ранения в результате взрыва газопровода в центральной Калифорнии на западе США. Взрыв прогремел около 14:30 по местному времени в округе Фресно. На данном участке газопровода работала ремонтная бригада, которая использовала тяжелую технику. В ходе работ был поврежден газопровод, что и спровоцировало взрыв. Несчастный случай произошел в непосредственной близости от автотрассы 99 и железной дороги. Движение машин приостановлено в результате взрыва.
8.	01.06.2015	Вышедшая из берегов река Золка в селении Шордаково повредила распределительный газопровод высокого давления диаметром 159 мм и 3 газопровода низкого давления, а в селении Залукокоаже - газопровод-переход через реку. Без газа оставались около 160 абонентов.
9.	07.06.2015	ОАО «Астраханьгазсервис». Газопровод среднего давления расположенный по адресу: Астраханская область, г. Астрахань, ул. Звездная, д. 1. В результате пожара в охранной зоне газопровода произошло повреждение изолирующего фланцевого соединения расположенного на месте выхода газопровода из земли, с последующим выходом газа и его возгоранием. Последствия аварии: Экономический ущерб отсутствует. Пострадавших нет. 1. Технические причины аварии: 1.1. Пожар в охранной зоне газопровода. 1.2. Повреждение фланцевого соединения вследствие возгорания сухой растительности в зоне прокладки газопровода. 2. Организационные причины: 2.1. Отсутствие должного контроля со стороны ОАО «Астраханьгазсервис» за состоянием охранной зоны газопровода. 2.2. Отсутствие взаимодействия ОАО «Астраханьгазсервис» с органами исполнительной власти и органами местного самоуправления в части обеспечения сохранности газопровода по адресу: г. Астрахань, ул. Звездная, 1, предупреждении аварий и чрезвычайных ситуаций. 2.3. Внесение постороннего источника зажигания в зону прокладки газопровода с последующим возгоранием сухой растительности.
10.	14.06.2015	Мощный взрыв на газопроводе в г Куэро, округ Девитт, шт Техас, США, стал причиной пожара и как следствие эвакуации десятков жителей из 7 находящихся поблизости домов. Взрыв случился восточнее шоссе №87 у местечка Линденау, расположенного в 136 км юго-восточнее г Сан-Антонио, около 20:00 местного времени. Огонь виден на расстоянии почти 40 км. Никто не пострадал. Участок поврежденного газопровода был отключен от подачи газа. Спасатели приступили к работе после выгорания газа в поврежденной трубе газопровода.
11.	19.08.2015	В районе деревни Тараканово Большесосновского района Пермского края произошла разгерметизация магистрального трубопровода диаметром 1200 мм с розливом нефти на площади около 4,5 тыс. кв.м с последующим возгоранием. Во избежание распространения пожара были закрыты задвижки на нефтепроводе, расстояние между которыми составляет порядка 20 километров. Всего к ликвидации происшествия были привлечены 113 человек и 38 единиц техники, в том числе от МЧС России – 82 человека и 21 единица техники. Пострадавших нет.
12.	22.09.2015	Произошло возгорание на подземном нефтепроводе в Бершетском сельском поселении близ Перми. Площадь возгорания составила 150 кв. м. Угрозы домам, населению и лесным насаждениям нет.
13.	15.10.2015	В 03:47 мск неподалеку от г Нового Уренгоя в ЯНАО загорелась тупиковая промысловая нитка газопровода. Газопровод принадлежит Газпром добыча Уренгой. Порыв газопровода и возгорание произошло вблизи пос. Лимбьяха, в труднодоступном месте, в 2 км от г Нового Уренгоя. Газопровод ведет от места добычи до газоперекачивающей станции (ГПС). Столб пламени достигал высоты около 20 м. На месте происшествия работали 3 ед спецтехники и 10 спасателей. Для ликвидации газовыми заглушками перекрыли поврежденный участок газопровода, стравили давление и дождались полного выгорания газа. Порыв произошел из-за того, что сорвало заглушку.
14.	17.11.2015	В Белоярском районе Ханты-Мансийского автономного округа-Югра произошел порыв газопровода с последующим возгоранием в 40 км от поселка Сосновка. В результате ЧП никто не пострадал. Рядом с местом происшествия нет населенных пунктов и промпредприятий. Поэтому порыв газопровода никак не отразился на жизнеобеспечении жилого сектора. На место порыва выезжала ремонтная бригада, которая передвинула задвижку на аварийном участке газопровода, после чего факел на месте прорыва угас.
15.	15.12.2015	Порыв нефтепровода произошел в Бугурусланском районе Оренбургской области. Сообщение о порыве в

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2019/206/ДС190-PD-DPB2.TCH	Лист
							50

№ п/п	Дата	Описание аварии
		районе 6 км от п.Поникла магистрального нефтепровода Бугурусланского районного нефтяного управления АО "Транснефть - Приволга" поступило в 11:18 мск. Труба подземного нефтепровода металлическая, диаметром 1200 мм, принадлежит Нижневатовск - Курган - Куйбышев. Ориентировочная площадь разлива 500 м.кв. Пострадавших нет. В результате инцидента возгорания не произошло, также нет угрозы попадания нефтепродуктов в водоемы. На месте происшествия собрано 75 кубических метров замазученного грунта. На месте работали 46 человек и 19 единиц техники. От регионального МЧС привлекалось 2 человека и 1 единица техники.
16.	07.02.2016	На Северо-Тарасовском нефтяном месторождении в 45 км от г.Тарко-Сале ООО «РН-Пурнефтегаз» ОАО «НК «Роснефть» произошла разгерметизация промышленного нефтесборного коллектора Ду 426x10 с последующим возгоранием вследствие коррозионного износа, возникшего по причине транспорта газодонефтяной смеси с большим содержанием механических примесей.
17.	06.04.2016	В Хабаровском крае 6 апреля 2016 г в 15.26 по местному времени (8.26 мск) из-за разгерметизации трубопровода произошла утечка нефтепродуктов. Авария произошла на нефтепроводе в 2х км к югу от пос. Ягодный Комсомольского района. Нефтепровод, на котором произошла авария, принадлежит РН-Сахалинморнефтегазу, дочке Роснефти. По нему осуществляется транспортировка нефти, добытой на месторождениях Сахалина до НПЗ, расположенного в г. Комсомольск-на-Амуре. Объем попавших на землю нефтепродуктов составляет около 38 т, при этом попадания нефтепродуктов в водные объекты не допущено. На месте работали бригады филиала ЭКО-СПАСС, специалисты РН-Сахалинморнефтегаз, нештатные аварийно-спасательные формирования объекта, оперативная группа пожарно-спасательного гарнизона и пожарные ПЧ-96 пос Ягодный. На площади разлива был вырыт котлован, из которого углеводороды откачивали в специальные резервуары. Пострадавших в результате ЧП нет, угрозы жизни и здоровью граждан также нет.
18.	08.04.2016	В Курской области при демонтаже нефтепровода «Курск — Орёл» в селе Брусовое Поньровского района нефтепродукты вылились на земли сельскохозяйственного назначения и в местный пруд. В администрации Поньровского района ответственность за происшествие возложили на ООО «МАГМА», представителей которого на месте аварии не оказалось.
19.	11.04.2016	Произошла утечка нефти в объеме 4 т в Завьяловском районе Удмуртии. По информации ОАО «Удмуртнефть», причиной аварии стала разгерметизация поврежденного патрубка, произошедшая при проведении работ на Гремихинском месторождении. Место выхода нефтепродуктов было локализовано, нефть собрана в амбар, из которого производилась откачка для дальнейшей утилизации сырья. Для воспрепятствования распространения эмульсии на протекающем неподалеку безымянном ручье установлены боновые ограждения. В результате разлива нефти погибли животные: была обнаружена 1 мертвая ондатра и 2 мертвых бобра. Единственный живой бобр нырнул в речку. По мнению специалистов, уцелевшие животные ушли на непострадавшие участки ручья — как вверх по течению, так и ниже установленных нефтеулавливающих ограждений.
20.	09.06.2016	В Канаде, в провинции Альберта произошла утечка порядка 2,4 млн барр конденсата из нефтепроводной системы CopocoPhillips. Разлив произошел в 65 км от г Гранд Кэч.
21.	22.09.2016	В ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» на опасном производственном объекте «Система внутримышловых трубопроводов КСП-56 Верхне-Возейского нефтяного месторождения (ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»)», произошла авария, причиной которой являлась разгерметизация участка трубопровода «ГЗУ -2463 — до УЗ № 5» с выходом на поверхность нефтесодержащей жидкости. Комиссией по расследованию технических причин аварии установлено, что разгерметизация участка трубопровода произошла в результате образования трещины трубы в зоне сплавления сварного шва под воздействием коррозионно-активной жидкости. Экономический ущерб от аварии составил 61 млн 397 тыс. руб.
22.	21.11.2016	Из-за разрыва нефтепровода в порту Тамань в Краснодарском крае на территории ЗАО «Таманьнефтегаз» в акваторию вылились нефтепродукты. С мазутным пятном на поверхности акватории порта боролись 4 судна-сборщика Росморречфлота. Они локализовали разлив боновыми ограждениями и собрали 10 кубометров нефти. Мазутное пятно полностью ликвидировано. Вдоль берега выставили 2 ветки боновых ограждений. Закончены работы по очистке грунта на берегу и причале ЗАО «Таманьнефтегаз» протяженностью 400 м. В порт Тамань отправлена бригада спасателей морской спасательной службы Росморречфлота.
23.	16.01.2017	В районе посёлка Каджером Печорского района (около 110 км от г. Печоры) было обнаружено два порыва на межпромысловом нефтепроводе диаметром 219 мм, ТПП «Лукойл-Ухтанефтегаз» ООО «Лукойл-Коми». Они находятся на расстоянии 1,0 км и 1,5 км от дожимной насосной станции «Южный Тереховой». По предварительным данным причина разлива – коррозия. По информации ТПП «Лукойл-Ухтанефтегаз» объем разлившейся нефти составил около 4 кубометров. В итоге в результате ликвидационных работ было убрано и вывезено более 150 кубических метров нефтесодержащей жидкости и 304 кубических метра нефтесодержащего грунта.
24.	28.01.2017	В селе Жако Хабезского района в Карачаево-Черкесии произошло разрушение подводящего к котельной подземного 9 газопровода высокого давления (0,6 МПа) диаметром 76 мм. Затем возникла утечка газа с образованием газовой смеси, и последовал взрыв. Причиной аварии стало нарушение целостности подземного газопровода в результате оползневого процесса и воздействия низких температур, что привело к утечке газа из трещины в изношенной трубе и его накоплению в почве и приземном слое. Организационной причиной аварии стало отсутствие мониторинга грунтовых условий, низкая периодичность обхода трассы. По оценке Ростехнадзора экономический ущерб от аварии составил 73 тыс. руб. Жильцы не пострадали, т.к. в момент взрыва их не было дома.
25.	31.01.2017	В селе Шарданово, расположенном в Прохладненском районе Кабардино-Балкарии, произошло разрушение наружного газопровода высокого давления (до 0,6 МПа) диаметром 159 мм, с утечкой газа. В результате

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

№ п/п	Дата	Описание аварии
		аварии были отключены от газоснабжения села Шарданово и Комсомольское, в которых проживает 260 человек. Причина аварии - нарушения при проведении строительно-монтажных работ в процессе строительства газопровода. По данным Ростехнадзора экономический ущерб оценен в 0,2 млн рублей. По данным МЧС, причиной утечки газа стало расхождение по сварочному шву длиной 3 метра на стальном распределительном газопроводе.
26.	31.01.2017	В январе 2017 года государственными инспекторами Советского отдела Природнадзора Югры во время патрулирования территории лесного фонда в Советское лесничество было обнаружено три случая загрязнения лесов разливами нефтесодержащей жидкости. Они находились в 62, 82 и 84 кварталах Арантурского участка лесничества. По фактам этих разливов в отношении ТПП Урайнефтегаз ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь» возбуждены административные дела по ст.8.31 КоАП РФ.
27.	22.02.2017	В Природнадзор Югры 22 февраля поступила информации о разливе нефти на Быстринском месторождении. Его длина составляет 504 м, ширина около 10 м. Стволы находящихся на участке деревьев загрязнены нефтепродуктами на различную высоту. На участке расположены углубления, в которой находится пока не откачанная нефть. Работает 20 единиц тяжелой техники. Загрязненный участок обвалован. Загрязненный нефтью участок отделен от протоки Минчимка дамбой, высота которой 7-8 метров. Ведется визуальный контроль наличия нефтепродуктов в воде. Установлены боновые ограждения. По информации ОАО «Сургутнефтегаз» 22 февраля был установлен источник разлива нефтесодержащей жидкости. Это выведенный из эксплуатации нефтепровод ДНС-2 — 62 ДНС-1. Были проведены ремонтные работы с использованием хомутов и начата откачка нефтепродуктов из трубопровода.
28.	02.03.2017	Утечка газа, взрыв и мощный пожар на трубопроводе «Газпрома» в г. Гатчина Ленинградской области с массовым отключением абонентов. ООО «ГНБ Строй» в охранной зоне газопровода вело земляные работы по обустройству котлована для строительства канализационного коллектора в Гатчинском районе Ленинградской области. 2 марта 2017 года в результате этих работ произошло разрушение неукрепленной стенки котлована с повреждением временного участка распределительного газопровода (байпас диаметром 219 мм). Произошел выброс природного газа в атмосферу, а затем – пожар. По данным Ростехнадзора пострадавших не было. В результате аварии было отключено 22 юридических лица, 2 котельные, 2150 квартир и более 350 индивидуальных домов. Технической причиной аварии стало разрушение временного участка подземного стального распределительного газопровода диаметром 219 мм вследствие обрушения стенки котлована, из-за складирования оборудования (железобетонные трубы, плиты) в сочетании с оттаиванием грунта, которое было вызвано временным потеплением. В результате под давлением массы грунта и оборудования произошло смещение трубопровода от оси на 1 метр, со срезанием болтового соединения крана с фитингом. Земляные работы в охранной зоне газопровода проводились с грубыми нарушениями, без получения разрешения и вызова представителя газэксплуатационной организации.
29.	24.03.2017	Ямало-Ненецкая природоохранная прокуратура провела проверку соблюдения филиалом «Газпромнефть-Муравленко» АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» выполнения требований природоохранного законодательства и промышленной безопасности при добыче нефти и газа на территории Пуровского района ЯНАО. В ходе проверки было выявлено 14 фактов разливов нефтепродуктов и нефтесодержащей жидкости на участках лесного фонда, общая площадь которых составила 3 га. Сумма причиненного лесному фонду ущерба оценена в 20 млн рублей. Было вынесено представление прокуратуры, по которому к дисциплинарной ответственности было привлечено 6 должностных лиц компании. В отношении компании и ее должностных лиц прокуратурой возбуждено 32 дела об административных нарушениях по ст. 8.31 КоАП РФ (нарушение правил санитарной безопасности в лесах) и 8.3.2 (нарушение правил пожарной безопасности в лесах), по которым назначены штрафы на общую сумму 592 тыс. рублей. Поскольку нанесенный лесному фонду ущерб не был возмещен, прокуратура обратилась в суд с иском о взыскании с АО «Газпромнефть-ННГ» 20 млн рублей и возложении обязанности провести рекультивацию нарушенных земельных участков. Ноябрьский городской суд удовлетворил требование прокуратуры.
30.	18.01.2018	На магистральном нефтепроводе компании Транснефть Куйбышев - Тихорецк около с. Красноармейское Саратовской области произошел выход нефти и возгорание. Пожар потушен. По информации Росприроднадзора, площадь разлива нефти составила 2 тыс. кв. метров, объем выхода нефти - около 2 тыс. куб. метров. Пострадали 10 жилых домов, два из которых сгорели полностью, пострадавших нет. Предварительная причина аварии на нефтепроводе дефект сварного шва. Рекультивацию земель сельхозназначения планируется провести в течение года.
31.	19.01.2018	В Кушнаренковском районе Башкирии в 50 км от Уфы вследствие разгерметизации трубопровода в реку Кудушлинка попала нефть, которая растеклась на 400 м. На месте происшествия работали 120 человек и 32 единицы техники.
32.	21.03.2018	В Пермском районе в районе поселка Мулянка произошла утечка на нефтепроводе «Кылюсово – ПНОС». Разлив нефтесодержащей жидкости был вызван несанкционированной врезкой, сообщили в компании «ЛУКОЙЛ-Пермь». По информации нефтяников, экологической обстановке и населению близлежащих населенных пунктов ничего не угрожает. На ликвидацию аварии выезжали силы и средства в количестве 27 человек и 15 единиц техники, в том числе от МЧС 3 человека и 1 единица техники.
33.	25.02.2020	Взрыв на магистральном газопроводе «Ямбург — Елец-2» с последующим факельным горением произошел в 12 километрах от поселка Средняя Усьва в Пермском крае. Диаметр трубы 1400 мм. Газопровод принадлежит «Газпром трансгаз Чайковский». Аварийный участок трубы был перекрыт задвижками. Транспортировка газа организована по резервной схеме.

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

										Лист
										52
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2019/206/ДС190-PD-DPB2.TCH				



№ п/п	Дата	Описание аварии
34.	07.10.2020	Выброс нефти из действующего нефтепровода ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» в Пермском крае. Погибших и пострадавших в инциденте нет. Выброс нефти не угрожает населенным пунктам и водным объектам.
35.	02.11.2020	Разрыв с возгоранием произошел на 59-км магистрального газопровода «Ямбург — Западная граница СССР». Диаметр газопровода 1400 мм, давление 70 атмосфер. Трубу обслуживает ООО «Газпром трансгаз Югорск». По телемеханике отключен участок 32–60 км. Пострадавших и ограничений подачи газа потребителям нет.
36.	09.01.2021	Мощный взрыв произошел на газопроводе вблизи села Халепцы Лубенского района в Полтавской области Украины на газопроводе «Уренгой — Помары — Ужгород» с последующим факельным горением, по которому осуществляется транзит российского газа в Европу. По данным компании «Лубныгаз», чрезвычайная ситуация коснулась двух газораспределительных станций «Новаки» и «Вишневое». Жертв и пострадавших нет. Авария оставила без газа 17 населенных пунктов. Причиной происшествия стала разгерметизация. К тушению пожара привлекались 40 человек и семь единиц техники.
37.	30.04.2021	Магистральный газовый трубопровод загорелся утром 30 апреля в селе Серменево Белорецкого района Башкирии. Трубопровод проходит под автодорогой регионального значения Белорецк-Инзер-Уфа. В результате происшествия произошло частичное разрушение дорожного полотна. Был организован объезд через автодорогу Серменево. Газоснабжение населенного пункта было отключено. Пожарные проводили охлаждение зоны горения. В ликвидации аварии было задействовано 38 человек и 15 единиц техники.
38.	11.05.2021	Произошла утечка нефти на сборном коллекторе Ошского месторождения Ненецкого автономного округа из-за изношенности нефтепровода и отсутствия автоматики, которая могла бы отключить подачу нефти сразу после аварии. Утечка произошла на расстоянии порядка 300 метров от береговой линии реки Колвы в количестве около 90 т. Нефть под большим давлением выбрасывалась из трубы в воду в течение шести часов. 14 мая загрязнение достигло реки Уса, в которую впадает Колва. К 15 мая нефть спустилась вниз по течению на 180–200 километров, начав загрязнять более крупные реки — Усу и Печору. К 16 мая нефть достигла села Чаркабож на реке Печора. В акваторию реки Колвы в общей сложности попало девять тонн нефти, после чего был организован ее сбор, в котором приняли участие 230 работников НК «ЛУКОЙЛ» и его подрядчиков, а также свыше 70 единиц техники. Ликвидаторы аварии использовали боновые ограждения и сорбенты, нейтрализующие нефтепродукты для их утилизации.

### 2.1.3 Анализ основных причин произошедших аварий

Проанализировано всего 38 аварий, произошедших на аналогичных объектах в период с 2015 г. по 2021 г., из них:

Анализ основных причин происшедших аварий на технологическом оборудовании транспорта и перекачки нефти и газа (трубопроводы, насосы, компрессоры) позволил выделить следующие взаимосвязанные группы причин:

- отказ оборудования – 66% от всех причин аварий,
  - «человеческий фактор» – 16% от всех причин аварий,
  - внешнее воздействие (строительно-монтажные работы, наезд транспорта)
- 18% от всех причин аварий.

Динамика аварийности и производственного травматизма со смертельным исходом в 2010–2019 гг. по данным Ростехнадзора на опасных производственных объектах нефтегазодобывающей промышленности показана на рисунке 11.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2019/206/ДС190-PD-DPB2.TCH	Лист
							53

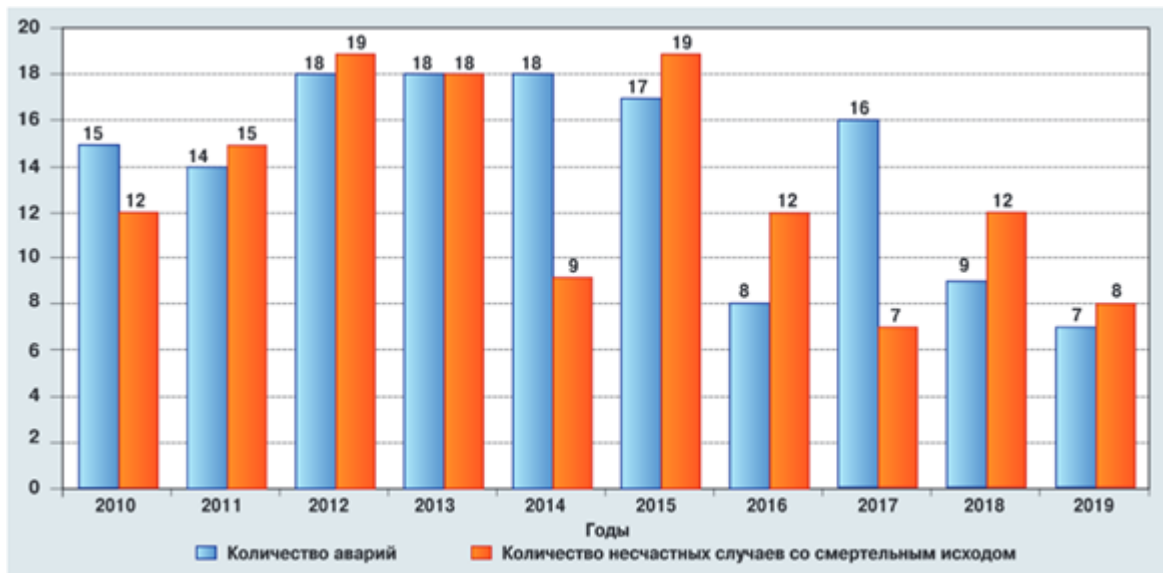


Рисунок 11 - Динамика аварийности и производственного травматизма со смертельным исходом в 2010–2019 годах на опасных производственных объектах нефтегазодобычи.

В 2019 году на объектах нефтегазодобывающей промышленности произошло 7 аварий, что на 2 аварии меньше, чем за тот же период 2018 года.

Экономический ущерб от аварий составил 7 460 тыс. руб. (в 2018 году - 39 581 тыс. руб.).

По сравнению с 2018 годом количество смертельно травмированных уменьшилось на 4 случая.

В 2019 году зафиксировано 3 групповых несчастных случая, в 2018 году — 2 групповых несчастных случая.

Анализ результатов технических расследований аварий показывает, что основными причинами возникновения аварий явились:

- в 2 случаях (29 %) — внутренние опасные факторы, связанные с разгерметизацией и разрушением технических устройств;
- в 5 случаях (71 %) — ошибки персонала, связанные с нарушением требований организации и производства газоопасных, огневых и ремонтных видов работ, а также с нарушениями в организации и технологии работ по обслуживанию оборудования.

## 2.2 Анализ условий возникновения и развития аварий на декларируемом объекте

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

Определены возможные причины и факторы, способствующие возникновению и развитию аварий на проектируемом оборудовании.

1. К основным причинам и факторам, связанным с отказом оборудования, относятся:

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2019/206/ДС190-PD-DPB2.TCH	Лист
							54

*Опасности, связанные с типовыми процессами.*

Основными типовыми процессами являются процессы транспорта нефти. Основную опасность процессов обуславливает наличие больших количеств пожаровзрывоопасных веществ. Возможно образование топливовоздушных смесей.

Важнейшими параметрами процессов являются давление и расход жидкости. При нарушении технологического режима возможна разгерметизация оборудования с выбросом опасных веществ, образованием загазованности, возникновением взрывов ТВС, пожара-вспышки, факельного горения и пожаров разлива. В связи с этим особое значение имеет точное соблюдение технологического режима.

*Физический износ, коррозия, механическое повреждение, брак при сварке, усталость металла.*

Коррозия и эрозия оборудования и трубопроводов могут стать причиной разгерметизации оборудования. С этой точки зрения особую опасность представляет газосодержание нефти, наличие в нефти пластовой воды и солей. Поэтому коррозионное разрушение аппаратов и трубопроводов может привести к серьезным последствиям и цепному развитию аварийной ситуации. Исходя из анализа аварий на аналогичных установках, можно сделать вывод, что при достаточной прочности конструкции или трубопровода, коррозионное разрушение чаще всего имеет локальный характер. Однако при несвоевременной локализации может произойти дальнейшее развитие аварии. Физический износ, структурные отказы или механические дефекты происходят в результате развития исходных дефектов основного металла, механического повреждения, температурной деформации, браке при сварке, усталости металла.

*Отказы, разрушение и поломки оборудования, прекращение подачи энерго-ресурсов.*

Основными отказами/поломками оборудования являются разгерметизации-уплотнений и фланцевых соединений; отказ/поломки электрооборудования; неполадки и отказ задвижек, контрольно-измерительных приборов.

2. К основным причинам и факторам, связанным с ошибочными действиями персонала, относятся:

- некачественная диагностика и выявление дефектов во время эксплуатации;

- не ликвидируемые дефекты из-за отсутствия или неудовлетворительного качества ремонтных работ, или недооценки опасности;

- ошибки операторов при проведении технологических операций (резкое повышение давления сверх нормативного, отступление от норм технологического регламента, нарушение правил пуска и остановки системы, правил техники безопасности и правил взрывопожаробезопасности, нарушение должностных инструкций и т.д.).

- механическое повреждение.

3. К основным причинам и факторам, связанным с внешними воздействиями природного и техногенного характера, относятся:

*Разряд атмосферного электричества.*

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

						2019/206/ДС190-PD-DPB2.TCH	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		55

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

*Неблагоприятные погодные условия.*

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

*Землетрясения.*

*Интенсивность сейсмического воздействия* (сейсмичность района) согласно СП 14.13330.2018:

- 6 баллов по карте В (при 5% вероятности превышения значения сейсмической интенсивности).

Объект находится в несейсмоопасном районе (фоновая сейсмичность 1-3 балла в соответствии со СП 14.13330.2018 «Строительство в сейсмичных районах» - актуализированная редакция СНиП II-7-81\*), возможные землетрясения при расчете не рассматриваются.

*Оползневые явления, сели, лавины.*

Для зоны расположения проектируемых объектов эти явления не характерны.

*Подтопление.*

Подземные воды четвертичных аллювиальных отложений встречены на площадках кустов скважин №№399 (площадка для электрооборудования УНУ ППД), 806 бис (канализационная емкость для сбора дождевых и талых вод), 7005 (емкость для сбора дождевых и талых вод с территории площадки в границах обвалования V=40м<sup>3</sup>), 7008 (площадка водозаборной скважины) и по трассе Вл-6кВ на куст №399 на участке ПК6+17.42-ПК6+57.48.

Воды пермских коренных отложений встречены на площадках кустов скважин №№16н, 399, 806, 7005, 7008, 7001, 4345. Воды пермских коренных отложений встречены на площадках кустов скважин №№16н, 399, 806, 7005, 7008, 7001, 4345.

В соответствии с СП 115.13330.2016, таблица 5.1 категорию опасности природных процессов по подтоплению – можно охарактеризовать как «умеренно опасную».

*Падение самолета, метеорита и т.п.*

Не рассматривается, поскольку частота данного события не превышает  $10^{-7}$  1/год (над территорией декларируемого объекта нет постоянно действующих авиалиний, в окрестности отсутствуют взлетно-посадочные полосы и площадки, а также аэропорты).

*Диверсии и террористические акты, акты вандализма.*

Приводят к разгерметизации оборудования, загрязнению окружающей среды и возникновению аварийных ситуаций. Частота не превышает  $1 \times 10^{-6}$  1/год, регулярно проводится осмотр трасс трубопроводов.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2019/206/ДС190-PD-DPB2.TCH	Лист
							56

## 2.2.2 Определение сценариев аварий на декларируемом объекте для опасных веществ

Под сценарием возможных аварий подразумевается последовательность логически связанных отдельных событий (истечение, распространение, воспламенение, взрыв и т.п.), обусловленных конкретным инициирующим событием (например, разрушением оборудования или трубопровода).

Каждая аварийная ситуация может иметь несколько стадий развития, при сочетании определенных условий может быть приостановлена, перейти в следующую стадию развития или на более высокий уровень.

Особый случай представляют ситуации, когда происходит разрушение сразу нескольких расположенных вблизи трубопроводов. Подобная ситуация возможна, например, в результате специально спланированной диверсии, либо в процессе развития аварии по принципу «домино». Вероятность данного события крайне мала и не рассматривается.

Анализ возможных причин возникновения аварий на опасных объектах и свойств опасных веществ позволил выявить возможные сценарии развития аварийных ситуаций на объекте.

### *На объектах транспорта нефти*

На объекте возможны типовые сценарии развития аварий для следующих групп оборудования и типов веществ.

#### Группы оборудования:

- Трубопроводы (нефтегазосборные трубопроводы);

#### Типы веществ

- Легковоспламеняемая жидкость (нефть с растворенным в ней попутным нефтяным газом).

Анализ известных аварий показал, что на объектах, аналогичных проектируемым, и содержащих подобные опасные вещества, возможны аварии, сопровождающиеся разливом опасного вещества - нефти, выбросом газа, пожарами разлива, горением факела, образованием облаков ТВС и их взрывами в открытом пространстве. Основными поражающими факторами в случае аварий являются открытое пламя, тепловое излучение, ударная волна и разлет осколков разрушенного оборудования (трубопроводов).

Анализ условий обращения с опасными веществами на данном объекте показал, что типовыми сценариями аварий являются:

Сценарий 1 ( $C_1$ ) – разлив/выброс опасного вещества (нефть, природный газ), сопровождающийся загрязнением промплощадки/окружающей среды.

Сценарий 2 ( $C_2$ ) – пожар разлива в открытом пространстве, возникающий при проливе опасного вещества (нефть) из разрушенного технологического оборудования и трубопроводов.

Пожар разлива характеризуется четко определенной границей. Основным поражающим фактором при реализации этого сценария является тепловое излучение, экологическое загрязнение атмосферы продуктами сгорания.

Сценарий 3 ( $C_3$ ) – образование и взрыв топливо-воздушной смеси (ТВС) в открытом пространстве (на месте разгерметизации оборудования).

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2019/206/ДС190-PD-DPB2.TCH	Лист
							57

Схемы развития приведенных сценариев аварий представлены ниже (таблица 6).

Таблица 6 – Схемы развития типовых сценариев аварий

№ сценария	Схема развития сценария
C <sub>1</sub> Разлитие/выброс нефти, газа, пластовой воды	Полная или частичная разгерметизация оборудования или трубопровода → выброс опасного вещества и его растекание в пределах площадки → загрязнение промплощадки и окружающей среды – ОС
C <sub>2</sub> Пожар разлития	Полная или частичная разгерметизация оборудования или трубопровода → выброс опасного вещества и его растекание в пределах площадки → воспламенение опасного вещества при условии наличия источника иницирования → пожар разлития → термическое поражение оборудования и персонала, экологическое загрязнение
C <sub>3</sub> Взрыв ТВС	Полная или частичная разгерметизация оборудования → образование взрывоопасной ТВС (за счет испарения нефти) → взрыв ТВС при наличии источника иницирования → поражение оборудования и персонала ударной волной
<p>Примечания</p> <p>1 При описании схем развития большинства типовых сценариев аварий в качестве иницирующего 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>	

Перечень основных сценариев возможных аварий, принятых к количественному расчету для проектируемых трубопроводов, представлен ниже (таблица 7)

Таблица 7 - Перечень основных сценариев возможных аварий

Наименование оборудования		C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	C <sub>3</sub>
<b>Этап 1. Куст №399</b>				
Выкидные трубопроводы		+	+	+
НГСТ до камеры запуска ОУ (КЗ)		+	+	+
НГСТ от камеры запуска ОУ до камеры приема ОУ		+	+	+
НГСТ от камеры приема ОУ (КП)		+	+	+
Низконапорный водовод от проектируемой водозаборной скважины до скв.№4301		+	-	-
<b>Этап 2 Куст №400</b>				
Выкидные трубопроводы		+	+	+
НГСТ от АГЗУ до т.вр.		+	+	+
Низконапорный водовод от точки врезки в проектируемый водовод «водозаборная скважина -№4301» до скв.№4313		+	-	-
<b>Этап 3 Куст №404</b>				
Выкидной трубопровод		+	+	+
<b>Этап 4 Куст №806бис</b>				
Выкидные трубопроводы		+	+	+
НГСТ до т.вр		+	+	+
Нагнетательный водо-вод от ВРП-1090 до скважины №4323		+	-	-
<b>Этап 5 Куст №16н</b>				
Выкидной трубопровод от скв 4331		+	+	+
Нагнетательный водовод от точки врезки в нагнетательный водовод «водоза-		+	-	-

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
--------------	--------------	--------------

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2019/206/ДС190-PD-DPB2.TCH	Лист
							58

Наименование оборудования	C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	C <sub>3</sub>
борная скв.№302-скв.№305» до скважины №4332			
<b>Этап 6 Куст №4345</b>			
Выкидные трубопроводы	+	+	+
НГСТ до т.вр	+	+	+
Нагнетательный водовод от ВРП-1085 до скважины №4345	+	-	-
Вынос нагнетательного водовода «скв.№301- ВРП-1085»	+	-	-
Вынос нагнетательного водовода «ВРП-1085 –скв.№311»	+	-	-
Переустройство нагнета-тельного водовода «ВРП-1085 –скв.№333»	+	-	-
<b>Этап 7 Куст №7008</b>			
Выкидные трубопроводы	+	+	+
НГСТ до камеры запуска ОУ (КЗ)	+	+	+
НГСТ от камеры запуска ОУ до т.вр. НГСТ с куста 7005	+	+	+
НГСТ от т.вр. НГСТ с куста 7005 до т.вр. НГСТ с куста 7001	+	+	+
НГСТ от т.вр. НГСТ с куста 7001 до камеры приема	+	+	+
НГСТ от камеры приема ОУ (КП) до т.вр.	+	+	+
Высоконапорный водовод «Водозаборная скважина №1 - скв.№№7007, 7008 (куст №7008)»	+	-	-
<b>Этап 8 Куст №7005</b>			
Выкидные трубопроводы	+	+	+
НГСТ до т.вр	+	+	+
Высоконапорный водовод «Т.вр. в высоконапорный водовод «Водозаборная скважина №1 - скв.№№7007, 7008 (куст №7008)» - скв.№№7004, 7010 (куст №7005)»	+	-	-
<b>Этап 9 Куст №7001</b>			
Выкидные трубопроводы	+	+	+
НГСТ до камеры запуска ОУ (КЗ)	+	+	+
НГСТ от камеры запуска ОУ до камеры приема ОУ	+	+	+
НГСТ от камеры приема ОУ (КП)	+	+	+

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

При проведении анализа риска и выборе методов расчета к руководству приняты следующие требования:

- научная обоснованность и соответствие рассматриваемой системе;
- результативность в виде, позволяющем лучше понимать характер риска и пути его снижения;
- повторяемость и проверяемость метода.

В качестве расчетных методов, применяемых при оценке риска, использованы:

1) Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств", утвержденные приказом Ростехнадзора от 15.12.2020 №533.

2) СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности (определение количественной оценки параметров волны давления при сгорании газоздушных смесей в открытом пространстве).

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2019/206/ДС190-PD-DPB2.TCH	Лист
							59

3) ГОСТ Р 12.3.047-2012 ССБТ. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля (определение объема возможной утечки при повреждении трубопроводов, определение интенсивности теплового излучения пожара пролива, определение массы паров нефти, поступившей в окружающее пространство в результате аварии, а также приведенной массы паров).

4) Руководство по безопасности «Методические основы анализа опасностей и оценка риска аварии на опасных производственных объектах», утвержденное Приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору №387 от 03.11.2022 (оценка воздействия избыточного давления на человека и различные конструкции).

5) «Правила организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации», утвержденные Постановлением Правительства РФ от 30.12.2020 №2451 (определение расчетных объемов разлива нефти).

При проведении оценок вероятности аварий, причинения вреда персоналу и населению применялись графоаналитические методы «дерево отказов» и «дерево событий», рекомендованные Руководством по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценка риска аварии на опасных производственных объектах», а также методы математической статистики.

Анализ причин возникновения и механизмов развития аварий на проектируемом объекте показал, что при моделировании физических процессов, протекающих при авариях, должны учитываться следующие явления:

- истечение из отверстия в оборудовании (трубопроводе);
- растекание жидкости, в том числе при квазимгновенном разрушении емкости (трубопровода);
- испарение жидкости из пролива;
- образование паровоздушного облака;
- взрыв паровоздушной смеси на открытом пространстве;
- горение легковоспламеняющихся и горючих жидкостей (пожар пролива).

Также оцениваются следующие параметры:

- масса горючих веществ, поступающих в окружающее пространство в результате возникновения аварийных ситуаций;
- избыточное давление в ударной волне;
- интенсивность теплового излучения.

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

Согласно нормативным требованиям при определении количества веществ, способных участвовать в аварии, выбирался наиболее неблагоприятный вариант аварии или период работы технологического оборудования, при котором в аварии участвует наибольшее количество веществ.

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

										Лист
										60
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2019/206/ДС190-PD-DPB2.TCH				



В соответствии с Основными требованиями к разработке планов по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов (утверждены Постановлением Правительства РФ от 30.12.2020 №2451) расчетно-нормативные объемы разлива нефти составляют:

- для трубопровода при порыве - 25 процентов максимального объема прокачки в течение 6 часов и объем нефти между запорными задвижками на порванном участке трубопровода.

Площадь пролива определена согласно "Методике оценки последствий аварий на пожаро-взрывоопасных объектах. Сборник методик по прогнозированию возможных аварий, катастроф, стихийных бедствий в РСЧС", М.,1994год.

Масса паров нефти, поступившая в окружающее пространство в результате аварии, а также приведенная масса паров рассчитаны по ГОСТ Р 12.3.047-2012 «Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля».

Количество опасных веществ, способных участвовать в аварии по выбранным сценариям, представлено ниже (таблицы 8-10).

Таблица 8 – Сценарий С<sub>1</sub> - экологическое загрязнение

Наименование оборудования	Загрязняющее вещество, т		
	нефть	газ	подтоварная вода
<b>Этап 1. Куст №399</b>			
Выкидные трубопроводы	0,89	0,131	-
НГСТ до камеры запуска ОУ (КЗ)	1,28	0,190	-
НГСТ от камеры запуска ОУ до камеры приема ОУ	2,51	0,372	
НГСТ от камеры приема ОУ (КП)	1,40	0,207	
<b>Этап 2 Куст №400</b>			
Выкидные трубопроводы	1,53	0,216	-
НГСТ от АГЗУ до т.вр.	3,23	0,455	-
<b>Этап 3 Куст №404</b>			
Выкидной трубопровод	0,41	0,060	-
<b>Этап 4 Куст №806бис</b>			
Выкидные трубопроводы	0,67	0,095	-
НГСТ до т.вр	2,67	0,375	
Нагнетательный водовод от ВРП-1090 до скважины №4323	-	-	4,44
<b>Этап 5 Куст №16н</b>			
Выкидной трубопровод от скв 4331	0,46	0,068	-
Нагнетательный водовод от точки врезки в нагнета-тельный водовод «водозаборная скв.№302-скв.№305» до скважины №4332	-	-	1,74
<b>Этап 6 Куст №4345</b>			
Выкидные трубопроводы	0,50	0,073	-
НГСТ до т.вр	0,97	0,143	
Нагнетательный водовод от ВРП-1085 до скважины №4345	2,79	-	-
Вынос нагнетательного водовода «скв.№301-	3,03	-	-

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2019/206/ДС190-PD-DPB2.TCH	Лист
							61

Наименование оборудования	Загрязняющее вещество, т		
	нефть	газ	подтоварная вода
ВРП-1085»			
Вынос нагнетательного водовода «ВРП-1085 – скв.№311»	3,13	-	-
Переустройство нагнета-тельного водовода «ВРП-1085 –скв.№333»	2,76	-	-
<b>Этап 7 Куст №7008</b>			
Выкидные трубопроводы	0,87	0,130	
НГСТ до камеры запуска ОУ (КЗ)	1,79	0,267	
НГСТ от камеры запуска ОУ до т.вр. НГСТ с куста 7005	4,14	0,617	-
НГСТ от т.вр. НГСТ с куста 7005 до т.вр. НГСТ с куста 7001	624	0,930	-
НГСТ от т.вр. НГСТ с куста 7001 до камеры приема	8,66	1,290	-
НГСТ от камеры приема ОУ (КП) до т.вр.	5,32	0,793	-
<b>Этап 8 Куст №7005</b>			
Выкидные трубопроводы	0,80	0,119	-
НГСТ до т.вр	2,62	0,391	
<b>Этап 9 Куст №7001</b>			
Выкидные трубопроводы	1,04	0,155	-
НГСТ до камеры запуска ОУ (КЗ)	2,18	0,325	
НГСТ от камеры запуска ОУ до камеры приема ОУ	3,10	0,462	-
НГСТ от камеры приема ОУ (КП)	2,01	0,300	

Таблица 9 - Сценарий С<sub>2</sub> - пожар пролива. Поражающий фактор - тепловое излучение

Оборудование	Вещество, образующее поражающий фактор	Площадь пролива, м <sup>2</sup>
<b>Этап 1. Куст №399</b>		
Выкидные трубопроводы	нефть	20,88
НГСТ до камеры запуска ОУ (КЗ)	нефть	30,17
НГСТ от камеры запуска ОУ до камеры приема ОУ	нефть	59,0
НГСТ от камеры приема ОУ (КП)	нефть	32,80
<b>Этап 2 Куст №400</b>		
Выкидные трубопроводы	нефть	35,87
НГСТ от АГЗУ до т.вр.	нефть	75,57
<b>Этап 3 Куст №404</b>		
Выкидной трубопровод	нефть	9,60
<b>Этап 4 Куст №806бис</b>		
Выкидные трубопроводы	нефть	15,71
НГСТ до т.вр	нефть	62,38
<b>Этап 5 Куст №16н</b>		
Выкидной трубопровод от скв 4331	нефть	10,86
<b>Этап 6 Куст №4345</b>		

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2019/206/ДС190-PD-DPB2.TCH	Лист 62
------	---------	------	-------	-------	------	----------------------------	------------

Оборудование	Вещество, образующее поражающий фактор	Площадь пролива, м <sup>2</sup>
Выкидные трубопроводы	нефть	11,64
НГСТ до т.вр	нефть	22,74
<b>Этап 7 Куст №7008</b>		
Выкидные трубопроводы	нефть	20,46
НГСТ до камеры запуска ОУ (КЗ)	нефть	42,14
НГСТ от камеры запуска ОУ до т.вр. НГСТ с куста 7005	нефть	97,24
НГСТ от т.вр. НГСТ с куста 7005 до т.вр. НГСТ с куста 7001	нефть	146,52
НГСТ от т.вр. НГСТ с куста 7001 до камеры приема	нефть	203,31
НГСТ от камеры приема ОУ (КП) до т.вр.	нефть	124,88
<b>Этап 8 Куст №7005</b>		
Выкидные трубопроводы	нефть	18,69
НГСТ до т.вр	нефть	61,60
<b>Этап 9 Куст №7001</b>		
Выкидные трубопроводы	нефть	24,46
НГСТ до камеры запуска ОУ (КЗ)	нефть	51,20
НГСТ от камеры запуска ОУ до камеры приема ОУ	нефть	72,75
НГСТ от камеры приема ОУ (КП)	нефть	47,30

Таблица 10 – Сценарий С<sub>3</sub> - взрыв облака ТВС. Поражающий фактор - барическое давление взрыва

Оборудование	Интенсивность испарения, кг/м <sup>2</sup> сек.	Масса паров нефти газа, поступившая в окружающее пространство в результате аварии, кг	Приведенная масса паров нефти и газа, кг
<b>Этап 1. Куст №399</b>			
Выкидные трубопроводы	0,00012	140,96	14,10
НГСТ до камеры запуска ОУ (КЗ)	0,00012	203,61	20,36
НГСТ от камеры запуска ОУ до камеры приема ОУ	0,00012	398,22	39,82
НГСТ от камеры приема ОУ (КП)	0,00012	221,40	22,14
<b>Этап 2 Куст №400</b>			
Выкидные трубопроводы	0,00012	231,78	23,18
НГСТ от АГЗУ до т.вр.	0,00012	488,29	48,83
<b>Этап 3 Куст №404</b>			
Выкидной трубопровод	0,00012	64,16	6,42
<b>Этап 4 Куст №806бис</b>			
Выкидные трубопроводы	0,00012	101,51	10,15
НГСТ до т.вр	0,00012	403,06	40,31
<b>Этап 5 Куст №16н</b>			
Выкидной трубопровод от скв 4331	0,00012	73,30	7,33

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2019/206/ДС190-PD-DPB2.TCH	Лист
							63

Оборудование	Интенсивность испарения, кг/м <sup>2</sup> сек.	Масса паров нефти газа, поступившая в окружающее пространство в результате аварии, кг	Приведенная масса паров нефти и газа, кг
<b>Этап 6 Куст №4345</b>			
Выкидные трубопроводы	0,00012	78,54	7,85
НГСТ до т.вр	0,00012	153,52	15,35
<b>Этап 7 Куст №7008</b>			
Выкидные трубопроводы	0,00012	138,86	13,89
НГСТ до камеры запуска ОУ (КЗ)	0,00012	286,04	28,60
НГСТ от камеры запуска ОУ до т.вр. НГСТ с куста 7005	0,00012	660,14	66,01
НГСТ от т.вр. НГСТ с куста 7005 до т.вр. НГСТ с куста 7001	0,00012	994,66	99,47
НГСТ от т.вр. НГСТ с куста 7001 до камеры приема	0,00012	1380,16	138,02
НГСТ от камеры приема ОУ (КП) до т.вр.	0,00012	847,76	84,78
<b>Этап 8 Куст №7005</b>			
Выкидные трубопроводы	0,00012	126,90	12,69
НГСТ до т.вр	0,00012	418,17	41,82
<b>Этап 9 Куст №7001</b>			
Выкидные трубопроводы	0,00012	166,02	16,60
НГСТ до камеры запуска ОУ (КЗ)	0,00012	347,55	34,75
НГСТ от камеры запуска ОУ до камеры приема ОУ	0,00012	493,86	49,39
НГСТ от камеры приема ОУ (КП)	0,00012	321,08	32,11

### 2.2.5 Расчет вероятных зон действия поражающих факторов

Основными опасными последствиями аварий, возможных на проектируемом объекте являются:

- загрязнение окружающей среды (ОС);
- образование воздушной ударной волны при взрывных превращениях облаков газо- и паровоздушных смесей;
- образование осколочного поля;
- образование зоны термического поражения при пожарах пролива.

В качестве основных поражающих факторов аварий рассматриваются:

- избыточное давление во фронте воздушной ударной волны;
- тепловое излучение горящих разливов.

При анализе воздействия поражающих факторов оценке подвергалось:

- воздействие на сооружения и оборудование (степень разрушения);
- воздействие на человека (тяжесть поражения).

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2019/206/ДС190-PD-DPB2.TCH	Лист
							64

Ниже приведен расчет детерминированных оценок зон основных поражающих факторов при авариях на проектируемых объектах.

### Расчет вероятных зон действия поражающих факторов загрязнения ОПС при аварийных выбросах (сценарий С<sub>1</sub>)

Загрязняющими веществами при аварии на проектируемых трубопроводах являются нефть и попутный нефтяной газ.

Экологическое воздействие при выбросе нефти и газа определяется массой выброса и составом газа, количество нефти/газа, участвующего в образовании экологического ущерба приведено выше (таблица 7).

При разлиии нефтегазовой смеси, зона действия загрязняющих факторов определяется площадью разлития. Для расчетов площадей загрязнения, в общем случае принимается, что в любой момент времени пролившаяся жидкость имеет форму плоской круглой лужи постоянной толщины. Площадь загрязнения земли при свободном растекании  $S_3$ , м<sup>2</sup> рассчитываем по формуле:

$$S_3 = \frac{\pi \cdot d^2}{4},$$

где  $d$  – диаметр разлития, м, определяемый по формуле:

$$d = \sqrt{25,5 \cdot V_{\text{нп}}},$$

где  $V_{\text{нп}}$  – объем потерянной жидкости, м<sup>3</sup>.

В реальных условиях при разливе нефти непосредственно на грунт, нефть заполняет естественные углубления рельефа и, следовательно, площадь загрязнения занимает величину меньше расчетной.

Результаты расчетов максимальных площадей загрязнения при аварийных проливах нефти были приведены выше (таблица 8).

### Расчет вероятных зон действия поражающих факторов пожара разлития (сценарий С<sub>2</sub>)

Наличие источников зажигания в месте выхода нефти на поверхность может привести к спокойному возгоранию парогазовой фазы с последующим горением разлития. Образующийся при горении продуктов факел имеет значительную мощность теплового излучения и может оказывать воздействие на человека и на строения вплоть до их возгорания.

Для определения интенсивности теплового излучения пожара пролива использована методика, рекомендованная ГОСТ Р 12.3.047-2012 «Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля» (Приложение Д).

Интенсивность теплового излучения  $q$ , кВт/м<sup>2</sup>; рассчитывается по формуле:

$$q = E_f \cdot F_q \cdot \tau,$$

где  $E_f$  – среднеповерхностная плотность теплового излучения пламени, кВт/м<sup>2</sup>,

$F_q$  – угловой коэффициент облученности, вычисляемый по формулам, приведенным в методике, и зависящий от расстояния от геометрического центра пролива;

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2019/206/ДС190-PD-DPB2.TCH	Лист
							65

$\tau$  - коэффициент пропускания атмосферы.

Высота пламени вычисляется по формуле:

$$H = 42 \cdot d \cdot \left( \frac{m}{\rho_e \sqrt{g \cdot d}} \right)^{0.61}$$

где  $m$  - удельная массовая скорость выгорания топлива, кг/(м<sup>2</sup>с) (для нефти  $m=0,04$  кг/(м<sup>2</sup>с);

$\rho_e$  - плотность окружающего воздуха, кг/м<sup>3</sup>;

$g$  - ускорение свободного падения, равное 9,81 м/с<sup>2</sup>.

Под зоной поражения тепловым излучением принимается зона вдоль границы пожара размером, равным расстоянию, на котором будет наблюдаться тепловой поток с заданной величиной. Характер воздействия на здания и сооружения в этой зоне определяется наличием возгораемых веществ и величиной теплового потока (таблица 11).

Таблица 11 – Характер воздействия теплового излучения на различные материалы и конструкции

Характер повреждений элементов зданий	Интенсивность излучения, кВт/м <sup>2</sup>
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
Воспламенение древесины с шероховатой поверхностью (влажность 12 %) при длительности облучения 15 мин Воспламенение древесины, окрашенной масляной краской по строганной поверхности; воспламенение фанеры	12,9 17

Результаты расчетов по воздействию теплового излучения на человека представлены ниже (таблица 12).

Таблица 12 - Воздействие теплового излучения на человека

Оборудование	Размеры зон действия теплового излучения при пожарах разлития, м					
	Радиус зоны пламени	I=44,5 кВт/м <sup>2</sup>	I=10,5 кВт/м <sup>2</sup>	I=7,0 кВт/м <sup>2</sup>	I=4,2 кВт/м <sup>2</sup>	I=1,4 кВт/м <sup>2</sup>
<b>Первый этап. Куст №399</b>						
Выкидные трубопроводы	2,58	-	3,16	3,76	4,80	11,19
НГСТ до камеры запуска ОУ (КЗ)	3,10	-	3,79	4,51	5,74	12,34
НГСТ от камеры запуска ОУ до камеры приема ОУ	4,35	-	5,29	6,28	8,17	15,27
НГСТ от камеры приема ОУ (КП)	3,25	-	3,95	4,70	5,98	12,65
<b>Второй этап. Куст №400</b>						
Выкидные трубопроводы	3,40	-	4,13	4,91	6,25	12,99

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2019/206/ДС190-PD-DPB2.TCH	Лист 66
------	---------	------	--------	-------	------	----------------------------	------------

Оборудование	Размеры зон действия теплового излучения при пожарах разлития,					
	М					
	Радиус зоны пламени	I=44,5 кВт/м <sup>2</sup>	I=10,5 кВт/м <sup>2</sup>	I=7,0 кВт/м <sup>2</sup>	I=4,2 кВт/м <sup>2</sup>	I=1,4 кВт/м <sup>2</sup>
НГСТ от АГЗУ до т.вр.	4,9	-	5,98	7,09	8,98	16,67
<b>Третий этап. Куст №404</b>						
Выкидной трубопровод	1,75	-	2,15	2,56	3,28	9,44
<b>Четвертый этап. Куст №806бис</b>						
Выкидные трубопроводы	2,25	-	2,74	3,27	4,18	10,47
НГСТ до т.вр	4,45	-	5,43	6,44	8,17	15,55
<b>Пятый этап. Куст №16н</b>						
Выкидной трубопровод от скв 4331	1,85	-	2,28	2,72	3,49	9,68
<b>Шестой этап. Куст №4345</b>						
Выкидные трубопроводы	1,95	-	2,36	2,82	3,61	9,82
НГСТ до т.вр	2,70	-	3,30	3,92	5,01	11,43
<b>Седьмой этап. Куст №7008</b>						
Выкидные трубопроводы	2,55	-	3,13	3,72	4,75	11,13
НГСТ до камеры запуска ОУ (КЗ)	3,65	-	4,48	5,32	6,76	13,65
НГСТ от камеры запуска ОУ до т.вр.	5,55	-	6,04	7,15	8,90	15,63
НГСТ с куста 7005						
НГСТ от т.вр. НГСТ с куста 7005 до т.вр. НГСТ с куста 7001	6,85	-	7,40	8,75	10,88	18,63
НГСТ от т.вр. НГСТ с куста 7001 до камеры приема	8,05	-	8,72	10,29	12,77	21,47
НГСТ от камеры приема ОУ (КП) до т.вр.	6,30	-	6,84	8,09	10,06	17,39
<b>Восьмой этап. Куст №7005</b>						
Выкидные трубопроводы	2,55	-	3,13	3,72	4,75	11,13
НГСТ до т.вр	3,65	-	4,48	5,32	6,76	13,65
<b>Девятый этап. Куст №7001</b>						
Выкидные трубопроводы	5,55	-	6,04	7,15	8,90	15,64
НГСТ до камеры запуска ОУ (КЗ)	6,85	-	7,40	8,75	10,88	18,62
НГСТ от камеры запуска ОУ до камеры приема ОУ	8,05	-	8,72	10,29	12,77	21,47
НГСТ от камеры приема ОУ (КП)	6,30	-	6,84	8,09	10,06	17,39
<p>I=44,5 кВт/м<sup>2</sup> - летальный исход с вероятностью 50% при длительности воздействия около 10 с.  I=10,5 кВт/м<sup>2</sup> - непереносимая боль через 3-5 с. Ожог 1 степени через 6-8 с. Ожог 2 степени через 12-16 с.  I=7,0 кВт/м<sup>2</sup> - непереносимая боль через 20-30 с. Ожог 1 степени через 15-20 с. Ожог 2 степени через 30-40 с.  I=4,2 кВт/м<sup>2</sup> - безопасно для человека в брезентовой одежде.  I=1,4 кВт/м<sup>2</sup> - без негативных последствий в течение неограниченного времени.</p>						

### Расчет вероятных зон действия поражающих факторов взрывов ТВС в открытом пространстве (сценарий С<sub>3</sub>)

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.

Для количественной оценки параметров волны давления при сгорании газозвудушных смесей в открытом пространстве использовался метод расчета, приведенный в СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности» (Приложение В.3).

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

												Лист
												67
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2019/206/ДС190-PD-DPB2.TCH						

В данном случае аварийным сценарием является разрушение трубопровода, разлив нефти, испарение с поверхности разлива и взрыв образовавшегося облака топливно-воздушной смеси непосредственно над местом аварии.

Избыточное давление, развиваемое при сгорании облака ТВС, рассчитывается по формуле

$$\Delta p = p_0 \cdot \left( \frac{0.8 \cdot m_{np}^{0.33}}{r} + \frac{3 \cdot m_{np}^{0.66}}{r^2} + \frac{5 \cdot m_{np}}{r^3} \right)$$

где  $p_0$  - атмосферное давление (101 кПа);

$r$  – расстояние от геометрического центра газопаровоздушного облака, м;

$m_{np}$  - приведенная масса газа или пара, Дж/кг

$$m_{np} = \left( \frac{Q_{cz}}{Q_0} \right) \cdot m_{z.n.} \cdot Z$$

$Q_{cz}$  - удельная теплота сгорания газа Дж/кг;

$Q_0$  - константа ( $4,52 \cdot 10^6$  Дж/кг);

$Z$  – коэффициент участия (0,1);

$m_{z.n.}$  - масса газа, поступившего в результате аварии в окружающее пространство.

Импульс волны давления, рассчитывают по формуле:

$$i = 123 \cdot \frac{m_{np}^{0.66}}{r}$$

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

Для оценки количества разрушений и числа пострадавших от воздушной ударной волны могут быть использованы данные, приведенные ниже (таблица 13).

Таблица 13 - Предельно допустимые значения избыточного давления при взрыве ТВС

Тип зданий, сооружений	Разрушение при избыточном давлении на фронте ударной волны, кПа			
	Слабое	Среднее	Сильное	Полное
Промышленные здания с тяжелым металлическим или железобетонным каркасом	20 - 30	30 - 40	40 - 50	> 50
Промышленные здания с легким каркасом и бескаркасной конструкции	10 - 20	25 - 35	35 - 45	> 45
Складские кирпичные здания	10 - 20	20 - 30	30 - 40	> 40
Одноэтажные складские помещения с металлическим каркасом и стеновым заполнением из листового металла	5 - 7	7 - 10	10 - 15	> 15
Бетонные и железобетонные здания и антисей-	25 - 35	80 - 120	150 - 200	> 200

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2019/206/ДС190-PD-DPB2.TCH	Лист
							68



Тип зданий, сооружений	Разрушение при избыточном давлении на фронте ударной волны, кПа			
	Слабое	Среднее	Сильное	Полное
смиические конструкции				
Здания железобетонные монолитные повышенной этажности	25 - 45	45 - 105	105 - 170	170 - 215
Котельные, регуляторные станции в кирпичных зданиях	10 - 15	15 - 25	25 - 35	35 - 45
Деревянные дома	6 - 8	8 - 12	12 - 20	> 20
Подземные сети, трубопроводы	400 - 600	600 - 1000	1000 - 1500	1500
Трубопроводы наземные	20	50	130	-
Кабельные подземные линии	до 800	-	-	1500
Цистерны для перевозки нефтепродуктов	30	50	70	80
Резервуары и емкости стальные наземные	35	55	80	90
Подземные резервуары	40	75	150	200

Согласно Приказу Ростехнадзора №387 от 03.11.2022 (приложение №5):

- величина избыточного давления на фронте падающей ударной волны  $\Delta P_f = 5$  кПа принимается безопасной для человека;

- воздействие на человека ударной волной с избыточным давлением на фронте  $\Delta P_f > 120$  кПа рекомендуется принимать в качестве смертельного поражения;

- для определения числа пострадавших рекомендуется принимать значение избыточного давления, превышающее 70 кПа;

- критерии разрушения типовых промышленных зданий от избыточного давления:

а) полное разрушение зданий -  $\Delta P_f =$  более 100 кПа;

б) тяжелые повреждения, здание подлежит сносу -  $\Delta P_f = 28$  кПа;

в) средние повреждения зданий -  $\Delta P_f = 14$  кПа;

г) частичное разрушение остекления -  $\Delta P_f =$  менее 2 кПа.

Результаты расчетов по воздействию ударной волны при аварии на проектируемых трубопроводах приведены ниже (таблица 14).

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

								Лист
								69
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2019/206/ДС190-PD-DPB2.TCH		

Таблица 14 - Результаты расчетов по воздействию ударной волны при аварии на проектируемых трубопроводах

Оборудование	Уровни поражения ударной волной, м						
	Разрушение зданий					Смер- тельное пораже- ние лю- дей	Нижний порог по- вреждения человека волной давления
	$\Delta P_{\phi}=100\text{кПа}$	$\Delta P_{\phi}=70\text{кПа}$	$\Delta P_{\phi}=28\text{кПа}$	$\Delta P_{\phi}=14\text{кПа}$	$\Delta P_{\phi}=2\text{кПа}$		
<b>Этап 1. Куст №399</b>							
Выкидные трубопроводы	6,39	7,70	13,12	20,91	105,30	5,84	46,77
НГСТ до камеры запуска ОУ (КЗ)	7,22	8,70	14,81	23,62	118,85	6,59	52,81
НГСТ от камеры запуска ОУ до камеры приема ОУ	9,02	10,86	18,49	29,48	148,36	8,23	65,90
НГСТ от камеры приема ОУ (КП)	7,43	8,94	15,23	24,28	122,24	6,78	54,30
<b>Этап 2 Куст №400</b>							
Выкидные трубопроводы	7,54	9,08	15,46	24,65	124,09	6,88	55,12
НГСТ от АГЗУ до т.вр.	9,65	11,62	19,78	31,53	158,72	8,81	70,49
<b>Этап 3 Куст №404</b>							
Выкидной трубопровод	23,61	28,42	48,31	76,93	386,75	21,56	171,84
<b>Этап 4 Куст №806бис</b>							
Выкидные трубопроводы	5,73	6,91	11,77	18,76	94,49	5,23	41,97
НГСТ до т.вр	9,05	10,90	18,55	29,57	148,83	8,26	66,11
<b>Этап 5 Куст №16н</b>							
Выкидной трубопровод от скв 4331	5,15	6,20	10,57	16,85	84,87	4,70	37,69
<b>Этап 6 Куст №4345</b>							
Выкидные трубопроводы	5,27	6,35	10,81	17,24	86,82	4,81	38,56
НГСТ до т.вр	6,58	7,92	13,49	21,51	108,31	6,00	48,11
<b>Этап 7 Куст №7008</b>							
Выкидные трубопроводы	6,36	7,66	13,05	20,81	104,78	5,81	46,54
НГСТ до камеры запуска ОУ (КЗ)	8,08	9,74	16,58	26,42	133,01	7,38	59,08
НГСТ от камеры запуска ОУ до т.вр. НГСТ с куста 7005	10,66	12,84	21,86	34,83	175,29	9,73	77,87
НГСТ от т.вр. НГСТ с куста 7005 до т.вр. НГСТ с куста 7001	12,22	14,71	25,03	39,89	200,68	11,15	89,15
НГСТ от т.вр. НГСТ с куста 7001 до камеры приема	13,62	16,40	27,89	44,44	223,58	12,43	99,32
НГСТ от камеры приема ОУ (КП) до т.вр.	11,59	13,95	23,74	37,83	190,35	10,58	84,56
<b>Этап 8 Куст №7005</b>							
Выкидные трубопроводы	6,17	7,44	12,67	20,20	101,70	5,64	45,18
НГСТ до т.вр	9,17	11,04	18,79	29,96	150,77	8,37	66,97
<b>Этап 9 Куст №7001</b>							
Выкидные трубопроводы	6,75	8,13	13,85	22,08	111,20	6,16	49,37
НГСТ до камеры запуска ОУ (КЗ)	8,62	10,38	17,68	28,18	141,87	7,87	63,00
НГСТ от камеры запуска ОУ до камеры приема ОУ	9,69	11,67	19,86	31,65	159,28	8,84	70,75
НГСТ от камеры приема ОУ (КП)	8,40	10,11	17,22	27,45	138,18	7,67	61,38

Трубопроводы прокладываются подземно, поэтому реально выброс опасного вещества может составить расчетную величину только при их разрушении на надземных участках: в узлах установки задвижек и на площадках пуска (приема) очистных устройств.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2019/206/ДС190-PD-DPB2.TCH	Лист
							70

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

После определения интенсивности и зон действия поражающих факторов при каждом сценарии аварии оценка ожидаемого числа пострадавших производилась перемножением плотности распределения персонала на площадь зоны поражающего фактора («Методические рекомендации по определению количества пострадавших при чрезвычайных ситуациях»).

Плотность распределения персонала определялась следующим образом: считается, что люди равномерно распределены по территории проектируемого объекта, за исключением некоторых мест, где заранее известно, что в данном месте всегда находится  $n$ -ое количество человек. Людские потери определяются по формуле:

$$N_i = R_i \cdot S_i$$

где  $N_i$  - величина потерь в  $i$  зоне, чел.;

$R_i$  – плотность распределения персонала в  $i$  зоне поражения, чел./м<sup>2</sup>;

$S_i$  – площадь  $i$  зоны, м<sup>2</sup>.

Для расчета ориентировочно принято:

1) на площадках куста скважин в максимальную смену могут периодически одновременно находиться не более 2-х человек,

- площадка куста скважин №400 – 10300 м<sup>2</sup>;
- площадка куста скважин №806 – 7900 м<sup>2</sup>;
- площадка куста скважин №16н – 5000 м<sup>2</sup>;
- площадка куста скважин №399 – 5500 м<sup>2</sup>;
- площадка куста скважин №404 – 4400 м<sup>2</sup>;
- площадка куста скважин №4345 – 5270 м<sup>2</sup>;
- площадка куста скважин №7001 – 8000 м<sup>2</sup>;
- площадка куста скважин №7005 – 5550 м<sup>2</sup>;
- площадка куста скважин №7008 – 8800 м<sup>2</sup>.

2) плотность распределения персонала составит:

- площадка куста скважин №400 – 0,0002 чел./м<sup>2</sup>;
- площадка куста скважин №806 – 0,00025 чел./м<sup>2</sup>;
- площадка куста скважин №16н – 0,0004 чел./м<sup>2</sup>;
- площадка куста скважин №399 – 0,00036 чел./м<sup>2</sup>;
- площадка куста скважин №404 – 0,00045 чел./м<sup>2</sup>;
- площадка куста скважин №4345 – 0,00038 чел./м<sup>2</sup>;
- площадка куста скважин №7001 – 0,00025 чел./м<sup>2</sup>;
- площадка куста скважин №7005 – 0,00036 чел./м<sup>2</sup>;
- площадка куста скважин №7008 – 0,00023 чел./м<sup>2</sup>.

3) для территории вдоль трассы трубопроводов, где нет постоянно проживающих и работающих людей, плотность распределения персонала принята 2 чел/км<sup>2</sup>;

- плотность населения в Кунгурском МО ~23,7 чел./км<sup>2</sup>.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2019/206/ДС190-PD-DPB2.TCH	Лист
							71

Величина потерь для обслуживающего персонала проектируемого объекта приведена ниже (таблица 15).

Таблица 15 - Возможные людские потери

Оборудование	Поражающий фактор							
	Ударная волна				Тепловое излучение			
	Площадь зоны ( $P_{изб.}$ не менее 120 кПа), м <sup>2</sup> /	Площадь зоны ( $P_{изб.}$ не менее 70 кПа), м <sup>2</sup> /летальный исход 50%, персонал (население)	Площадь зоны ( $P_{изб.}$ не более 5 кПа), м <sup>2</sup>	Травмы, персонал/население	Площадь зоны (тепловое излучение не менее 44,5 кВт/м <sup>2</sup> ), м <sup>2</sup>	Летальный исход с вероятностью 50%, персонал/население	Площадь зоны (тепловое излучение не более 4,0 кВт/м <sup>2</sup> ), м <sup>2</sup>	Ожоги I и II степени, персонал/население
<b>Этап 1. Куст №399</b>								
Выкидные трубопроводы	106,92 0/-	186,22 0/-	6868,38	2/-	-	-	76,43	0/-
НГСТ до камеры запуска ОУ (КЗ)	136,43 0/-	237,58 0/-	8756,90	2/-	-	-	109,24	0/-
НГСТ от камеры запуска ОУ до камеры приема ОУ	212,84 0/0	370,50 0/0	13637,26	0/0	-	-	209,41	0/0
НГСТ от камеры приема ОУ (КП)	144,23 0/0	251,14 0/0	9257,39	0/0	-	-	118,54	0/0
<b>Этап 2 Куст №400</b>								
Выкидные трубопроводы	148,68 0/-	258,88 0/-	9540,66	2/-	-	-	129,28	0/-
НГСТ от АГЗУ до т.вр.	243,65 0/0	424,08 0/0	15601,43	0/0	-	-	266,11	0/0
<b>Этап 3 Куст №404</b>								
Выкидной трубопровод	63,45 0/-	110,57 0/-	4085,54	2/-	-	-	35,87	0/-
<b>Этап 4 Куст №806бис</b>								
Выкидные трубопроводы	86,00 0/-	149,82 0/-	5531,86	1/-	-	-	57,95	0/-
НГСТ до т.вр	214,22 0/-	372,90 0/-	13724,06	2/-	-	-	220,53	0/-
<b>Этап 5 Куст №16н</b>								
Выкидной трубопровод от скв 4331	69,31 0/-	120,76 0/-	4461,43	2/-	-	-	40,45	0/-
<b>Этап 6 Куст №4345</b>								
Выкидные трубопроводы	72,56 0/-	126,42 0/-	4669,65	2/-	-	-	43,26	0/-
НГСТ до т.вр	113,14 0/-	197,06 0/-	7267,32	2/-	-	-	83,05	0/-
<b>Этап 7 Куст №7008</b>								
Выкидные трубопроводы	105,86 0/-	184,38 0/-	6800,27	2/-	-	-	74,91	0/-
НГСТ до камеры запуска ОУ (КЗ)	170,92 0/-	297,58 0/-	10960,05	2/-	-	-	151,12	0/-
НГСТ от камеры запуска ОУ до т.вр. НГСТ с куста	297,57 0/0	517,84 0/0	19039,03	0/0	-	-	260,27	0/0

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Лист

2019/206/ДС190-PD-DPB2.TCH

72

7005								
НГСТ от т.вр. НГСТ с куста 7005 до т.вр. НГСТ с куста 7001	390,51 0/0	679,41 0/0	24955,50	0/0	-	-	388,65	0/0
НГСТ от т.вр. НГСТ с куста 7001 до каме- ры приема	485,22 0/0	844,04 0/0	30976,79	0/0	-	-	535,00	0/0
НГСТ от ка- меры приема ОУ (КП) до т.вр.	351,25 0/0	611,16 0/0	22450,83	0/0	-	-	332,47	0/0
<b>Этап 8 Куст №7005</b>								
Выкидные трубопроводы	99,72 0/-	173,70 0/-	6408,99	2/-	-	-	74,91	0/-
НГСТ до т.вр	219,86 0/0	382,70 0/0	14084,21	0/0	-	-	151,12	0/0
<b>Этап 9 Куст №7001</b>								
Выкидные трубопроводы	119,17 0/-	207,54 0/-	7652,88	2/-	-	-	260,27	0/-
НГСТ до ка- меры запуска ОУ (КЗ)	194,48 0/-	338,56 0/-	12464,46	2/-	-	-	388,65	0/-
НГСТ от ка- меры запуска ОУ до камеры приема ОУ	245,49 0/0	427,28 0/0	15719,10	0/0	-	-	535,00	0/0
НГСТ от ка- меры приема ОУ (КП)	184,53 0/0	321,25 0/0	11829,14	0/0	-	-	332,47	0/0

### 2.3 Оценка возможного ущерба

Возможный полный ущерб при авариях на проектируемом объекте будет определяться прямыми потерями, затратами на локализацию (ликвидацию последствий) аварии, социально-экономическими потерями вследствие гибели и травматизма людей, косвенным ущербом, экологическим ущербом.

Структура ущерба от аварий на опасных производственных объектах, как правило, включает: полные финансовые потери организации, эксплуатирующей опасный производственный объект, на котором произошла авария; расходы на ликвидацию аварии; социально-экономические потери, связанные с травмированием и гибелью людей (как персонала организации, так и третьих лиц); вред, нанесенный окружающей природной среде; косвенный ущерб и потери государства от выбытия трудовых ресурсов.

При оценке ущерба от аварии на опасном производственном объекте за время расследования аварии, как правило, подсчитываются те составляющие ущерба, для которых известны исходные данные. Окончательно ущерб от аварии рассчитывается после окончания сроков расследования аварии и получения всех необходимых данных.

Составляющие ущерба могут быть рассчитаны независимо друг от друга.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2019/206/ДС190-PD-DPB2.TCH			
									Лист
									73

Ниже приводятся возможные прогнозируемые ущербы. Детальная оценка ущербов проводится по факту возникновения аварии.

Ущерб от аварий на опасных производственных объектах может быть выражен в общем виде формулой:

$$Pa = Pпп + Пла + Псэ + Пнв + Пэкол + Пвтр,$$

где:

Pa - полный ущерб от аварий, руб.;

Pпп - прямые потери организации, эксплуатирующей опасный производственный объект, руб.;

Пла - затраты на локализацию / ликвидацию и расследование аварии, руб.;

Псэ - социально - экономические потери (затраты, понесенные вследствие гибели и травматизма людей), руб.;

Пнв - косвенный ущерб, руб.;

Пэкол - экологический ущерб (урон, нанесенный объектам окружающей природной среды), руб.

Прямой ущерб при авариях на проектируемом объекте будет определяться:

- потерями предприятия в результате уничтожения основных фондов (оборудования);

- потерями продукции.

Прямые потери рассчитываются исходя из стоимости оборудования, а также стоимости обращающихся веществ.

Затраты на локализацию (ликвидацию последствий) аварий определяются:

- расходами, связанными с локализацией (ликвидацией последствий) аварии;

- расходами на расследование причин аварии.

Расходы на ликвидацию / локализацию и расследование аварии (ущерб АВР) принимаются в размере 10% от стоимости прямого / имущественного ущерба.

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

Косвенный ущерб будет определяться:

- потерями ожидаемой прибыли из-за временного, связанного с аварией, прекращения деятельности;

- зарплатой и условно-постоянными расходами предприятия за время простоя;

- убытками, вызванными уплатой различных неустоек, штрафов, пени;

- убытками третьих лиц из-за недополученной ими прибыли. Косвенный ущерб принимался равным 30% от прямых потерь.

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

- ущерб от загрязнения атмосферы;

- ущерб от загрязнения почвы и водотоков.

Экологический ущерб для проектируемых объектов определяется как ущерб от загрязнения атмосферы, более подробно сведения о нем приведены ниже.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2019/206/ДС190-PD-DPB2.TCH	Лист
							74

### 2.3.1 Оценка возможного ущерба имуществу юридическим и физическим лицам и вреда окружающей среде

При расчете ущерба физическим и юридическим лицам в случае возникновения аварий на декларируемом объекте в соответствии с Методическими рекомендациями по оценке ущерба от аварий на опасных производственных объектах, учитывались следующие показатели:

*Прямые потери, включая потери:*

- предприятия от уничтожения (повреждения) аварией основных фондов;
- предприятия в результате уничтожения (повреждения) аварией товарно-материальных ценностей;

- в результате уничтожения (повреждения) аварией имущества третьих лиц;

*Затраты на локализацию (ликвидацию) и расследование аварии.*

*Социально-экономические потери.*

Согласно ФЗ №225 «Об обязательном страховании гражданской ответственности владельца опасного объекта за причинение вреда в результате аварии на опасном объекте» выплаты за погибшего принималось 2 млн. руб., за раненого - исходя из характера и степени повреждения здоровья (принималось 200 тыс. руб.).

К затратам, относимым к потерям, обусловленным повреждением или уничтожением имущества при инцидентах, авариях, производственных неполадках и чрезвычайных ситуациях, относятся:

1) Минимальная рыночная стоимость закупки и транспортировки от места изготовления до территории предприятия технологического оборудования и другого имущества, которое оказалось полностью или частично разрушено в результате инцидентов, аварий, производственных неполадок и чрезвычайных ситуаций.

2) Фактические затраты на выполнение работ:

- ремонт частично выведенного из строя оборудования в результате инцидентов, аварий, производственных неполадок и чрезвычайных ситуаций;

- демонтаж (полностью разрушенного или частично выведенного из строя) оборудования, имущества;

- монтаж и наладка нового закупленного технологического оборудования или другого имущества взамен поврежденного (уничтоженного), удовлетворяющего техническим условиям действующего проекта.

3) Стоимость продукции и сырья, уничтоженных или потерявших товарные свойства в результате инцидентов, аварий, производственных неполадок и чрезвычайных ситуаций.

4) Стоимость проведения работ по реализации мер, которые разумны и доступны в сложившихся обстоятельствах (при возникновении инцидентов, аварий, производственных неполадок и чрезвычайных ситуаций) по уменьшению возможных убытков от наступления вышеуказанного случая, включая:

- непредусмотренные бюджетом выплаты заработной платы и премии за все работы по реализации мер, направленных на уменьшение возможных убытков;

- стоимость работ по реализации инженерно-технических мероприятий, специально разработанных и проводимых для минимизации убытков;

Ив. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

						2019/206/ДС190-PD-DPB2.TCH	Лист
							75
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		

- затраты на аренду оборудования, техники, задействованной при ликвидации последствий инцидентов, аварий, производственных неполадок и чрезвычайных ситуаций, включая стоимость израсходованного топлива;

- стоимость оборудования и специальной техники, пострадавшей или уничтоженной при ликвидации последствий инцидентов, аварий, производственных неполадок и чрезвычайных ситуаций.

Соответствующие значения ущерба от возможных аварий приведены в таблице (Таблица 16).

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2019/206/ДС190-PD-DPB2.TCH		76	



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

Изм.	
Колуч	
Лист	
№доку	
Подп	
Дата	

Таблица 16 – Значения ущерба от возможных аварий

Оборудование	Сценарий	Ппп, тыс.руб	Ликвидация аварий	Косвенный ущерб	Потери от выбытия трудовых ресурсов	Социально- экономический ущерб	Экологический ущерб	Общий матери- альный ущерб (в т.ч. экологи- ческий ущерб)
<b>Этап 1. Куст №399</b>								
Выкидные трубопроводы	C1	13	1	4	0	0	0	18
	C2	13	1	4	0	0	0	18
	C3	13	1	4	0	400	0	418
НГСТ до камеры запуска ОУ (КЗ)	C1	16	2	5	0	0	1	23
	C2	575	57	172	0	0	0	805
	C3	575	57	172	0	400	0	1205
НГСТ от камеры запуска ОУ до камеры приема ОУ	C1	63	6	19	0	0	68	156
	C2	63	6	19	0	0	67	155
	C3	63	6	19	0	0	67	155
НГСТ от камеры приема ОУ (КП)	C1	19	2	6	0	0	38	64
	C2	577	58	173	0	0	37	845
	C3	577	58	173	0	0	37	845
<b>Этап 2 Куст №400</b>								
Выкидные трубопроводы	C1	27	3	8	0	0	1	38
	C2	27	3	8	0	0	0	38
	C3	27	3	8	0	400	0	438
НГСТ от АГЗУ до т.вр.	C1	42	4	13	0	0	87	146
	C2	42	4	13	0	0	86	145
	C3	42	4	13	0	0	86	145
<b>Этап 3 Куст №404</b>								
Выкидной трубопровод	C1	5	1	2	0	0	0	8
	C2	5	1	2	0	0	0	8
	C3	5	1	2	0	400	0	408
<b>Этап 4 Куст №806бис</b>								
Выкидные трубопроводы	C1	9	1	3	0	0	0	12
	C2	9	1	3	0	0	0	12
	C3	9	1	3	0	200	0	212
НГСТ до т.вр	C1	37	4	11	0	0	1	53
	C2	37	4	11	0	0	1	53
	C3	37	4	11	0	400	1	453
<b>Этап 5 Куст №16н</b>								

2019/206/ДС190-РД- ДРВ2.ТСН

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

Изм.	Колуч	Лист	№док.	Подп.	Дата	2019/206/ДС190-РД- ДРВ2.ТСН	Выкидной трубопровод от скв 4331	C1	7	1	2	0	0	0	11	
							C2	7	1	2	0	0	0	10		
							C3	7	1	2	0	400	0	410		
							<b>Этап 6 Куст №4345</b>									
							Выкидные трубопроводы	C1	7	1	2	0	0	0	10	
								C2	7	1	2	0	0	0	10	
								C3	7	1	2	0	400	0	410	
							НГСТ до т.вр	C1	13	1	4	0	0	1	18	
								C2	13	1	4	0	0	0	18	
								C3	13	1	4	0	400	0	418	
<b>Этап 7 Куст №7008</b>																
Выкидные трубопроводы	C1	12	1	4	0	0	0	17								
	C2	12	1	4	0	0	0	17								
	C3	12	1	4	0	400	0	17								
НГСТ до камеры запуска ОУ (КЗ)	C1	24	2	7	0	0	1	35								
	C2	583	58	175	0	0	1	817								
	C3	583	58	175	0	400	1	1217								
НГСТ от камеры запуска ОУ до т.вр. НГСТ с куста 7005	C1	106	11	32	0	0	112	260								
	C2	106	11	32	0	0	110	259								
	C3	106	11	32	0	0	110	259								
НГСТ от т.вр. НГСТ с куста 7005 до т.вр. НГСТ с куста 7001	C1	147	15	44	0	0	168	375								
	C2	147	15	44	0	0	166	373								
	C3	147	15	44	0	0	166	373								
НГСТ от т.вр. НГСТ с куста 7001 до камеры приема	C1	184	18	55	0	0	233	491								
	C2	184	18	55	0	0	231	489								
	C3	184	18	55	0	0	231	489								
НГСТ от камеры приема ОУ (КП) до т.вр.	C1	68	7	20	0	0	143	239								
	C2	627	63	188	0	0	142	1019								
	C3	627	63	188	0	0	142	1019								
<b>Этап 8 Куст №7005</b>																
Выкидные трубопроводы	C1	11	1	3	0	0	0	15								
	C2	11	1	3	0	0	0	15								
	C3	11	1	3	0	400	0	415								
НГСТ до т.вр	C1	47	5	14	0	0	71	137								
	C2	47	5	14	0	0	70	136								
	C3	47	5	14	0	0	70	136								
<b>Этап 9 Куст №7001</b>																

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

Изм. Коп.уч. Лист Мелок. Подп. Дата	Выкидные трубопроводы	C1	14	1	4	0	0	1	20
		C2	14	1	4	0	0	0	19
		C3	14	1	4	0	400	0	419
	НГСТ до камеры запуска ОУ (КЗ)	C1	28	3	8	0	0	1	41
		C2	587	59	176	0	0	0	822
		C3	587	59	176	0	400	0	1222
	НГСТ от камеры запуска ОУ до камеры приема ОУ	C1	68	7	20	0	0	84	178
		C2	68	7	20	0	0	83	177
		C3	68	7	20	0	0	83	177
	НГСТ от камеры приема ОУ (КП)	C1	24	2	7	0	0	54	88
		C2	583	58	175	0	0	54	869
		C3	583	58	175	0	0	54	869

2019/206/ДС190-РД- ДРВ2.ТСН

79

Лист

Расчет экологического ущерба выполнен в соответствии со следующими нормативными документами:

1) Федеральный закон «Об охране окружающей природной среды» от 10.01.02 г. №7-ФЗ.

2) Методика расчета выбросов вредных веществ в атмосферу при свободном горении нефти и нефтепродуктов (согласована Минприроды РФ 09.08.96 г.).

3) Методика исчисления размера вреда, причиненного атмосферному воздуху как компоненту природной среды (утверждена Приказом Минприроды России от 28.01.2021 N 59).

4) Методика исчисления размера вреда, причиненного почвам как объекту охраны окружающей среды (утверждена Приказом Минприроды России от 08.07.2010 N 238 (ред. от 25.04.2014) (Зарегистрировано в Минюсте России 07.09.2010 N 18364))

5) Методика исчисления размера вреда, причиненного водным объектам вследствие нарушения водного законодательства (утверждена Приказом Минприроды России от 13.04.2009 N 87 (ред. от 26.08.2015) (Зарегистрировано в Минюсте России 25.05.2009 N 13989)).

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

- ущерб от загрязнения атмосферного воздуха продуктами свободного испарения опасных веществ;
- ущерб от загрязнения атмосферного воздуха продуктами сгорания опасных веществ;
- ущерб от загрязнения земель;
- ущерб от загрязнения водных ресурсов.

### ***Экологический ущерб от загрязнения атмосферы продуктами свободного испарения нефти.***

Расчет ущерба окружающей среде от выбросов нефти, попутного нефтяного газа в атмосферу при аварийных разливах выполнен в соответствии с Постановлениями Правительства РФ «О ставках платы за негативное воздействие на окружающую среду и дополнительных коэффициентах» от 13.09.2016 №913 и от 20.03.2023 №437.

Ущерб, подлежащий компенсации, рассчитывается как плата за сверхлимитный выброс загрязняющих веществ с применением повышающего коэффициента 5.

Расчет ущерба от выбросов загрязняющих веществ, поступающих в атмосферу, производится по формуле:

$$У = 5 \cdot C_i \cdot M_i$$

где  $C_i$  – ставка платы за выброс 1 тонну  $i$ -го загрязняющего вещества, руб/т;

$M_i$  – масса выбрасываемых загрязняющих веществ, т;

5 – повышающий коэффициент за аварийные выбросы.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

2019/206/ДС190-PD-DPB2.TCH

Лист

80

Масса свободно испаряющейся нефти  $M_i$ , т, определяется по формуле:

$$M_i = W \cdot S \cdot t,$$

где  $M_i$  – масса свободно испаряющегося топлива, т;

$W$  – интенсивность испарения, кг/(с·м<sup>2</sup>);

$S$  – площадь испарения, м<sup>2</sup>;

$t$  – время испарения, с.

Интенсивность испарения определяется по формуле:

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

где  $W$  – интенсивность испарения, кг/(с·м<sup>2</sup>);

$\eta$  – коэффициент зависящий от скорости и температуры воздушного потока, в нашем случае  $\eta = 1$  для нефти;

$M$  – молярная масса, г/моль;

$p_n$  – давление насыщенного пара при расчетной температуре жидкости  $t_p$ , определяемое по справочным данным, кПа.

Масса испаряющегося газа принимается равной массе газа, находящегося в оборудовании.

Данные о величине возможных экологических ущербов (штрафов) за загрязнение атмосферы продуктами свободного испарения нефти приведены ниже.

### ***Экологический ущерб за выбросы загрязняющих веществ, образующихся при сгорании нефти в атмосферу***

Ущерб определяется исходя из массы загрязняющих веществ, образующихся при сгорании нефти, в соответствии со значениями, приведенными ниже (таблица 17).

Таблица 17 - Удельные выбросы вредных веществ в атмосферу в соответствии с «Методикой расчета выбросов вредных веществ в атмосферу при свободном горении нефти и нефтепродуктов» (согласована Минприроды РФ 09.08.96) и базовый норматив платы

Загрязняющий атмосферу компонент	Химическая формула	Коэффициент эмиссии вещества при горении нефти	Плата за выбросы загрязняющих веществ
		$G_{\text{вещ-ва}}/G_{\text{нефти}}$	руб./ $G_{\text{вещ-ва}}$
Диоксид углерода	CO <sub>2</sub>	1,0000	-
Оксид углерода	CO	0,0840	8
Сажа	C	0,1700	183
Оксиды азота (в пересчете на NO <sub>2</sub> )	NO <sub>2</sub>	0,0069	694
Сероводород	H <sub>2</sub> S	0,0010	3431
Оксиды серы (в пересчете на SO <sub>2</sub> )	SO <sub>2</sub>	0,0278	227
Синильная кислота	HCN	0,0010	2737
Формальдегид	HCHO	0,0010	9118
Органические кислоты (в пересчете на CH <sub>3</sub> COOH)	CH <sub>3</sub> COOH	0,0150	467,5

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

2019/206/ДС190-PD-DPB2.TCH

Лист

81

Итого: при сгорании 1 тонны нефти плата за выбросы загрязняющих веществ составляет 34,07 рубля.

Ущерб при аварийном горении горючей жидкости на поверхности раздела фаз жидкость – атмосфера определяется по формуле:

$$Y = 5 \cdot H_{б.а.} \cdot M_y,$$

где  $Y$  – размер ущерба, тыс. руб.;

5 – повышающий коэффициент;

$H_{б.а.}$  – базовый норматив платы за выброс загрязняющих веществ, образующихся при сгорании 1 тонны нефти;  $H_{б.а.} = 42,93$  (с учетом коэф. 2023 года – 1,26) руб./т;

$M_y$  – масса выгорающей нефти, т.

Данные о величине возможных экологических ущербов (штрафов) за загрязнение атмосферы при испарении и горении нефти приведены ниже.

### **Ущерб от загрязнения нефтью почв**

Расчет ущерба за загрязнение почвы нефтью проведен в соответствии с Методикой исчисления размера вреда, причиненного почвам как объекту охраны окружающей среды, утвержденного Приказом Минприроды РФ № 238 от 08.07.2010 по формуле:

$$УЩ_{загр} = СХВ \times S \times Kr \times Kисх \times T_x, \text{ где:}$$

$УЩ_{загр}$  - размер вреда (руб.);

$СХВ$  - степень химического загрязнения;  $СХВ=1,5$  рассчитывается в соответствии с пунктом 6 настоящей Методики;

$S$  - площадь загрязненного участка (кв. м);

$Kr$  - показатель в зависимости от глубины химического загрязнения или порчи почв;  $Kr=1$  (рассчитывается в соответствии с пунктом 7 настоящей Методики);

$Kисх$  - показатель в зависимости от категории земель и целевого назначения, на которой расположен загрязненный участок;  $Kисх=1,5$  (рассчитывается в соответствии с пунктом 8 настоящей Методики);

$T_x$  - такса для исчисления размера вреда, причиненного почвам как объекту окружающей среды, при химическом загрязнении почв;  $T_x=500$  (определяется согласно приложению 1 к настоящей Методике (руб./кв. м)).

Данные о величине возможных экологических ущербов (штрафов) приведены ниже (таблица 18)

Таблица 18 - Возможный экологический ущерб при аварии на проектируемых сооружениях

Оборудование	Сценарий	Экологические штрафы за загрязнение почв, тыс. руб	Экологические штрафы за загрязнение водных ресурсов, тыс. руб.	Экологические штрафы за загрязнение атмосферы, тыс. руб.	Экологический ущерб, тыс. руб.	Риск экологического ущерба, тыс.руб./год
<b>Этап 1. Куст №399</b>						
Выкидные трубопроводы	C1	0	-	0	0	4,16E-04
	C2	0	-	0	0	8,74E-06
	C3	0	-	0	0	8,74E-07

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2019/206/ДС190-PD-DPB2.TCH	Лист 82
------	---------	------	-------	-------	------	----------------------------	------------

НГСТ до камеры запуска ОУ (КЗ)	C1	0	-	1	1	4,44E-04
	C2	0	-	0	0	9,33E-06
	C3	0	-	0	0	9,33E-07
НГСТ от камеры запуска ОУ до камеры приема ОУ	C1	66	-	1	68	7,98E-02
	C2	66	-	1	67	4,17E-03
	C3	66	-	1	67	4,17E-04
НГСТ от камеры приема ОУ (КП)	C1	37	-	1	38	2,46E-02
	C2	37	-	0	37	1,29E-03
	C3	37	-	0	37	1,29E-04
<b>Этап 2 Куст №400</b>						
Выкидные трубопроводы	C1	0	-	1	1	2,32E-04
	C2	0	-	0	0	5,13E-06
	C3	0	-	0	0	5,13E-07
НГСТ от АГЗУ до т.вр.	C1	85	-	2	87	3,90E-02
	C2	85	-	1	86	2,04E-03
	C3	85	-	1	86	2,04E-04
<b>Этап 3 Куст №404</b>						
Выкидной трубопровод	C1	0	-	0	0	1,85E-04
	C2	0	-	0	0	3,94E-06
	C3	0	-	0	0	3,94E-07
<b>Этап 4 Куст №806бис</b>						
Выкидные трубопроводы	C1	0	-	0	0	2,94E-04
	C2	0	-	0	0	6,49E-06
	C3	0	-	0	0	6,49E-07
НГСТ до т.вр	C1	0	-	1	1	3,61E-04
	C2	0	-	1	1	7,98E-06
	C3	0	-	1	1	7,98E-07
<b>Этап 5 Куст №16н</b>						
Выкидной трубопровод от скв 4331	C1	0	-	0	0	2,15E-04
	C2	0	-	0	0	4,53E-06
	C3	0	-	0	0	4,53E-07
<b>Этап 6 Куст №4345</b>						
Выкидные трубопроводы	C1	0	-	0	0	2,28E-04
	C2	0	-	0	0	4,80E-06
	C3	0	-	0	0	4,80E-07
НГСТ до т.вр	C1	0	-	1	1	1,16E-04
	C2	0	-	0	0	2,44E-06
	C3	0	-	0	0	2,44E-07
<b>Этап 7 Куст №7008</b>						
Выкидные трубопроводы	C1	0	-	0	0	4,04E-04
	C2	0	-	0	0	8,45E-06
	C3	0	-	0	0	8,45E-07
НГСТ до камеры запуска ОУ (КЗ)	C1	0	-	1	1	6,36E-04
	C2	0	-	1	1	3,07E-05
	C3	0	-	1	1	3,07E-06
НГСТ от камеры запуска ОУ до т.вр. НГСТ с куста 7005	C1	109	-	2	112	7,34E-02
	C2	109	-	1	110	3,84E-03
	C3	109	-	1	110	3,84E-04
НГСТ от т.вр. НГСТ с куста 7005 до т.вр. НГСТ с куста 7001	C1	165	-	3	168	1,32E-01
	C2	165	-	1	166	6,91E-03
	C3	165	-	1	166	6,91E-04
НГСТ от т.вр. НГСТ с куста 7001 до камеры приема	C1	229	-	5	233	1,49E-01
	C2	229	-	2	231	7,77E-03
	C3	229	-	2	231	7,77E-04

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

2019/206/ДС190-PD-DPB2.TCH

Лист

83

НГСТ от камеры приема ОУ (КП) до т.вр.	C1	140	-	3	143	9,59E-02
	C2	140	-	1	142	5,01E-03
	C3	140	-	1	142	5,01E-04
<b>Этап 8 Куст №7005</b>						
Выкидные трубопроводы	C1	0	-	0	0	3,70E-04
	C2	0	-	0	0	7,74E-06
	C3	0	-	0	0	7,74E-07
НГСТ до т.вр	C1	69	-	1	71	4,13E-02
	C2	69	-	1	70	2,16E-03
	C3	69	-	1	70	2,16E-04
<b>Этап 9 Куст №7001</b>						
Выкидные трубопроводы	C1	0	-	1	1	4,83E-04
	C2	0	-	0	0	1,01E-05
	C3	0	-	0	0	1,01E-06
НГСТ до камеры запуска ОУ (КЗ)	C1	0	-	1	1	7,73E-04
	C2	0	-	0	0	1,62E-05
	C3	0	-	0	0	1,62E-06
НГСТ от камеры запуска ОУ до камеры приема ОУ	C1	82	-	2	84	4,35E-02
	C2	82	-	1	83	2,28E-03
	C3	82	-	1	83	2,28E-04
НГСТ от камеры приема ОУ (КП)	C1	53	-	1	54	3,44E-02
	C2	53	-	0	54	1,80E-03
	C3	53	-	0	54	1,80E-04

## 2.4 Оценка риска аварий, включающая данные о вероятности аварий, показателях риска причинения вреда работникам декларируемого объекта и физическим лицам, ущерба имуществу юридическим и физическим лицам и вреда окружающей среде (по составляющим объекта)

Ниже рассмотрены основные показатели риска, характеризующие опасности промышленных аварий.

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

Одной из наиболее часто употребляющихся характеристик опасности является индивидуальный риск - частота поражения отдельного индивидуума (человека) в результате воздействия исследуемых факторов опасности. В общем случае количественно (численно) индивидуальный риск выражается отношением числа

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2019/206/ДС190-PD-DPB2.TCH

Лист

84





причины и факторы, способствующие возникновению и развитию аварий на проектируемом объекте, приведены выше.

Обобщенные статистические данные по ожидаемым частотам инициирования аварий на трубопроводах представлены ниже (таблица 19).

Таблица 19 - Обобщенные статистические данные по ожидаемым частотам инициирования аварий на трубопроводах

Тип аварии	Частота разгерметизации	Источник данных
<i>Трубопровод Ду от 75- 150мм</i>		Руководство по безопасности «Методические основы анализа опасностей и оценка риска аварии на опасных производственных объектах», утвержденное Приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 03.11.2022 №387
Разрыв трубопровода на полное сечение диаметром	$3,0 \cdot 10^{-7}$ /м в год	
Истечение через отверстие с эффективным диаметром 10% от номинального диаметра	$2,0 \cdot 10^{-6}$ /м в год	
Задвижка	0,04468 1/год	

Интенсивность отказов ( $\lambda$ ) на проектируемых сооружениях может быть определена по формуле:

$$\lambda = \lambda_{\text{задв}} \times n \times p + \lambda_{\text{трубы}} \times l_{\text{трубы}}$$

где:

$$\lambda_{\text{задв}} = 5,1 \cdot 10^{-6} \text{ 1/час} = 0,04468 \text{ 1/год (таблица 19);}$$

$n$  - количество задвижек;

$p$  - вероятность крупномасштабной аварии (0,005);

$\lambda_{\text{трубы}}$  - частота аварий в год на трубопроводе (таблица 19)

$l_{\text{трубы}}$  - длина трубопроводов, м.

Вероятность безотказной работы оборудования в некотором промежутке времени принято характеризовать показателем надежности оборудования. Для учета вероятности отдельных событий сценариев аварий, использован метод экспертных оценок вероятности событий (Руководство по безопасности «Методические основы анализа опасностей и оценка риска аварии на опасных производственных объектах», утвержденное Приказом №387 Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 03.11.2022 и ГОСТ 27.310-95).

Таблица 20 – Оценка вероятности отказов

Тип отказа	Ожидаемая частота возникновения, год <sup>-1</sup>	Качественное описание частоты отказов индивидуального изделия (ГОСТ 27.310-95)
Частый отказ	>1	Вероятно частое возникновение
Вероятный отказ	$1 \cdot 10^{-2}$	Будет наблюдаться несколько раз за срок службы
Возможный отказ	$10^{-2} - 10^{-4}$	Возможно одно наблюдение данного отказа за срок службы
Редкий отказ	$10^{-4} - 10^{-6}$	Отказ маловероятен, но возможен хотя бы один отказ за срок службы
Практически не-	$< 10^{-6}$	Отказ настолько маловероятен, что вряд ли будет

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2019/206/ДС190-PD-DPB2.TCH	Лист
							86

Тип отказа	Ожидаемая частота возникновения, год <sup>-1</sup>	Качественное описание частоты отказов индивидуального изделия (ГОСТ 27.310-95)
вероятный отказ		наблюдаться даже один раз за срок службы.

В основу расчетов положены значения частот иницирующих событий, полученных на основе обобщенных статистических данных по частоте возникновения аварий:

- вероятность горения жидкости = 0,05;
- вероятность образования облака ТВС на открытом пространстве будет составлять в среднем за год = 0,05 (величина зависит от температуры воздуха и скорости ветра).

- вероятность мгновенного воспламенения = 0,5, отложенного = 0,1;

Следовательно:

- вероятность горения разлива нефти = 0,05 (сценарий С<sub>2</sub>);
- вероятность (отложенного) взрывного превращения облака ТВС = 0,1x0,05 = 0,005 (сценарий С<sub>3</sub>);
- вероятность аварии без воспламенения (загрязнение ОПС) равна единице за минусом суммы всех сценариев соответствующей группы (сценарий С<sub>1</sub>).

Частоты наиболее типичных крупных аварий, возможных на проектируемых сооружениях, представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Оценка частоты отказов на проектируемых сооружениях

Наименование оборудования	Частота отказов		С <sub>1</sub>	С <sub>2</sub>	С <sub>3</sub>
	Полная разгерметизация	Частичная разгерметизация			
<b>Этап 1. Куст №399</b>					
Выкидные трубопроводы	9,17E-04	9,09E-03	8,67E-04	4,59E-05	4,59E-06
НГСТ до камеры запуска ОУ (КЗ)	6,78E-04	6,75E-03	6,40E-04	3,39E-05	3,39E-06
НГСТ от камеры запуска ОУ до камеры приема ОУ	1,25E-03	4,59E-03	1,18E-03	6,24E-05	6,24E-06
НГСТ от камеры приема ОУ (КП)	6,92E-04	8,16E-04	6,54E-04	3,46E-05	3,46E-06
Низконапорный водовод от проектируемой водозаборной скважины до скв.№4301	2,55E-04	2,44E-03	2,41E-04	-	-
<b>Этап 2 Куст №400</b>					
Выкидные трубопроводы	3,12E-04	2,82E-03	2,94E-04	1,56E-05	1,56E-06
НГСТ от АГЗУ до т.вр.	4,76E-04	4,66E-03	4,50E-04	2,38E-05	2,38E-06
Низконапорный водовод от точки врезки в проектируемый водовод «водо-заборная скважина -№4301» до скв.№4313	2,33E-04	2,30E-03	2,21E-04	-	-
<b>Этап 3 Куст №404</b>					
Выкидной трубопровод	8,99E-04	8,97E-03	8,49E-04	4,49E-05	4,49E-06
<b>Этап 4 Куст №806бис</b>					
Выкидные трубопроводы	9,00E-04	8,98E-03	8,50E-04	4,50E-05	4,50E-06
НГСТ до т.вр	2,79E-04	2,61E-03	2,64E-04	1,40E-05	1,40E-06
Нагнетательный водовод от ВРП-1090 до скважины №4323	2,85E-04	2,65E-03	2,70E-04	-	-
<b>Этап 5 Куст №16н</b>					
Выкидной трубопровод от скв 4331	9,13E-04	9,06E-03	8,63E-04	4,56E-05	4,56E-06
Нагнетательный водовод от точки врезки в нагнетательный водовод «водозаборная	2,40E-04	2,35E-03	2,27E-04	-	-

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2019/206/ДС190-PD-DPB2.TCH	Лист
							87

Наименование оборудования	Частота отказов		C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	C <sub>3</sub>
	Полная разгерметизация	Частичная разгерметизация			
скв.№302-скв.№305» до скважины №4332					
<b>Этап 6 Куст №4345</b>					
Выкидные трубопроводы	9,03E-04	9,00E-03	8,53E-04	4,51E-05	4,51E-06
НГСТ до т.вр	2,35E-04	2,31E-03	2,22E-04	1,17E-05	1,17E-06
Нагнетательный водовод от ВРП-1085 до скважины №4345	2,38E-04	2,33E-03	2,25E-04	-	-
Вынос нагнетательного водовода «скв.№301- ВРП-1085»	2,54E-04	2,44E-03	2,40E-04	-	-
Вынос нагнетательного водовода «ВРП-1085 –скв.№311»	2,60E-04	2,48E-03	2,46E-04	-	-
Переустройство нагнета-тельного водовода «ВРП-1085 –скв.№333»	2,36E-04	2,32E-03	2,23E-04	-	-
<b>Этап 7 Куст №7008</b>					
Выкидные трубопроводы	9,04E-04	9,01E-03	8,55E-04	4,52E-05	4,52E-06
НГСТ до камеры запуска ОУ (КЗ)	6,92E-04	6,84E-03	6,53E-04	3,46E-05	3,46E-06
НГСТ от камеры запуска ОУ до т.вр. НГСТ с куста 7005	6,96E-04	5,38E-03	6,57E-04	3,48E-05	3,48E-06
НГСТ от т.вр. НГСТ с куста 7005 до т.вр. НГСТ с куста 7001	8,32E-04	6,29E-03	7,86E-04	4,16E-05	4,16E-06
НГСТ от т.вр. НГСТ с куста 7001 до камеры приема	6,74E-04	6,73E-03	6,37E-04	3,37E-05	3,37E-06
НГСТ от камеры приема ОУ (КП) до т.вр.	7,08E-04	6,95E-03	6,69E-04	3,54E-05	3,54E-06
Высоконапорный водовод от водозаборной скважины №1 до проектируемого узла арматуры №1	5,23E-04	4,23E-03	4,94E-04	-	-
Высоконапорный водовод от проектируемого узла арматуры №1 до скважин №№7008,7007	4,38E-04	3,67E-03	4,14E-04	-	-
<b>Этап 8 Куст №7005</b>					
Выкидные трубопроводы	9,06E-04	9,02E-03	8,56E-04	4,53E-05	4,53E-06
НГСТ до т.вр	6,18E-04	5,61E-03	5,84E-04	3,09E-05	3,09E-06
Высоконапорный водовод от водозаборной скважины №1 до скважин №№7004,7010	6,57E-04	5,12E-03	6,21E-04	-	-
<b>Этап 9 Куст №7001</b>					
Выкидные трубопроводы	9,05E-04	9,01E-03	8,56E-04	4,53E-05	4,53E-06
НГСТ до камеры запуска ОУ (КЗ)	6,92E-04	6,85E-03	6,54E-04	3,46E-05	3,46E-06
НГСТ от камеры запуска ОУ до камеры приема ОУ	5,52E-04	4,42E-03	5,21E-04	2,76E-05	2,76E-06
НГСТ от камеры приема ОУ (КП)	6,70E-04	6,70E-03	6,33E-04	3,35E-05	3,35E-06

#### 2.4.2 Показатели риска причинения вреда работникам декларируемого объекта и физическим лицам

Потенциальный риск определяют по формуле:

$$P_{(a)} = \sum_{i=1}^n Qd_i \cdot Q(A_i) ,$$

где  $Qd_i$  – условная вероятность поражения человека в определенной точке местности в результате реализации  $i$ -го сценария аварии, отвечающего определенному инициирующему событию аварии;

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

2019/206/ДС190-PD-DPB2.TCH

Лист

88

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

$n$  – число ветвей логической схемы.

Оценка риска проводится на основе построения логической схемы, в которой учитывают различные иницирующие события и возможные варианты их развития (таблица 5).

Расчет условной вероятности поражения человека проводился на заданном расстоянии от места иницирования аварии. Расчет риска проведен для проектируемых сооружений, имеющих наибольшие расчетные зоны поражения.

Вероятность поражения человека избыточным давлением, вычисляется исходя из значения «пробит»-функции по формуле:

$$P_r = 5 - 0.26 \cdot \ln(V)$$

$$\text{где } V = \left(\frac{17500}{\Delta p}\right)^{8.4} + \left(\frac{290}{i}\right)^{9.3}$$

$\Delta p$  - избыточное давление, Па;

$i$  - импульс волны давления, Па с.

Таблица 21 – Условная вероятность поражения человека избыточным давлением при разрушении проектируемых трубопроводов

– Вероятность поражения человека тепловым излучением горения разлива нефти, вычисляется исходя из значения «пробит»-функции по формуле;

$$P_r = -12,8 + 2,56 \cdot \ln(t \cdot q^{1.33})$$

$$\text{где } t = t_0 + \frac{x}{v_1}$$

где  $t_0$  - характерное время обнаружения пожара, с (допускается принимать  $t = 5$  с);

$x$  — расстояние от места расположения человека до зоны, интенсивность теплового излучения в которой не превышает  $4 \text{ кВт/м}^2$ , м;

$v$  — скорость движения человека, м/с (допускается принимать  $v = 5 \text{ м/с}$ );

Условная вероятность поражения человека, попавшего в зону непосредственного воздействия пламени пожара разлива, принимается равной 1.

Таблица 22 - Величина индивидуального риска гибели и несмертельного поражения людей на расстоянии 10 (15) м от проектируемых сооружений

Наименование объекта	Индивидуальный риск, год <sup>-1</sup>
Этап 1. Куст №399	3,43E-08 (1,12E-08)
Этап 2 Куст №400	2,19E-08 (3,98E-09)
Этап 3 Куст №404	1,20E-09 (0,00E+00)
Этап 4 Куст №806бис	9,33E-09 (1,24E-09)
Этап 5 Куст №16н	2,02E-09 (0,00E+00)
Этап 6 Куст №4345	4,07E-09 (7,12E-10)
Этап 7 Куст №7008	4,37E-07 (1,30E-07)
Этап 8 Куст №7005	1,75E-08 (3,78E-09)
Этап 9 Куст №7001	4,95E-08 (1,31E-08)
<b>Итого по проектируемым сооружениям:</b>	<b>5,77E-07 (1,64E-07)</b>

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

2019/206/ДС190-PD-DPB2.TCH

Лист

89

Фоновый риск гибели для объектов нефтедобычи по данным Ростехнадзора за 2018 год составляет 8,2E-05.

Сравнивая полученные значения индивидуального риска гибели и несмертельного поражения людей с приведенными выше можно оценить их как «приемлемые».

### 2.4.3 Данные о показателях риска ущерба имуществу юридическим и физическим лицам и вреда окружающей среде (по составляющим объекта)

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.

Значения показателей риска материального ущерба (в том числе и экологического) приведены в таблице (Таблица 23).

Таблица 23 - Значения показателей риска прямых потерь, риска затрат на локализацию (ликвидацию) и расследование аварий, риска экологического ущерба и общего риска материального ущерба

Оборудование	Сценарий	Риск ПП	Риск затрат на локализацию (ликвидацию) и расследование аварий	Риск косвенного ущерба	Риск экологического ущерба, тыс.руб./год	Риск общего материального ущерба, тыс.руб./год
<b>Этап 1. Куст №399</b>						
Выкидные трубопроводы	C1	1,11E-02	1,11E-03	3,34E-03	4,16E-04	1,60E-02
	C2	5,89E-04	5,89E-05	1,77E-04	8,74E-06	8,33E-04
	C3	5,89E-05	5,89E-06	1,77E-05	8,74E-07	1,92E-03
НГСТ до камеры запуска ОУ (КЗ)	C1	1,03E-02	1,03E-03	3,09E-03	4,44E-04	1,49E-02
	C2	1,95E-02	1,95E-03	5,84E-03	9,33E-06	2,73E-02
	C3	1,95E-03	1,95E-04	5,84E-04	9,33E-07	4,08E-03
НГСТ от камеры запуска ОУ до камеры приема ОУ	C1	7,43E-02	7,43E-03	2,23E-02	7,98E-02	1,84E-01
	C2	3,93E-03	3,93E-04	1,18E-03	4,17E-03	9,68E-03
	C3	3,93E-04	3,93E-05	1,18E-04	4,17E-04	9,68E-04
НГСТ от камеры приема ОУ (КП)	C1	1,23E-02	1,23E-03	3,69E-03	2,46E-02	4,18E-02
	C2	2,00E-02	2,00E-03	5,99E-03	1,29E-03	2,93E-02
	C3	2,00E-03	2,00E-04	5,99E-04	1,29E-04	2,93E-03
<b>Этап 2 Куст №400</b>						
Выкидные трубопроводы	C1	7,84E-03	7,84E-04	2,35E-03	2,32E-04	1,12E-02
	C2	4,15E-04	4,15E-05	1,24E-04	5,13E-06	5,86E-04
	C3	4,15E-05	4,15E-06	1,24E-05	5,13E-07	6,82E-04
НГСТ от АГЗУ до т.вр.	C1	1,90E-02	1,90E-03	5,70E-03	3,90E-02	6,56E-02
	C2	1,01E-03	1,01E-04	3,02E-04	2,04E-03	3,45E-03
	C3	1,01E-04	1,01E-05	3,02E-05	2,04E-04	3,45E-04
<b>Этап 3 Куст №404</b>						
Выкидной трубопровод	C1	4,57E-03	4,57E-04	1,37E-03	1,85E-04	6,58E-03
	C2	2,42E-04	2,42E-05	7,25E-05	3,94E-06	3,42E-04
	C3	2,42E-05	2,42E-06	7,25E-06	3,94E-07	1,83E-03
<b>Этап 4 Куст №806бис</b>						
Выкидные трубопроводы	C1	7,33E-03	7,33E-04	2,20E-03	2,94E-04	1,06E-02
	C2	3,88E-04	3,88E-05	1,16E-04	6,49E-06	5,49E-04
	C3	3,88E-05	3,88E-06	1,16E-05	6,49E-07	9,55E-04

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

2019/206/ДС190-PD-DPB2.TCH

Лист

90

НГСТ до т.вр	C1	9,80E-03	9,80E-04	2,94E-03	3,62E-04	1,41E-02
	C2	5,18E-04	5,18E-05	1,56E-04	7,99E-06	7,34E-04
	C3	5,18E-05	5,18E-06	1,56E-05	7,99E-07	6,32E-04
<b>Этап 5 Куст №16н</b>						
Выкидной трубопровод от скв 4331	C1	6,33E-03	6,33E-04	1,90E-03	2,15E-04	9,07E-03
	C2	3,35E-04	3,35E-05	1,00E-04	4,53E-06	4,73E-04
	C3	3,35E-05	3,35E-06	1,00E-05	4,53E-07	1,87E-03
<b>Этап 6 Куст №4345</b>						
Выкидные трубопроводы	C1	5,78E-03	5,78E-04	1,73E-03	2,28E-04	8,32E-03
	C2	3,06E-04	3,06E-05	9,18E-05	4,80E-06	4,33E-04
	C3	3,06E-05	3,06E-06	9,18E-06	4,80E-07	1,85E-03
НГСТ до т.вр	C1	2,80E-03	2,80E-04	8,41E-04	1,16E-04	4,04E-03
	C2	1,48E-04	1,48E-05	4,45E-05	2,44E-06	2,10E-04
	C3	1,48E-05	1,48E-06	4,45E-06	2,44E-07	4,90E-04
<b>Этап 7 Куст №7008</b>						
Выкидные трубопроводы	C1	1,00E-02	1,00E-03	3,01E-03	4,04E-04	1,44E-02
	C2	5,31E-04	5,31E-05	1,59E-04	8,45E-06	7,52E-04
	C3	5,31E-05	5,31E-06	1,59E-05	8,45E-07	1,88E-03
НГСТ до камеры запуска ОУ (КЗ)	C1	1,57E-02	1,57E-03	4,72E-03	6,36E-04	2,27E-02
	C2	2,01E-02	2,01E-03	6,04E-03	3,07E-05	2,82E-02
	C3	2,01E-03	2,01E-04	6,04E-04	3,07E-06	4,21E-03
НГСТ от камеры запуска ОУ до т.вр. НГСТ с куста 7005	C1	6,97E-02	6,97E-03	2,09E-02	7,34E-02	1,71E-01
	C2	3,69E-03	3,69E-04	1,11E-03	3,84E-03	9,00E-03
	C3	3,69E-04	3,69E-05	1,11E-04	3,84E-04	9,00E-04
НГСТ от т.вр. НГСТ с куста 7005 до т.вр. НГСТ с куста 7001	C1	1,16E-01	1,16E-02	3,48E-02	1,32E-01	2,94E-01
	C2	6,13E-03	6,13E-04	1,84E-03	6,91E-03	1,55E-02
	C3	6,13E-04	6,13E-05	1,84E-04	6,91E-04	1,55E-03
НГСТ от т.вр. НГСТ с куста 7001 до камеры приема	C1	1,17E-01	1,17E-02	3,52E-02	1,49E-01	3,13E-01
	C2	6,21E-03	6,21E-04	1,86E-03	7,77E-03	1,65E-02
	C3	6,21E-04	6,21E-05	1,86E-04	7,77E-04	1,65E-03
НГСТ от камеры приема ОУ (КП) до т.вр.	C1	4,57E-02	4,57E-03	1,37E-02	9,59E-02	1,60E-01
	C2	2,22E-02	2,22E-03	6,66E-03	5,01E-03	3,61E-02
	C3	2,22E-03	2,22E-04	6,66E-04	5,01E-04	3,61E-03
<b>Этап 8 Куст №7005</b>						
Выкидные трубопроводы	C1	9,16E-03	9,16E-04	2,75E-03	3,70E-04	1,32E-02
	C2	4,84E-04	4,84E-05	1,45E-04	7,74E-06	6,86E-04
	C3	4,84E-05	4,84E-06	1,45E-05	7,74E-07	1,88E-03
НГСТ до т.вр	C1	2,77E-02	2,77E-03	8,31E-03	4,13E-02	8,01E-02
	C2	1,47E-03	1,47E-04	4,40E-04	2,16E-03	4,21E-03
	C3	1,47E-04	1,47E-05	4,40E-05	2,16E-04	4,21E-04
<b>Этап 9 Куст №7001</b>						
Выкидные трубопроводы	C1	1,16E-02	1,16E-03	3,49E-03	4,83E-04	1,68E-02
	C2	6,15E-04	6,15E-05	1,84E-04	1,01E-05	8,71E-04
	C3	6,15E-05	6,15E-06	1,84E-05	1,01E-06	1,90E-03
НГСТ до камеры запуска ОУ (КЗ)	C1	1,84E-02	1,84E-03	5,52E-03	7,73E-04	2,65E-02
	C2	2,03E-02	2,03E-03	6,09E-03	1,62E-05	2,84E-02
	C3	2,03E-03	2,03E-04	6,09E-04	1,62E-06	4,23E-03
НГСТ от камеры запуска ОУ до камеры приема ОУ	C1	3,53E-02	3,53E-03	1,06E-02	4,35E-02	9,30E-02
	C2	1,87E-03	1,87E-04	5,60E-04	2,28E-03	4,89E-03
	C3	1,87E-04	1,87E-05	5,60E-05	2,28E-04	4,89E-04
НГСТ от камеры приема ОУ (КП)	C1	1,53E-02	1,53E-03	4,59E-03	3,44E-02	5,58E-02
	C2	1,95E-02	1,95E-03	5,86E-03	1,80E-03	2,91E-02
	C3	1,95E-03	1,95E-04	5,86E-04	1,80E-04	2,91E-03

Ниже приведена общая F/G диаграмма, характеризующая масштаб последствий при авариях на декларируемом объекте.

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

2019/206/ДС190-PD-DPB2.TCH

Лист

91

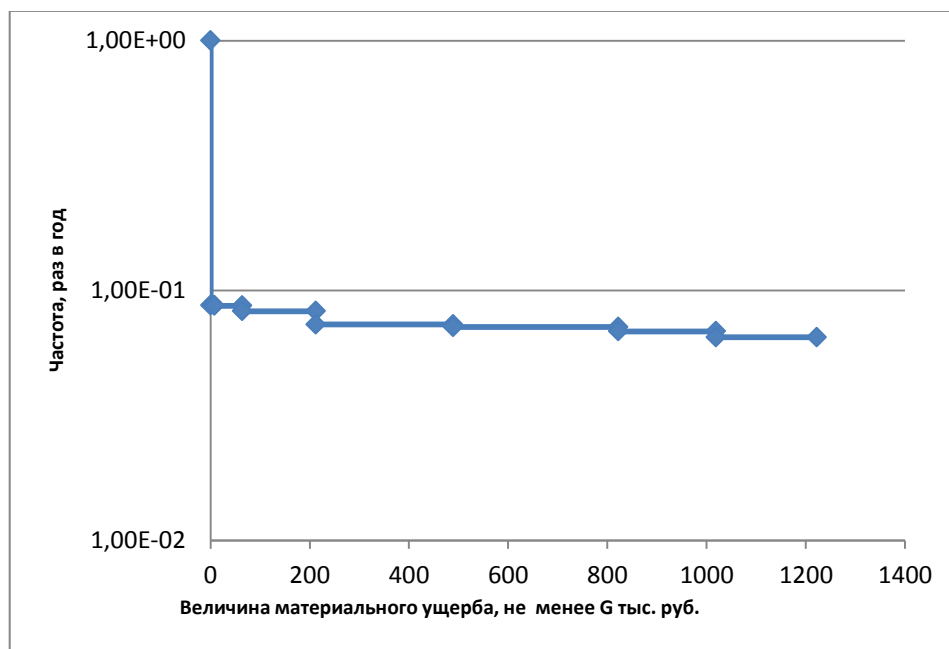


Рисунок 11 -Общая F/G диаграмма, характеризующая масштаб последствий при авариях на декларируемом объекте.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

2019/206/ДС190-PD-DPB2.TCH

Лист

92



### 3 ВЫВОДЫ И ПРЕДЛОЖЕНИЯ

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

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 проектируемого объекта будет представлять определенную опасность для персонала и окружающей среды. Эта опасность характеризуется:

- значительной массой обращающихся опасных веществ в системе;
- давлением, при котором происходит перекачка нефти, способствующем тому, что любые повреждения оборудования (трубопровода) могут стать причиной его разгерметизации с выбросом опасного вещества, образованием разливов нефти, загазованности, возникновением взрывов ТВС и пожаров разливов.

Проведенный анализ позволил проранжировать проектируемые сооружения по индивидуальному риску гибели, по экологическому риску и ожидаемому ущербу (в порядке уменьшения опасности).

Перечень проектируемого оборудования по индивидуальному риску на расстоянии 10 м от проектируемых сооружений в порядке уменьшения опасности приведен в таблице (Таблица 24).

Таблица 24 - Перечень составляющих декларируемого объекта в порядке уменьшения индивидуального риска на расстоянии 10 м от проектируемых трубопроводов

Составляющие декларируемого объекта	Индивидуальный риск гибели персонала, 1/год	Индивидуальный риск гибели третьих лиц, 1/год
Этап 7 Куст №7008	4,37E-07	-
Этап 9 Куст №7001	4,95E-08	-
Этап 1. Куст №399	3,43E-08	-
Этап 2 Куст №400	2,19E-08	-
Этап 8 Куст №7005	1,75E-08	-
Этап 4 Куст №806бис	9,33E-09	-
Этап 6 Куст №4345	4,07E-09	-
Этап 5 Куст №16н	2,02E-09	-

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

2019/206/ДС190-PD-DPB2.TCH

Лист

93

Составляющие декларируемого объекта	Индивидуальный риск гибели персонала, 1/год	Индивидуальный риск гибели третьих лиц, 1/год
Этап 3 Куст №404	1,20E-09	-

Перечень составляющих декларируемого объекта в порядке уменьшения опасности по экологическому риску представлены соответственно в таблице 25.

Таблица 25 - Перечень составляющих декларируемого объекта в порядке уменьшения опасности по экологическому риску

Оборудование	Экологический риск, тыс.руб/год
Этап 7 Куст №7008 НГСТ от т.вр. НГСТ с куста 7001 до камеры приема	1,49E-01
Этап 7 Куст №7008 НГСТ от т.вр. НГСТ с куста 7005 до т.вр. НГСТ с куста 7001	1,32E-01
Этап 7 Куст №7008 НГСТ от камеры приема ОУ (КП) до т.вр.	9,59E-02
Этап 1. Куст №399 НГСТ от камеры запуска ОУ до камеры приема ОУ	7,98E-02
Этап 7 Куст №7008 НГСТ от камеры запуска ОУ до т.вр. НГСТ с куста 7005	7,34E-02
Этап 9 Куст №7001 НГСТ от камеры запуска ОУ до камеры приема ОУ	4,35E-02
Этап 8 Куст №7005 НГСТ до т.вр	4,13E-02
Этап 2 Куст №400 НГСТ от АГЗУ до т.вр.	3,90E-02
Этап 9 Куст №7001 НГСТ от камеры приема ОУ (КП)	3,44E-02
Этап 1. Куст №399 НГСТ от камеры приема ОУ (КП)	2,46E-02
Этап 9 Куст №7001 НГСТ до камеры запуска ОУ (КЗ)	7,73E-04
Этап 7 Куст №7008 НГСТ до камеры запуска ОУ (КЗ)	6,36E-04
Этап 9 Куст №7001 Выкидные трубопроводы	4,83E-04
Этап 1. Куст №399 НГСТ до камеры запуска ОУ (КЗ)	4,44E-04
Этап 1. Куст №399 Выкидные трубопроводы	4,16E-04
Этап 7 Куст №7008 Выкидные трубопроводы	4,04E-04
Этап 8 Куст №7005 Выкидные трубопроводы	3,70E-04
Этап 4 Куст №806бис НГСТ до т.вр	3,62E-04
Этап 4 Куст №806бис Выкидные трубопроводы	2,94E-04
Этап 2 Куст №400 Выкидные трубопроводы	2,32E-04
Этап 6 Куст №4345 Выкидные трубопроводы	2,28E-04
Этап 5 Куст №16н Выкидной трубопровод от скв 4331	2,15E-04

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

2019/206/ДС190-PD-DPB2.TCH

Лист

94

Этап 3 Куст №404 Выкидной трубопровод	1,85E-04
Этап 6 Куст №4345 НГСТ до т.вр	1,16E-04

Перечень проектируемого оборудования в порядке уменьшения опасности по риску ожидаемого материального ущерба приведен в таблице (Таблица 26).

Таблица 26 - Перечень составляющих декларируемого объекта в порядке уменьшения опасности по риску ожидаемых материальных потерь

Оборудование	Ожидаемый риск материально-го ущерба, тыс.руб./год
Этап 7 Куст №7008 НГСТ от т.вр. НГСТ с куста 7001 до камеры приема	3,13E-01
Этап 7 Куст №7008 НГСТ от т.вр. НГСТ с куста 7005 до т.вр. НГСТ с куста 7001	2,94E-01
Этап 1. Куст №399 НГСТ от камеры запуска ОУ до камеры приема ОУ	1,84E-01
Этап 7 Куст №7008 НГСТ от камеры запуска ОУ до т.вр. НГСТ с куста 7005	1,71E-01
Этап 7 Куст №7008 НГСТ от камеры приема ОУ (КП) до т.вр.	1,60E-01
Этап 9 Куст №7001 НГСТ от камеры запуска ОУ до камеры приема ОУ	9,30E-02
Этап 8 Куст №7005 НГСТ до т.вр	8,01E-02
Этап 2 Куст №400 НГСТ от АГЗУ до т.вр.	6,56E-02
Этап 9 Куст №7001 НГСТ от камеры приема ОУ (КП)	5,58E-02
Этап 1. Куст №399 НГСТ от камеры приема ОУ (КП)	4,18E-02
Этап 9 Куст №7001 НГСТ до камеры запуска ОУ (КЗ)	2,84E-02
Этап 7 Куст №7008 НГСТ до камеры запуска ОУ (КЗ)	2,82E-02
Этап 1. Куст №399 НГСТ до камеры запуска ОУ (КЗ)	2,73E-02
Этап 9 Куст №7001 Выкидные трубопроводы	1,68E-02
Этап 1. Куст №399 Выкидные трубопроводы	1,60E-02
Этап 7 Куст №7008 Выкидные трубопроводы	1,44E-02
Этап 4 Куст №806бис НГСТ до т.вр	1,41E-02
Этап 8 Куст №7005 Выкидные трубопроводы	1,32E-02
Этап 2 Куст №400 Выкидные трубопроводы	1,12E-02
Этап 4 Куст №806бис Выкидные трубопроводы	1,06E-02
Этап 5 Куст №16н Выкидной трубопровод от скв 4331	9,07E-03
Этап 6 Куст №4345 Выкидные трубопроводы	8,32E-03
Этап 3 Куст №404 Выкидной трубопровод	6,58E-03

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

2019/206/ДС190-PD-DPB2.TCH

Лист

95

### 3.2 Сравнительный анализ рассчитанных показателей аварии на декларируемом объекте со среднестатистическими показателями риска аварий, риска гибели людей по неестественным причинам (пожары, дорожно-транспортные происшествия), риска чрезвычайных ситуаций техногенного характера и (или) критериями приемлемого (допустимого) риска

В соответствии с Постановлением Правительства РФ «О классификации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» от 21.05.2007 г. № 304 (с изм. 20.12.2019), на декларируемом объекте возможно возникновение чрезвычайных ситуаций:

- по критерию границы зон распространения поражающих факторов возможно возникновение локальных (зона чрезвычайной ситуации не выходит за пределы территории объекта) чрезвычайных ситуаций;
- по критерию «гуманитарный ущерб» возможно возникновение локальных ЧС (пострадало не более 10 человек),
- по критерию «материальный ущерб» возможно возникновение муниципальных, межмуниципальных ЧС (материальный ущерб свыше 240 тыс. руб., но не более 12 млн. руб.).

В соответствии с приложением 6 к Руководству по безопасности «Методические основы анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах» утвержденному Приказом Ростехнадзора от 03.11.2022 №387 по критерию «Возможное число погибших при наиболее опасном по последствиям сценарии аварии» проектируемые объекты находятся в зоне малого риска аварии.

В соответствии с приложением 6 к Руководству по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах», утвержденному Приказом Ростехнадзора от 03.11.2022 №387 по критерию «Возможный материальный ущерб при опасном по последствиям сценарии аварии» проектируемые объекты находятся в зоне малого риска аварии.

Суммарный индивидуальный риск гибели для персонала, обслуживающего проектируемые сооружения, на расстоянии 10 (15)м от него составляет  $5,77 \cdot 10^{-7}$  и  $1,64 \cdot 10^{-7}$  1/год.

Фоновый риск гибели для объектов нефтедобычи по данным Ростехнадзора за 2018 год составляет  $8,2E-05$ .

Для третьих лиц и населения суммарный индивидуальный риск гибели отсутствует.

В соответствии с приложением 6 к Руководству по безопасности «Методические основы анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах», утв. Приказом Ростехнадзора от 03.11.2022 №387 по критерию «Кратность превышения индивидуального риска гибели персонала от аварий

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

2019/206/ДС190-PD-DPB2.TCH

Лист

96

по сравнению среднеотраслевым уровнем» проектируемые объекты находятся в зоне малого риска аварии.

В статье 93 №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» указывается, что величина индивидуального пожарного риска на территории производственных объектов не должна превышать одну миллионную в год. Для производственных объектов, на которых обеспечение величины индивидуального пожарного риска одной миллионной в год невозможно в связи со спецификой функционирования технологических процессов, допускается увеличение индивидуального пожарного риска до одной десятитысячной в год. При этом должны быть предусмотрены меры по обучению персонала действиям при пожаре и по социальной защите работников, компенсирующие их работу в условиях повышенного риска.

По показателю индивидуального риска меньше  $10^{-4}$  год<sup>-1</sup>, но больше  $10^{-6}$  год<sup>-1</sup> проектируемые объекты относятся к зоне жесткого контроля риска. В зоне риск считается допустимым, когда приняты меры, позволяющие его снизить настолько, насколько это практически целесообразно. При этом выполняются следующие требования: в зоне находится ограниченное число людей в течение ограниченного отрезка времени; персонал объекта хорошо обучен и готов к действиям по локализации и ликвидации различных аварий и пожаров; в полном объеме предусмотрены меры по социальной защите работников, компенсирующие их работу в условиях повышенного риска; отработана система оповещения об опасных ситуациях.

Пострадавшие среди третьих лиц могут быть при авариях в местах пересечения трубопровода с автодорогами, а также среди работников охраны, объезжающих трубопроводы. Населенные пункты не попадают в зоны действия поражающих факторов аварии (все узлы арматуры и площадки камер пуска и приема находятся на значительном расстоянии от населенных пунктов).

В соответствии с приложением 6 к Руководству по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах», утв. Приказом Ростехнадзора от 03.11.2022 №387 по критерию «Возможное число погибших при наиболее опасной аварии» декларируемый объект находится в зоне малого (до 5 чел.) риска аварии.

В соответствии с приложением 6 к Руководству по безопасности «Методические основы анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах», утв. Приказом Ростехнадзора от 03.11.2022 №387 по критерию «Возможный материальный ущерб при НОА» декларируемый объект находится в зоне малого (до 10 млн.) риска аварии.

Рассчитанные показатели риска гибели от пожаров и взрывов при авариях на декларируемом объекте находятся на допустимом уровне согласно ст.93 Федерального Закона РФ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» от 22.07.2008 г. №123-ФЗ.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

2019/206/ДС190-PD-DPB2.TCH

Лист

97

### 3.3 Предложения по внедрению мер, направленных на уменьшение риска аварий

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 действующими нормативными документами. Поддержание достигнутого уровня обеспечивается:

- 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 в соответствии с требованиями техники безопасности, охраны труда и правил технической эксплуатации;
- 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 оборудования 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.

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

- 1) Для уменьшения вероятности разгерметизации трубопроводов:
  - периодическое техническое обслуживание, диагностика;
  - планово-предупредительные ремонты;

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

2019/206/ДС190-PD-DPB2.TCH

Лист

98

- качественное выполнение строительно-монтажных работ;
- контроль герметичности оборудования;
- усиление контроля за работой трубопроводов в зимнее время;
- повышение квалификации, обучение и проверка знаний рабочего персонала;

ла;

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 декларируемого объекта к действиям в условиях возникновения аварии или ЧС.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

2019/206/ДС190-PD-DPB2.TCH

Лист

99

#### 4 ПЕРЕЧЕНЬ ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. ГОСТ Р 22.0.01-2016. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Основные положения.
2. ГОСТ Р 12.3.047-2012. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля.
3. ГОСТ Р 55990-2014 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования.
4. Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».
5. Федеральный закон от 22.07.2008 №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».
6. СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания".
7. СанПиН 2.1.3684-21 «Санитарно-эпидемиологические требования к содержанию территорий городских и сельских поселений, к водным объектам...».
8. Свод правил СП 165.132 5800-2014, актуализированная редакция СНиП 2.01.51-90 «Инженерно-технические мероприятия гражданской обороны».
9. Свод правил СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.
10. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденные приказом Ростехнадзора №534 от 12.12.2020.
11. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств», утвержденные приказом Ростехнадзора от 15.12.2020 №533.
12. Постановление Правительства РФ от 30.12.2020 №2451 «Об утверждении Правил организации мероприятий по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов на территории РФ».
13. Руководство по безопасности «Методические основы анализа опасностей и оценка риска аварии на опасных производственных объектах», утвержденное Приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 03.11.2022 №387.
14. Руководство по безопасности "Методика анализа риска аварий на опасных производственных объектах нефтегазодобычи" (приложение 2), утвержденное Приказом Ростехнадзора №4 от 10.01.2023.
15. Руководство по безопасности "Методика оценки риска аварий на опасных производственных объектах нефтегазоперерабатывающей, нефте- и газохимической промышленности", утвержденное приказом Ростехнадзора №414 от 28.11.2022.
16. «Методические рекомендации по определению количества пострадавших при чрезвычайных ситуациях», утвержденные приказом МЧС России от 01.09.2007 № 1-4-60-9-9.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

2019/206/ДС190-PD-DPB2.TCH

Лист

100



17. Сборник методик по прогнозированию возможных аварий, катастроф, стихийных бедствий в РСЧС (книги 1 и 2). – М.: МЧС России, 1994.

18. СТО ЛУКОЙЛ 1.6.6-2023 «Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Управление рисками и экологическими аспектами», введен Приказом ПАО «ЛУКОЙЛ» №8 от 10.01.2024.

19. СТО ЛУКОЙЛ 1.6.6.1-2019 «Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Документация предпроектная и проектная. Оценка риска аварий и чрезвычайных ситуаций на опасных производственных объектах», введен Приказом ПАО «ЛУКОЙЛ» №149 от 26.08.2019.

20. СТО ЛУКОЙЛ 1.6.6.2-2019 Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Методика анализа риска аварий на сухопутных объектах нефтегазодобычи и промысловых трубопроводах.

21. СТО ЛУКОЙЛ 1.6.9.2-2019 «Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Документация предпроектная и проектная. Требования к составу и содержанию обосновывающих материалов», введен Приказом ПАО «ЛУКОЙЛ» №149 от 26.08.2019.

Инв. № подл.	Подп. и дата					Взам. инв. №					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	2019/206/ДС190-PD-DPB2.TCH					Лист
											101

## Таблица регистрации изменений

Таблица регистрации изменений								
Изм.	Номера листов (страниц)				Всего листов (страниц) в док.	Но- мер док.	Подпись	Дата
	изменен- ных	замененных	новых	аннулирован- ных				

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

2019/206/ДС190-PD-DPB2.TCH

Лист

102