



**Общество с ограниченной ответственностью
«НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ И ПРОЕКТНЫЙ
ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА »
УХТИНСКОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО ТЕХНИЧЕСКОГО
УНИВЕРСИТЕТА**

(ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»)

«Обустройство куста №155 Харьягинского месторождения»

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

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

Книга 4 «Промышленная безопасность»

09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ

Том 12.4



Общество с ограниченной ответственностью
«НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ И ПРОЕКТНЫЙ
ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА»
УХТИНСКОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО ТЕХНИЧЕСКОГО
УНИВЕРСИТЕТА

(ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»)

«Обустройство куста №155 Харьягинского месторождения»

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

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

Книга 4 «Промышленная безопасность»

09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ

Том 12.4

Взам. инв. №	
Подп. и дата	Заместитель директора – Главный инженер О.С. Соболева Главный инженер проекта Д.О. Гармашов
Инв. № подл.	

Обозначение	Наименование	Примечание
09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ-С	Содержание тома 12.4	1 л.
09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т	Промышленная безопасность.	
	Текстовая часть.	116 л.
09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Г	Графическая часть	7 л.
	Общее количество листов документов,	
	включенных в томе 12.4	124 л.

Согласовано

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

09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ-С						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата	
Разраб.		Михайлова				
Рук.груп.		Магус				
Н. контр.		Салдаева				
ГИП		Гармашов				
Содержание тома 12.4				Стадия	Лист	Листов
				П		1
				ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»		

Содержание

1	Общие сведения	5
1.1	Реквизиты организации	5
1.1.1	Полное и сокращенное наименование организации	5
1.1.2	Наименование вышестоящего органа - министерства или ведомства, компании, концерна (при наличии таковых) с указанием адреса и телефона	5
1.1.3	Фамилии, инициалы и должности руководителей организации	5
1.1.4	Полный почтовый адрес, телефон, факс и телетайп организации	5
1.1.5	Краткий перечень основных направлений деятельности организации, связанных с эксплуатацией объекта	5
1.1.6	Основные проектные решения	6
1.2	Перечень опасных составляющих объекта	7
1.2.1	Основные составляющие объекта	7
1.2.2	Сведения об использовании опасных веществ, обращающихся на проектируемом объекте	8
1.3	Сведения о месторасположении проектируемого объекта	8
1.3.1	Краткая характеристика местности, на которой располагается проектируемый объект ..	8
1.4	Сведения о персонале и населении	13
1.4.1	Сведения об общей численности персонала и численности наибольшей работающей смены проектируемого объекта	13
1.4.2	Перечень крупных близлежащих организаций и населенных пунктов, которые могут оказаться в зонах действия поражающих факторов максимальной гипотетической аварии, с указанием численности персонала и населения	14
2	Результаты анализа безопасности	16
2.1	Характеристика опасных веществ	16
2.2	Данные о технологии и аппаратурном оформлении	23
2.2.1	Принципиальная технологическая схема с обозначением основного технологического оборудования и кратким описанием технологического процесса по составляющим проектируемого объекта	23
2.2.2	Перечень основного технологического оборудования, в котором размещаются опасные	

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т					
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата
Разраб.	Михайлова				
Рук.груп.	Матус				
Н. контр.	Салдаева				
ГИП	Гармашов				
Промышленная безопасность				Стадия	Лист
Текстовая часть				П	1
				Листов	116
ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»					

вещества	28
2.2.3 Данные о распределении опасных веществ по оборудованию	29
2.3 Описание технических решений по обеспечению безопасности	31
2.3.1 Описание решений, направленных на исключение разгерметизации оборудования и предупреждение аварийных выбросов опасных веществ	31
2.3.2 Описание решений, направленных на предупреждение развития аварий и локализацию выбросов опасных веществ	33
2.3.3 Описание решений, направленных на обеспечение взрывопожаро-безопасности проектируемого объекта.....	35
2.3.4 Описание систем автоматического регулирования, блокировок, сигнализаций и других средств обеспечения безопасности.....	39
2.4 Основные результаты анализа риска.....	51
2.4.1 Анализ известных аварий.....	51
2.4.2 Анализ условий возникновения и развития аварий	60
2.4.3 Оценка риска аварий.....	76
3 Обеспечение требований промышленной безопасности	83
3.1 Сведения об обеспечении требований промышленной безопасности к эксплуатации проектируемого объекта.....	83
3.1.1 Сведения о профессиональной и противоаварийной подготовке персонала с указанием регулярности проверки знаний в области промышленной безопасности и порядка допуска персонала к работе	83
3.1.2 Сведения о системе управления промышленной безопасностью, включая данные о производственном контроле за соблюдением требований промышленной безопасности.....	87
3.1.3 Сведения о системе проведения сбора информации о произошедших инцидентах и авариях и анализе этой информации	92
3.1.4 Перечень проведенных работ по анализу опасностей и рисков, техническому диагностированию и экспертизе технических устройств	94
3.1.5 Сведения о соответствии условий эксплуатации действующего объекта требованиям норм и правил (с указанием нормативов, которым эти условия соответствуют).....	96
3.2 Сведения об обеспечении требований промышленной безопасности по готовности к действиям по локализации последствий аварий	97
3.2.1 Сведения о мероприятиях по локализации и ликвидации последствий аварий на проектируемом объекте	97

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т	Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док		Подп.

3.2.2	Сведения о составе противоаварийных сил, аварийно-спасательных и других служб обеспечения промышленной безопасности	98
3.2.3	Сведения о финансовых и материальных ресурсах для локализации и ликвидации последствий аварий.....	103
3.2.4	Сведения о системе оповещения в случае возникновения аварии на проектируемом объекте с приведением схемы оповещения и указанием порядка действий в случае аварии....	104
4	Выводы.....	108
4.1	Обобщенная оценка уровня безопасности с указанием наиболее опасных составляющих объекта и наиболее значимых факторов, влияющих на безопасность	108
4.2	Сравнительный анализ рассчитанных показателей риска аварии на проектируемом объекте со среднестатистическими показателями риска техногенных происшествий и/или критериями приемлемого риска	110
4.3	Перечень планируемых мер, направленных на уменьшение риска	111
	Библиография	113

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
			09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т				
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		

Аннотация

Настоящая книга разработана в составе Раздела 12 «Иная документация в случаях, предусмотренных федеральными законами» проекта «Обустройство куста №155 Харьягинского месторождения», выполненного на основании задания на проектирование ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», в соответствии с законодательством и стандартами Российской Федерации в области промышленной безопасности, чрезвычайных ситуаций и охраны окружающей среды.

В книге «Промышленная безопасность» представлены основные решения, обеспечивающие соответствующий уровень безопасности проектируемого объекта, рассчитан индивидуальный риск, который может сложиться при вводе опасных составляющих объекта в эксплуатацию.

В разделе «Общие сведения» представлены основные составляющие опасного производственного объекта, произведена идентификация в соответствии с действующими законодательными нормами Российской Федерации. Приведены сведения об инженерно-геологических изысканиях, климатические условия, которые могут влиять на показатели риска и аварийности проектируемого объекта. Представлено штатное расписание объекта и перечень близлежащих объектов, которые могут оказаться в зоне действия максимальных гипотетических аварий.

В разделе «Результаты анализа безопасности» приведен анализ всех технических решений, которые обеспечивают эксплуатацию объекта на уровне действующих законодательных и нормативных документов. Приведен подробный анализ риска, в рамках которого рассчитаны все сценарии возможных аварий и зоны действия поражающих факторов, количество персонала, который может пострадать в результате возникновения аварий и инцидентов.

Раздел «Обеспечение требований промышленной безопасности» регламентирует основные организационные мероприятия, принятые в ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», направленные на обеспечение должного уровня промышленной безопасности, охраны труда, перечень предупреждающих и корректирующих мероприятий, связанных с возможными ЧС и травматизмом.

В «Выводах» отображены основные результаты анализа безопасности и риска, приведены рекомендации, направленные на сохранение приемлемого уровня риска настоящего объекта.

Приведены ситуационные планы наиболее опасных аварий, которые возможны на составляющих опасного производственного объекта.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.	09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т						Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	4

1 Общие сведения

1.1 Реквизиты организации

1.1.1 Полное и сокращенное наименование организации

Территориальное производственное предприятие «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» (ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз»).

1.1.2 Наименование вышестоящего органа - министерства или ведомства, компании, концерна (при наличии таковых) с указанием адреса и телефона

ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»

169710, РК, г. Усинск, ул. Нефтяников,31

Телефон (82144) 5-53-60

Факс (82144) 4-13-38

postman@lk.lukoil.com

1.1.3 Фамилии, инициалы и должности руководителей организации

Директор

ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» Н.А. Новожилов

1.1.4 Полный почтовый адрес, телефон, факс и телетайп организации

ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз»

166000, Ненецкий АО, г. Нарьян-Мар, ул. Выучейского, д.28

Тел./факс +7(81853) 6-35-05

1.1.5 Краткий перечень основных направлений деятельности организации, связанных с эксплуатацией объекта

ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» является самым северным структурным подразделением ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».

Деятельность ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» осуществляется в особо сложных заполярных и приполярных условиях: с продолжительными зимами и морозами до минус 55 градусов по Цельсию, вечной мерзлотой, огромными расстояниями между промысловыми

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.	09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т						Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	5

объектами. Добыча здесь связана с большими технологическими трудностями, которые обусловлены особенностями нефти: ее высокой вязкостью, сильной загазованностью, большим количеством агрессивных компонентов и содержанием парафина.

Предметом деятельности ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» является:

- разведка нефтяных и газовых месторождений;
- добыча нефти и газа;
- комплексное освоение и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений;
- организация и осуществление деятельности по транспортировке добытых ресурсов до узлов магистральной сети трубопроводов;
- осуществление природоохранной деятельности в сферах добычи и транспортировки нефти и газа в рамках экологической программы общества;
- разработка технических проектов на строительство эксплуатационных и иных скважин;
- осуществление строительства, специализированных монтажно-наладочных работ, технического обслуживания и ремонта средств и систем автоматизации, контрольно-измерительных приборов.

1.1.6 Основные проектные решения

Настоящей проектной документацией предусматривается:

- Обустройство куста скважин № 155;
- Строительство нефтесборного коллектора куст №155 – т.вр. в НСК куст 56 – задв.№95.

Функциональным назначением проектируемого объекта является добыча и транспортировка добываемой жидкости. Проектируемый нефтесборный коллектор предназначен для транспортировки продукции от добывающих скважин до центрального пункта сбора Харьягинского нефтяного месторождения.

Объект входит в систему нефтесбора Харьягинского нефтяного месторождения комплексного цеха добычи нефти и газа № 5 (КЦДНГ-5) ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».

Автоматизация и управление технологическим процессом добычи и транспорта скважинной продукции Харьягинского месторождения позволяет эксплуатировать технологическое оборудование без постоянного присутствия обслуживающего персонала.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист
6

1.2 Перечень опасных составляющих объекта

1.2.1 Основные составляющие объекта

Перечень основного технологического оборудования проектируемого объекта «Обустройство куста №155 Харьягинского месторождения» представлен в таблице 1.

Таблица 1 – Основные опасные составляющие проектируемого объекта

Составляющие проектируемого объекта	Краткая характеристика составляющих объекта		
	Назначение	Состав	Проектная мощность
1. Площадка куста скважин №155	Добыча нефти	Добывающие скважины №№ 14ОЦ, 5211, 5212, 5213, 5215, 5216 (с переводом скважин №№ 14ОЦ, 5212 на нагнетание) Измерительная установка - 1 шт. Сепаратор-расширитель с газовым сепаратором – 1 шт. Емкость дренажная V=12,5 м ³ -1шт. Подогреватель путевой ПП-0,63 – 1шт. Блок автоматики подогревателя – 1 шт. Аппаратурный блок ИУ - 1 шт. Площадка КТП (1 шт.)	Дебиты скважин: Скв. №14ОЦ – 26,1 т/сут по жидкости и 24,1 т/сут по нефти; Скв. №5211 – 35,7 т/сут по жидкости и 32,8 т/сут по нефти; Скв. №5212 – 36,0 т/сут по жидкости и 33,4 т/сут по нефти; Скв. №5213 – 17,7 т/сут по жидкости и 16,6 т/сут по нефти; Скв. №5215 – 14,8 т/сут по жидкости и 13,9 т/сут по нефти Скв. №5216 – 34,7 т/сут по жидкости и 31,6 т/сут по нефти
	Транспорт продукции скважин до ИУ	Выкидные трубопроводы от устьев скважин до ИУ	Надземно, Ø89×6 мм Рабочее давление – 4,0 МПа Общая протяженность 384 м
2. Линейная часть	Транспорт продукции скважин	Нефтесборный коллектор от ИУ до условной границы проектирования (ось обвалования куста скважин)	Надземно, Ø114×6 мм, 57x5 мм Рабочее давление – 4,0 МПа Протяженность: 150 и 30 м
		Нефтесборный коллектор куст №155 – т.вр. в НСК куст 56 – задв.№95	Надземно, Ø114×6 мм Рабочее давление – 4,0 МПа Протяженность – 1416 м (плановая по ПК) Протяженность – 1445 м (с учетом компенсаторов) Проектные мощности по нефти – 152,5 т/сут; по жидкости – 165,0 м ³ /сут.

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

09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист

7

1.2.2 Сведения об использовании опасных веществ, обращающихся на проектируемом объекте

Сведения о единовременном размещении опасных веществ, обращающихся на проектируемом объекте, представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Сведения об использовании опасных веществ, обращающихся на объекте

Наименование вещества	Признаки идентификации								
	Кол-во, т	Воспламеняющиеся и горючие газы, т	Горючие жидкости, находящиеся на товарно-сырьевых складах и базах	Горючие жидкости, используемые в технологическом процессе или транспортируемые по магистральному трубопроводу, т	Токсичные вещ-ва, т	Высокотоксичные вещ-ва, т	Окисляющие вещ-ва, т	Взрывчатые вещ-ва, т	Вещества опасные для окружающей среды, т
Куст скважин № 155									
Нефть	4,261			4,261					
Попутный газ	0,408	0,408							
Нефтесборный коллектор									
Нефть	10,461			10,461					
Попутный газ	1,003	1,003							
Всего на проектируемом объекте, т		1,411		14,722					

По признаку наличия опасных веществ проектируемый объект «Обустройство куста №155 Харьягинского месторождения» относится к **четвертому классу опасности**: наличие горючих жидкостей, используемых в технологическом процессе в количествах более 1 т, но менее 20 т (приложение 2 табл. 2 №116-ФЗ от 21.06.1997г.).

1.3 Сведения о месторасположении проектируемого объекта

1.3.1 Краткая характеристика местности, на которой располагается проектируемый объект

В административном отношении район изысканий расположен в Ненецком автономном округе Архангельской области на территории МО МР «Заполярный район», в географическом отношении – в пределах Большеземельской тундры.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист

8

Участок работ расположен в пределах Харьягинского нефтяного месторождения, осваиваемого ООО «ЛУКОЙЛ Коми».

Район изысканий необжитый, окружной центр – г. Нарьян-Мар находится в 157 км к северо-западу от района работ. Ближайший населённый пункт – п. Харьягинский, расположенный в 3,9 км к востоку. Основной землепользователь – СПК «Путь Ильича».

Дорожная сеть представлена автодорогой «Усинск – Харьяга», внутрипромысловыми дорогами. Ситуационный план размещения проектируемого объекта представлен в графической части настоящего тома (09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Г1).

Климатические условия. Климат территории определяется его положением на крайнем северо-востоке Восточно-Европейской равнины на границе умеренного и субарктического климатических поясов в зоне атлантико-арктического влияния. Согласно СП 131.13330.2020, участок изысканий относится к I климатическому району, подрайон II.

Климат исследуемого района субарктический континентальный, суровый. Лето короткое, сырое и прохладное, зима долгая и холодная. Короткие переходные сезоны - осень и весна. Наблюдаются поздние весенние и ранние осенние заморозки, резкие колебания температуры в течение года и даже суток. Особенности климата исследуемой территории определяются географическим положением – близостью к Северному Ледовитому океану и, как следствие, малым количеством солнечной радиации зимой. Климат формируется преимущественно под воздействием арктических и, в меньшей степени, атлантических масс воздуха. Со стороны Сибири зимой нередко приходит континентальный воздух, принося сухую морозную погоду. Частая смена воздушных масс придает погоде в течение всего года большую неустойчивость.

Климатические параметры приведены по метеостанциям Хоседа-Хард и Мишвань и представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Климатические параметры по м. ст. Хоседа-Хард и Мишвань

Наименование		Хоседа-Хард	Мишвань
Климатический район		I	
Климатический подрайон		II	
Климатические параметры холодного периода года			
Температура воздуха наиболее холодных суток, °С,	обеспеченностью 0,98	-50	-49
	обеспеченностью 0,92	-48	-47
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки, °С,	обеспеченностью 0,98	-45	-44
	обеспеченностью 0,92	-42	-42

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инд. № подл.	09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т						Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	9

Наименование		Хоседа-Хард	Мишвань	
Температура воздуха, °С,	обеспеченностью 0,94	-28	-25	
Абсолютная минимальная температура воздуха, °С		-57	-52	
Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее холодного месяца, °С		9,8	9,8	
Продолжительность, сут, и средняя температура воздуха °С, периода со средней суточной температурой воздуха	≤ 0°С	продолжительность	226	220
		средняя температура	-13,0	-12,3
	≤ 8°С	продолжительность	291	289
		средняя температура	-9,1	-8,3
	≤ 10°С	продолжительность	310	307
		средняя температура	-8,0	-7,3
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее холодного месяца, %		82	80	
Средняя месячная относительная влажность воздуха в 15ч. наиболее холодного месяца, %		81	80	
Количество осадков за ноябрь – март, мм		144	148	
Преобладающее направление ветра за декабрь – февраль		Ю	Ю	
Максимальная из средних скоростей ветра по румбам за январь, м/с		6,7	4,6	
Средняя скорость ветра, м/с, за период со средней суточной температурой воздуха ≤ 8°С		4,2	3,3	
Климатические параметры теплого периода года				
Барометрическое давление, гПа		1001	1002,5	
Температура воздуха, °С, обеспеченностью 0,95		17	17	
Температура воздуха, °С, обеспеченностью 0,98		22	21,5	
Средняя максимальная температура воздуха наиболее теплого месяца, °С,		19,5	14,6	
Абсолютная максимальная температура воздуха, °С,		34	35	
Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее теплого месяца, °С		11,4	11,8	
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее теплого месяца, %		75	71	
Средняя месячная относительная влажность воздуха в 15 ч наиболее теплого месяца, %		62	59	
Количество осадков за апрель – октябрь, мм		320	322	
Суточный максимум осадков, мм		51	65	
Преобладающее направление ветра за июнь-август		С	С	
Минимальная из средних скоростей ветра по румбам за июль, м/с		3,1	3,1	

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т	Лист
							10

Опасные природные гидрометеорологические процессы и явления. Согласно Приложений Б, В СП 11-103-97 к опасным гидрометеорологическим процессам в районе строительства отнесены:

1. Ураганные ветры, смерчи. Рассматриваемая территория не выделена как смерчопасная зона или район, а отнесена к районам, где смерчи возможны в принципе.

2. Сильные ветры. Сильные ветры скоростью не менее 15 м/с в районе работ наблюдаются ежегодно. Сильный ветер при скорости более 30 м/с и порывах 40 м/с наблюдается в районе работ (м.ст. Хорей-Вер) не наблюдался.

3. Снежные заносы. Систематические наблюдения за снежными заносами на метеостанциях не ведутся, поэтому можно судить об их возможных масштабах на основании косвенных данных о температуре воздуха, твердых осадках, снежном покрове, ветре и метелях, которые являются главными природными факторами формирования снежных заносов.

Потенциальная продолжительность периода снежных заносов определяется длительностью периода с отрицательными температурами воздуха, продолжительностью залегания и характеристиками снежного покрова, объемом твердых осадков, повторяемости ветра более 6 м/с и метелей. Снежные заносы обычно наблюдаются в холодный период с октября по май. Метели начинаются при скорости ветра более 7 м/с на высоте 2 м от земли, но уже при скорости 6 м/с наблюдается поземок.

Объем снежных отложений у препятствий зависит от характера метели и особенностей препятствий (высота, просветность, размеры по отношению к снегопереносу). Наибольший снегоперенос происходит при сильных общих метелях, когда переносится снег как от снегопадов, так и поднимаемый ветром с поверхности. Направление снегопереноса зависит от направления ветра. Преобладающее направление ветров с западной стороны, составляющей в зимнее время, приводит к формированию значительных снежных заносов у препятствий, расположенных поперек фронта метели, т.е. с юга на север.

4. Гололед, вызывающий утяжеление конструкций сооружения вследствие их покрытия льдом, изморозью. Гололед (отложение льда на проводах толщиной стенки более 25 мм) в регионе имеют фронтальное происхождение и наблюдаются в холодное время года при прохождении теплых фронтов.

5. Дождь с осадками более 50 мм за 12 часов и менее. В рассматриваемом районе возможны дожди и ливни, отвечающие критериям опасным явлениям.

6. Наводнение (затопление) – затопление сооружений, располагаемых в зоне воздействия процесса.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист

11

Опасные инженерно-геологические процессы. На территории строительства наиболее характерными физико-геологическими процессами являются геокриологические процессы, морозное пучение грунтов, подтопление и заболачивание.

Геокриологические процессы

Район изысканий находится в зоне сплошного распространения многолетнемерзлых пород (ММП). Среднегодовые температуры пород составляют минус 1-2°C. Большие площади территории заняты болотами и плоскими полигональными торфяниками с температурой пород минус 1,5-2,0°C.

На исследуемом участке вскрытая мощность многолетнемерзлых грунтов достигает 14,5 м. Многолетнемерзлые грунты представлены верхнечетвертичными-современными озерно-аллювиальными суглинками нельдистыми (ИГЭ-1м) и слабольдистыми (ИГЭ-2м).

Процессы пучения грунтов (сезонного и многолетнего)

Территория изысканий относится к зоне развития сезонномерзлых пород. Глубина сезонного промерзания зависит от вида грунта, наличия почвенно-растительного слоя и снежного покрова.

Нормативная глубина сезонного промерзания (СМС) талых грунтов составляет для торфов 1,51 м, для суглинков 2,44-2,60 м/ Нормативная глубина сезонного промерзания (СМС) многолетнемерзлых грунтов при обратном промерзании составляет для суглинков 3,43-3,69 м.

По степени морозной пучинистости грунты в зоне сезонного промерзания-оттаивания относятся:

- торф среднеразложившийся (ИГЭ-1) – к сильнопучинистым;
- суглинок тяжелый пылеватый тугопластичный (ИГЭ-2) – к слабопучинистым;
- суглинок тяжелый пылеватый мягкопластичный (ИГЭ-3) – к сильнопучинистым;
- суглинок нельдистый (ИГЭ-1м) – к сильнопучинистым;
- суглинок слабольдистый (ИГЭ-2м) – к сильнопучинистым.

При строительстве следует не допускать переувлажнения грунтов в зоне сезонного промерзания, так как это может привести к увеличению сил морозного пучения грунтов.

По категории опасности процессов, согласно таблице 5.1 СП 115.13330.2016, участок работ характеризуется как весьма опасный по пучению в естественных условиях (площадная пораженность территории более 75%).

Заболачивание

Наиболее распространенными из опасных инженерно-геологических процессов и явлений, осложняющих строительство и эксплуатацию сооружений на участке изысканий, являются процессы заболачивания.

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

						09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т	Лист
							12
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		

Причинами заболачивания являются зона избыточного увлажнения, затрудненный поверхностный сток, равнинный слаборасчлененный рельеф, незначительная глубина эрозионного вреза большинства рек, их замедленный сток, наличие многолетней мерзлоты, нарушение естественного рельефа при строительстве сооружений.

Органические грунты представлены болотными отложениями, болотные отложения представлены отложениями торфа верхового типа. Мощность торфа на изыскиваемой территории 0,2-0,8 м.

При проектировании и строительстве на торфах рекомендуется проведение специальных мероприятий: устройство дренажа; уплотнение основания временной или постоянной нагрузкой с устройством дренажа; выторфовка слоев торфа с заменой его минеральным грунтом – на участках развития торфов с мощностью менее 2,0 м или устройство фундаментов ниже глубины залегания торфа.

Подтопление

Категория опасности по площадной пораженности территории процессом подтопления с учетом прогноза – опасная (площадная пораженность территории 50-75%), согласно таблице 5.1 СП 115.13330.2016.

Основными причинами возникновения и развития подтопления также могут являться нарушение естественного стока при проведении строительных работ; барражный эффект при строительстве заглубленных подземных сооружений.

Согласно СП 14.13330.2018, на основании общего сейсмического районирования территории Российской Федерации ОСР-2015 (карты А, В, С) расчетная сейсмическая интенсивность территории соответствует 5 и 6 баллам. Категория опасности согласно таблице 5.1 СП 115.13330.2016 – умеренно-опасная.

По совокупности факторов, в соответствии с СП 47.13330.2016 (приложение Г) территория работ, по инженерно-геологическим условиям, относится к II категории сложности.

1.4 Сведения о персонале и населении

1.4.1 Сведения об общей численности персонала и численности наибольшей работающей смены проектируемого объекта

Проектируемый объект «Обустройство куста №155 Харьягинского месторождения» входит в зону производственной деятельности комплексного цеха по добыче нефти и газа КЦДНГ №5 ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».

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

						09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т	Лист
							13
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		

Автоматизация и управление технологическим процессом добычи и транспортировки скважинной продукции Харьгинского месторождения позволяет эксплуатировать технологическое оборудование без постоянного присутствия обслуживающего персонала. Персонал находится на объекте эпизодически для визуального осмотра объектов и оборудования, оперативной регулировки оборудования, ремонта.

Эксплуатация и техническое обслуживание проектируемого оборудования будет осуществляться существующим персоналом бригад по добыче нефти и газа КЦДНГ №5 ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз». Дополнительный персонал для обслуживания проектируемого объекта не предусматривается. Максимальная численность персонала при обслуживании проектируемого объекта составляет 2 человека.

1.4.2 Перечень крупных близлежащих организаций и населенных пунктов, которые могут оказаться в зонах действия поражающих факторов максимальной гипотетической аварии, с указанием численности персонала и населения

В административном отношении район изысканий расположен в Ненецком автономном округе Архангельской области на территории МО МР «Заполярный район», в географическом отношении – в пределах Большеземельской тундры.

Участок работ расположен в пределах Харьгинского нефтяного месторождения, осваиваемого ООО «ЛУКОЙЛ Коми».

Район изысканий необжитый, окружной центр – г. Нарьян-Мар находится в 157 км к северо-западу от района работ. Ближайший населённый пункт – п. Харьгинский, расположенный в 3,9 км к востоку. Основной землепользователь – СПК «Путь Ильича».

Дорожная сеть представлена автодорогой «Усинск – Харьга», внутрипромысловыми дорогами. Ситуационный план размещения проектируемого объекта представлен в графической части настоящего тома (09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Г1).

На прилегающей к проектируемому объекту территории население отсутствует. В случае реализации аварий на площадке куста скважин, поражения населения ближайших населенных пунктов не ожидается.

Ближайшими потенциально опасными объектами являются действующие объекты нефтедобычи Харьгинского месторождения. Аварии на ближайших потенциально опасных объектах не могут стать причиной возникновения ЧС на проектируемом объекте в виду своей удаленности.

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

						09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т	Лист
							14
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		

Проектируемый нефтесборный коллектор пересекает искусственные преграды и сооружения. Перечень преград и сооружений, пересекаемых проектируемым трубопроводами, представлен в томе 2.2 (09-07-2НИПИ/2022-1-ПЗУ2). Также трасса проектируемого трубопровода пересекает реку Лек-Харьяха.

Настоящим проектом выдержаны нормативные расстояния от ВЛ 6 – 220кВ – не менее высоты опоры ВЛ до нефтесборного коллектора.

Пересечения со всеми коммуникациями выполнены в соответствии с действующими нормами и правилами.

Настоящим проектом выдержано нормативное расстояние при пересечении проектируемыми трубопроводами:

- существующих трубопроводов – не менее 350 мм в свету;
- существующих кабелей – не менее 0,5 м в свету;

Пересечения со всеми коммуникациями выполнены в соответствии с действующими нормами и правилами. Угол пересечения с коммуникациями составляет не менее 60°.

Для обеспечения нормальных условий эксплуатации и исключения возможности повреждения проектируемых трубопроводов частично или полностью вдоль трасс установлена охранная зона в виде участка земли, ограниченного условными линиями, находящимися в 25 м от оси трубопроводов с каждой стороны.

Магистральных дорог и водных транспортных путей и других транспортных коммуникаций, способных стать причиной возникновения ЧС в районе проектируемого объекта нет. Влияния поражающих факторов по ГОСТ Р 22.0.07-2022 от источников техногенной ЧС на проектируемом объекте гипотетически не возможны.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				

2 Результаты анализа безопасности

2.1 Характеристика опасных веществ

На опасном производственном объекте «Обустройство куста №155 Харьягинского месторождения» обращаются пожароопасные вещества: нефть (в т.ч. в виде водонефтяной эмульсии), попутный нефтяной газ. Характеристика опасных веществ приведена в таблицах 4-5.

Таблица 4 – Характеристика опасного вещества – нефти

Наименование параметра	Параметр	Источник
1. Название вещества 1.1. Химическое 1.2. Торговое	Смесь высших предельных углеводородов Нефть	Лазарев Н. В. «Вредные вещества в промышленности», том 1
2. Формула: Эмпирическая Структурная	C_nH_{2n+2} CH ₃ -CH ₂ -...-CH ₂ -CH ₃	
3. Состав, масс. %: – серы, – парафина, – смол, – асфальтенов, – газовый фактор, м ³ /т	0,2 15,85 4,3 0,25 83	Данные лабораторных исследований
4. Общие данные: 4.1. Молекулярная масса 4.2. Температура кипения, °С (при давлении н.у.) 4.3. Плотность при 20°С, кг/м ³ 4.4. Вязкость, мПа·с при 20°С	н.д. 102 8355 24	Данные лабораторных исследований
5. Данные о пожаро-взрывоопасности: 5.1. Температура вспышки, °С 5.2. Температура самовоспламенения, °С 5.3. Температура застывания, °С 5.4. Пределы взрываемости, %: – нижний – верхний	-35 - +34 475 – 750 - 11,98 2,4 9,0	ГОСТ 6356-75 ГОСТ 12.1.004-91 ГОСТ 20287-91
6. Данные о токсической опасности ПДК в воздухе рабочей зоны,	III-й класс опасности	ГОСТ 12.1.005-88

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист

16

Наименование параметра	Параметр	Источник
мг/м ³ ПДК в атмосферном воздухе, мг/м ³	10 5	
7. Реакционная способность	Пары нефти могут образовывать взрывоопасные концентрации с окислителями (кислород воздуха).	«Пожаровзрывоопасность веществ и материалов и средства их тушения», т. 1,2, под ред. Баратова А. Н
8. Запах	Запах углеводородов. Зависит от состава нефти (обусловлен наличием сернистых и ароматических соединений в нефти)	Химическая энциклопедия в 5 томах. Том 3. «Большая Российская энциклопедия». М., 1992
9. Коррозионная активность	Коррозионное воздействие оказывают сернистые соединения, содержащиеся в нефти, эффект воздействия зависит от их концентрации. Обладает ярко выраженными коррозионно-активными свойствами	Лазарев Н. В. «Вредные вещества в промышленности», том 1
10. Меры предосторожности	Оборудование производственных помещений должны быть герметизированы. Помещения должны быть снабжены приточно-вытяжной вентиляцией. Запрещается обращение с открытым огнем. Искусственное освещение должно быть во взрывопожаробезопасном исполнении. Не допускается использование инструментов, дающих при ударе искру. При возникновении неисправностей применять меры по их устранению.	Лазарев Н. В. «Вредные вещества в промышленности», том 1 «Пожаровзрывоопасность веществ и материалов и средства их тушения», т. 1,2, под ред. Баратова А.Н.
11. Воздействие на людей и окружающую среду, в том числе от поражающих факторов аварии	Длительное дыхание паров вызывает головную боль, слабость, сердцебиение. При хроническом воздействии заболеваемость органов дыхания, функциональные нарушения со стороны ЦНС, ЖКТ; при контакте: дерматиты, пигментация, эритема,	Лазарев Н. В. «Вредные вещества в промышленности», том 1

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист

17

Наименование параметра	Параметр	Источник
	<p>угри, бородавки, шелушение.</p> <p>Многие химические соединения, содержащиеся в нефти, могут оказывать канцерогенное действие. В результате воздействия поражающих факторов аварии на людей возможно:</p> <ul style="list-style-type: none"> - токсическое отравление человека парами нефти и продуктами ее неполного сгорания при пожарах; - термические ожоги при воспламенении нефти; - поражение человека воздушной ударной волной и осколками разрушенного оборудования. <p>В результате воздействия поражающих факторов аварии на окружающую среду возможно:</p> <ul style="list-style-type: none"> - загрязнение земельных и водных ресурсов нефтью; - загрязнение атмосферы летучими низкомолекулярными углеводородами при свободном испарении нефти; - загрязнение атмосферы продуктами неполного сгорания нефти. 	
12. Средства защиты	<p>При работе с высокими концентрациями (зачистка цистерн, баков и т.д.) шланговые противогазы с принудительной подачей воздуха (ПШ-1, ПШ-2, ДПА-5 и др.), при меньших концентрациях углеводородов в воздухе – фильтрующий промышленный противогаз марки А. Для смывания нефти с кожных покровов – сульфированное касторовое или прованское масло. Защитные мази и пасты ХИОТ-6, ИЭР-1. Спецдежда, спец. обувь, ее стирка и очистка.</p>	Лазарев Н. В. «Вредные вещества в промышленности», том 1
13. Методы перевода вещества в безвредное состояние	<p>Вентиляция помещения, с целью уменьшения концентрации паров сернистых и ароматических соединений в воздухе, создание</p>	Лазарев Н. В. «Вредные вещества в промышленности», том 1

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист

18

Наименование параметра	Параметр	Источник
	водяных завес и преград. Методы сбора нефти: ручной; механический. При сборе нефти применяется сорбционный материал. Собранная нефть отдается на комплекс по переработке нефтепродуктов	
14. Меры первой помощи пострадавшим от воздействия поражающих факторов при аварии	<p>Вынести пострадавшего из отравленной атмосферы, освободить от одежды. Покой, тепло. Крепкий сладкий чай, настойка валерианы или пустырника. Глютаминовая кислота (1,0 г), аскорбиновая кислота (0,1 г), витамин В6 (0,02 г), пангамат натрия (0,01 г). Промывание глаз 2% раствором соды. При потере сознания вдыхание хлора или нашатырного спирта (с ватки). Сердечные средства: раунатин (по 1 мл), кофеин (10%). В тяжелых случаях – искусственное дыхание «рот в рот» и «рот в нос» с последующим подключением аппаратов искусственного дыхания (до самостоятельного дыхания или появления трупных пятен),</p> <p>Внутривенно: лобелин (1 мл 1%-го раствора) или бемегрид (2 мл 0,5%-го р-ра), либо внутримышечно цититон (1 мл). Применение адреналина и адреналиноподобных препаратов противопоказано! При попадании на кожу смыть мылом с водой; при воспалении кожи смазывать 2% раствором борной кислоты.</p> <p>При термических ожогов вынести пострадавшего на свежий воздух, покой, тепло, освободить от одежды, приложить холод на 20-30 мин в случае ожоговых пузырей или накрыть сухой чистой тканью в случае нарушения целостности ожоговых пузырей и кожи вызвать скорую помощь.</p>	Лазарев Н. В. «Вредные вещества в промышленности», том 1

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист

19

Таблица 5 – Характеристика опасного вещества – попутного нефтяного газа

Наименование параметра	Параметр	Источник
1. Название вещества 1.1. Химическое 1.2. Торговое	Смесь легких углеводородов Попутный нефтяной газ	Лазарев Н. В. «Вредные вещества в промышленности», том 1
2. Формула	-	-
3. Состав, % : - сероводород - диоксид углерода - азот+инертные и др. - гелий - метан - этан - пропан - изобутан - нормальный бутан - изопентан - нормальный пентан - гексаны	Отс. 0,98 2,731 0,035 58,5 16,4 11,02 0,96 4,62 0,97 2,04 1,76	Данные лабораторных исследований
4. Общие данные Молекулярная масса г/моль температура кипения, °С Плотность при 20°С, кг/м ³	27,35 1,155	Данные лабораторных исследований
5. Данные о пожаровзрывоопасности 5.1. Температура вспышки в о.т., °С 5.2. Температура самовоспламенения, °С 5.3. Теплота сгорания, низшая, ккал/м ³ 5.4. Пределы взрываемости, %об.: – нижний – верхний	-35 - +34 260 – 375 Ок 9000,0 1,8 15,0	ГОСТ 31369-2008 (ИУС 3-2009)
6. Данные о токсической опасности: 6.1. ПДК в воздухе рабочей зоны	300 мг/м ³ (IV класс опасности)	Лазарев Н. В. «Вредные вещества в промышленности», том 1

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист

20

Наименование параметра	Параметр	Источник
6.2. ПДК в атмосферном воздухе	5,00 мг/м ³ (ОБУВ) не регламентируется	
6.3. Летальная токсодоза, LC _{t50}	-	
6.4. Пороговая токсодоза PC _{t50}	-	
7. Реакционная способность	Химические свойства попутного газа определяются наличием в ее составе различных групп углеводородов, CO ₂ . Образуется взрывоопасные смеси с кислородом воздуха	«Пожаровзрывоопасность веществ и материалов и средства их тушения», т. 1,2, под ред. Баратова А.Н.
8. Запах	Не имеет запаха	-
9. Коррозионная активность	Не коррозионноактивен	-
10. Меры предосторожности	Оборудование и аппараты производственных помещений должны быть герметизированы. Помещения должны быть снабжены приточно-вытяжной вентиляцией. Запрещается обращение с открытым огнем. Искусственное освещение должно быть во взрывопожаробезопасном исполнении. Не допускается использование инструментов, дающих при ударе искру. При загорании метана применимы следующие средства пожаротушения: распыляемая вода, объемное тушение, порошки ПСБ, ПФ. Необходимо соблюдать правила личной гигиены. Ежегодный медицинский контроль	Лазарев Н. В. «Вредные вещества в промышленности», том 1 «Пожаровзрывоопасность веществ и материалов и средства их тушения», т. 1,2, под ред. Баратова А.Н.
11. Воздействие на людей и окружающую среду, в том числе от поражающих факторов аварии	Является сильным наркотиком. Действие его на организм человека ослабляется ничтожной растворимостью его в воде и крови, поэтому наркотический эффект проявляется только при воздействии на животных. Первые признаки отравления человека: учащение пульса, увеличение объема дыхания, ослабление внимания, координации мышечных движений. При более сильном отравлении – рвота, головная боль, слабость, бледность, глухие	Лазарев Н. В. «Вредные вещества в промышленности», том 1

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист

21

Наименование параметра	Параметр	Источник
	тоны сердца, низкое кровяное давление, ослабление брюшных рефлексов, патологические рефлексы, потеря сознания. Вдыхание паров может вызвать меланодермию – покраснение, зуд, позднее сетчатую или пятнистую пигментацию кожи.	
12. Средства защиты	Индивидуальные средства защиты согласно типовым нормам, в том числе фильтрующий противогаз марки А, В; изолирующие шланговые противогазы с принудительной подачей сжатого воздуха (при высоких концентрациях), спецодежда	Лазарев Н. В. «Вредные вещества в промышленности», том 1
14. Меры первой помощи пострадавшим от воздействия поражающих факторов при аварии	В случае удушья вынести пострадавшего на открытый воздух, вызвать медицинского работника. Давать с перерывами кислород. При остановке дыхания немедленно применить искусственное дыхание до восстановления самостоятельного дыхания. Срочная госпитализация. При термических ожогах вынести пострадавшего на свежий воздух, покой, тепло, освободить от одежды, приложить холод на 20-30 мин в случае ожоговых пузырей или накрыть сухой чистой тканью в случае нарушения целостности ожоговых пузырей и кожи вызвать скорую помощь.	Лазарев Н. В. «Вредные вещества в промышленности», том 1

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

09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист

22

2.2 Данные о технологии и аппаратурном оформлении

2.2.1 Принципиальная технологическая схема с обозначением основного технологического оборудования и кратким описанием технологического процесса по составляющим проектируемого объекта

Добыча нефти

Настоящей проектной документацией предусмотрено обустройство куста скважин №155 Харьягинского месторождения.

На кусте скважин №155 расположены шесть проектируемых добывающих скважин (№№ 14ОЦ, 5211, 5212, 5213, 5215, 5216). Скважины 14ОЦ, 5212 после отработки на нефть переводятся под нагнетание (система заводнения).

Дебиты скважин приняты, согласно исходных данных ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» и составляют:

Скв. №14ОЦ – 26,1 т/сут по жидкости и 24,1 т/сут по нефти;

Скв. №5211 – 35,7 т/сут по жидкости и 32,8 т/сут по нефти;

Скв. №5212 – 36,0 т/сут по жидкости и 33,4 т/сут по нефти;

Скв. №5213 – 17,7 т/сут по жидкости и 16,6 т/сут по нефти;

Скв. №5215 – 14,8 т/сут по жидкости и 13,9 т/сут по нефти

Скв. №5216 – 34,7 т/сут по жидкости и 31,6 т/сут по нефти

Технологическим процессом для куста скважин №155 предусмотрено:

- механизированный способ добычи продукции скважин с помощью установок погружных электроцентробежных насосов типа УЭЦН, с расположением станции управления на площадке КТП;
- транспортировка нефтегазовой эмульсии от устьев скважин до измерительной установки (ИУ), затем до расширителя и далее до путевого подогревателя;
- замер количественных показателей нефтегазовой эмульсии в ИУ;
- сепарация нефтегазовой эмульсии в расширителе с щелевым газовым сепаратором при давлении не более 4,0 МПа. Давление в газовой линии на подогреватель поддерживается на уровне 0,4 МПа при помощи регулирующего клапана;
- подача газа в качестве топлива на подогреватель с промежуточным теплоносителем от щелевого газового сепаратора через счетчик газа, входящий в обвязку блока;
- подогрев нефтегазовой эмульсии на подогревателе с промежуточным теплоносителем;
- транспортировка нефтяной эмульсии от путевого подогревателя до границы площадки куста (оси обвалования);

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Иув. № подл.	09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т		Лист
											23

- сброс продукции скважины из обвязки измерительной установки, с расширителя и газового сепаратора, а также теплоносителя с подогревателя в случае проведения аварийных и ремонтных работ осуществляется в дренажную емкость с последующей откачкой передвижной автотехникой.

Основные технологические решения для куста скважин №155 отражены в принципиальной технологической схеме объекта проектирования в графической части данного тома (09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Г2).

Согласно Технических условий на проектирование, устья скважин оборудованы тройниковыми незамерзающими обратными клапанами (соответственно способу эксплуатации), а также предусмотрена возможность установки средств контроля давления.

В состав сооружений и основного оборудования для обустройства площадки куста скважин №155 входят:

- погружная установка электроцентробежного насоса (6 шт.);
- арматура фонтанная АФК1Э-65х35 К1 ХЛ1 (6 шт.) с рабочим давлением 35 МПа. До установки на устье, фонтанная арматура должна быть опрессована в собранном виде на пробное давление, предусмотренное паспортом;
- механизм депарафинизации скважин типа МДС-010 (6 шт.);
- автоматизированная измерительная установка (1 шт.);
- емкость дренажная типа ЕП-12,5-1600-1300-3, V=12,5 м³;
- свеча рассеивания газа с дренажной емкости;
- места под перспективные установки дозирования реагента (УДР) (6 шт.);
- подогреватель путевой с промежуточным теплоносителем ПП-0,63;
- сепаратор-расширитель нефтегазовый в комплекте с щелевым газовым сепаратором V=2 м³, P=4,0 Мпа;
- выкидные трубопроводы Ду80 мм от фонтанных арматур скважин до измерительной установки;
- нефтесборный коллектор Ду100 мм от измерительной установки до расширителя, от расширителя до путевого подогревателя и от путевого подогревателя до условной границы проектирования;
- газопровод Ду50 от расширителя в комплекте с щелевым газовым сепаратором до подогревателя путевого;
- дренажные трубопроводы Ду50 мм от измерительной установки, путевого подогревателя, расширителя и с СППК расширителя и газового сепаратора до емкости дренажной.

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

09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист

24

Согласно ГОСТ 32569-2013 и Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности выкидные трубопроводы от устьев скважин до измерительной установки, нефтесборный коллектор от измерительной установки до расширителя, от расширителя до путевого подогревателя и от путевого подогревателя до оси обвалования куста относятся к группе А, подгруппе б, категории I. Газопровод от щелевого газового сепаратора до путевого подогревателя, трубопроводы сброса газа с СППК в дренажный трубопровод, трубопровод подачи газа с дренажной емкости на свечу рассеивания относятся к группе Б, подгруппе а, категории II. Дренажные трубопроводы относятся к группе А, подгруппе б, категории II.

Все технологическое оборудование для сбора и транспорта добываемой продукции на кустах скважин запроектировано на максимальное давление 4,0 МПа.

Арматура, принятая данной проектной документацией, имеет класс герметичности затвора А согласно ГОСТ Р 9544-2015.

Проектом принята надземная прокладка трубопроводов выкидных линий и сборного коллектора. Дренажная линия прокладывается надземно и подземно.

Для надземных технологических трубопроводов и подземного дренажного трубопровода используются трубы бесшовные холоднодеформированные из стали марки 09Г2С. Трубопроводы выполнены в тепловой изоляции с электрообогревом.

Решения по системе ППД

В настоящей проектной документации предусматривается строительство системы поддержания пластового давления с обвязкой нагнетательных скважин №14 ОЦ, 5212. Технологическая схема системы ППД представлена в графической части данного тома (09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.ГЗ).

Приемистость нагнетательных скважин принята согласно исходным данным и техническим условиям на разработку проектной документации и составляет:

скв.14 ОЦ - 115,4 м³/сут. (100,3 м³/сут. с учетом 15% запаса);

скв.5212 - 115,4 м³/сут. (100,3 м³/сут. с учетом 15% запаса);

Технологическим процессом предусмотрено:

- транспортировка рабочего агента от оси обвалования площадки куста скважин №155 до устья нагнетательных скважин № 14 ОЦ, 5212;

- подача воды в нагнетательные скважины № 14 ОЦ, 5212.

Подбор насоса, монтаж устьевого арматуры и обустройство подземной части водозаборных скважин данной проектной документацией не предусмотрено.

Каждая обустраиваемая нагнетательная скважина оборудована:

- обратным клапаном Ду 65, Ру21МПа, климатическое исполнение ХЛ1 (входит в состав устьевого арматуры);

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

						09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		25

- задвижкой дроссельной штуцерной Ду 65, Ру21МПа, (входит в состав устьевой арматуры) климатическое исполнение ХЛ1 - предназначен для ступенчатого регулирования расхода жидкости;
- отключающей задвижкой Ду 80, Ру21МПа, климатическое исполнение ХЛ1;
- вентилем - спускником Ду 20, Ру21МПа, климатическое исполнение ХЛ1;
- вентилем - пробоотборником Ду15, Ру 21Мпа, климатическое исполнение ХЛ1;
- прибором учета воды - датчик расхода жидкости «ВЗЛЕТ МР» (УРСВ-722 Ех) (1Exd[ib]IIС Т6 Gb Х, IP65), или аналогичного, согласно опросному листу рабочей документации, с системой телемеханики осуществляющей сбор, хранение и передачу информации.

Согласно ГОСТ 32569-2013 табл. 5.1 проектируемый водовод системы ППД, наружным диаметром 89мм, 114мм относится к группе транспортируемой среды В, категория I.

Все технологическое оборудование запроектировано на максимальное рабочее давление 21,0МПа в климатическом исполнении ХЛ1.

Для строительства обвязок нагнетательных скважин и водоводов проектом приняты трубы стальные бесшовные по ГОСТ 32678-2014. Трубопроводы прокладываются надземно в тепловой изоляции с электрообогревом.

Промысловые трубопроводы

В настоящем томе предусматривается строительство нефтесборного коллектора от куста №155 Харьягинского месторождения. Перечень проектируемых трубопроводов с характеристиками представлен в таблице 6.

Таблица 6 – Перечень проектируемых трубопроводов с характеристиками

Наименование	Назначение*	Диаметр и толщина стенки, мм	Протяженность плановая м	Протяженность с учетом компенсаторов*, м	Промысловые трубопроводы СП 284.1325800.2016		Рабочее давление, МПа
					Класс	Категория по назначению	
Нефтесборный коллектор куст №155 – т.вр. в НСК куст 56 – задв.№95	Н	114x6	1416	1445	III	II	4,0
Примечание: Н- нефтепровод							

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т	Лист
							26

Проектируемый нефтесборный коллектор предназначен для транспортировки продукции от добывающих скважин до центрального пункта сбора Харьягинского нефтяного месторождения.

Схема линейного объекта представлена на чертеже 09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Г4.

Проектная мощность проектируемого нефтесборного коллектора представлена в таблице 7.

Таблица 7 – Проектные мощности проектируемого трубопровода

Наименование	Назначение	Проектные мощности		
		Добыча жидкости, м ³ /сут	Добыча нефти, т/сут	Объем закачки, м ³ /сут
Нефтесборный коллектор куст №155 – т.вр. в НСК куст 56 – задв.№95	Н	165,0	152,5	-
Газовый фактор добываемой нефти составляет 83 м ³ /т				

Согласно СП 284.1325800.2016 проектируемый нефтесборный коллектор по диаметрам относится к III классу, по назначению проектируемый трубопровод относится ко II категории.

В соответствии с требованиями СП 284.1325800.2016 с учетом надземной прокладки по территории распространения многолетнемерзлых грунтов по трассе проектируемого нефтесборного коллектора предусмотрена категория II на всем протяжении трасс.

В соответствии с геологическими условиями и по согласованию с Заказчиком настоящим проектом предусмотрена надземная прокладка проектируемого нефтесборного коллектора на опорах на высоте 1,5-3,5 м над поверхностью земли, со средним шагом опор для трубопровода Ду100 – 6 м. Рабочее давление – 4,0 МПа.

Для строительства прямолинейных участков проектируемых трубопроводов проектом принята труба бесшовная горячедеформированная из стали с минимальным пределом прочности - 470 Н/мм², минимальным пределом текучести - 265 Н/мм², классом прочности K48-K50, с гарантией обеспечения ударной вязкости основного металла трубы не ниже KCU=34.3 Дж/см² (3,5 кгс м/см²) при температуре испытания минус 60°С. Внутреннее двухслойное заводское антикоррозионное покрытие на основе эпоксидных порошковых материалов (наплавляемых красок) по фенольному праймеру с температурой длительной эксплуатации внутреннего покрытия до 80°С с системой защиты стыка втулкой. Наружное однослойное эпоксидное покрытие с теплоизоляцией пенополиуретаном в оцинкованной оболочке толщиной 0,7мм ППУ-ОЦ (толщина теплоизоляции - 100 мм).

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т	Лист
							27

По проектируемой трассе предусмотрен монтаж технологических опор под трубопровод. Для обеспечения электроизоляции от опор проектом предусмотрен монтаж электроизолирующих паронитовых прокладок между трубопроводом и опорами.

Вся запорная арматура, предусмотренная по трассам проектируемых трубопроводов принята с классом герметичности А по ГОСТ 9544-2015.

Для предотвращения тепловых потерь и замерзания транспортируемого продукта настоящим проектом предусмотрена тепловая изоляция всех надземных участков проектируемых трубопроводов.

2.2.2 Перечень основного технологического оборудования, в котором размещаются опасные вещества

Перечень основного технологического оборудования, в котором обращаются опасные вещества, представлен в таблице 8.

Таблица 8 – Перечень технологического оборудования, в котором обращаются опасные вещества

Составляющие проектируемого объекта	Краткая характеристика составляющих объекта		
	Назначение	Состав	Проектная мощность
1. Площадка куста скважин №155	Добыча нефти	Добывающие скважины №№ 14ОЦ, 5211, 5212, 5213, 5215, 5216 (с переводом скважин №№ 14ОЦ, 5212 на нагнетание) Измерительная установка - 1 шт. Сепаратор-расширитель с газовым сепаратором – 1 шт. Емкость дренажная V=12,5 м ³ -1шт. Подогреватель путевой ПП-0,63 – 1шт. Блок автоматики подогревателя – 1 шт. Аппаратурный блок ИУ - 1 шт. Площадка КТП (1 шт.)	Дебиты скважин: Сква. №14ОЦ – 26,1 т/сут по жидкости и 24,1 т/сут по нефти; Сква. №5211 – 35,7 т/сут по жидкости и 32,8 т/сут по нефти; Сква. №5212 – 36,0 т/сут по жидкости и 33,4 т/сут по нефти; Сква. №5213 – 17,7 т/сут по жидкости и 16,6 т/сут по нефти; Сква. №5215 – 14,8 т/сут по жидкости и 13,9 т/сут по нефти Сква. №5216 – 34,7 т/сут по жидкости и 31,6 т/сут по нефти
	Транспорт продукции скважин до ИУ	Выкидные трубопроводы от устьев скважин до ИУ	Надземно, Ø89×6 мм Рабочее давление – 4,0 МПа Общая протяженность 384 м

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т	Лист
							28

Составляющие проектируемого объекта	Краткая характеристика составляющих объекта		
	Назначение	Состав	Проектная мощность
2. Линейная часть	Транспорт продукции скважин	Нефтесборный коллектор от ИУ до условной границы проектирования (ось обвалования куста скважин)	Надземно, Ø114×6 мм, 57х5 мм Рабочее давление – 4,0 МПа Протяженность: 150 и 30 м
		Нефтесборный коллектор куст №155 – т.вр. в НСК куст 56 – задв.№95	Надземно, Ø114×6 мм Рабочее давление – 4,0 МПа Протяженность – 1416 м (плановая по ПК) Протяженность – 1445 м (с учетом компенсаторов) Проектные мощности по нефти – 152,5 т/сут; по жидкости – 165,0 м ³ /сут.

2.2.3 Данные о распределении опасных веществ по оборудованию

Данные о распределении опасных веществ по оборудованию представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Распределение опасных веществ по оборудованию

Технологическая площадка			Количество опасного вещества, т		Физические условия содержания опасного вещества		
Наименование блока, площадки	Наименование оборудования, № по схеме	Количество единиц оборудования	В единице оборудования	На площади/блоке	Агрегатное состояние	Давление, МПа	Температура, °С

Распределение опасных веществ по оборудованию

Количество нефти

Площадка куста № 155	Арматура устьевая фонтанная	6	0,116	0,529	ЛВЖ	До 4,0	30-70
	Измерительная установка	1	0,529	0,529	ЛВЖ	До 4,0	30-70
	Выкидные трубопроводы от фонтанной арматуры до ЗУ	384	0,116	0,529	ЛВЖ	До 4,0	30-70
	Сепаратор-расширитель с ГС	1	1,337	1,337	ЛВЖ	До 4,0	30-70

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т	Лист
							29

	Подогреватель путевой	1	1,337	1,337	ЛВЖ	До 4,0	30-70
Линейная часть нефтепро- вода	Нефтеcборный коллектор от ИУ до границы площадки куста	150	10,461	10,461	ЛВЖ	До 4,0	30-70
	Нефтеcборный коллектор куст №155 – т.вр. в НСК куст 56 – задв.№95	1445					

Итого опасного вещества – нефти, т: **14,722**

из них:

в трубопроводах **10,990**

в сосудах и резервуарах **3,732**

Количество газа

Площадка куста № 155	Арматура устьевая фонтанная	6	0,011	0,051	ГГ	До 4,0	30-70
	Измерительная установка	1	0,051	0,051	ГГ	До 4,0	30-70
	Выкидные трубопроводы от фонтанной арматуры до ЗУ	384	0,011	0,051	ГГ	До 4,0	30-70
	Сепаратор- расширитель с ГС	1	0,128	0,128	ГГ	До 4,0	30-70
	Подогреватель путевой	1	0,128	0,128	ГГ	До 4,0	30-70
Линейная часть нефтепро- вода	Нефтеcборный коллектор от ИУ до границы площадки куста	150	1,003	1,003	ГГ	До 4,0	30-70
	Нефтепровод от площадки куста скважин №9 до т.врезки в районе куста №1	1445					

Итого опасного вещества – попутного газа, т: **1,411**

из них:

в трубопроводах **1,054**

в сосудах и резервуарах **0,358**

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

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

09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист

30

2.3 Описание технических решений по обеспечению безопасности

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

В качестве решений, направленных на предупреждение разгерметизацию оборудования и предупреждению аварийных выбросов опасных веществ, можно выделить следующие:

- материалы, конструкция аппаратов и трубопроводов рассчитаны на обеспечение прочности и надежности эксплуатации в рабочем диапазоне температур от возможной минимальной температуры водонефтяной эмульсии до максимальной;
- выбор оборудования произведен на базе стандартного оборудования, выпускаемого заводами-изготовителями, по техническим характеристикам, удовлетворяющим проведению технологического процесса и физико-химическим свойствам рабочей среды;
- все используемое оборудование и технические устройства имеют сертификаты соответствия требованиям промышленной безопасности и соответствующие разрешения на применение;
- все оборудование соответствует климатическим характеристикам (снеговые нагрузки, ветровые нагрузки, минимальная температура воздуха) и сейсмичности района размещения проектируемого объекта;
- система сбора и транспорта продукции скважины напорная, что обеспечивает максимальную герметичность системы и минимальные выделения нефти в окружающую среду при нормальных условиях эксплуатации;
- герметизация системы сбора и транспорта нефти, предусматривающая установку отсекающей арматуры (задвижка Ду80, Ру4,0 МПа) на выкидном трубопроводе и установки устьевой фонтанной арматуры АФК1Э - 65 x 35 на устье добывающих скважин;
- вся арматура имеет класс герметичности затвора А;
- выполнена минимизация фланцевых соединений на трубопроводах (фланцевые соединения применяются только при подключении к оборудованию);
- осуществлен выбор технологического оборудования с расчетным давлением, превышающим максимальное регламентированное значение, что ограничивает вероятность внезапного его разрушения и полного истечения рабочей среды;
- все трубопроводы приняты с толщиной стенки превышающей нормативное расчетное значение;
- предусмотрено использование материалов, предотвращающих возгорание и препятствующих распространению огня;
- защита оборудования, трубопроводов и арматуры антикоррозионными покрытиями;

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.	09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т						Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	31

- после окончания монтажных и сварочных работ, контроля качества сварных соединений неразрушающими методами, а также после установки и окончательного закрепления всех опор, трубопроводы подвергаются визуальному контролю, испытанию на прочность и дополнительным испытаниям на герметичность;
- фундаменты рассчитаны на нагрузку, обеспечивающую безопасность оборудования и трубопроводов;
- все оборудование размещено с соблюдением соответствующих нормативных разрывов между сооружениями, что обеспечивает безопасное обслуживание, пожарную безопасность, а также компактное расположение с целью максимального сокращения отводимой территории;
- предусмотрена комплексная система автоматизации, обеспечивающая получение требуемого количества и качества добываемой продукции, безаварийную работу оборудования без постоянного пребывания обслуживающего персонала;
- оборудование оснащено контрольно-измерительными приборами и средствами сигнализации, необходимыми для безопасного ведения процесса;
- для контроля избыточного давления в технологических трубопроводах и оборудовании в межтрубном пространстве скважин предусмотрена установка показывающих манометров;
- контроль работы электрического погружного центробежного насоса ведется со станций управления с системами обратной связи;
- для ликвидации АСПО на устьевой арматуре предусматривается механизм депарафинизации скважин;
- для строительства прямолинейных участков проектируемых трубопроводов проектом принята труба бесшовная горячедеформированная из стали с внутренним двухслойным заводским антикоррозионным покрытием и наружным однослойным эпоксидным покрытием с теплоизоляцией;
- крепление трубопровода технологическими опорами, расположенными на строительных конструкциях;
- для обеспечения электроизоляции от опор проектом предусмотрен монтаж электроизолирующих паронитовых прокладок между трубопроводом и опорами;
- для предотвращения термических деформаций, возможных при эксплуатации трубопроводов в силу климатических особенностей месторасположения монтаж компенсаторов по всей протяженности трасс проектируемых трубопроводов;
- применение отводов гнутых и крутоизогнутых, изготовленных из бесшовных труб, для максимального снижения гидравлического сопротивления;

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

- применение теплоизоляции по всей протяженности трасс проектируемых трубопроводов для избегания резких перепадов температур;
- для предотвращения вибрации предусматривается применение равнопроходной арматуры;
- применение узлов выпуска воздуха для предотвращения образования воздушных пробок;
- пересечения водных преград, предусмотрены надземным способом в защитном футляре из труб стальных электросварных прямошовных;
- при пересечении реки Лек-Харьяха для герметизации межтрубного пространства и исключения вероятности попадания транспортируемой нефти в водный объект согласовано применение устройство сальникового уплотнения;
- выдержаны нормативные расстояния при пересечении и параллельной прокладке проектируемых трубопроводов относительно существующих коммуникаций;
- предусмотрено строительство проездов ко всем технологическим площадкам, исключаящее неорганизованное передвижение транспортных средств;
- для предупреждения разгерметизации подвижных узлов (уплотнений) арматуры осуществляется систематический контроль за их техническим состоянием;
- контроль за соблюдением графиков проведения планово-предупредительных ремонтов оборудования со стороны технических служб с целью своевременного проведения ремонтов.

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

В качестве решений по предупреждению развития аварий и локализации выбросов опасных веществ на опасных участках составляющих объекта можно выделить следующее:

- полная герметизация технологического процесса перекачки продукции;
- сооружения проектируемого объекта оборудованы системой закрытого дренажа углеводородов, в которую производятся все выпуски их технологических аппаратов;
- сброс продукции скважины из обвязки измерительной установки, с расширителя и газового сепаратора, а также теплоносителя с подогревателя в случае проведения аварийных и ремонтных работ осуществляется в дренажную емкость с последующей откачкой передвижной автотехникой;
- для сбора утечек по периметру приустьевой площадки скважины предусмотрен металлический поддон с бортиками.
- свеча сброса газа с дренажной емкости оснащена предохранителем огневым, предназначенным для предотвращения проникновения пламени внутрь;

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист
33

- при отклонении параметров технологического процесса от заданных установок, по давлению в напорном выкидном трубопроводе, предусматривается отключение установок погружных электронасосов;
- контроль работы электрического погружного центробежного насоса ведется со станций управления с системами обратной связи;
- любой технологический аппарат может быть отсечен от других с помощью запорной арматуры;
- обеспечена возможность отключения куста скважин от общей нефтегазосборной сети месторождения при помощи электроприводной запорной арматуры, устанавливаемой на выходе с площадки куста, с передачей сигнала в операторную;
- предусмотрено автоматическое управление (закрытие) отсечного клапана в газовой линии на подогреватели при достижении верхнего уровня нефти в сепараторе-расширителе и пожаре на кусте;
- аварийная и предупреждающая звуковая и световая сигнализация ПДК. Предусматривается по месту установки датчика загазованности с дополнительным вынесением сигнала о загазованности на диспетчерский пункт;
- предусмотрена возможность отключения отдельных участков нефтегазопровода электроприводной запорной арматурой при отклонениях технологического режима перекачки, что ограничивает объем проливов при аварийной разгерметизации трубопроводов;
- для предотвращения загрязнений окружающей среды в случае аварийного выброса нефти вокруг площадки куста скважин сооружено обвалование высотой 1 м и шириной по верху не менее 0,5 м;

Организационные мероприятия направленных на предупреждение развития аварий и локализацию выбросов опасных веществ:

- разработка плана ликвидации аварий с учетом вновь проектируемых объектов и сооружений;
- обучение обслуживающего персонала действиям по ликвидации аварийных ситуаций;
- проведение учебных тренировок персонала с отработкой практических действий в случае аварии;
- при направлении рабочих на огневые, газоопасные, восстановительные и ремонтные работы, в обязательном порядке оформляется наряд-допуск, определяются меры безопасности при проведении огневых работ, порядок контроля воздушной среды и средства защиты. Все исполнители проходят инструктаж по соблюдению мер безопасности при выполнении огневых работ на объекте;

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

						09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т	Лист
							34
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		

– для обеспечения быстрого реагирования на внештатные ситуации настоящим проектом предусматривается строительство автодорог, связывающих проектируемый объект с производственной базой.

2.3.3 Описание решений, направленных на обеспечение взрывопожаро-безопасности проектируемого объекта

Обращающиеся на составляющих проектируемого объекта опасные вещества относятся к категории ГЖ, которые при аварийной разгерметизации технологического оборудования, испаряясь, могут создавать с кислородом воздуха взрывоопасные парогазовоздушные смеси, что требует принятия определенных инженерных решений для обеспечения взрывопожаробезопасности объекта.

Характеристика объектов по категориям и классам взрывной, взрывопожарной и пожарной опасности приведена в таблице 10.

Таблица 10 – Характеристика запроектированных объектов по категориям и классам взрывной, взрывопожарной и пожарной опасности

Наименование объекта	Категория и группа смеси	Класс пожароопасных и взрывоопасных зон (ФЗ №123 ст.18, 19/ПУЭ)	Категория по пожарной и взрывопожарной опасности (ФЗ № 123, ст. 24-27)	Класс технологической среды по взрывопожаро-опасности (ФЗ № 123, ст. 16)
Приустьевая площадка добывающей скважины	ПА-ТЗ	2-й/ В-Iг	Ан	пожаровзрывоопасная
Фундамент под подъемный агрегат				
Автоматизированная измерительная установка – технологический блок	ПА-ТЗ	2-й/В-Iа	А	пожаровзрывоопасная
Автоматизированная измерительная установка – аппаратурный блок	-	-	Д	пожаробезопасная
Подогреватель путевой	ПА-ТЗ	2-й/ В-Iг	Ан	пожаровзрывоопасная

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

09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист

35

Наименование объекта	Категория и группа смеси	Класс пожароопасных и взрывоопасных зон (ФЗ №123 ст.18, 19/ПУЭ)	Категория по пожарной и взрывопожарной опасности (ФЗ № 123, ст. 24-27)	Класс технологической среды по взрывопожароопасности (ФЗ № 123, ст. 16)
Блок автоматики подогревателя	-	-	Д	пожаробезопасная
Сепаратор-расширитель с газовым сепаратором	ПА-Т3	2-й/ В-Іг	Ан	пожаровзрывоопасная
Емкость дренажная	ПА-Т3	2-й / В-Іг	Ан	пожаровзрывоопасная
КТП (типа «киоск»)	-	П-ІІІ	Вн	пожароопасная

Пожарная безопасность обеспечивается комплексом организационно-технических мероприятий, направленных на исключение возможности возникновения пожара, предотвращения воздействия на людей опасных факторов пожара и ограничения материального ущерба от него, для чего на оборудовании и в проектной документации реализуются следующие мероприятия:

- для обеспечения быстрого реагирования на внештатные ситуации предусматриваются автодороги, связывающие все проектируемые объекты с производственной базой промысла;
- на площадке куста скважин обеспечен свободный доступ ко всем зданиям и сооружениям;
- проезды на площадке запроектированы из условия обеспечения подъезда пожарных машин к зданиям, сооружениям и оборудованию;
- габариты проезжей части внутриплощадочных проездов приняты не менее 3,5 м;
- преимущественное размещение технологического оборудования на открытых площадках;
- соблюдение нормативных безопасных разрывов между наружными установками, зданиями и сооружениями, с учетом принятых категорий по пожарной и взрывопожарной опасности; во избежание возможности перехода пожара от одного сооружения к другому;
- полная герметизация технологического оборудования и обвязочных трубопроводов;
- при пуске в работу или остановке оборудования (участков технологических трубопроводов, емкостей) предусматриваются специальные меры, предотвращающие образование в системе взрывоопасных смесей;

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист

36

- запрещен обогрев открытым пламенем, промерзших в сильные морозы частей технологического оборудования;
- определение категорий производственных зданий, установок по взрывопожарной и пожарной опасности, а также классы взрывоопасных и пожароопасных зон и соответственно им определены степени защиты, применяемого электрооборудования;
- степенью огнестойкости зданий и строительных конструкций принята в соответствии с СП 2.13130.2020;
- в зданиях и помещениях с категорией «А» по взрывопожарной опасности для снижения избыточного давления взрыва предусматриваются легкобрасываемые ограждающие конструкции (ЛСК);
- все производственные здания оборудованы постоянно действующей естественной вентиляцией, в помещениях с возможным выделением углеводородов и вредных веществ предусмотрена дополнительно механическая вентиляция периодического действия;
- автоматическое включение аварийной вентиляции при загазованности;
- предусматривается автоматическое отключение вентиляции при пожаре;
- эстакады для прокладки электрических кабелей, конструкции площадок и опор для размещения технологического оборудования выполняются из негорючих материалов;
- установка огнепреградителей на трубопроводах «дыхания» дренажных емкостей, связанных с атмосферой;
- для предотвращения аварийного разлива масла из силовых трансформаторов предусматривается устройство маслоприёмников под каждым трансформатором;
- тепловая изоляция проектируемого оборудования и трубопроводов предусмотрена из негорючих материалов;
- вокруг проектируемой площадки куста предусмотрено устройство противопожарной полосы (вырубка лесных насаждений, засыпка песчаным грунтом участков открытого залегания торфа);
- оснащение площадки первичными средствами пожаротушения;
- для обеспечения электроизоляции от опор проектом предусмотрен монтаж электроизолирующих паронитовых прокладок между трубопроводом и опорами;
- предусматриваются мероприятия по выполнению системы защитного заземления, системы уравнивания потенциалов и снятия статического электричества;
- в качестве естественного заземляющего устройства используются проектируемые фундаменты сооружений, эстакад. В дополнение к естественному заземлителю проектной документацией предусмотрен наружный контур заземления;

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист
37

- для предотвращения появления разности потенциалов на сторонних проводящих частях проектной документацией предусматривается основная система уравнивания потенциалов;
- для защиты от заносов высоких потенциалов, защиты от статического электричества все металлические трубопроводы на вводе в сооружения присоединяются к заземляющему устройству;
- для обеспечения безопасности обслуживающего персонала и предотвращения возгораний, вызванных длительно протекающими токами утечки, проектом предусматривается применение дифференциальных автоматических выключателей с дифференциальным током отключения равным 30мА;
- защита от прямых ударов молнии дыхательных клапанов ёмкостей и взрывоопасных зон над ними выполняется проектируемыми прожекторными мачтами с молниеприемниками;
- сооружения, не оборудованные стержневыми молниеотводами, защищаются от ПУМ посредством строительных металлоконструкций, образующих крышу здания и конструкций, имеющих контакт с землей, которые выполняют функции молниеприемника и молниеотвода;
- предусмотрены системы обнаружения пожара (система пожарной сигнализации), оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре;
- во взрывоопасных зонах оборудование систем противопожарной защиты принято во взрывозащищенном исполнении.

Комплекс организационно-технических решений обеспечивающих взрыво- и пожаробезопасность проектируемого объекта включает:

- назначение ответственных за пожарную безопасность;
- обучение работников организации мерам пожарной безопасности при эксплуатации объекта, проведение противопожарного инструктажа и изучение минимума пожарно-технических знаний;
- обеспечение обслуживающего персонала спецодеждой и спецобувью с защитными свойствами;
- регулярный инструктаж по противопожарной безопасности с рабочими и ИТР (с записью в журнал инструктажа);
- постоянный контроль над техническим состоянием оборудования и трубопроводов
- при пуске в работу или остановке предусматриваются специальные меры, предотвращающие образование в системе пожаровзрывоопасных смесей;
- запрещен обогрев открытым пламенем, промерзших в сильные морозы частей технологического оборудования;

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

09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т						Лист
						38

- регулярную проверку состояния пожарной безопасности объекта, наличие и исправность технических средств противопожарной защиты и пожарной техники, принятие срочных мер по устранению выявленных недостатков;
- обеспечение разработки плана действия обслуживающего персонала при возникновении пожара на объекте и проведение один раз в год практических занятий по отработке плана;
- в обязательном порядке оформление наряд-допуска при направлении рабочих на огневые, газоопасные, восстановительные и ремонтные работы, определение мер безопасности при проведении огневых работ, порядок контроля воздушной среды и средств защиты;
- разработка плана тушения пожара – в соответствии с ФЗ №69-ФЗ (в указанном плане особо должны быть отмечены действия руководства объекта и соответствующих служб в случае, если пожар или авария приобретает катастрофический характер, а имеющихся в наличии штатных сил и средств недостаточно).

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

Контроль и управление технологическими процессами объектов создается на базе современных средств контроля и автоматизации отечественного/зарубежного производства, удовлетворяющих лучшим международным стандартам и соответствующих Российским нормам и правилам.

Предусмотренный уровень контроля и автоматизации достаточен для обеспечения работы технологических установок с минимальным вмешательством обслуживающего персонала (оператора), обеспечивающий контроль и управление с диспетчерского пункта. Получая информацию о состоянии объекта, оператор имеет возможность проанализировать эту информацию и принять соответствующее решение об управляющем воздействии на объект. Информация поступает на диспетчерский пункт.

Контроль и автоматизации

Объектами автоматизации и телемеханизации являются:

- добывающая скважина (6 шт.);
- автоматизированная измерительная установка ИУ (1 шт.);
- подогреватель путевой (1 шт.);
- сепаратор – расширитель (1 шт.);

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				

- МДС (6шт.);
- КТП (1 шт.);
- дренажная емкость V=12,5 м3;
- электроприводные задвижки на выходе сепаратора и подогревателя (3 шт.);
- нагнетательная скважина (2 шт.);
- узел береговой задвижки (правый берег);
- узел береговой задвижки (2 шт.) (левый берег);
- КТП – С (2 шт.).

Добывающие скважины

Добыча нефти на скважине осуществляться механизированным способом с помощью погружных электроцентробежных насосов типа УЭЦН с установкой устьевой арматуры.

Проектом предусматривается следующий объем автоматизации:

- местный и дистанционный контроль давления в выкидном трубопроводе скважины;
- местный и дистанционный контроль давления в затрубе;
- дистанционный контроль буферного давления
- дистанционный контроль температуры в выкидном трубопроводе скважины;
- контроль состояния насоса;
- контроль значения тока двигателя и сигнализация недогрузки и перегрузки по току;
- деблокировка аварии;
- работа по заданной программе;
- сигнализация давления на приеме насоса, температуры двигателя, сопротивление изоляции кабеля и электродвигателя;
- отключение УЭЦН при пожаре на площадке куста скважин, в измерительной установке;
- отключение УЭЦН при аварийном максимальном и аварийном минимальном давлении на выкидном трубопроводе от устья скважины.

Автоматизированная измерительная установка

Автоматизация измерительной установки выполнена в объеме заводской поставки.

Объем автоматизации представлен следующими функциями:

- дистанционное измерение дебита по нефти, воде и газу;
- контроль давления в коллекторе;
- контроль и управление переключателем скважин;
- контроль несанкционированного доступа в помещение замерной установки;

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист
40

- местное и дистанционное измерение температуры в помещении замерной установки;
- сигнализация аварии в замерной установке;
- контроль загазованности в помещении замерной установки;
- включению аварийной вытяжной вентиляции в технологическом блоке измерительной установки при превышении концентрации горючих веществ в воздухе 10 % НКПР;
- отключению оборудования измерительной установки при достижении концентрации горючих газов 50 % НКПР в технологическом блоке ИУ и при пожаре;
- аварийная и предупреждающая звуковая и световая сигнализация предусматривается у входа в помещение и внутри помещения с дополнительным вынесением сигнала о загазованности на диспетчерский пункт;
- автоматическое отключение вентиляции при пожаре согласно ГОСТ 12.4.009-83.

Путевой подогреватель ПП-0,63

Автоматизация печей выполнена в объеме заводской поставки. Объем автоматизации представлен следующими функциями:

- дистанционный розжиг горелки с предварительным проветриванием топки естественной тягой через дымовую трубу;
- регулирование процесса нагрева продукта;
- включение рабочей и аварийной сигнализации, автоматическую защиту печи при отклонении от нормы контролируемых параметров;
- автоматическое (при достижении загазованности 50% от НКПВ) прекращение подачи топлива к форсункам;
- контроль и сигнализация давления на входе;
- контроль и сигнализация давления и температуры на выходе;
- контроль и сигнализация состояния (работа/ простой);
- контроль и сигнализация температуры теплоносителя;
- контроль и сигнализация температуры отводящих газов;
- контроль и сигнализация давления газа;
- сигнализация минимального аварийного уровня теплоносителя;
- пожарная сигнализация;
- автоматический останов печи при пожаре;
- контроль загазованности на площадке печи. Предусмотрена установка датчика загазованности со стороны шкафа регулятора давления на высоте 1,0 м от нулевой отметки.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т	Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док		Подп.

– аварийная и предупреждающая звуковая и световая сигнализация устанавливается по месту установки датчика загазованности с дополнительным вынесением сигнала о загазованности на диспетчерский пункт.

Сепаратор расширитель

Проектом предусматривается следующий объем автоматизации:

- местный контроль и дистанционное измерение давления, температуры в расширителе;
- дистанционное измерение уровня в сепараторе-расширителе;
- сигнализация верхнего уровня в сепараторе-расширителе;
- сигнализация нижнего уровня в сепараторе-расширителе;
- автоматическое управление (закрытие) отсечного клапана в газовой линии на подогревателя при достижении верхнего уровня нефти в сепараторе-расширителе и пожаре на кусте;
- измерение расхода газа в трубопроводе газа на печи;
- контроль загазованности на площадке расширителя. Устанавливается один датчик загазованности на расстоянии 1 м со стороны подхода обслуживающего персонала к расширителю у регулирующего клапана на высоте 1 м от нулевой отметки;
- аварийная и предупреждающая звуковая и световая сигнализация устанавливается по месту установки датчиков загазованности с дополнительным вынесением сигнала о загазованности на диспетчерский пункт.

Дренажная емкость

Проектом предусматривается:

- сигнализация верхнего уровня в емкости;
- контроль загазованности на площадке емкости, предусмотрена установка датчика до взрывной концентрации веществ (ДВК СН4) на высоте 1 м от земли;
- аварийная и предупреждающая звуковая и световая сигнализация устанавливается по месту установки датчиков загазованности с дополнительным вынесением сигнала о загазованности на диспетчерский пункт;
- апробирование сигнализации загазованности.

Электроприводная задвижка

Проектом предусматривается:

- управление задвижкой электроприводной: в автоматическом режиме - автоматическое закрытие в случае аварии (аварийном максимальном и аварийном минимальном давлении после задвижки (P_{max}/P_{min})), при пожаре на площадке куста скважин, в измерительной установке, в

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист

42

блоке дозирования реагентов; в ручном режиме – либо по месту, либо с поста управления на площадке КТП, либо с АРМ-оператора диспетчерского пункта;

- сигнализация состояния (открыто/закрыто/местн./дист./неисправность).

КТП

Автоматизация КТП выполнена в объеме заводской поставки. Объем автоматизации представлен следующими функциями:

- дистанционное измерение напряжения по фазе А, В, С;
- дистанционное измерение тока фазы А, В, С;
- Расход э/э.

МДС

работа МДС в автоматическом режиме;

защита и контроль параметров работы МДС (положение скребка, провис, напряжение питающей сети выше (ниже) уставки, обрыв фазы, перегрузка по максимальному току фазы, перегруз мощности на валу, не проход препятствия вверх, не проход препятствия вниз, обрыв проволоки, неисправность контроллера);

отключение МДС при останове ЭЦН;

выбор значений уставок: режим запуска от ЭЦН, время до пуска после включения ЭЦН, время опускания скребка, глубина отстоя скребка от верха скважины, период чистки, число попыток поиска верха скважины, число попыток прохода препятствий вверх, число попыток прохода препятствия вниз, время до автоматического пуска.

Нагнетательная скважина

Проектом предусматривается:

- местный и дистанционный контроль давления в трубопроводе к скважине;
- дистанционное измерение расхода воды на скважину.

Узел береговой задвижки (правый берег)

Проектом предусматривается следующий объем автоматизации:

- дистанционный контроль давления до и после задвижки;
- дистанционный контроль давления в проектируемом защитном кожухе;
- дистанционная сигнализация уровня в проектируемом защитном кожухе;
- управление задвижкой электроприводной: в автоматическом режиме – автоматическое закрытие в случае аварии, а также в случае внештатных ситуаций технологического процесса; в ручном режиме – либо по месту, либо с АРМ-оператора;
- сигнализация состояния задвижки (открыто, закрыто, неисправность, местн./дист.).

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инд. № подл.	09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т	Лист
										43

Узел береговой задвижки (левый берег)

Проектом предусматривается следующий объем автоматизации:

- дистанционный контроль давления до задвижки;
- управление задвижкой электроприводной: в автоматическом режиме –

автоматическое закрытие в случае аварии, а также в случае внештатных ситуаций технологического процесса; в ручном режиме – либо по месту, либо с АРМ-оператора;

- сигнализация состояния задвижки (открыто, закрыто, неисправность, местн./дист.).

КТП-С (2шт.)

Автоматизация выполнена в объеме заводской поставки. Объем автоматизации представлен следующими функциями:

- дистанционное измерение напряжения по фазе А,В,С;
- дистанционное измерение расхода эл. энергии;
- дистанционное измерение тока фазы А,В,С.

Телемеханизация куста скважин

Сбор информации и управления рассредоточенными объектами осуществляется системой телемеханики на базе программируемых логических контроллеров. Система производит съем информации с цифровых, аналоговых, частотных датчиков, передает информацию на сервер системы, передает на объекты команды контроля и управления, организует локальное управление оборудованием на объектах, формирует отчеты. В состав системы, кроме контроллеров, входит программное обеспечение, реализующее получение, передачу, обработку и отображение информации.

Организация обмена информации между СУ ТМ площадок скважин и диспетчерским пунктом предусматривается разделом 5, подразделом 5 «Сети связи» (09-07-2НИПИ/2022-ИОС5). Объем информации, передаваемой в систему телемеханики, приведен в таблице 11.

Таблица 11 – Объем информации, передаваемой с площадки скважин в систему телемеханики

Наименование параметра	Функции системы телемеханики		
	ТИ	ТС	ТУ
СКВАЖИНА С ЭЦН			
Дебит скважины по жидкости (м ³ /сут)	x	-	-
Давление линейное	x	x	-
Состояние ПЭД (включен, отключен, авария)	x	x	x
Напряжение по фазам А, В, С	x	x	-

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инд. № подл.	09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т						Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	44

Наименование параметра	Функции системы телемеханики		
	ТИ	ТС	ТУ
Ток фаз А, В, С ПЭД	х	х	-
Сопротивление изоляции	х	х	-
Загрузка ПЭД	х	х	-
Частота выходная	х	-	-
Давление на входе ПЭД	х	х	-
Температура жидкости на входе ПЭД	х	х	-
Температура ПЭД	х	х	-
Вибрация по осям ПЭД	х	х	-
Частота турбинного вращения	х	-	-
Причина последнего отключения	х	-	-
Дата и время последнего отключения	х	-	-
Наработка с момента последнего запуска	х	-	-
Установка защиты от недогрузки (ЗСП)	х	-	х
Установка защиты от перегрузки (ЗП)	х	-	х
Аварийный останов	-	-	х
ЗАГАЗОВАННОСТЬ			
1,2 порог (авария) загазованности СН4(обобщенный сигнал)	-	х	-
Сигнализация загазованности	-	-	х
ПУТЕВОЙ ПОДОГРЕВАТЕЛЬ ПП-0,63			
Состояние (работа/простой)	х	х	-
Температура нефти на входе	х	х	-
Температура нефти на выходе	х	х	-
Температура теплоносителя	х	х	-
Уровень теплоносителя (минимальный аварийный)	-	х	-
Давление на входе	х	х	-
Давление на выходе	х	х	-
Давление газа	х	х	-
Температура отводящих газов	х	х	-

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

09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист

45

Наименование параметра	Функции системы телемеханики		
	ТИ	ТС	ТУ
Пожарная сигнализация	-	x	-
Загазованность на площадке	-	x	-
СЕПАРАТОР РАСШИРИТЕЛЬ			
Температура в сепараторе	x	x	-
Давление в сепараторе	x	x	-
Уровень жидкости в сепараторе (верхний)	-	x	-
Уровень жидкости в сепараторе (нижний)	-	x	-
Уровень жидкости в сепараторе	x	-	-
Положение клапана	x	x	x
Давление в газосборном коллекторе	x	x	-
Расход газа	x	-	-
Регулирование уровня нефти Кл.1	x	x	x
Регулирование Кл.5	-	x	x
Регулирование уровня нефти Кл.3	x	x	x
КТП			
Напряжение по фазе А, В, С	x	-	-
Ток фазы А, В, С	x	-	-
Пожарная сигнализация	-	x	-
Несанкционированный доступ	-	x	-
АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ ИЗМЕРИТЕЛЬНАЯ УСТАНОВКА			
Дебит скважины по нефти (т/сут)	x	-	-
Дебит скважины по воде (т/сут)	x	-	-
Объемный расход скважины по жидкости (м3/сут)	x	-	-
Объемный расход скважины по газу (м3/сут)	x	-	-
Объемный расход скважины по газу при Н.У. (м3/сут)	x	-	-
Плотность жидкости	x	-	-
Обводненность нефти	x	-	-
Давление в общем коллекторе	x	x	-

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист

46

Наименование параметра	Функции системы телемеханики		
	ТИ	ТС	ТУ
Положение ПСМ	-	х	х
Время замера	-	х	х
Режим работы (ручной, автоматический)	-	х	х
Несанкционированный доступ	-	х	-
Температура в БТ	х	х	-
Температура в БА	х	х	-
Сигнализация загазованности в БТ	-	х	-
Пожарная сигнализация	-	х	-
Аварийный останов	-	-	х
МДС			
Напряжение фаз А, В, С	х	х	-
Ток фаз А, В, С	х	х	-
Коэффициент мощности	х	-	-
Мощность активная	х	х	-
Время до изменения режима или глубина положения скребка от верха скважины	х	-	-
Время опускания	х	-	-
Глубина отстоя скребка от верха скважины	х	-	-
Период очистки	х	-	-
Число попыток прохода препятствия вверх	х	-	-
Число попыток прохода препятствия вниз	х	-	-
Время до автоматического пуска	х	-	-
Порог препятствия вверх от тока номинального	х	-	-
Останов при провисе	х	-	-
ДРЕНАЖНАЯ ЕМКОСТЬ			
Уровень в емкости (максимальный)	-	х	-
ЗАГАЗОВАННОСТЬ			
1,2 порог (авария) загазованности СН4(обобщенный сигнал)	-	х	-

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

09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист

47

Наименование параметра	Функции системы телемеханики		
	ТИ	ТС	ТУ
Сигнализация загазованности	-	-	х
ПРОЧИЕ			
Управление /сигнализация электроприводной задвижки (открыть/закрыть; открыта/закрыта; местн./дист.; неисправность)	-	х	х
Пожар на кусте скважин	-	х	-
Неисправность охранно-пожарной сигнализации	-	х	-
СКВАЖИНА НАГНЕТАТЕЛЬНАЯ			
Давление в трубопроводе, линейное	х	х	-
Температура в трубопроводе	х	х	-
Расход воды на скважину (м ³ /ч)	х	х	-
Расход воды на скважину накопленный за сутки	х	-	-
УЗЕЛ БЕРЕГОВОЙ ЗАДВИЖКИ (правый берег)			
Давление линейное до и после задвижки	х	-	-
Управление /сигнализация электроприводной задвижки (открыть, закрыть; открыта, закрыта; местн./дист.; неисправность)	-	х	х
Давление в проектируемом кожухе	х	-	-
Уровень в проектируемом кожухе	-	х	-
КТП –С (2 шт.)			
Напряжение по фазе А, В, С	х	-	-
Ток фазы А, В, С	х	-	-
Расход эл. энергии	х	-	-
УЗЕЛ БЕРЕГОВОЙ ЗАДВИЖКИ (левый берег)			
Давление линейное до задвижки	х	-	-
Управление /сигнализация электроприводной задвижки (открыть, закрыть; открыта, закрыта; местн./дист.; неисправность) (2 шт.)	-	х	х

ТИ – телеизмерение, ТС – телесигнализация, ТУ – телеуправление.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист
48

Технические средства автоматизации

При разработке проекта были использованы технические средства отечественного производства, соответствующие требованиям государственных и отраслевых стандартов.

Для контроля технологических параметров предусматривается применение нижеперечисленных датчиков и приборов:

– для контроля температуры термометры биметаллические показывающие ТБП (IP64) производства ООО НПО «ЮМАС», Россия, или аналог согласно опросному листу рабочей документации;

– для контроля давления манометры МП (IP65) производства ООО НПО «ЮМАС», Россия, или аналог согласно опросному листу рабочей документации;

– для дистанционного измерения давления – датчик избыточного давления АИР-10Н (0Ex ia ПА ТЗ Ga X, IP67) производства ООО НПП «Элемер», Россия, или аналог согласно опросному листу рабочей документации;

– для дистанционного измерения температуры преобразователь температуры ТПУ 0304-М1/Н (0Ex ia ПА ТЗ Ga X, IP65) производства ООО НПП «Элемер», Россия или аналог согласно опросному листу рабочей документации;

– для сигнализации уровня датчик уровня ПМП-052 (0ExiaIIВТ4GaX, IP66) производство ЗАО НПО «Сенсор», Россия, или аналог согласно опросному листу рабочей документации;

– для контроля загазованности и контроля ПДК предусматриваются сигнализаторы газовые оптические СГОЭС (1Exd[ib]IICT4, IP66) производства ЗАО «Электростандарт-прибор», Россия, или аналог согласно опросному листу рабочей документации;

– – пост аварийной сигнализации ПАСВ1 (1ExsIICT6, IP66) производства ОАО «ВЭЛАН», Россия, или аналог согласно опросному листу рабочей документации;

– для контроля уровня жидкости в проектируемом кожухе вибрационный сигнализатор уровня Висур-10 (Ga/Gb Ex db IIВ Т5, IP66) производство ООО «ОКБ Вектор», Россия, или аналог согласно опросному листу рабочей документации;

– для дистанционного измерения расхода воды датчик расхода жидкости «ВЗЛЕТ МР» (УРСВ-722 Ex) (1Exd[ib]IIС Т6 Gb X, IP65), производства ГК «ВЗЛЕТ», Россия, или аналог согласно опросному листу рабочей документации.

По устойчивости к воздействию окружающей среды приборы соответствует климатическому исполнению УХЛ 1 по ГОСТ 15150-69.

Установленные приборы сохраняют работоспособность при температуре окружающей среды от минус 55 до плюс 60 °С.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист
49

Электропитание приборов и средств автоматизации осуществляется постоянным током напряжением 24 В.

Заземление средств автоматизации и телемеханизации выполняется в соответствии с требованиями ПУЭ. По месту приборы заземляются согласно требованиям изготовителей приборов. Присоединение к заземляющему устройству осуществляется при помощи провода в желто-зеленой изоляции ПуГВ 1х6 и полосы Б2 4х20 (СтЗкп ГОСТ 535-2005, горячего цинкования ГОСТ 9.307-89). Монтаж выполняется согласно инструкции по монтажу зануления и защитного заземления ТИ4.25088.17000. Сопротивление заземляющего устройства площадок составляет не более 4,0 Ом.

В соответствии с требованиями ПУЭ, ГОСТ Р 58367-2019 электроснабжение средств автоматизации и телемеханики на площадках скважин предусматривается по 1-й категории надежности электроснабжения. Дополнительно в шкафу телемеханики предусматривается установка источника бесперебойного питания 1500 VA с АКБ. Время работы от АКБ не менее 1 часа.

Безопасность функционирования запроектированных средств автоматизации, в частности, методы заделки мест прохода проводок средств автоматизации через ограждающие строительные конструкции, обеспечивающие требуемую огнестойкость этих конструкций и предотвращение распространения огня, выполняется в соответствии с ПУЭ.

Для кабельных линий КИПиА, прокладываемых во взрывоопасных зонах предусматривается кабель герметичный с заполнением внутренних промежутков негигроскопичным полимерным наполнителем СКАБ250нг(А)-LS Nx2xS/СКАБ250Кнг(А)-LS Nx2xS (или аналогичный), соответствующий требованиям ГОСТ 31565-2012 и СП 423.1325800.2018 (п.10.2.11). Для кабельных линий КИПиА, прокладываемых вне взрывоопасных зон предусматривается кабель КВВГЭнг(А)-LS/МКЭШВнг(А)-LS-Nx2xS/МКЭКШВнг(А)-LS-ХЛ Nx2xS (или аналогичные), соответствующие требованиям ГОСТ 31565-2012.

Кабели прокладываются внутри производственных помещений в кабель-канале, снаружи в коробе по эстакаде и в металлорукаве по металлоконструкциям. Жилы кабелей, прокладываемые во взрывоопасной зоне, в соответствии с СП 423.1325800.2018 имеют сечение не менее 1 мм². При этом концы каждой незадействованной жилы многожильного кабеля во взрывоопасной зоне заземляются согласно СП77.13330.2016.

В соответствии с требованиями СП 76.13330.2011, ПУЭ проходы кабелей через стены и перекрытия предусматриваются с использованием специализированных кабельных проходок СПО-Э, противопожарных подушек ППВ и противопожарных уплотнителей ППУ,

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист
50

огнезащитной мастики МГКП. Предел огнестойкости проходок и материалов предусматривается не ниже предела огнестойкости конструкций. Заделки с использование вышеперечисленных средств допускают замену и дополнительную прокладку новых проводов и кабелей.

Высота прокладки кабельных трасс по эстакаде в соответствии с СП 18.13330.2010, ПУЭ принята 5 м до проезжей части для переходов через дороги. Для кабельной эстакады и галереи в непроезжей части территории промышленного предприятия высота прокладки кабельной трассы не менее 2,5 м от планировочной отметки земли.

Прокладка измерительных кабелей, кабелей управления и сигнализации осуществляется в коробах по эстакадам, металлическим конструкциям совместно с электротехническими кабелями, но на разных полках.

Прокладка внешних искробезопасных и искроопасных цепей, в соответствии с ПУЭ и ГОСТ 22782.5-78*, осуществляется отдельными кабелями.

Небронированные кабели прокладываются в стальных водо-газопроводных трубах или в стальных коробах. Бронированные кабели применяются в резиновой, поливинилхлоридной и металлической оболочках, не распространяющих горение. При этом стальные трубы электропроводки, коробка с небронированными кабелями и бронированные кабели прокладываются на расстоянии не менее 0,5 м от трубопроводов, со стороны трубопроводов с негорючими веществами.

2.4 Основные результаты анализа риска

2.4.1 Анализ известных аварий

Перечень аварий, имевших место на других аналогичных объектах или аварий, связанных с обращающимися опасными веществами

Перечень аварий, имевших место на других аналогичных объектах или аварий, связанных с обращающимися опасными веществами приведен в таблице 12.

Таблица 12 – Перечень аварий, имевших место на других аналогичных объектах или аварий, связанных с обращающимися опасными веществами

Дата, место аварии	Вид аварии (неполадки)	Описание аварии	Число пострадавших
09.01.2014 ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» ТПП «ЛУКОЙЛ-	На действующем нефтесборном коллекторе произошла разгерметизация фланцевого соединения	Разгерметизация фланцевого соединения заглушки пропарочного стояка нефтесборного коллектора	Пострадавших нет. Площадь загрязнения

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

						09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		51

Дата, место аварии	Вид аварии (неполадки)	Описание аварии	Число пострадавших
Усинскнефтегаз», КЦДНГ №7 Харьгинское нефтяное месторождение	заглушки пропарочного стояка, с последующим разливом нефтесодержащей жидкости на снежный покров	произошла вследствие некачественной сборки фланцевого соединения	составила 25 м ² . Экономический ущерб составил 201 366,0 руб.
17.03.2014 Республика Коми, НШУ «Яреганефть» ООО «ЛУКОЙЛ- Коми»	Во время ремонта паронагнетательной скважины №30Н на опытно- промышленном участке №5, лесной квадрат №271 в процессе ликвидации прихвата насосно- компрессорных труб произошёл выброс пара с примесью нефти, в результате которого было загрязнено около 1,5 га прилегающей территории.	1. Демонтаж фонтанной арматуры производился в незаглушенной скважине. 2. Не производился контроль за уровнем жидкости глушения в скважине.	Пострадавших нет. Загрязнено около 1,5 га прилегающей территории. Экономический ущерб составил 250 300,0 руб.
4.03.2014 Республика Татарстан, в 8 км от села Новошешинск, скважина №3771, ОАО «Шешмайол», ЗАО «Пионер-2000»	При подъеме УБТ произошло разворачивание вышки буровой установки, ее деформация и падение.	1. Отсутствие контроля за качеством сварных соединений при изготовлении буровой установки Идель-125 со стороны завода изготовителя (при изготовлении вышки буровой установки были допущены дефекты на сварном соединении). 2. Установка якорей ветровых оттяжек с нарушением требований Руководства по эксплуатации. 3. Ненадлежащее проведение рабочей комиссией пуска буровой установки в эксплуатацию. Неполный состав комиссии: отсутствовали представители заказчика и представитель Ростехнадзора	Смертельно травмирован помощник бурильщика. Экономический ущерб составил 7 485 597,0 руб.
26.03.2014 Республика Башкортостан, ООО «Башнефть- Добыча», скважина №537 Метелинского	Произошел неконтролируемый выброс нефти и попутного газа на скважине Метелинского нефтяного месторождения.	1. Нарушением утвержденной схемы оборудования устья скважины для проведения работ по свабированию для вызова притока нефти. 2. Использование	Пострадавших нет. Экономический ущерб составил 1 164 000,0 руб.

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

09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист

52

Дата, место аварии	Вид аварии (неполадки)	Описание аварии	Число пострадавших
месторождения ЦДНГ-1 НГДУ «Уфанефть»		неисправного герметизирующего устройства кабеля (лубрикатора). 3.Отсутствие у ООО «Башнефть – Добыча» Инструкции по предупреждению газонефтеводопроявлениях (ГНВП), согласованной противofонтанной службой.	
11.04.2014 Оренбургская область, ООО «Оренбургская буровая компания»	При производстве работ произошел скачок давления, из-за чего разорвался трубопровод.	Нет данных	1 погибший. Данных об ущере нет.
10.04.2014 Республика Коми, ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз», МОГО «Усинск»	Произошло возгорание на скважине.	Нет данных	Пострадавших нет. Данных об ущере нет.
21.05.2014 ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз», пункт сбора и подготовки нефти установки подготовки нефти «Уса»	На резервуарном парке установки подготовки нефти «Уса» произошел взрыв в технологическом резервуаре РВС-5000, повлекший его разрушение и возгорание нефти. Пожар распространился еще на 2 рядом стоящих резервуара.	Разрушение произошло вследствие интенсивного термического воздействия. вызванного самовоспламенением пиррофорных отложений, образовавшихся в процессе эксплуатации резервуара. Отсутствие анализа и прогнозирования рисков аварий, связанных с образованием пиррофорных отложений, и мероприятий по их предупреждению.	Пострадавших нет. Экономический ущерб составил 53 914 000, руб.
14.07.2014 ОАО «Верхнечонскнефтегаз»	На скважине W-4 Верхнеочского нефтегазоконденсатного месторождения при проведении спуско-подъемных операций произошел неконтролируемый выброс газа.	Не выявление факта интенсивного поглощения бурового раствора, а также неслаженные действия персонала буровой бригады при выполнении работ по герметизации устья скважины	Пострадавших нет. Данных об ущере нет.
08.09.2014 ЯНАО, Ямал СПГ, газовое месторождение,	При проведении буровых работ возникло газопроявление с последующим возгоранием	Уточняются	Пострадало 9 человек. Данных об

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист

53

Дата, место аварии	Вид аварии (неполадки)	Описание аварии	Число пострадавших
кустовая площадка №47	газа.		ущербе нет.
23.10.2014 ХМАО, Сыровское месторождение	Рабочие производили запуск бурового насоса. Из-за образовавшегося в трубе высокого давления вырвало заглушку.	Уточняются	Погиб один человек. Данных об ущербе нет.
09.01.2015 Ямал, Северо-Губкинское месторождение, ОАО «ЛУКОЙЛ»	Произошло возгорание вследствие выброса газозвушной смеси при проведении работ подрядной организацией ООО «КРС «Евразия» (входит в Eurasia Drilling Company, EDC). При ведении работ по освоению скважины №1004Г куста №37 с использованием подъемного агрегата для ремонта скважин АПР-60/80, произошел гидроудар, с последующим разрушением срывного патрубка переводника (не заводского изготовления) на линии для разрядки скважины, выбросом газозвушной среды, возгоранием и падением АПР-60/80 на буровую установку Уралмаш 3000ЭУК-1М. Произошло возгорание буровой с последующим деформированием основания и падением вышки на скважину № 1006г, что привело к разрушению фонтанной арматуры и возгоранию.	Технические причины: 1. Разрушение срывного патрубка переводника в результате гидроудара на линии для разрядки скважины. Организационные причины: 1. Отсутствие контроля наличия документов, подтверждающих соответствие применяемых технических устройств и материалов. 2. Нарушение технологического процесса пропарки бригадой КРС, выразившееся в неправильной последовательности отогрева устьевого арматуры и линии для разрядки скважины. 3. Отсутствие дублирующей задвижки или шарового крана на задвижке ГРП.	Пострадавших нет. Экономический ущерб составил 477 306,9 руб.
11.01.2015 Трасса трубопровода от Троицкой УППНиВ до Крымской ЛПДС ЦТОРТ и ЛПА №2 ООО «РН-	Обнаружен выход углеводородного сырья	Локальная сквозная коррозия тела нефтепровода. Недостаточный производственный контроль со стороны эксплуатирующей организации.	Пострадавших нет. Экономический ущерб составил 1 954 509,5 руб.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист

54

Дата, место аварии	Вид аварии (неполадки)	Описание аварии	Число пострадавших
Краснодарнефтегаз»			
7.01.2015 Конденсатопровод Западный Соплес- Вуктыл (Система межпромысловых трубопроводов №5 ЛПУ МТ ООО «Газпром добыча Краснодар» филиал ЛПУМТ)	Было обнаружено пятно диаметром 3 м	При строительстве конденсатопровода был допущен дефект изоляционного покрытия с последующим его отслоением в процессе эксплуатации. Образовался доступ влаги непосредственно к металлу и ее накопление. что послужило катализатором коррозии под покрытием до полного разрушения тела трубы. Не проведена внутритрубная диагностика трубопровода в установленные законодательством сроки, нарушены сроки проведения ревизии и диагностики.	Пострадавших нет. Данных об ущербе нет.
26.01.2015 ДНС-1 УНПА Север- Талинка ОАО «РН- Няганьнефтегаз»	При откачке дренажной емкости ДЕ-1 в сепарационную установку после слива нефтедержавшей жидкости произошло воспламенение ГВС в дренажном колодце с последующим возгоранием насосного блока.	Эксплуатация агрегата насосного АХП 45/31 без фильтра и КИП, в результате чего произошло попадание в рабочее колесо полупогружного насоса, повлекшее образование искры в момент работы насоса без жидкости	Пострадавших нет. Экономический ущерб составил 664 400,0 руб.
28.01.2015 ТПП "РИТЭК- Уралойл"	Открытое фонтанирование с возгоранием. При проведении работ по перфорации колонны на скважине произошел выброс попутного газа с последующим возгоранием.	Технические причины: 1. Неуровненность пластового давления гидростатическим давлением столба жидкости. 2. Использование неисправного противовыбросового оборудования (ПВО) для обеспечения герметичности устья скважины. Организационные причины аварии: 1. Неслаженные действия буровой бригады при первых признаках газонефтеводопроявления.	Пострадавших нет. Экономический ущерб составил 14 243 702,0 руб.
19.02.2015	На нефтяном	Устанавливается	Ожоги получил

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист

55

Дата, место аварии	Вид аварии (неполадки)	Описание аварии	Число пострадавших
Оренбургская область, Зайкинское-Зоринское месторождение	месторождении Зайкинское-Зоринское вспыхнул пожар.		один человек Данных об ущербе нет.
03.03.2015 ГПГУ №6 ЗАО «САНЕКО»	В результате разгерметизации фильтра газа в машинном отделении ГПГУ и попадания газа в помещение аппаратного блока через негерметичную стену и кабельные каналы произошел взрыв ГВС в газопоршневой энергетической установке	Конструкция и оборудование эксплуатируемой установки, предусмотренные проектом, не соответствуют требованиям промышленной безопасности, а именно не герметизированы кабельные проходы в стенах между отделениями установки, не предусмотрена вентиляция аппаратного отделения, установлено оборудование не во взрывозащищенном исполнении.	Смертельно травмирован электромонтер. Экономический ущерб составил 13 974 000 руб.
29.03.2015 ЗАО «Сибирская сервисная компания», Скважина №204 куста №2 Малоичского нефтяного месторождения	Открытое фонтанирование. При бурении скважины произошел прихват бурильного инструмента. После отстрела прихваченной части, произошел неконтролируемый выброс газонефтяной смеси.	Технические причины: 1. Неуравновешенность пластового давления гидростатическим давлением столба жидкости. 2. Отсутствие необходимых предохранительных устройств в колонне бурильных труб (шарового крана). Организационные причины аварии: 1. Необученность персонала действиям, предусмотренными планами мероприятий локализации аварий, при нефтегазоводопроявлениях.	Пострадавших нет. Экономический ущерб составил 19 148 031 руб.
22.05.2015 Скважина №5248 Дачно-Репинского месторождения ООО «Башнефть-Добыча»	Выброс нефтесодержащей жидкости с последующим возгоранием при осуществлении капитального ремонта	Срез винтов РК73-8953-350-Т100-КЗ (разделитель колонн) в результате эксплуатации данного оборудования в условиях максимальных нагрузок.	Смертельно травмированы два рабочих. Экономический ущерб составил 243 000руб.

Анализ основных причин произошедших аварий

Чрезвычайно важное значение при осуществлении деятельности по добыче и транспортировке нефти должно отводиться управлению (контролю) риском аварийности на

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т						Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	56

потенциально опасных производственных объектах. Этот риск не может быть сведен к нулю благодаря превентивным мероприятиям (которым, необходимо уделять первостепенное внимание), так как существуют объективные факторы, имеющие вероятностную природу и приводящие к внеплановым потерям. К таким факторам можно отнести:

- природные стихийные бедствия;
- техногенные аварии и катастрофы;
- ошибки персонала;
- вторичные эффекты, происходящие на сопредельных опасных объектах;
- преднамеренные акты (поджоги, спланированные взрывы и т. д.);
- ошибки, допущенные на стадии проектирования и строительства;
- неизвестные или достоверно не прогнозируемые на данный момент "механизмы" и причинно-следственные связи ухудшения состояния оборудования;
- недостаток финансовых средств для обновления производственных фондов.

Одной из основных причин аварий на "площадных" объектах и объектах добычи является нарушение правил ведения огневых работ персоналом и нарушение параметров ведения технологических процессов. Менее частые причины аварий: некачественная молниезащита и самовозгорание.

По статистическим данным Ростехнадзора Российской Федерации основными причинами возникновения аварийных ситуаций являются:

- более 30% - нарушения технологической и производственной дисциплины, то есть неосторожные и несанкционированные действия исполнителей работ;
- 28% - неправильная организация работ;
- 17% - неэффективность или отсутствие производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности;
- 16% - неудовлетворительное состояние основных производственных фондов и недостаточные инвестиции в обновление технических средств.

На основании анализа сведений об имевших место авариях на трубопроводах, следует выделить следующие причины разрывов трубопроводов, из них основными можно считать следующее:

- коррозия металла;
- заводской брак в трубах, дефекты, связанные со строительными-монтажными работами;
- механические повреждения.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Как показывают статистические данные по авариям, происходящим на трубопроводах, самыми опасными являются аварии, возникшие из-за внешних воздействий техногенного характера, к которым относятся повреждение трубопровода землеройной или другой техникой. В результате такого воздействия происходит разрыв трубопровода на полное сечение («гильотинный разрыв»). В литературных источниках имеются сведения, что в настоящее время одним из главных факторов, резко повысившим риск аварий на трубопроводном транспорте и приведшем, по существу, к большинству аварий с тяжелыми последствиями – старение, моральный и полный физический износ трубопроводов.

Основными причинами возникновения аварийных ситуаций на объектах, аналогичных проектируемому, являются механическое разрушение оборудования и несоблюдение правил промышленной безопасности обслуживающим персоналом. По данным «Отчета о деятельности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору» к основным организационным и техническим причинам аварий и несчастных случаев в нефтегазовой промышленности следует отнести:

- неэффективную организацию осуществления производственного и технического контроля;
- нарушение технологии производства работ;
- производство работ с нарушением требований руководств по эксплуатации;
- нарушение работниками трудового распорядка и дисциплины труда;
- ненадлежащее содержание и техническое обслуживание оборудования;
- отсутствие контроля за выполнением работ;
- отсутствие организационно-технических мероприятий безопасного ведения работ;
- установка спецтехники во взрывоопасной зоне;
- применение неисправного оборудования или оборудования с отработавшим нормативным сроком эксплуатации;
- нарушения требований соответствующих инструкций и правил по оборудованию производственных рабочих мест.

Техническими причинами аварий являются нарушение требований промышленной безопасности, связанные с применением оборудования с отработавшим нормативным сроком эксплуатации, производства работ на неисправном оборудовании, использование во взрывоопасных зонах приборов без взрывозащиты.

К проблемным вопросам большинства компаний следует отнести неудовлетворительное состояние промысловых трубопроводов, низкие темпы проведения их диагностики, ремонта, замены и ингибиторной защиты; замену физически и морально устаревшего оборудования.

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

						09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т	Лист
							58
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		

Большинство аварий и случаев смертельного травматизма можно предотвратить при постоянном мониторинге реального состояния опасных производственных объектов, своевременном проведении мероприятий по их техническому обслуживанию, ремонту и реконструкции, а также по соблюдению безопасных режимов работы. Уровень травматизма и аварийности на объектах нефтяной промышленности определяется высокой степенью износа трубопроводов, низкими темпами внедрения современных технологий, недостаточным оснащением надежными системами автоматики и телемеханики.

Наиболее опасными объектами при добыче углеводородного сырья являются: скважины, оборудование скважин; нефтепромысловые трубопроводы; нефтестабилизационные производства; газокompрессорные станции; установки подготовки и перекачки нефти; установки предварительного сброса воды; товарно-сырьевые резервуарные парки; дожимные насосные станции; блочные кустовые насосные станции; автоматические газораспределительные станции, цеха сбора, подготовки и транспортировки газа.

Учитывая то, что в технологическом процессе на объектах нефтехимической, нефтеперерабатывающей и нефтедобывающей промышленности обращаются аналогичные вещества в схожих условиях, можно считать обобщенные причины аварий характерными для нефтяной промышленности в целом. Основываясь на результатах отчета о научно-исследовательской работе «Комплексная оценка природных и техногенных рисков для населения, выполненного Всероссийским научно-исследовательским институтом по проблемам гражданской обороны и чрезвычайным ситуациям» (ВНИИ ГОЧС), а также анализе сведений приведенных в периодической литературе определены основные причины произошедших аварий на технологическом оборудовании, нефтепроводах объектов нефтепродуктообеспечения.

Обобщенный анализ аварий на емкостном оборудовании, приведен в таблице 13.

Таблица 13 – Основные причины разрушения емкостного оборудования

Причины разрушения	Относительное количество (%)
Механические разрушения в результате гидроиспытаний, дефектов сварного шва, концентраций напряжений в зоне упорного уголка, при осадках основания фундамента и др.	46,2
Хрупкие разрушения при низких температурах	15,4
Воздействие поражающих факторов взрыва	15,4
Коррозия	10,8
Воздействие высоких температур при пожаре	7,7

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т						Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	59

Причины разрушения	Относительное количество (%)
Землетрясение	3,0
Человеческий фактор (включая диверсионный акт)	1,5

Обобщенный анализ аварий на трубопроводах приведен в таблице 14.

Таблица 14 – Основные причины разрушения емкостного оборудования

Причины разрушения	Относительное количество (%)
Механические разрушения при постороннем воздействии	16
Разгерметизация в режиме промышленной эксплуатации	20
Несанкционированная резка	28
Коррозионное разрушение металла	14
Разрушения вследствие некачественного проведения ремонтных работ, нарушения техники безопасности, ошибочных действий персонала	22

2.4.2 Анализ условий возникновения и развития аварий

Определение возможных причин и факторов, способствующих возникновению и развитию аварий.

Проектируемый объект является объектом повышенной опасности, т.к. связан с обращением больших объемов ЛВЖ и горючих газов, обладающей взрывопожароопасными свойствами и создающих реальную угрозу возникновения источника чрезвычайных ситуаций.

Концентрация на ограниченной территории больших объемов взрыво- и пожароопасных веществ, коррозионная активность нефти, создают дополнительную опасность разгерметизации системы.

Промысловый трубопровод так же является источником повышенной опасности из-за большого количества сварных и фланцевых соединений, запорной и регулирующей арматуры. Быстрое перекрытие технологических потоков может привести к гидравлическим ударам с последующим разрушением трубопроводов и оборудования.

Реализация энергетического потенциала опасных веществ в нежелательном и неуправляемом режиме (пожары, взрывы) по причинам техногенного и природного характера может создать комплекс поражающих факторов для людей, промышленной инфраструктуры и экологии.

К основным причинам, связанным с отказом оборудования относятся:

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

						09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т	Лист
							60
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		

1) Опасности, связанные с типовыми процессами.

Основными процессами являются процессы добыча и транспортировка нефтяной эмульсии. Данные процессы характеризуются повышенной температурой, высоким давлением, наличием большого количества ГЖ, высокой интенсивностью перекачки нефти.

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

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

Заметное влияние на износ оборудования оказывает то, что в нефти содержится большое количество агрессивных примесей, абразивных частиц (песок), пластовой воды. Внешняя коррозия возможна из-за дефектов антикоррозионного покрытия.

3) Отказы, разрушение и поломки оборудования.

Основными отказами/поломками оборудования являются: отказ/поломки электрооборудования, электропроводки; аппаратуры КИПиА.

4) Ошибочные действия персонала.

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

- некачественная диагностика и выявление дефектов во время эксплуатации;
- дефекты не ликвидируются из-за отсутствия или неудовлетворительного качества ремонтных работ, или недооценки опасности дефектов;
- ошибки операторов (например, резкое повышение давления, выше нормативного);
- механическое повреждение.

5) Внешнее воздействие природного и техногенного характера

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

- разряд атмосферного электричества. Разряд атмосферного электричества возможен при поражении объекта молнией, при вторичном ее воздействии или при заносе в него высокого потенциала;
- низкая температура воздуха. Приводит к повышению вязкости нефти, образованию парафиновых пробок в местах скопления воды и, следовательно, к повышению давления в трубопроводах;
- землетрясение, оползневые и карстовые явления. Объект находится не в сейсмоопасной зоне, оползневых и карстовых явлений не наблюдалось;

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист
61

- диверсии и террористические акты, акты вандализма (для района расположения проектируемого объекта маловероятны).

К основным факторам, способствующим возникновению и развитию аварий на проектируемом оборудовании и трубопроводах относятся:

- наличие в нефти большого количества агрессивных примесей, абразивных частиц, пластовой воды, что обуславливает повышенный коррозионный износ трубопровода;
- наличие высоких механических напряжений в конструктивных элементах трубопроводов, поэтому даже относительно незначительные отклонения действительных условий от принятых за исходные в проектных расчетах могут принести систему в предельное состояние;
- непосредственный контакт трубопровода с природной средой, чем обусловлена более высокая степень их уязвимости от агрессивного воздействия с ее стороны по сравнению с другими технологическими объектами;
- высокая производительность и значительная протяженность отдельных участков трубопроводов (между линейными задвижками), что обуславливает в случае аварии выброс за короткий промежуток времени в окружающую среду больших количеств взрывоопасных веществ;
- непредсказуемость местоположения потенциального разрыва относительно точки территории, в которой определяется риск;
- механическое повреждение трубопровода при проведении СМР;
- нарушение технологической и трудовой дисциплины, неосторожные или несанкционированные действия работников при проведении СМР.

Определение типовых сценариев возможных аварий.

Анализ возможных причин возникновения аварий на проектируемом объекте и свойств присутствующих опасных веществ позволил выявить возможные сценарии развития аварийных ситуаций. Возможны следующие типовые сценарии развития аварий для следующих групп оборудования:

- устьевая арматура добывающей скважины;
- измерительная установка;
- подогреватель путевой;
- сепаратор-расширитель с ГС;
- выкидной трубопровод от устьевой арматуры до измерительной установки;
- линейная часть нефтепровода.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист
62

В результате анализа ранее определенных событий (причин, факторов), обусловленных конкретным инициирующим событием, в качестве моделей гипотетических аварий к рассмотрению приняты группы сценариев аварий, приведенные в таблице 15.

Таблица 15 – Группы сценариев аварий

№ сценария	Схема развития сценария	Поражающий фактор
С1 Пролив опасного вещества без воспламенения	Полная или частичная разгерметизация оборудования или трубопровода → выброс опасного вещества и его растекание → загрязнение окружающей природной среды → локализация и ликвидация аварийной ситуации	Экологическое загрязнение
С2 Пожар разлива опасного вещества в открытом пространстве	Полная или частичная разгерметизация оборудования или трубопровода → выброс опасного вещества и его растекание → воспламенение опасного вещества при условии наличия источника инициирования → пожар разлива → термическое поражение оборудования и персонала, экологическое загрязнение	Экологическое загрязнение, тепловое загрязнение + прямое огневое действие
С3 Взрыв ТВС в открытом пространстве	Полная или частичная разгерметизация оборудования или трубопровода → истечение опасного вещества → образование топливо-воздушной смеси и его распространение → взрыв ТВС при наличии источника зажигания → термическое поражение персонала, сооружений и оборудования, экологическое загрязнение	Экологическое загрязнение + воздушная ударная волна, тепловое излучение
С4. Пожар разлива в помещении	Полная или частичная разгерметизация оборудования или трубопровода в помещении → выброс пожароопасного вещества и его растекание в пределах помещения → воспламенение пролива при условии наличия источника инициирования → пожар пролива → термическое поражение оборудования и персонала, экологическое загрязнение	Экологическое загрязнение, тепловое загрязнение + прямое огневое действие
С5. Взрыв ТВС в помещении	Полная или частичная разгерметизация оборудования или трубопровода в помещении → образование паровоздушной смеси (ПВС) → сгорание в режиме взрыва при наличии источника инициирования → разрушение здания, помещения, оборудования и поражение персонала ударной волной и осколками	Экологическое загрязнение + воздушная ударная волна, тепловое излучение

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

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

09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист

63

Перечень основных сценариев возможных аварий, принятых к количественному расчету для проектируемого оборудования, представлен в таблице 16.

Таблица 16 – Перечень основных сценариев возможных аварий

Наименование оборудования	Сценарии				
	C1	C2	C3	C4	C5
Устьевая арматура добывающей скважины (ФА)	+	+	+	-	-
Измерительная установка (ИУ)	+	-	-	+	+
Подогреватель путевой (ПП)	+	+	+	-	-
Сепаратор-расширитель с ГС (Ср)	+	+	+	-	-
Выкидные нефтепроводы от устьевой арматуры до измерительной установки (Втр)	+	+	-	-	-
Линейная часть нефтесборного коллектора (НСК)	+	+	+	-	-

Обоснование физико-математических моделей и методов расчета, применяемых при оценке риска.

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

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

- статистически обоснованные схемы событий, инициирующих возникновение, развитие и логическую последовательность этапов аварий;
- физико-химические явления аварии (выбросы опасных веществ, формирование облаков ТВС опасных продуктов их последующие превращения – взрыв, рассеивание или сгорание, пожар разлитий и т. д.);
- формы проявления поражающих факторов возможных аварий, прогнозируемые зоны их действия, интенсивность и продолжительность воздействия поражающих факторов;
- действия производственного персонала и специальных формирований предприятия в возникающих ЧС (оповещение должностных лиц и служб, запуск и работа технических систем локализации аварии, эвакуация и перемещения персонала, спасательные, неотложные и аварийно-восстановительные работы), а также действия

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т		Лист
											64

сил и средств сторонних организаций и территориальных формирований МЧС, привлекаемых для ликвидации аварий на проектируемом объекте;

- ожидаемые последствия воздействия поражающих факторов аварий на производственный персонал, производственные и административно-бытовые здания и сооружения, экологические последствия прогнозируемых аварий.

Для проведения расчетов по определению зон действия основных поражающих факторов и возможного ущерба обслуживающему персоналу и окружающей природной среде при различных сценариях аварии, приняты опробованные методики, рекомендованные ГУГПС МВД России, ВНИИПО МВД России, Научно-техническим центром «Промышленная безопасность», ВНИИ ГОЧС, Государственным комитетом Российской Федерации по охране окружающей среды и пр.

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

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

Для количественной оценки риска промышленного объекта использовались методики, приведенные в таблице 17.

Таблица 17 – Перечень методик, используемых для количественной оценки риска

Наименование используемых моделей и методов	Комментарии
ГОСТ Р 27.310-95. Надежность в технике. Анализ видов, последствий и критичности отказов. Основные положения	Используется для определения частот реализации сценариев возможных аварий.
ГОСТ 12.1.004-91. Пожарная безопасность. Общие требования	Определение вероятности возникновения пожара на пожаровзрывоопасном объекте, определение интенсивности отказа элементов.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист
65

Наименование используемых моделей и методов	Комментарии
ГОСТ Р 12.3.047-2012 Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля	Определение радиуса зон поражения при пожарах проливов.
СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности Утвержден приказом МЧС России от 25.03.2009 г. № 182.	Определение последствий при взрывах ТВС, интенсивности теплового излучения при пожарах.
Методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах Утверждена приказом МЧС России от 10.07.2009 г. № 404.	Определение количества вещества при истечении из отверстия. Определение условной вероятности при построении деревьев событий. Определение радиуса зон поражения при авариях.
Руководство по безопасности «Методические основы анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах» Утвержден приказом Ростехнадзора от 03.11.2022 г. № 387	Методические принципы, термины и понятия анализа риска, общие требования к процедуре оценки риска и оформлению результатов.
Руководство по безопасности "Методика оценки последствий аварийных взрывов топливно-воздушных смесей" Утвержден приказом Ростехнадзора от 28.11.2022 г. № 412	Расчет параметров ударной волны, зон поражения и разрушения при взрыве облаков топливно-воздушных смесей.
Руководство по безопасности "Методика моделирования распространения аварийных выбросов опасных веществ" Утвержден приказом Ростехнадзора от 02.11.2022 г. № 385	Расчет концентрации, массы ОБ во взрывоопасных пределах и зон поражения при пожаре-вспышке и взрыве ТВС
Руководство по безопасности «Методика оценки риска аварий на технологических трубопроводах, связанных с перемещением взрывопожароопасных жидкостей» Утвержден приказом Ростехнадзора от 28.11.2022 г. № 411	Оценка риска аварий на технологических трубопроводах взрывопожароопасных жидкостей.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист

66

Оценка количества опасных веществ, участвующих в авариях.

Определение количества опасных веществ, участвующих в авариях на проектируемом оборудовании и трубопроводах, проводилось при расчете последствий для каждого сценария в соответствии с действующими нормативами.

Расчёт количества опасных веществ, обращающихся в оборудовании или на нефтесборном коллекторе, проводится, исходя из количества опасного вещества (нефти), которое одновременно находится или может находиться на опасном производственном объекте (п.1 Приложения 2 ФЗ от 21.07.1997 №116-ФЗ).

При разгерметизации оборудования на кустах скважин, в соответствии с положениями ГОСТ Р 12.3.047-2012, предполагалось, что в аварии участвует вся масса опасных веществ находящихся в оборудовании + масса веществ, поступающих из всех смежных блоков в течение 5 минут (в зависимости от наличия межблочной отключающей арматуры с дистанционным приводом, наличия резервирования арматуры с дистанционным приводом и времени ее закрытия). Длительность испарения жидкости принимается равной времени ее полного испарения, но не более 3600 с. Расчеты ведутся по максимальным показателям дебита скважин.

Прогнозирование объема разлива нефти при аварии на нефтесборном коллекторе проводилось из расчета 25% максимального объема прокачки в течение 6 часов и объем нефтепродукта между запорными задвижками на прорванном участке трубопровода (п.7 «Правил организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации, за исключением внутренних морских вод Российской Федерации и территориального моря Российской Федерации, утв. Постановления Правительства РФ №2451 от 31.12.2020).

Количество опасных веществ на открытом воздухе, участвующих во взрыве топливовоздушных смесей (ТВС), рассчитывалось исходя из массы газовой фазы вышедшей из аварийного аппарата и смежных блоков в течение времени необходимого на отсечение аварийного блока + масса опасных веществ испарившихся с поверхности пролива за 3600 сек., с учетом коэффициента участия во взрыве ТВС - 0,1.

Количество опасных веществ, участвующих во взрыве топливовоздушных смесей (ТВС) в помещении, рассчитывалось исходя из массы газовой фазы вышедшей из аварийного аппарата и смежных блоков за 300 сек + масса опасных веществ испарившихся с поверхности пролива за 5 минут, при условии, что общая масса ТВС не превысит верхний концентрационный предел распространения пламени в помещении. При этом во внимание принималась работа аварийной и общеобменной вентиляции.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т		Лист
											67

Данные о количествах опасных веществ (нефти, ПНГ - попутного нефтяного газа) участвующих в рассматриваемых сценариях аварий проектируемого объекта приведены в таблицах 18-19. Для расчетов зон поражения по всем сценариям аварий принимаются аварии с максимально возможным количеством опасных веществ.

Таблица 18 – Количества опасных веществ, участвующих в рассматриваемых сценариях аварий на территории куста скважин

Аварийное оборудование	Сценарий	Поражающий фактор	Количество опасного вещества, кг	
			Участвующего в аварии	Участвующего в создании поражающих факторов
Куст скважин № 155				
Арматура устьевая фонтанная	C1-ФА	Загрязнение площадки и ОС при разгерметизации устьевой арматуры	116,0 (нефть)	116,0 (нефть)
	C2-ФА	Пожар разлива при полной разгерметизации фонтанной арматуры скважины с последующим воспламенением	116,0 (нефть)	116,0 (нефть)
	C3-ФА	Взрыв ТВС при разгерметизации устьевой арматуры	11,1 (ПНГ)	1,1 (ПНГ)
Измерительная установка	C1-ИУ	Загрязнение площадки и ОС при разгерметизации замерной установки	529,2 (нефть)	529,2 (нефть)
	C4-ИУ	Пожар разлива при полной разгерметизации замерной установки	529,2 (нефть)	529,2 (нефть)
	C5-ИУ	Взрыв ТВС с возникновением пожара пролива при полной разгерметизации замерной установки	50,7 (ПНГ)	5,1 (ПНГ)
Сепаратор-расширитель с ГС	C1-Ср	Загрязнение площадки и ОС при разгерметизации сепаратора	1336,8 (нефть)	1336,8 (нефть)
	C2-Ср	Пожар разлива при разгерметизации нефтегазового сепаратора с последующим воспламенением	1336,8 (нефть)	1336,8 (нефть)
	C3-Ср	Взрыв ТВС при разгерметизации нефтегазового сепаратора	128,2 (ПНГ)	12,8 (ПНГ)
Подогреватель путевой	C1-ПП	Загрязнение площадки и ОС при разгерметизации путевого подогревателя	1336,8 (нефть)	1336,8 (нефть)
	C2-ПП	Пожар разлива при разгерметизации путевого подогревателя с последующим воспламенением	1336,8 (нефть)	1336,8 (нефть)
	C3-ПП	Взрыв ТВС при разгерметизации путевого подогревателя	128,2 (ПНГ)	12,8 (ПНГ)

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т	Лист
							68

Аварийное оборудование	Сценарий	Поражающий фактор	Количество опасного вещества, кг	
			Участвующего в аварии	Участвующего в создании поражающих факторов
Выкидные трубопроводы	С1-Втр	Загрязнение площадки и ОС при разгерметизации выкидного трубопровода	116,0 (нефть)	116,0 (нефть)
	С2-Втр	Пожар разлива при полном разрушении выкидного трубопровода с последующим воспламенением	116,0 (нефть)	116,0 (нефть)

Таблица 19 – Количество опасных веществ (по участкам между задвижками), участвующих в рассматриваемых сценариях аварий на проектируемом нефтесборном коллекторе

Пикет	Расстояние между задвижками, м	Диаметр, м	Суточный объем прокачки, т/сут	Максимально возможный разлив нефти при аварии, т (Сценарии С1, С2)	Максимально возможное количество выделившегося попутного нефтяного газа при аварии, т (Сценарий С3)
Нефтесборный коллектор куст №155 – т.вр. в НСК куст 56 – задв.№95					
Площадка куста (от ИУ)	150	0,1	152,5	14,401	1,381
ПК 0+00,0 - ПК5+92,54	592,54				
ПК5+92,54 - ПК7+25,28	132,74	0,1	152,5	10,402	0,997
ПК7+25,28 - ПК14+16,00	690,72	0,1	152,5	14,061	1,348

Расчет вероятных зон действия поражающих факторов.

Определение зон поражения при горении и взрыве облаков топливно-воздушных смесей осуществлялось с помощью Программных модулей «Риск-пожар-производство» и «Риск-нефть-трубопровод» Программного комплекса «Студия анализа риска», разработанного ООО НПО «ДИАР». Программный комплекс разработан в соответствии с требованиями и положениями «Методики определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах», введенных в действие приказом МЧС РФ от 10.07.2009 г. №404, с учетом положений СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной безопасности», ГОСТ Р 12.3.047-2012 «Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля» и Руководства

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т	Лист 69
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док		

по безопасности "Методика оценки последствий аварийных взрывов топливно-воздушных смесей".

Основными опасными последствиями аварий, возможных на составляющих проектируемого объекта являются:

- загрязнение промплощадки и сооружений;
- образование воздушной ударной волны при взрывных превращениях облаков топливно-воздушных смесей (ТВС);
- образование зоны термического поражения при пожарах.

В качестве основных поражающих факторов аварий на проектируемом объекте рассматриваются:

- избыточное давление во фронте воздушной ударной волны;
- прямое огневое воздействие и тепловой поток с поверхности пламени при пожарах.

При анализе воздействия поражающих факторов оценке подвергалось:

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

Расчет вероятных зон загрязнения промплощадок и территории.

Расчеты площадей загрязнения при разгерметизации технологического оборудования на территории площадок скважин, производились исходя из предположения, что лужа пролива ограничена обваловками или бордюрами площадок, или помещением. В общем случае можно предположить, что зеркало пролива будет повторять геометрию свободного пространства между обваловками (отбортовками) технологических блоков. Полагалось, что жидкость разливается по спланированной поверхности слоем высотой 0,05 м.

Разлив опасного вещества в помещении ограничивается площадью помещения.

Для расчетов площадей загрязнения при реализации аварий на линейной части нефтепровода принималось, что в любой момент времени пролившаяся жидкость имеет форму плоской круглой лужи постоянной толщины. Площадь загрязнения земли S_3 рассчитывается по формуле (Руководство по безопасности «Методические рекомендации по проведению количественного анализа риска аварий на опасных производственных объектах магистральных нефтепроводов и магистральных нефтепродуктопроводов» (утв. Приказом Ростехнадзора от 29.12.2022 №478)):

$$S_3 = V_p / 0,2 \text{ (м}^2\text{)}$$

где V_p – объем разлившейся жидкости, м³.

Результаты расчетов площадей загрязнения при аварийных проливах горючих жидкостей приведены в таблице 20.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист
70

Таблица 20 - Результаты определения площадей загрязнения при аварийных проливах горючих жидкостей

Наименование оборудования/ трубопровода	Максимально возможный разлив нефти при аварии, т	Площадь пролива, м ²
	Сценарий С1, С2-	
Куст скважин №9		
Фонтанная арматура	0,116	2,78
Измерительная установка	0,529	21,0
Сепаратор-расширитель с ГС	1,337	32,0
Подогреватель путевой	1,337	32,0
Выкидной трубопровод	0,116	2,78
Нефтеборный коллектор куст №155 – т.вр. в НСК куст 56 – задв.№95		
Площадка куста (от ИУ). ПК 0+00,0 - ПК5+92,54	14,401	86,18
ПК5+92,54 -ПК7+25,28	10,402	62,25
ПК7+25,28 - ПК14+16,00	14,061	84,15

Расчет вероятных зон действия поражающих факторов пожара разлития.

Размер зоны поражения открытым пламенем – это размер зоны, где возможно появление пламени. Принималось, что в этой зоне поражение человека смертельно. При горении пролива эта зона определялась как размер эффективного диаметра пролива с размером вытянутым по ветру пламенем.

Под зоной поражения тепловым излучением принимается зона вдоль границы пожара глубиной, равной 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. Расчет интенсивности теплового излучения при пожарах проливов ЛВЖ и ГЖ производился в соответствии ГОСТ Р 12.3.047-2012.

Размер зоны поражения тепловым излучением (для горения «лужи») определялся по уровням излучения (ГОСТ Р 12.3.047-2012):

- 44,5кВт/м² – разрушение соседних емкостей, для человека – зона безвозвратных потерь (вероятность смертельного исхода 50% при длительности экспозиции 10 сек);

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

							09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т	Лист 71
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата			

- $10,5\text{кВт/м}^2$ – воспламенение деревянных конструкций, для человека – зона санитарных потерь (непереносимая боль через 3-5 сек., ожог 1 степени через 6-8 сек., ожог 2 степени через 12-16 сек.);
- $7,0\text{кВт/м}^2$ – для человека зона санитарных потерь в случае длительного нахождения под воздействием теплового излучения (непереносимая боль через 20-30 сек., ожог 1 степени через 15-20 сек., ожог 2 степени через 30-40 сек.);
- $4,2\text{кВт/м}^2$ – безопасные для объектов и для человека в брезентовой одежде расстояния, (вероятность ожогов первой степени 10% для людей без спецодежды при длительности экспозиции 30 сек);
- $1,4\text{кВт/м}^2$ – безопасные для объектов и человека расстояния, которые характеризуются отсутствием негативных последствий в течение длительного времени.

Расчет вероятных зон действия поражающих факторов взрывов ТВС в открытом пространстве

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

Размер зоны поражения ударной волной человека на открытой площадке определялся по перепаду давления во фронте ударной волной при бесконечно большой длительности импульса. Поражение людей определяется по воздействию отраженной ударной волны и обломков разрушенных конструкций.

Критериальными значениями повреждения зданий, сооружений и конструкций в случае реализации данного сценария являются следующие параметры:

- зона полного разрушения – разрушение и обрушение всех элементов зданий и сооружений (100кПа);
- зона сильного разрушения – 50-% разрушение зданий и сооружений (53кПа);
- зона среднего разрушения – обрушение отдельных элементов зданий и сооружений (28кПа);
- зона слабого разрушения – умеренные повреждения зданий (повреждение внутренних перегородок, рам, дверей и т.п.) (12кПа);
- нижний порог повреждения человека (5 кПа);
- зона частичного разрушения застекления – разбито 10% стекол (3кПа).

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист

72

Расчет вероятных зон действия поражающих факторов (тепловое излучение) при пожарах пролива горючих жидкостей, нефти в помещениях

При анализе поражающих факторов в случае пожара в помещении оценке подвергалось воздействие теплового потока на помещение. При этом рассчитывались:

- максимальная среднеобъемная температура, °С;
- максимальное значение усредненной температуры перекрытий, °С;
- максимальное значение усредненной температуры стен, °С;
- время воздействия, мин (без противопожарных мероприятий).

Расчет вероятных зон действия поражающих факторов взрывов ТВС в помещении

Критериальными значениями избыточного давления в случае реализации данного сценария являются следующие параметры (таблица А.4 ГОСТ Р 12.3.047-2012):

- 100 кПа – полное разрушение зданий;
- 53 кПа – 50%-ное разрушение зданий;
- 28 кПа – средние повреждения зданий;
- 12 кПа – умеренные повреждения зданий (повреждение внутренних перегородок, рам, дверей и т.п.)
- 5 кПа – нижний порог повреждения человека волной давления;
- 3 кПа – малые повреждения (разбита часть остекления).

Зоны действия поражающих факторов рассчитаны для наиболее опасных сценариев – по максимальному количеству опасного вещества, которое может выйти из оборудования при авариях на проектируемом оборудовании/ трубопроводах.

Результаты определения зон действия поражающих факторов при авариях на проектируемых объектах представлены в таблицах 21-22.

Таблица 21 – Результаты определения зон действия поражающих факторов при авариях на площадке куста скважин № 155

Взам. инв. №	Оборудование					
	Параметры	ФА	ИУ	Ср	ПП	Втр
Подп. и дата	Возгорание пролива (сценарий С2)					
	Расчет параметров испарения					
	Общая масса вещества, участвующего в создании поражающих факторов, (кг)					
	- нефти	116,0	529,2	1336,8	1336,8	116,0
	- газа	1,1	5,1	12,8	12,8	-
Инв. № подл.	09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т					Лист
	Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата
						73

Параметры		Оборудование					
		ФА	ИУ	Ср	ПП	Втр	
Площадь пожара, м ² (зона действия открытого пламени)		2,78	21,0	32	32	2,78	
Расчет параметров воспламенения пролива							
Эффективный диаметр пролива, м		1,9	-	6,3	6,3	1,9	
Непереносимая боль через 3-5 с Ожог 1-й степени через 6-8 с Ожог 2-й степени через 12-16 с (10,5 кВт/м ²) на расстоянии, м		1,4	-	4,6	4,6	1,4	
Непереносимая боль через 20-30 с Ожог 1-й степени через 15-20 с Ожог 2-й степени через 30-40 с Воспламенение хлопка-волокна через 15 мин (7,0 кВт/м ²) на расстоянии, м		2,0	-	6,5	6,5	2,0	
Безопасно для человека в брезентовой одежде (4,2 кВт/м ²) на расстоянии, м		3,0	-	9,5	9,5	3,0	
Без негативных последствий в течение длительного времени (1,4 кВт/м ²) на расстоянии, м		6,2	-	18,2	18,2	6,2	
Взрыв ТВС в открытом пространстве (сценарий С3)							
Расчет избыточного давления							
Полное разрушение зданий (100кПа) (м)		-	-	-	-	-	
50%-ное разрушение зданий (53кПа) (м)		-	-	-	-	-	
Средние повреждения зданий (28кПа) (м)		-	-	-	-	-	
Умеренные повреждения зданий (12кПа) (м)		-	-	-	-	-	
Нижний порог повреждений человека волной давления (5кПа) (м)		-	-	6,3м (4,1кПа)	6,3м (4,1кПа)	-	
Разбита часть остекления (3кПа) (м)		-	-	12,78	12,78	-	
Пожар в помещении (сценарий С4)							
Максимальная среднеобъемная температура, оС		-	919	-	-	-	
Максимальное значение усредненной температуры перекрытий, оС		-	893	-	-	-	
Максимальное значение усредненной температуры стен, оС		-	850	-	-	-	
Время продолжительности пожара без противопожарных мероприятий, мин		-	81	-	-	-	
Взрыв ТВС в помещении (сценарий С5)							
Полное разрушение (100 кПа)		-	-	-	-	-	
50%-ное разрушение (53 кПа)		-	-	-	-	-	
Средняя степень разрушения (28 кПа)		-	+	-	-	-	
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т	Лист
							74

Параметры	Оборудование				
	ФА	ИУ	Ср	ПП	Втр
		(44,71 кПа)			
Умеренные повреждения (12 кПа)	-	+	-	-	-
Нижний порог повреждения человека (5 кПа)	-	+	-	-	-
Малые повреждения (разбита часть остекления) (3 кПа)	-	+	-	-	-

Таблица 22 – Результаты определения зон действия поражающих факторов при авариях на нефтесборном коллекторе

Параметры	Нефтесборный коллектор куст №155 – т.вр. в НСК куст 56 – задв.№95 (участок - Площадка куста (от ИУ). ПК 0+00,0 -ПК5+92,54)
Возгорание пролива (сценарий С2-НСК)	
Расчет параметров пролива	
Общая масса вещества участвующих в создании поражающих факторов (нефти, т),	14,401
Объем пролива, (м ³)	17,24
Площадь пожара, м ² (зона действия открытого пламени)	86,18
Расчет параметров воспламенения пролива	
Эффективный диаметр пролива, м	10,48
Непереносимая боль через 3-5 с . Ожог 1-й степени через 6-8 с. Ожог 2-й степени через 12-16 с (10,5 кВт/м ²) на расстоянии, м	7,4
Непереносимая боль через 20-30 с. Ожог 1-й степени через 15-20 с. Ожог 2-й степени через 30-40 с Воспламенение хлопка-волокна через 15 мин (7,0 кВт/м ²) на расстоянии, м	10,3
Безопасно для человека в брезентовой одежде (4,2 кВт/м ²) на расстоянии, м	14,8
Без негативных последствий в течение длительного времени (1,4 кВт/м ²) на расстоянии, м	27,9
Взрыв ТВС в открытом пространстве (сценарий С3-НСК)	
Расчет избыточного давления	
Общая масса вещества, участвующего в создании поражающих факторов (газа, кг)	138,1
Полное разрушение зданий (100кПа) (м)	-
50%-ное разрушение зданий (53кПа) (м)	-
Средние повреждения зданий (28кПа) (м)	-
Умеренные повреждения зданий (12кПа) (м)	-

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

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

09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист
75

Параметры	Нефтеборный коллектор куст №155 – т.вр. в НСК куст 56 – задв.№95 (участок - Площадка куста (от ИУ). ПК 0+00,0 -ПК5+92,54)
Нижний порог повреждений человека волной давления (5кПа) (м)	13,9м (3,3 кПа)
Разбита часть остекления (3кПа) (м)	19,53

Зоны действия поражающих факторов наиболее опасных аварийных ситуаций возможных на составляющих проектируемого объекта представлены в графической части настоящего раздела (09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Г5 – 09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Г6).

2.4.3 Оценка риска аварий

Оценка риска заключается в определении вероятности причинения вреда персоналу и населению и ущербу имуществу и окружающей природной среде.

Оценка вероятности причинения вреда персоналу и населению сводится к определению индивидуального, коллективного и социального риска его поражения (в основном, необратимого).

Оценка вероятности нанесения вреда имуществу и ОПС заключается в определении потенциальной возможности реализации сценария аварии, последствия которой могут нанести указанный ущерб.

В соответствии с п. 43 Приказа МЧС РФ от 10.07.2009 №404 уровень социального пожарного риска нормируется по поражению не менее десяти человек в течение года. Уровень социального пожарного риска в соответствии с Техническим регламентом о требованиях пожарной безопасности нормируется только для людей находящихся в селитебной зоне вблизи объекта. Т.к. риск поражения персонала сторонних организаций и населения отсутствует и ожидаемое число пострадавших, при реализации наиболее крупных аварий, составит не более 1 человека, то расчет социального риска не проводится.

Определение вероятностей (частот) возникновения аварий.

Любой сценарий начинается с иницирующего события (утечки различной интенсивности или воспламенения паровоздушной среды внутри оборудования, там, где это возможно), которое может возникнуть с некоторой частотой.

Основываясь на анализе имеющейся статистической информации, а также использовании логических схем возникновения крупных аварий из системы «некритических» промежуточных событий в таблице 23 представлены характерные частоты аварий.

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

09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист

76

Таблица 23 – Ожидаемые частоты инициирования аварий типового оборудования

Категория оборудования (аварии)	Частота аварии, 1/год	Источник данных
Полная разгерметизация арматуры скважины при эксплуатации	$9,0 \cdot 10^{-5}$	Приказ МЧС РФ от 10.07.2009 №404 СТО ЛУКОЙЛ 1.6.6.1-2019
Полная разгерметизация нефтепровода (межпромыслового, промыслового, магистрального)	$2,7 \cdot 10^{-5}/\text{км}$	
Полная разгерметизация технологического трубопровода	$2,4 \cdot 10^{-7}/\text{м}$	
Полная разгерметизация замерной установки	$1,0 \cdot 10^{-4}$	
Полная разгерметизация сосуда под избыточным давлением	$1,0 \times 10^{-6}$	
Разгерметизация путевого подогревателя	$1,1 \times 10^{-3}$	

Методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах разработана в соответствии с Федеральным законом Российской Федерации от 22.03.2008 №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» и постановлением Правительства Российской Федерации от 22.07.2020 №1084 «О порядке проведения расчетов по оценке пожарного риска».

При разгерметизации оборудования и разлиии нефтегазовой эмульсии полагалось (согласно табл. П1.2 указанной методики), что:

- вероятность мгновенного воспламенения двухфазной смеси при среднем расходе истечения (1-50 кг/с) – 0,035;
- вероятность мгновенного воспламенения двухфазной смеси при полном разрыве – 0,200;
- вероятность последующего воспламенения при отсутствии мгновенного воспламенения двухфазной смеси при среднем расходе истечения (1-50 кг/с) – 0,036;
- вероятность последующего воспламенения при отсутствии мгновенного воспламенения двухфазной смеси при полном разрыве – 0,240;
- условная вероятность сгорания с образованием избыточного давления при образовании горючего газопаровоздушного облака и его последующим воспламенении при среднем расходе истечения (1-50 кг/с) – 0,240;
- условная вероятность сгорания с образованием избыточного давления при образовании горючего газопаровоздушного облака и его последующем воспламенении при полном разрыве – 0,600.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т		Лист
											77

Итоговые частоты реализации сценариев аварийных ситуаций возможных на проектируемом оборудовании и трубопроводах, представлены в таблице 24.

Таблица 24 – Итоговые частоты реализации сценариев аварийных ситуаций

Оборудование	Сценарий	Последствия аварии	Частота, 1/год
Куст скважин №155			
Арматура устьевая фонтанная	C1-ФА	Экологическое загрязнение при разгерметизации фонтанной арматуры	3,28E-04
Арматура устьевая фонтанная	C2-ФА	Пожар разлива при полной разгерметизации фонтанной арматуры скважины с последующим воспламенением	9,55E-05
Арматура устьевая фонтанная	C3-ФА	Взрыв ТВС при полном разрушении фонтанной арматуры с отложенным воспламенением	6,22E-05
Измерительная установка	C1-ИУ	Экологическое загрязнение при разгерметизации измерительной установки	6,08E-05
Измерительная установка	C4-ИУ	Пожар разлива при полной разгерметизации оборудования в замерной установке	2,77E-05
Измерительная установка	C5-ИУ	Взрыв ТВС с возникновением пожара пролива при полной разгерметизации оборудования в замерной установке	1,15E-05
Подогреватель путевой	C1-ПП	Экологическое загрязнение при разгерметизации путевого подогревателя	6,69E-04
Подогреватель путевой	C2-ПП	Пожар разлива при разгерметизации путевого подогревателя с последующим воспламенением	1,94E-04
Подогреватель путевой	C3-ПП	Взрыв ТВС при разгерметизации путевого подогревателя	1,27E-04
Сепаратор-расширитель с ГС	C1-Ср	Экологическое загрязнение при разгерметизации сепаратора	6,08E-07
Сепаратор-расширитель с ГС	C2-Ср	Пожар разлива при разгерметизации сепаратора с последующим воспламенением	1,77E-07
Сепаратор-расширитель с ГС	C3-Ср	Взрыв ТВС при разгерметизации сепаратора	1,15E-07
Выкидные трубопроводы	C1-Втр	Экологическое загрязнение при разгерметизации выкидного трубопровода	5,60E-05
Выкидные трубопроводы	C2-Втр	Пожар разлива при полном разрушении выкидного трубопровода с последующим воспламенением	2,6 9E-05
Нефтеборный коллектор куст №155 – т.вр. в НСК куст 56 – задв.№95			
НСК от куста скважин	C1-НСК	Экологическое загрязнение при разгерметизации нефтеборного коллектора	2,37E-05
НСК от куста скважин	C2-НСК	Пожар разлива при полном разрушении нефтеборного коллектора с последующим воспламенением	1,53E-05

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист
78

Оборудование	Сценарий	Последствия аварии	Частота, 1/год
НСК от куста скважин	СЗ-НСК	Взрыв ТВС при разгерметизации устьевой арматуры с отложенным воспламенением	7,49E-10

Оценка возможного числа пострадавших

Автоматизация и управление технологическим процессом добычи и транспортировки скважинной продукции Харьягинского месторождения позволяет эксплуатировать технологическое оборудование без постоянного присутствия обслуживающего персонала. Персонал находится на объекте эпизодически для визуального осмотра объектов и оборудования, оперативной регулировки оборудования, ремонта.

Проектируемые объекты обслуживаются существующим персоналом бригад по добыче нефти и газа КЦДНГ №5 ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз». Увеличения персонала не предусматриваются. Максимальная численность персонала при обслуживании проектируемого объекта составляет 2 человека.

Аварии на ближайших потенциально опасных объектах не могут стать причиной возникновения ЧС на проектируемых трубопроводах в виду своей удаленности.

Район изысканий необжитый, окружной центр – г. Нарьян-Мар находится в 157 км к северо-западу от района работ. Ближайший населённый пункт – п. Харьягинский, расположенный в 3,9 км к востоку.

На прилегающей к проектируемому объекту территории население отсутствует. Мирное и гражданское население в зоны риска возможных аварий не попадает. Сторонние организации, расположенные вне территории проектируемых объектов, в зону действия поражающих факторов максимальной гипотетической аварии не попадают.

Возможное число погибших и пострадавших определялось методом экспертной оценки с использованием банка данных об авариях на аналогичных предприятиях, а также с использованием рекомендаций и методик расчетов, представленные в следующих документах:

- а) «Методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах» (утв. приказом МЧС России от 10.07.2009 г. № 404);
- б) СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности»;
- в) ГОСТ Р 12.3.047-2012 «Пожарная безопасность технологических процессов».

При оценке возможного числа пострадавших по сценариям аварий, учитывались следующие факторы:

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист
79

– постоянного присутствия персонала на кустах скважин и по трассам проектируемых нефтепроводов не предусматривается. Поражение персонала в случае аварии возможно только во время периодических обходов, проведения ремонтно-профилактических работ и мероприятий по ликвидации аварий;

– зоны теплового поражения пожара пролива локализованы вблизи разлива ЛВЖ. Персонал, находящийся непосредственно у места разлива в момент аварии, имеет возможность самостоятельно покинуть опасную зону. В связи с этим, количество погибшего персонала принимается равным нулю, возможно только санитарное поражение персонала (отравление продуктами сгорания, ожоги открытых участков тела и верхних дыхательных путей);

– в случае пожара в зданиях зоны поражающих факторов не выходит за пределы аварийного помещения, поэтому опасному воздействию будет подвергаться только находящийся в нем персонал;

– определение числа пострадавших в случае аварии проводилось с учетом возможности нахождения третьих лиц в охранной зоне нефтепровода: водители и пассажиры транспортных средств, осуществляющие движение по рядом расположенным и пересекаемым автодорогам, случайные лица исходя из средней плотности населения в районе.

Возможное число пострадавших, попадающих в случае аварии в зоны безвозвратных и санитарных потерь, приведено в таблице 25.

Таблица 25 – Результаты оценки возможного числа пострадавших на объекте

Оборудование	Сценарий	Поражающий фактор	Число погибших	Число пострадавших
Куст скважин №155				
Арматура устьева фонтанная	C1-ФА	Экологическое загрязнение	0	0
	C2-ФА	Тепловое излучение	0	1
	C3-ФА	Термическое поражение	0	0
Измерительная установка	C1-ИУ	Экологическое загрязнение	0	0
	C4-ИУ	Тепловое излучение	0	1
	C5-ИУ	Термическое поражение	1	1
Подогреватель путевой	C1-ПП	Экологическое загрязнение	0	0
	C2-ПП	Тепловое излучение	0	1
	C3-ПП	Термическое поражение	0	1
Сепаратор- расширитель с ГС	C1-Ср	Экологическое загрязнение	0	0
	C2-Ср	Тепловое излучение	0	1
	C3-Ср	Термическое поражение	0	1
Выкидной	C1-Втр	Экологическое загрязнение	0	0

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

09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист

80

Оборудование	Сценарий	Поражающий фактор	Число погибших	Число пострадавших
трубопровод	С2-Втр	Тепловое излучение	0	1
Нефтесборный коллектор куст №155 – т.вр. в НСК куст 56 – задв.№95				
НСК от куста скважин	С1-НСК	Экологическое загрязнение	0	0
	С2-НСК	Тепловое излучение	0	2
	С3-НСК	Термическое поражение	0	1

Оценка индивидуального риска оператора нефти и газа

Суммарный индивидуальный риск поражения для персонала (частота поражения отдельного индивидуума в результате воздействия исследуемых факторов опасности) оценивался как:

$$R_i = \sum_{i=1}^n QV_i \cdot QVP_i \cdot QN_i,$$

где n – количество типов рассматриваемых аварий;

QV_i – частота возникновения i-й аварии на рассматриваемом блоке, 1/год;

QN_i – условная вероятность нахождения человека в данной зоне поражения;

QVP_i – условная вероятность определенного вида поражения человека, находящегося в зоне аварии, при реализации указанной аварии i-го типа.

Частоты реализации сценариев аварийных ситуаций рассмотрены выше. Условная вероятность нахождения людей в зоне аварии определялась исходя из территориально-временного распределения персонала по составляющим нефтяного промысла в течение суток, смены. Принято, что оператор нефти и газа находится в зоне смертельного поражения опасных факторов аварийных ситуаций в среднем по 40 минут в смену и в зоне санитарного поражения опасных факторов аварийных ситуаций по 2 часа в смену. Суммарный индивидуальный риск поражения оператора нефти и газа представлен в таблице 26.

Следует отметить, что уровень риска поражения идентифицированных сценариев возможных аварий на объектах обустройства не превышает среднестатистического значения уровня профессионального риска в производственной сфере России. По данным ГОСТ 12.3.047-2012 уровень приемлемого риска (пожарного риска) составляет $1,0 \cdot 10^{-6}$ 1/год – для населения.

Таблица 26 – Суммарный индивидуальный риск поражения персонала

Персонал опасного производственного объекта	Индивидуальный риск смертельного поражения, 1/год	Индивидуальный риск санитарного поражения, 1/год
Оператор нефти и газа	$1,50 \cdot 10^{-8}$	$2,26 \cdot 10^{-7}$

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

							09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата			81

Величина индивидуального пожарного риска в зданиях, сооружениях и на территориях производственных объектов не превышает одну миллионную в год, что отвечает требованиям Федерального закона №123-ФЗ. Дополнительных инженерно-технических и организационных мероприятий для обеспечения допустимого значения уровня риска не требуется.

Определение уровня возможных ЧС

В соответствии с классификацией Постановления Правительства РФ от 21.05.2007 г. №304 «О классификации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» на проектируемом объекте возможны чрезвычайные ситуации муниципального характера (зона чрезвычайной ситуации не выходит за пределы территории одного муниципального образования, при этом количество людей, погибших и (или) получивших ущерб здоровью, составляет не более 50 человек либо размер материального ущерба составляет не более 12 млн.рублей).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т	Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док		Подп.

3 Обеспечение требований промышленной безопасности

3.1 Сведения об обеспечении требований промышленной безопасности к эксплуатации проектируемого объекта

3.1.1 Сведения о профессиональной и противоаварийной подготовке персонала с указанием регулярности проверки знаний в области промышленной безопасности и порядка допуска персонала к работе

Проектируемый объект входит в зону производственной деятельности ТПП «ЛУКОЙЛ – Севернефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».

Профессиональная подготовка персонала характеризуется следующими принципами:

- допуск к работе лиц, имеющих требуемый профессиональный и общеобразовательный уровень;
- проведение инструктажей с работниками при поступлении и периодически в период работы на предприятии;
- периодическое повышение квалификации;
- индивидуальная стажировка на рабочих местах профессиональным навыкам под руководством квалифицированного работника (наставника);
- материальное и моральное стимулирование профессионализма в Обществе;
- периодическая (ежегодная) аттестация и проверка знаний на соответствие работников предъявляемым требованиям безопасности и допуск к самостоятельной работе.

Указанные принципы полностью реализуются в ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» в соответствии с государственными нормативными актами и положениями, действующими в Обществе.

В Обществе установлен единый порядок организации и проведения инструктажей, обучения и проверок знаний рабочих, служащих и ИТР безопасным методам и приемам работы в отрасли по промышленной безопасности и охране труда, согласно Стандарта ПАО «ЛУКОЙЛ» СТО 1.6.4.2016 «Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Требования к обучению и проверке знаний работников». Стандарт соответствует требованиям Трудового кодекса Российской Федерации, Федеральных законов «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» №116-ФЗ, «О техническом регулировании» №184-ФЗ, ГОСТ 12.0.004-2015 «Система стандартов безопасности труда. Организация обучения безопасности труда. Общие положения», «Положению об аттестации в области промышленной безопасности, по вопросам безопасности гидротехнических сооружений, безопасности в сфере электроэнергетики (утв. Постановлением

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				

Правительства РФ № 1365 от 25.10.2019, «Правилам обучения по охране труда и проверки знания требований охраны труда», утв. Постановлением Правительства РФ № 2464 от 24.12.21, а также ряда других нормативно-правовых актов.

Для всех работников, поступающих на работу и переводимых на другую работу, работодатель (или уполномоченное им лицо) обязан проводить соответствующий инструктаж и стажировку на рабочем месте для работников рабочих профессий.

Проведение инструктажей и стажировки на рабочем месте предусматривает ознакомление работников с имеющимися опасными или вредными производственными факторами и важнейшими экологическими аспектами, изучение требований ПБ, ОТ и ОС, энергетической безопасности и безопасности ГТС, содержащихся в локальных нормативных актах организации, инструкциях по охране труда, технической, эксплуатационной документации, а также изучение безопасных методов и приемов выполнения работ.

ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» разработаны программы инструктажей по безопасности, оформление их результатов осуществляются в установленном порядке.

Обучение работников безопасным методам работы предусматривает:

- все виды инструктажа (вводный, на рабочем месте – первичный, повторный, внеплановый и целевой);
- проверки знаний (первичная, периодическая и внеочередная).

Вводный инструктаж по безопасности проводят со всеми вновь поступающим на работу персоналом независимо от их стажа работы по данной профессии, временными работниками, командированными, учащимися и студентами, прибывшими на обучение или производственную практику.

Вводный инструктаж проводит работник, на которого приказом директора ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» возложены эти обязанности.

Первичный инструктаж по безопасности на рабочем месте проводится с рабочими до начала их производственной деятельности. Рабочие, которые не связаны с обслуживанием, испытанием, наладкой и ремонтом оборудования, использованием инструмента, хранением и применением сырья и материалов, инструктаж по безопасности на рабочем месте не проходят. Первичный инструктаж на рабочем месте проводится с каждым индивидуально с практическим показом безопасных приемов работы.

Все рабочие после проведения первичного инструктажа по безопасности на рабочем месте проходят стажировку на конкретном рабочем месте под руководством опытных работников, назначенных приказом директора ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз».

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

						09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т	Лист
							84
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		

Повторный инструктаж по безопасности на рабочем месте проводится не реже одного раза в полугодие.

Возможны внеплановые инструктажи по безопасности, в случае изменения технологического процесса, замене или модернизации оборудования, влияющих на безопасность, при нарушении требований безопасности, при перерыве в работе более чем на 30 календарных дней, по предписанию должностных лиц территориальных органов надзора, при введении в действие новых или переработанных стандартов, правил, инструкций по охране труда, а также изменений к ним.

Целевой инструктаж проводят при выполнении разовых работ, не связанных с прямыми обязанностями по специальности (погрузка, выгрузка, уборка территории, разовые работы вне предприятия, цеха и т.п.); ликвидации последствий аварий, стихийных бедствий и катастроф; производстве работ, на которые оформляется наряд-допуск.

Проверку теоретических знаний требований охраны труда и практических навыков безопасной работы работников рабочих профессий проводят непосредственные руководители работ. Внеочередная проверка знаний проводится в случае внесения изменений в производственные инструкции; по предписанию органов надзора.

Производство работ в местах, где имеется или может возникнуть повышенная производственная опасность, должно осуществляться по наряду-допуску. Специалисты и рабочие, прибывшие на объект для проведения таких работ должны иметь наряд-допуск, должны быть ознакомлены с правилами внутреннего распорядка, характерными опасностями и их признаками.

Для проведения аттестации специалистов по промышленной безопасности и охране труда приказом директора ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» назначается постоянно действующая аттестационная комиссия (ПДАК). В состав ПДАК включаются руководители и главные специалисты ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз», руководители и начальники управлений, отделов, осуществляющих производственный и другие виды внутреннего контроля за соблюдением требований безопасности, представители аварийно-спасательных служб и другие специалисты.

Аттестация специалистов по вопросам безопасности в ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» осуществляется по графику утвержденному Главным инженером. Лица, подлежащие аттестации, должны быть ознакомлены с графиком и местом проведения аттестации.

Внеочередной аттестации в территориальных органах Ростехнадзора подлежат руководитель и/или лица, на которых возложена ответственность за безопасное ведение работ на объекте, на котором произошли авария или несчастный случай со смертельным исходом.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист
85

Сведения о лицах, подлежащих внеочередной аттестации представляются в органы Ростехнадзора на основании акта расследования причин аварии или несчастного случая со смертельным исходом. Указанные сведения предоставляются в двадцатидневный срок с момента завершения расследования аварии или несчастного случая со смертельным исходом.

Контроль своевременного проведения аттестации по промышленной безопасности и охране труда руководителей и специалистов территориально-производственного предприятия осуществляется отделом ОТ, ПБ и ООС ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз».

В Обществе также реализуется выполнение следующих мероприятий по обучению персонала способам защиты и действиям при авариях:

- организовано обучение по ПЛА, ПЛАРН;
- разработан график и проводится тренировка персонала по ликвидации аварийных ситуаций на конкретных обслуживаемых объектах в рабочей обстановке с привлечением при необходимости инспектора пожарной части (ПЧ);
- проводятся внеплановые учебные тревоги по указанию Ростехнадзора и комиссии 3 ступени контроля по ПБ;
- проводится анализ результатов учебно-тренировочных занятий по ПЛА, ПЛАРН с выработкой мер по устранению недостатков и совершенствованию процесса подготовки персонала по защите и действиям при авариях;
- определены обязанности и ответственность руководителей по обучению персонала, степени его готовности действиям при ЧС;
- разработан и доведен до сведения персонала порядок оповещения и эвакуации при ЧС.

По утвержденному главным инженером ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» графику, с персоналом проводятся ежемесячные учебно-тренировочные занятия по отработке порядка действий при возникновении аварийных ситуаций, согласно ПЛА. Все позиции плана ликвидации возможных аварийных ситуаций прорабатываются в течение года. Персонал регулярно обучается порядку действий при возникновении аварийных ситуаций путем проведения учебных тревог, включая правила работы с использованием средств индивидуальной защиты (противогазы). После проведения тренировочных занятий ответственным лицом (проводящим занятие) дается оценка уровня подготовки персонала. Проводятся тренировочные занятия и с персоналом пожарных подразделений.

Дополнительно производственный персонал проектируемого объекта, в соответствии с графиком проходит регулярное обучение на профессиональных курсах.

Виды профессионального обучения:

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

							09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т	Лист
								86
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата			

- подготовка новых рабочих;
- переподготовка рабочих;
- обучение рабочих вторым профессиям;
- повышение квалификации рабочих.

Программы обучения регулярно обновляются с учетом современных требований безопасности и внедренных в производство новых технологических процессов, оборудования, передовых методов и форм труда и других достижений в области промышленной безопасности и охраны труда. Одновременно из программы исключаются устаревшие сведения. Программами обучения предусматриваются также вопросы ознакомления персонала с порядком поведения при возникновении аварийных ситуаций.

3.1.2 Сведения о системе управления промышленной безопасностью, включая данные о производственном контроле за соблюдением требований промышленной безопасности

Проектируемый объект входит в зону производственной деятельности комплексного цеха по добыче нефти и газа №5 (КЦДНГ-5) ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» - дочернего общества ПАО «ЛУКОЙЛ».

Созданная в ПАО «ЛУКОЙЛ» система управления промышленной безопасностью функционирует в соответствии со стандартом СТО ЛУКОЙЛ 1.6.1-2019 «Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Руководство». Стандарт устанавливает единые принципы функционирования и требования к Системе управления промышленной, пожарной, радиационной безопасностью, предупреждением и ликвидацией чрезвычайных ситуаций, гражданской обороной, охраной труда и окружающей среды (далее – Система управления ПБ, ОТ и ОС) Группы «ЛУКОЙЛ».

Стандарт обязателен для применения в ПАО «ЛУКОЙЛ» и распространяет свое действие на процесс взаимодействия ПАО «ЛУКОЙЛ» и организаций Группы «ЛУКОЙЛ», входящих в Планово-бюджетную группу «ЛУКОЙЛ» и бюджетизируемых по прямому методу (далее – организации Группы «ЛУКОЙЛ»).

Требования по распределению ответственности и полномочий руководителей и структурных подразделений ПАО «ЛУКОЙЛ» в Системе управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды, регламентируются корпоративным стандартом СТО ЛУКОЙЛ 1.6.2-2016 «Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Распределение обязанностей и полномочий».

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

						09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т	Лист
							87
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		

Основой Системы управления промышленной безопасности ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» является Политика Группы «ЛУКОЙЛ» в области промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды в XXI веке, утв. на заседании правления ПАО «ЛУКОЙЛ» (Приложение № 4 к протоколу заседания Правления ПАО «ЛУКОЙЛ» от «25» мая 2020 г. № 13). Политика теснейшим образом увязана со стратегией развития и освоения Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, принятой Правительством Республики Коми и Администрацией Ненецкого автономного округа.

Система управления промышленной безопасностью ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» является составной частью общей системы управления ООО «ЛУКОЙЛ-Коми». Система представляет собой совокупность процессов, процедур, правил, организационной структуры и ресурсов, необходимых для реализации заявленной Политики ПАО «ЛУКОЙЛ» в области промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды, достижения Целей Общества в сфере промышленной безопасности и улучшения деятельности ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» в области промышленной безопасности.

Система управления промышленной безопасностью ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» в полном объеме соответствует требованиям к документационному обеспечению, утверждённым постановлением Правительства Российской Федерации №1243 от 17.08.2020 г.

Основными задачами, решаемыми системой управления промышленной безопасности ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», являются:

- определение и корректировка Целей, основных положений Политики ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» в сфере промышленной безопасности;
- соответствие законодательным и прочим требованиям по промышленной безопасности;
- оценка и осуществление управления значимыми рисками в сфере промышленной безопасности;
- разработка и реализация Программы управления промышленной безопасностью и иных внутренних документов в соответствии с Целями и основными направлениями Политики Общества в сфере промышленной безопасности;
- разграничение полномочий и ответственности персонала за реализацию Политики;
- координация работ, направленных на предупреждение происшествий, и обеспечение готовности к ликвидации аварийных ситуаций и их последствий;
- осуществление контроля за состоянием промышленной безопасности в Обществе, за своевременным проведением необходимых испытаний технических устройств, применяемых на опасных производственных объектах, ремонтом и проверкой применяемых для контроля

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

средств измерений и др. с целью постоянного совершенствования системы управления промышленной безопасностью;

- повышение компетентности и осведомленности работников Общества по вопросам промышленной безопасности;

- анализ причин происшествий, проведения действий, направленных на исключение повторения происшествий.

Область распространения системы промышленной безопасности ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» охватывает:

- деятельность по добыче, транспортировке нефти и газа;
- производство работ подрядными/сервисными организациями;
- вспомогательные производственные процессы;
- управление производством;
- процессы, не связанные с производством.

В ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» функционирует система производственного контроля за безопасностью на промышленном объекте. Производственный контроль за соблюдением требований промышленной безопасности осуществляется эксплуатирующей организацией путем проведения комплекса мероприятий, направленных на обеспечение безопасного функционирования опасных производственных объектов, а также на предупреждение аварий на этих объектах и обеспечения готовности к локализации их последствий. Организация производственного контроля на предприятии реализуется в соответствии с «Правилами организации и осуществления производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности», утв. постановлением Правительства Российской Федерации от 18.12.2020 № 2168.

Контроль за безопасностью в ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» осуществляется должностными лицами в соответствии с «Положением о производственном контроле за состоянием промышленной безопасности на опасных производственных объектах ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз».

Основными задачами производственного контроля являются:

- а) обеспечение соблюдения требований промышленной безопасности в ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз»;

- б) анализ состояния промышленной безопасности на объектах ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз», в том числе путём организации проведения соответствующих экспертиз;

- в) разработка мер, направленных на улучшение состояния промышленной безопасности и предотвращение ущерба окружающей среде;

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист
89

г) контроль за соблюдением требований промышленной безопасности, установленных федеральными законами и иными нормативными правовыми актами;

д) координация работ, направленных на предупреждение аварий на опасных производственных объектах и обеспечение готовности к локализации аварий и ликвидации их последствий;

е) контроль за своевременным проведением необходимых испытаний и технических освидетельствований технических устройств, применяемых на опасных производственных объектах, ремонтом и поверкой контрольных средств измерений;

ж) контроль за соблюдением технологической дисциплины.

Ответственным за организацию и осуществление производственного контроля на опасных производственных объектах ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» назначен начальник отдела ОТ, ПБ и ОС.

Общее руководство организацией работ по выполнению требований промышленной безопасности и обеспечению безопасных условий труда в ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» возлагается на директора.

Непосредственное руководство организацией работы по выполнению требований промышленной безопасности и осуществлению производственного контроля возлагается на начальника отдела ОТ, ПБ и ОС.

Производственный контроль за соблюдением требований промышленной безопасности осуществляется непосредственными руководителями работ.

Для обеспечения регулярности и полноты производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности и охраны труда приказом директора ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» создается комиссия производственного контроля (ПДК) по производственному контролю и охране труда. В состав ПДК включаются: директор, начальник отдела ОТ, ПБ и ОС. Порядок работы ПДК определяется графиком, утвержденным директором.

Основные задачи отдела ОТ, ПБ и ОС ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз»:

- организация и координация работы по обеспечению промышленной безопасности и охраны труда эксплуатирующей организации;
- контроль за соблюдением законодательных и иных нормативных правовых актов по промышленной безопасности и охране труда работниками эксплуатирующей организации;
- совершенствование профилактической работы по предупреждению производственного травматизма, аварий, инцидентов на опасных производственных объектах ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз»;

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				

- консультирование руководства и работников предприятия по вопросам промышленной безопасности и охраны труда;
- обеспечение соблюдения требований промышленной безопасности;
- разработка мер, направленных на улучшение состояния промышленной безопасности;
- контроль за соблюдением требований промышленной безопасности, установленных федеральными законами и иными нормативными актами;
- координация работ, направленных на предупреждение аварий на опасных производственных объектах и обеспечение готовности к локализации аварий и ликвидации их последствий.

Основными функциями отдела ОТ, ПБ и ОС ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» являются:

- выявление опасных производственных факторов на опасных производственных объектах и рабочих местах;
- проведение анализа состояния промышленной безопасности, причин производственного травматизма, аварийности на производственных объектах ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз»;
- организация проведения замеров параметров опасных производственных факторов, аттестации и сертификации рабочих мест, лицензирования производственной деятельности эксплуатирующей организации;
- проведение совместно с представителями соответствующих подразделений Компании проверок, обследований технического состояния зданий и сооружений, оборудования, машин и механизмов на соответствие их нормативно правовым актам промышленной безопасности и охраны труда, эффективности работы вентиляционных систем, фильтрационных установок, состояния санитарно-технических устройств, средств индивидуальной защиты;
- разработка совместно с руководителями подразделений, начальниками отделов ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» мероприятий по предупреждению несчастных случаев, аварий и инцидентов, улучшение условий труда на рабочих местах, оказание организационной помощи по выполнению запланированных мероприятий;
- участие в разработке и пересмотре инструкций по промышленной безопасности и охране труда для работников, стандартов и положений, системы стандартов промышленной безопасности;
- разработка программы и проведение вводного инструктажа по промышленной безопасности и охране труда со всеми вновь принимаемыми на работу;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				

- организация подготовки и аттестации работников ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» по промышленной безопасности и охране труда, участие в работе аттестационных комиссий по проверке знаний требований промышленной безопасности и охране труда;
- подготовка и внесение предложений о разработке и внедрении более совершенных средств защиты от воздействия опасных и вредных производственных факторов.

3.1.3 Сведения о системе проведения сбора информации о произошедших инцидентах и авариях и анализе этой информации

Техническое расследование причин аварий и их учет в ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» осуществляется в соответствии с Приказом Ростехнадзора от 08.12.2020 №503 «Об утверждении Порядка проведения технического расследования причин аварий, инцидентов и случаев утраты взрывчатых материалов промышленного назначения», и локальных нормативных актов ПАО «ЛУКОЙЛ» и ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».

Система проведения сбора информации о произошедших инцидентах и авариях и ее анализа в ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» функционирует в соответствии с СТО ЛУКОЙЛ 1.6.14-2019 «Требования к порядку регистрации, оповещения и расследования причин техногенных событий». Сбор данных и анализ аварийности фиксируется в журнале учета аварий, происшедших на ОПО ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз».

В СТО ЛУКОЙЛ 1.6.14-2019 подробно изложен порядок регистрации, учета и расследования причин аварий и инцидентов, происшедших на опасных производственных объектах, объектах электроэнергетики и гидротехнических сооружениях организаций Группы «ЛУКОЙЛ». Порядок учета и анализа несчастных случаев и профессиональных заболеваний на производстве регламентирован СТО ЛУКОЙЛ 1.6.13-2022 «Учет и анализ несчастных случаев, профессиональных заболеваний и микротравм на производстве».

В рамках системы управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды в ПАО «ЛУКОЙЛ» и организациях группы «ЛУКОЙЛ» в целях установления обязательных требований к порядку сбора показателей и формированию отчетности по вопросам обеспечения промышленной и пожарной безопасности, охраны труда и окружающей среды, предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций применяется стандарт СТО ЛУКОЙЛ 1.6.10-2016 «Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Требования по сбору показателей и формированию отчетности».

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

							09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т	Лист
								92
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата			

Стандарт определяет требования к организации сбора показателей в Группе «ЛУКОЙЛ», форму и сроки передачи показателей в ПАО «ЛУКОЙЛ», перечень и структуру показателей состояния промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды. Стандарт учитывает требования стандартов и иных нормативно-распорядительных документов ПАО «ЛУКОЙЛ» к учету несчастных случаев, инцидентов, аварий, пожаров, других нештатных ситуаций и связанных с ними финансовых потерь, а также учету результатов мониторинга деятельности организаций Группы «ЛУКОЙЛ» по обеспечению промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды и состояния условий труда работников.

Вся информация об авариях и инцидентах подлежит регистрации в Информационной системе «РИСК ПБ». В данную систему заносится вся информация в хронологическом порядке развития событий (оперативное извещение, приказы о создании комиссии, акт расследования). В обязательном порядке контролируется выполнение мероприятий по устранению причин аварии/инцидента, предложенных комиссией.

Работа по определению соответствия/несоответствия объектов требованиям в области ПБ, ОТ и ОС, установления причин выявленных/потенциальных несоответствий и принятия корректирующих/предупреждающих действий, направленных на устранение их причин, оценки результативности функционирования Системы управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды, проводится в рамках проведения проверок в области ПБ, ОТ и ОС, в соответствии с положениями стандарта СТО ЛУКОЙЛ 1.6.12-2016 «Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Порядок организации и проведения проверок».

Настоящий Стандарт определяет общие требования к организации и проведению внутренних проверок за соблюдением требований промышленной, пожарной, радиационной безопасности, предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций, гражданской обороны, охраны труда и окружающей среды, осуществляемых работниками Группы «ЛУКОЙЛ» в рамках:

- оперативного контроля;
- административного контроля;
- корпоративного надзора;
- внутреннего аудита.

При выявлении несоответствия в результате проведенных проверок принимается решения по его коррекции (устранению), разработке и реализации корректирующих или предупреждающих действий. Корректирующие действия по результатам внутренних проверок разрабатываются руководителями структурных подразделений Компании/организации группы

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т		Лист
											93

«ЛУКОЙЛ», в которых обнаружены несоответствия. Критерием результативности проведенных корректирующих действий является отсутствие случаев повторения ранее выявленных несоответствий на объекте проверки за установленный период.

Основанием для принятия решения о разработке и реализации предупреждающих действий является обнаружение в процессе осуществления деятельности по выявлению несоответствий возможности (предпосылок) возникновения потенциального несоответствия.

Порядок разработки согласования и утверждения плана корректирующих/предупреждающих действий устанавливается нормативным актом по Обществу, с учетом требования стандарта СТО ЛУКОЙЛ 1.6.12-2016.

Работу по осуществлению учета несчастных случаев, профессиональных заболеваний и микротравм на производстве, а также аварий и инцидентов, произошедших в ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», проводит Управление ОТ, ПБ, ООС и КН.

Информация о случаях травматизма и аварийности поступает с объекта по телефонной связи, и принимается ЦДУ, отделом охраны труда, промышленной безопасности и окружающей среды и другими заинтересованными службами.

Собранная информация об инцидентах (отказах), произошедших на опасных производственных объектах Общества, анализируется и ежеквартально передается в Печорское управление Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору (Ростехнадзор).

3.1.4 Перечень проведенных работ по анализу опасностей и рисков, техническому диагностированию и экспертизе технических устройств

В ПАО «ЛУКОЙЛ» разработан руководящий документ, регламентирующий порядок работы по управлению рисками в области ПБ, ОТ и ОС и экологическими аспектами: Стандарт СТО ЛУКОЙЛ 1.6.6-2019 «Система управления промышленной безопасности, охраной труда и окружающей среды. Управление рисками и экологическими аспектами».

Управление рисками в области ПБ, ОТ и ОС, экологическими аспектами Группы «ЛУКОЙЛ» осуществляется с целью исключения или поддержания рисков данных рисков на приемлемом уровне (уровне риск-аппетита или ниже), при эффективном использовании материальных и нематериальных ресурсов (финансовых ресурсов, объектов инфраструктуры, энергетических и природных ресурсов, компетентного персонала, знаний и информационных ресурсов, подрядных/субподрядных (сервисных) организаций).

Процесс управления рисками в области ПБ, ОТ и ОС и экологическими аспектами включает следующие этапы:

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

						09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т	Лист
							94
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		

1. Идентификация опасностей, описание и оценка рисков в области ПБ, ОТ и ОС, экологических аспектов и выявление существенных из них:

- идентификация опасностей, операции/оборудования и потенциальных происшествий и/или рисков событий;
- описание, качественная и/или количественная оценка рисков в области ПБ, ОТ и ОС и экологических аспектов;
- выявление существенных рисков в области ПБ, ОТ и ОС и экологических аспектов;

2. Определение способов реагирования на существенные риски в области ПБ, ОТ и ОС и экологических аспектов и разработка дополнительных мероприятий по воздействию на существующие риски в области ПБ, ОТ и ОС и экологические аспекты.

3. Реализация мероприятий по воздействию на риски в области ПБ, ОТ и ОС и экологические аспекты, включая мероприятия по реагированию на происшествия и/или реализовавшиеся риски.

4. Мониторинг рисков в области ПБ, ОТ и ОС и экологических аспектов и реализации мероприятий по воздействию на риски ПБ, ОТ и ОС и экологические аспекты.

5. Переоценка рисков в области ПБ, ОТ и ОС и экологических аспектов с учетом реализовавшихся рисков и мероприятий по воздействию на риск в области ПБ, ОТ и ОС и экологические аспекты.

Идентификация опасностей и оценка рисков выполняется в соответствии с «Методикой идентификации опасностей и оценки рисков в области ПБ, ОТ и ОС, экологических аспектов», изложенной в СТО ЛУКОЙЛ 1.6.6-2019.

Для несущественных рисков обеспечивают поддержаний мероприятий воздействия, действующих на момент оценки рисков в области ПБ, ОТ и ОС и экологических аспектов. Для существенных рисков в дополнение к действующим мероприятиям определяют способы реагирования на существенные риски, разрабатывают необходимые дополнительные мероприятия по воздействию на существенные риски в области ПБ, ОТ и ОС и экологические аспекты в соответствии с выбранными способами реагирования.

Выбранные мероприятия по воздействию на существенные риски в области ПБ, ОТ и ОС и экологические аспекты включаются в программы и Бюджеты Компании и организаций Группы «ЛУКОЙЛ» согласно СТО ЛУКОЙЛ 1.6.8-2019 «Система управления промышленной безопасности, охраной труда и окружающей среды. Планирование мероприятий».

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист
95

3.1.5 Сведения о соответствии условий эксплуатации действующего объекта требованиям норм и правил (с указанием нормативов, которым эти условия соответствуют)

Условия эксплуатации объекта должны соответствовать требованиям перечисленных ниже нормативных документов:

- Федеральный закон от 21.07.1997 №ФЗ-116 «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».
- Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 №534 «Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности"».
- Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 №536 «Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением"».
- Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 №533 «Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств"».
- Приказ Ростехнадзора от 21.12.2021 №444 «Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»».
- Постановление Правительства РФ от 18 декабря 2020 г. № 2168 «Правила организации и осуществления производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности».
- Постановление правительства РФ от 31.12.2020 №2451 «Правила организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации, за исключением внутренних морских вод Российской Федерации и территориального моря Российской Федерации».
- Постановление Правительства РФ от 16.09.2020 №1479 «Об утверждении Правил противопожарного режима в Российской Федерации».

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				

3.2 Сведения об обеспечении требований промышленной безопасности по готовности к действиям по локализации последствий аварий

3.2.1 Сведения о мероприятиях по локализации и ликвидации последствий аварий на проектируемом объекте

В целях исполнения требований к организации и планированию действий по обеспечению готовности организаций группы «ЛУКОЙЛ» к локализации и ликвидации аварий и чрезвычайных ситуаций, на предприятии введен в действие стандарт СТО ЛУКОЙЛ 1.6.11-2019 «Предупреждение аварий и чрезвычайных ситуаций, готовность к их ликвидации. Реагирование при возникновении аварии и чрезвычайной ситуации».

СТО ЛУКОЙЛ 1.6.11-2019 регламентирует проведение комплекса мероприятий в организациях Группы «ЛУКОЙЛ» по обеспечению готовности сил и средств к возможным авариям и чрезвычайным ситуациям, в частности по проведению учений и тренировок по подготовке работников к действиям при возможных авариях и чрезвычайных ситуациях, а также по планированию мероприятий по готовности к ликвидации аварий и чрезвычайных ситуаций.

В рамках системы предупреждения и ликвидации ЧС в ПАО «ЛУКОЙЛ» и организациях группы ЛУКОЙЛ создаются:

- координационные органы управления;
- постоянно действующие органы управления;
- органы повседневного управления;
- силы и средства, предназначенные для предупреждения и ликвидации ЧС;
- резервы материальных и финансовых ресурсов;
- системы связи, оповещения и информационного обеспечения.

В соответствии с требованиями СТО ЛУКОЙЛ 1.6.11-2019, в целях обеспечения готовности к действиям по локализации и ликвидации последствий аварий и разливов нефти эксплуатирующая ОПО организация обучает работников действиям при пожарах, авариях, разливах нефти и нефтепродуктов, оказанию первой помощи пострадавшим.

С обслуживающим персоналом проводятся ежемесячные тренировки по графику проведения учебно-тренировочных занятий, которые утверждаются главным инженером, согласно ПЛА и ПЛАРН. Графики и программа учебно-тренировочных занятий по выработке навыков выполнения мероприятий по локализации и ликвидации аварий устанавливаются руководством организации. К учебно-тренировочным занятиям по Планам действий по

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист
97

предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций привлекаются руководители, специалисты, НАСФ, а также ПАСФ, осуществляющие деятельность на договорной основе.

3.2.2 Сведения о составе противоаварийных сил, аварийно-спасательных и других служб обеспечения промышленной безопасности

В ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» организовано нештатное аварийно-спасательное формирование (свидетельство на право ведения аварийно-спасательных работ - рег. № 16/3-5-11 номер С03805 от 01.10.2021).

НАСФ ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» дислоцируется на территории г. Нарьян-Мар. Перечень техники и технических средств, имеющихся на балансе НАСФ ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» представлен в паспорте аварийно-спасательного формирования (таблица 27).

Функции по созданию материальных и финансовых ресурсов для ликвидации ЧС согласно таблице оснащения НАСФ ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» возложена на КЧС и ОПБ ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз».

В соответствии с требованиями «Методики управления резервными запасами, создаваемыми организациями Группы «ЛУКОЙЛ» для ликвидации последствий аварий, чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера, тушения лесных пожаров и в целях гражданской обороны (резервные запасы ГО и ЧС)», утвержденной Приказом ПАО «ЛУКОЙЛ» от 21.06.2021 № 132, в ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» создан резерв материальных средств для ликвидации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера (таблица 28).

Материальные средства для проведения противоаварийных работ находятся в постоянной готовности, их использование не по назначению запрещено.

Ремонтная база промысла снабжена необходимым инвентарем и оборудованием для проведения плановых и аварийных ремонтных работ.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				

Таблица 27 - Оснащенность НАСФ ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз»

IV. ОСНАЩЕННОСТЬ											
Наименование технических средств	Количество			Основания пользования	Наименование технических средств	Количество					
	по таблице	в наличии				по таблице	в наличии				
Автотранспорт				Инженерная техника							
Легковые автомобили/из них оснащенные специальными звуковыми и световыми сигналами	6/0	6/0	договор	Подъемные краны ИВ-300С	6	6	договор				
Грузовые автомобили/ из них оснащенные специальными звуковыми и световыми сигналами	6/0	6/0	договор	Тракторы, бульдозеры	6	6	договор				
Автобусы/из них оснащенные специальными звуковыми и световыми сигналами	6/0	6/0	договор	Экскаваторы	6	6	договор				
Транспортные средства повышенной проходимости	6/0	6/0	договор	Вакуумные машины	6	6	договор				
Плавсредства				Летательные аппараты							
Катера, моторные лодки	3	3	собственность	Вертолеты	1	1	договор				
Весельные лодки, шлюпки	3	3		Самосвалы	6	6	договор				
Спасательные жилеты/спасательные круги	12	12	собственность	Седельные тягачи (длинномеры)	6	6	договор				
Мотор лодочный Yamaha 9	3	3	собственность	иное	2	2	договор				
Имущество для ликвидации разливов нефти				Приборы контроля							
Скиммер с гидростанцией СП-2М	1	1	собственность	Газоанализаторы	-	-	-				
Скиммер в комплекте с гидростанцией СП-20М	1	1	собственность	Дозиметры	-	-	-				
Ручной сборщик LAMOR Rock Cleaner	1	1	собственность	Средства освещения							
Скиммер Minimax 10	1	1	собственность	Мобильные осветительные установки	6	6	собственность				
Скиммер Minimax 30	1	1	собственность	Мобильные осветительные установки	6	6	собственность				
Гидравлический насос LAMOR	1	1	собственность	Средства связи							
Силовой агрегат LAMOR с гидравлическим приводом	2	2	собственность	Радиостанции носимые	12	12	собственность				
Комплект из 2 -х дисковых насадок	3	3	собственность	Средства защиты органов дыхания и кожи							
Комплект из 2 -х барабанных насадок	3	3	собственность	Дыхательные аппараты	8	8	собственность				
Бомы заградительный БЗ-10/600	100	100	собственность	Переносные компрессоры (возд. вкл.)	-	-					
Бомы сорбирующие сетчатые усиленные БСС-10/200У	100	100	собственность	Противогазы (фильтрующий/изолирующий)	50	50	собственность				
Бомы сорбирующие сетчатые усиленные БСС-200У (секция 10 п.м.)	20	20	собственность	Костюмы защитные	368	368	собственность				
Бомы заградительный БЗ-3/300 постоянной плавучести	200	200	собственность	Горное, альпинистское снаряжение							
Бомы заградительный универсальный волотный БВ-450	30	30	собственность	Веревки, канаты, тросы (м)	1300	1300	собственность				
Бомы сорбирующие сетчатые БСС-10/100	100	100	собственность	Медицинское имущество							
Минибомы сорбирующие	110	110	собственность	Комплект для оказания первой помощи	55	55	собственность				
МБС-12 /80			собственность	Средства жизнеобеспечения							
Пластина сорбирующая ПИС-50	440	440	собственность	Палатки	6	6	собственность				
Устройство откачки ОМУ-1 с накопительной емкостью	2	2	собственность	Мешки спальные	20	20	собственность				
Откачное устройство УМОК с накопительной емкостью	2	2	собственность	Другое оборудование и снаряжение							
Система вьюрная	1	1	собственность	Комплект шанцевого взрывобезопасного инструмента:							
Лебедка ручная LEVER	1	1	собственность	- лопата штыковая;	56	56	собственность				
Резервуар разборный РР-50	3	3	собственность	- лопата сетчатая;							
Резервуар разборный РР-10	6	6	собственность	- лопата подборная;							
Резервуар разборный РР-7	6	6	собственность	- грабли;							
Резервуар разборный РР-4	7	7	собственность	- ведро оцинкованное.							
Аварийно-спасательный инструмент				Световой столб ELTG (T5)400	1	1	собственность				
Установка для резки льда	2	2	собственность	Печь для сжигания «Форсис»	3	3	собственность				
Бензопилы (мотокосы, кусторезы, мотобуры)	6	6	собственность	Канистры для топлива 20л	4	4	собственность				
Переносные электростанции	6	6	собственность	Лента сигнальная 50мм, х 200м	20	20	собственность				
Установка «Система Башня» ELG (S)	2	2	собственность	Осветительная установка ОУ-2000	2	2	собственность				

Материально-технические средства, перечисленные в разделе «IV. Оснащенность», являются собственностью ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Козьмо».

1 - Автотранспорт, автотранспорт и инженерная техника предоставлена в аренду с ООО "УТТУ", ООО "ЛУКОЙЛ-Алва"

Директор ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз»

Н.А. Новикова

Командир НАСФ

А.В. Фокин



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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист
99

Таблица 28 – Сведения о материальных ресурсах для проведения работ по локализации и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов

№ п/п	Наименование оборудования, средств для ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов	Ед. изм.
1. Оборудование для локализации разливов нефти и нефтепродуктов		
<i>а) на сухопутной территории</i>		
1.1.a	Подпорные стенки / щитовые боновые заграждения	п/м
1.2.a	Сорбирующие боновые заграждения и др.	п/м
<i>б) на сухопутной территории (при попадании нефти и нефтепродуктов на поверхностные водные объекты, за исключением морей или их отдельных частей)</i>		
1.1.б	Надувные (самонадувные) заградительные боновые заграждения	п/м
1.2.б	Аварийные боновые заграждения (болотные, всплывающие и пр.)	п/м
1.3.б	Зимние боновые заграждения	п/м
1.4.б	Берегозащитные боновые заграждения	п/м
1.5.б	Сорбирующие боновые заграждения	п/м
1.6.б	Воздуходувки для накачки бонов	ед
1.7.б	Водяные насосы для балласта бонов	ед
1.8.б	Якорные системы для постановки бонов и др.	ед
<i>в) во внутренних морских водах, территориальном море и на континентальном шельфе РФ</i>		
1.1.в	Траловые системы (нефтетрал)	ед
1.2.в	Морские тяжелые боновые заграждения	п/м
1.3.в	Боновые заграждения постоянной плавучести	п/м
1.4.в	Огнестойкие боновые заграждения	п/м
1.5.в	Надувные (самонадувные) боновые заграждения	п/м
1.6.в	Берегозащитные боновые заграждения	п/м
1.7.в	Сорбирующие боновые заграждения	п/м
1.8.в	Воздуходувки для накачки бонов	ед
1.9.в	Водяные насосы для балласта бонов	ед
1.10.в	Якорные системы для постановки бонов и др.	ед
2. Специальное оборудование для ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов		
<i>а) на сухопутной территории</i>		
2.1.a	Средства сбора и перекачки нефти и нефтепродуктов с твердой поверхности	ед
2.2.a	Вакуумные нефтесборные устройства	ед
2.3.a	Моющее устройство высокого давления с горячим и холодным водоснабжением (парогенератор и пр.)	ед
2.4.a	Установки по очистке или сжиганию отходов и др.	ед
<i>б) дополнительно на сухопутной территории (при попадании нефти и нефтепродуктов на поверхностные водные объекты, за исключением морей или их отдельных частей)</i>		
2.1.б	Нефтесборные устройства (скиммеры) в комплекте с энергоблоком и рукавами	ед
2.2.б	Дистанционно-управляемые нефтесборные устройства	ед
2.3.б	Перекачивающие станции	ед
2.4.б	Грязевые насосы	ед
2.5.б	Комплект мобильных перекачивающих рукавов и др.	п/м
<i>в) во внутренних морских водах, территориальном море и на континентальном шельфе РФ</i>		

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист
100

№ п/п	Наименование оборудования, средств для ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов	Ед. изм.
2.1.в	Нефтесборные устройства (скиммеры), в комплекте с энергоблоком и рукавами, в т.ч. для применения в ледовых условиях	ед
2.2.в	Перекачивающие станции	ед
2.3.в	Грязевые насосы	ед
2.4.в	Комплект мобильных перекачивающих рукавов	п/м
2.6.в	Установки по очистке загрязненного песка	кг
	и др.	
3. Емкости для временного хранения		
<i>а) на суходпутной территории</i>		
3.1.а	Сборно-разборные, каркасные емкости	шт
3.2.а	Специализированные контейнеры	шт
3.3.а	Противофильтрационные покрытия для земляных котлованов (амбаров) временного хранения	п/м
	и др.	
<i>б) дополнительно на суходпутной территории (при попадании нефти и нефтепродуктов на поверхностные водные объекты, за исключением морей или их отдельных частей)</i>		
3.1.б	Самоподдерживающиеся емкости	шт
3.2.б	Сборно-разборные, каркасные емкости	шт
	и др.	
<i>в) во внутренних морских водах, территориальном море и на континентальном шельфе РФ</i>		
3.1.в	Плавающие емкости для временного хранения собранной нефтеводяной смеси	шт
3.2.в	и др.	
4. Сорбирующие материалы на поверхностных водных объектах		
<i>а) на суходпутной территории (при попадании нефти и нефтепродуктов на поверхностные водные объекты, за исключением морей или их отдельных частей)</i>		
4.1.а	Сорбент	кг
4.2.а	Сорбирующие изделия (рулоны, маты, салфетки, пластины и др.)	ед
4.3.а	Распылители сорбента	ед
	и др.	
<i>б) во внутренних морских водах, территориальном море и на континентальном шельфе РФ</i>		
4.1.б	Сорбент	кг
4.2.б	Распылители сорбента	ед
	и др.	
5. Плавсредства для локализации разливов нефти и нефтепродуктов		
<i>а) на суходпутной территории (при попадании нефти и нефтепродуктов на поверхностные водные объекты, за исключением морей или их отдельных частей)</i>		
5.1.а	Катера, моторные лодки, аэролодки	ед.
5.2.а	Весельные лодки	ед.
5.3.а	Прицепы для лодок	шт
5.4.а	Спасательные жилеты/спасательные круги	шт
	и др.	
<i>б) во внутренних морских водах, территориальном море и на континентальном шельфе РФ</i>		
5.1.б	Катера, моторные лодки, аэролодки	ед.
5.2.б	Прицепы для лодок	шт
5.3.б	Спасательные жилеты/спасательные круги	шт
	и др.	
6. Вспомогательное оборудование и инструменты		
6.1.	Снегоболотоходы	ед
6.2.	Камышперезы	ед
6.3.	Устройство для мойки нефтезагрязненных бонов	ед

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

09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист

101

№ п/п	Наименование оборудования, средств для ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов	Ед. изм.
6.4.	Устройство для отжима сорбционных материалов	ед
6.5.	Установка для резки льда	ед
6.6.	Переносные подъемные устройства	ед
6.7.	Мотопомпа	КТ
6.8.	Линеметатели, лебедки	КТ
6.9.	Гидравлический инструмент	КГ
6.10.	Пневматический гайковёрт с набором торцевых ключей	КТ
6.11.	Бетоноломы	шт
6.12.	Пневмодомкраты	шт
6.13.	Электропилы	шт
6.14.	Бензопилы (мотокосы, кусторезы, мотобуры)	шт
6.15.	Электроножницы	шт
6.16.	Переносные электростанции (электрогенератор)	шт
6.17.	Электро- и газосварочное оборудование	КТ
6.18.	Углошлифовальные машинки	шт
6.19.	Тепловая пушка	шт
6.20.	Специализированный шанцевый искробезопасный инструмент	шт
6.21.	Набор инструмента (ключи гаечные, газовые и пр.)	шт
	<i>Средства освещения</i>	
6.25.	Мобильные осветительные установки	шт
6.26.	Галогенные прожекторы, фары переносные взрывозащищенного исполнения	шт
	<i>Средства связи и передачи информации</i>	
6.27.	Мобильный автономный комплекс связи (штабной вагон) оперативного развертывания	ед
6.28.	Радиостанции носимые / стационарные	шт
6.29.	Беспилотные летательные аппараты	шт
6.30.	Мобильный видеокomплекс	КТ
6.31.	Средства видеофиксации	шт
	и др.	
7. Средства индивидуальной защиты		
7.1.	Дыхательные аппараты	КТ
7.2.	Переносные компрессоры (возд, кисл)	ед
7.3.	Противогазы (фильтрующий/изолирующий)	шт
7.4.	Спецодежда нефтестойкая / костюмы защитные	шт
7.5.	Самоспасатели / респираторы	шт
	и др.	
	<i>Медицинское имущество</i>	
7.6.	Укладки полевые, носилки	шт
7.7.	Средства иммобилизации (шины)	шт
7.8.	Комплект для оказания первой помощи	КТ
	и др.	
	<i>Средства жизнеобеспечения</i>	
7.9.	Надувные модули	шт
7.10.	Палатки	шт
7.11.	Мешки спальные	шт
	и др.	
	<i>Приборы контроля</i>	
7.12.	Газоанализаторы	КТ
	и др.	

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т	Лист 102
------	--------	------	-------	-------	------	---------------------------------	-------------

Для предупреждения и ликвидации ЧС природного и техногенного характера в зоне деятельности ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» также привлекаются аварийно-спасательные формирования согласно заключенным договорам.

Договор №22У2400 от 29.12.2022 г. с Обществом с ограниченной ответственностью «ПожсервисПирант» (ООО «ПожсервисПирант») на проведение работ по организации предупреждения и тушения пожаров, оказанию услуг газоспасательной службы.

Договор №21У1965 от 27.12.2021 г. с Обществом с ограниченной ответственностью «Пожарная охрана» (ООО «Пожарная охрана») на оказание услуг пожарной охраны.

Договор №19У3277 от 09.12.2019 г. с Федеральным государственным автономным учреждением «Аварийно-спасательное формирование «Южно-Российская противодонная военизированной часть» (ФГАУ «АСФ «ЮРПВЧ») на комплексное обслуживание по проведению противодонных работ на нефтяных и газовых скважинах.

Договор №22У2037 от 01.02.2023 г. с Государственным автономным учреждением Республики Коми «Профессиональная аварийно-спасательная служба» (ГАУ «СПАС-КОМИ») на проведение противодонных работ на опасных производственных объектах ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».

Доставка сил и средств аварийно-спасательных формирований на проектируемый объект будут осуществляется автотранспортом с ближайших баз аварийно-спасательного отрядов, по зимним автодорогам, либо с использованием вертолетного транспорта.

3.2.3 Сведения о финансовых и материальных ресурсах для локализации и ликвидации последствий аварий

В соответствии с Федеральным законом №68-ФЗ «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» в ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» предусмотрено формирование резерва материальных средств для ликвидации последствий аварий на проектируемых объектах.

Резерв финансовых средств для локализации и ликвидации последствий возможных аварий на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» создан в соответствии с Приказом ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» № 51 от 25.01.2022 г. «О создании резерва финансовых средств для ликвидации последствий аварийных и чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера».

Резерв материальных ресурсов для ликвидации чрезвычайных ситуаций создан исходя из прогнозируемых видов и масштабов чрезвычайных ситуаций, предполагаемого объема работ по их ликвидации, а также максимально возможного использования имеющихся сил и средств для ликвидации чрезвычайных ситуаций.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист
103

Резерв материальных ресурсов для ликвидации чрезвычайных ситуаций размещается на объектах, предназначенных для их хранения и откуда возможна их оперативная доставка в зоны чрезвычайных ситуаций, на объектах ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».

Резерв материальных ресурсов для ликвидации чрезвычайных ситуаций используются при проведении аварийно-спасательных и других неотложных работ по устранению непосредственной опасности для жизни и здоровья людей, для развертывания и содержания временных пунктов проживания и питания пострадавших граждан, оказания им единовременной материальной помощи и других первоочередных мероприятий, связанных с обеспечением жизнедеятельности пострадавшего населения.

3.2.4 Сведения о системе оповещения в случае возникновения аварии на проектируемом объекте с приведением схемы оповещения и указанием порядка действий в случае аварии

В ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» создана и поддерживается в готовности четкая система оповещения в случае возникновения чрезвычайной ситуации.

Основными руководящими документами при разработке системы оповещения в ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» являлись - Закон Российской Федерации «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» №68-ФЗ от 21.12.94; Постановление Правительства Российской Федерации №794 от 30.12.2003 г. «Положение о единой государственной системе предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций»; Постановление правительства Российской Федерации №334 от 24.03.1997 г. «О порядке сбора и обмена в РФ информацией в области защиты населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера».

Порядок оповещения в случае возникновения техногенных событий на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-Коми, действия служб и структурных подразделений регламентируются «Порядком информирования о техногенных событиях в области промышленной безопасности на опасных производственных объектах ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», утвержденным Приказом по обществу № 836 от 18.10.2019г.

Схема оповещения о техногенных событиях I, II, III уровня опасности и несчастных случаях произошедших на производственных объектах ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» представлена на рисунке 1.

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

							09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата			104

В ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» создана единая оперативно-диспетчерская система управления (ЦИТС), входящая в структуру ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», которая оснащена средствами связи и оповещения, а также электронной почтой.

Ответственным за сбор и передачу достоверной информации о чрезвычайных ситуациях природного и техногенного характера являются начальники смен ЦИТС ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз». Контроль за сбором, обработкой и передачей информации о чрезвычайных ситуациях природного и техногенного характера, а также обеспечение представления в центральную диспетчерскую службу (ЦДУ) ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» донесений по чрезвычайным ситуациям, возникшим на подведомственных объектах возложен на начальника ЦИТС ТПП.

На всей территории деятельности ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» развернута корпоративная сеть связи ЛУКНЕТ. В состав сети ЛУКНЕТ входят телефонная связь, транкинговая радиосвязь, подвижная кустовая радиосвязь (радиосвязь типа «открытый канал»). Сеть местной телефонной связи организована на базе современных цифровых электронных автоматических телефонных станций (ЭАТС). Для сопряжения с органами местного самоуправления организовано 6 точек присоединения к сети связи общего пользования (5 - в Республике Коми, 1 – в НАО). На нефтепромыслах также используется транкинговая радиосвязь (Республика Коми) и подвижная кустовая радиосвязь типа «открытый канал» (Республика Коми, НАО).

Готовность системы связи к выполнению задач в различных режимах функционирования сил и средств обеспечивается сотрудниками ООО «ЛУКОЙЛ-Технологии» 24 часа в сутки, 7 дней в неделю (режим работы системы связи – круглосуточный, круглогодичный). На всех узлах связи установлены источники бесперебойного питания с дополнительными аккумуляторными батареями, обеспечивающие работу оборудования связи в течение не менее 2-4 часов в случае пропадания электроэнергии. На основных узлах связи установлены дизельные электрогенераторы, имеются также переносные бензиновые электро-генераторы для проведения выездных аварийных работ. Также, для устойчивой работы системы связи используются резервные каналы связи.

Оператор, получив информацию о происшедшей аварии, производят оповещение в соответствии с принятой схемой. Оповещение рабочих и служащих предприятия производится по имеющимся средствам связи. Передаваемая при оповещении информация должна быть краткой, четкой, содержать все необходимые сведения о месте аварии, ее характере, возможности дальнейшего развития, мерах защиты и, в случае необходимости, порядок и пути эвакуации. В тексте должно быть сообщено о времени произошедшей аварии или чрезвычайной ситуации.

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

						09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		105

Информация о возникновении аварии передается немедленно, сразу после ее обнаружения, в ЦИТС ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз». ЦИТС предоставляет информацию руководству предприятия, ЦДУ ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», территориальным ЕДДС МО Республики Коми, НАО.

В соответствии со «Схемой оповещения» и «Порядком информирования о техногенных событиях», введенными в действие Приказом ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» № 836 от 18.10.2019 - ЦДУ ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» является ответственной за передачу информации о ТС (Техногенных событиях) в ЦДУ ПАО «ЛУКОЙЛ», ЦИТС структурных подразделений являются ответственными за передачу информации о ТС в ЕДДС (базовых городов Усинск, Ухта, Нарьян-Мар).

Оперативное оповещение о происшествии должностных лиц ПАО «ЛУКОЙЛ», а также других руководителей и специалистов структурных подразделений ПАО «ЛУКОЙЛ», определенных действующей в Компании схемой оповещения, производится в оперативном порядке ЦДУ ПАО «ЛУКОЙЛ» на основании информации полученной от организации Группы «ЛУКОЙЛ», на объекте которой произошло происшествие, в соответствии со Стандартом СТО ЛУКОЙЛ 1.6.14-2019 «Требования к порядку регистрации, оповещения и расследования причин техногенных событий».

Решение об оповещении населения об угрозе или возникновении ЧС принимается директором ТПП «ЛУКОЙЛ- Севернефтегаз», его заместителем – председателем КЧС и ОПБ, а в случаях, не терпящих отлагательства, начальником ЦИТС ТПП «ЛУКОЙЛ- Севернефтегаз».

Оповещение населения об угрозе или возникновении ЧС производится подачей установленного сигнала и передачей экстренного речевого сообщения, содержащего информацию об опасностях, связанных с угрозой или возникновением ЧС, а также с рекомендациями по действиям населения в зоне ЧС.

Для оповещения взаимодействующих организаций, в т.ч. территориальных органов МЧС России, администрации близлежащих населенных пунктов, территориальных контролирующих органов используется городская телефонная связь. Для организации связи между участниками работ по ликвидации ЧС используется радиосвязь и спутниковая связь (носимые, стационарные и автомобильные радиостанции, аппараты спутниковой системы связи).

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

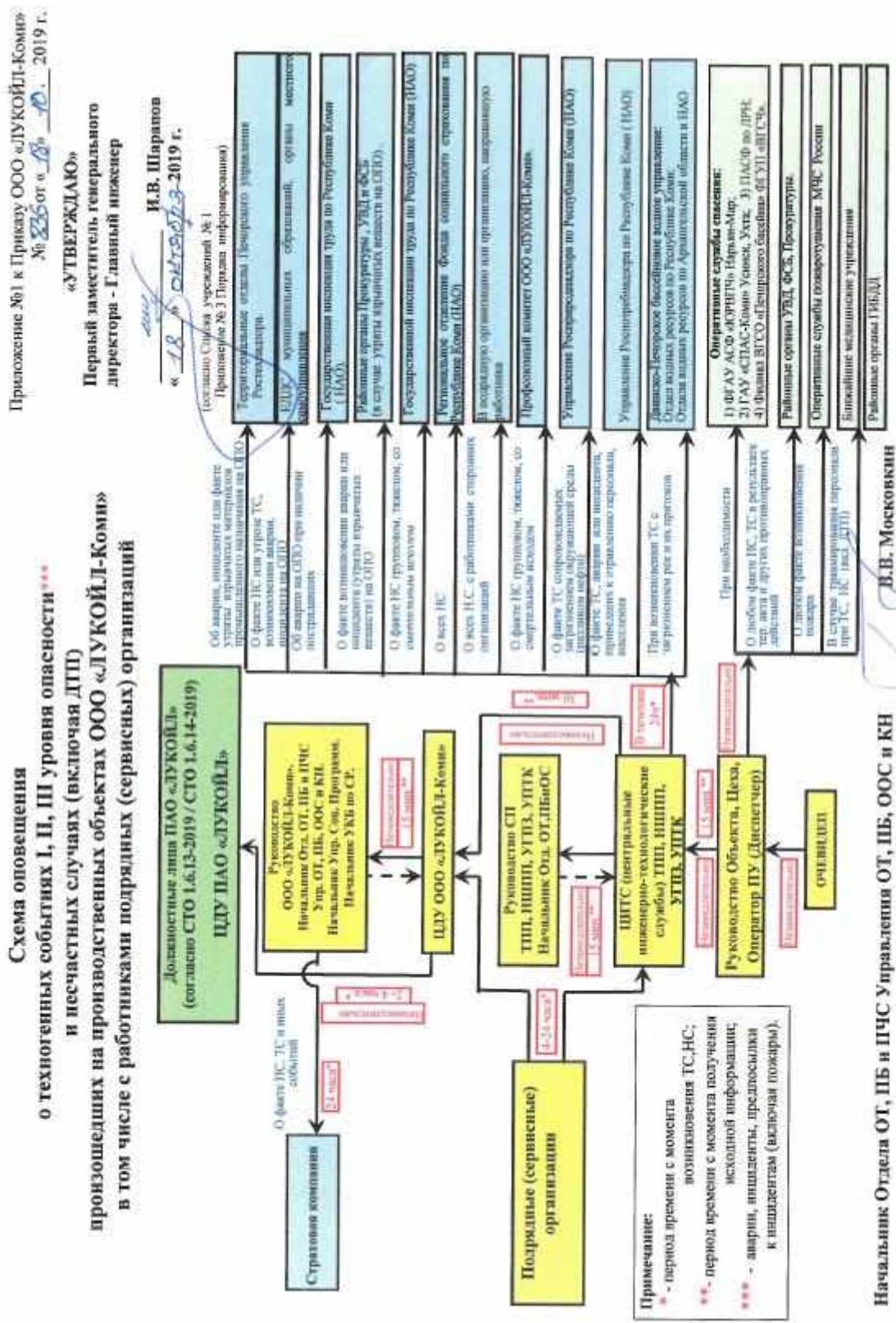
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист
106

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

Рисунок 1 – Схема оповещения о техногенных событиях I, II, III уровня опасности и несчастных случаях произошедших на производственных объектах ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» в том числе с работниками подрядных (сервисных) организаций



Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

4 Выводы

4.1 Обобщенная оценка уровня безопасности с указанием наиболее опасных составляющих объекта и наиболее значимых факторов, влияющих на безопасность

Основные опасности, связанные с эксплуатацией технологических систем проектируемого объекта, обусловлены возможностью реализации аварий с разливом нефти, выбросом в окружающую среду углеводородных газов при разгерметизации оборудования и трубопроводов. Негативными последствиями развития аварий могут быть пожар пролива нефти, горение горючих смесей газа и паров нефти с воздухом, взрыв ТВС.

Анализ возможных последствий аварий показал, что:

- наиболее вероятным сценарием аварии на проектируемом объекте является экологическое загрязнение площадки скважины нефтью в результате разгерметизации путевого подогревателя;
- на площадке куста скважин наиболее опасной (с учетом размеров зон поражения) является авария, связанная с разгерметизацией сепаратора–расширителя, с последующим взрывом ТВС/пожаром пролива, термическим поражением персонала, сооружений и оборудования;
- наиболее значительными потери среди персонала будут при взрыве ТВС при полном разрушении оборудования в блоке замерной установки;
- с точки зрения разлива максимально возможного количества опасных веществ для проектируемого объекта является сценарий аварии, связанный с разгерметизацией нефтесборного коллектора от куста скважин;
- по трассе нефтесборных коллекторов наиболее опасным является сценарий, связанный с разгерметизацией трубопровода и последующим пожаром пролива.

Данные о вышеуказанных авариях представлены в таблице 29.

Таблица 29 – Сведения о наиболее вероятной и наиболее опасной авариях

Наименование составляющей	Сценарий	Авария	Число погибших	Число пострадавших	Частота аварии
Куст скважин № 155	С1-ПП	Экологическое загрязнение	0	0	6,69E-04
Куст скважин № 155	С2-Ср	Пожар пролива	0	1	1,77E-07
Куст скважин № 155	С3-Ср	Взрыв ТВС	0	1	1,15E-07
Куст скважин № 155	С5-ИУ	Взрыв ТВС	1	1	1,15E-05

Взам. инв. №	Подп. и дата							Лист
		09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т						
Инв. № подл.		Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	

Наименование составляющей	Сценарий	Авария	Число погибших	Число пострадавших	Частота аварии
Нефтеcборный коллектор куст №155 – т.вр. в НСК куст 56 – задв.№95	C1-НСК	Экологическое загрязнение	0	0	2,37E-05
	C2-НСК	Пожар пролива	0	2	1,53E-05

Исходя из толкования понятия «риск», как меры опасности, оцениваемой вероятностью возникновения источника ЧС и ущербом, нанесенным неблагоприятным событием, следует выделить следующие опасные факторы, влияющие на показатели риска на проектируемом объекте:

Факторы, определяющие высокую вероятность возможных аварий:

- ошибки персонала при ведении технологического процесса операций добычи и транспортировки нефти, профилактических и ремонтных работ и, особенно при производстве сварочных работ на оборудовании и территории площадки скважины;
- отказы технологического оборудования (локальные утечки через фланцевые соединения, сварные швы, запорную арматуру, торцевые уплотнения насосов и т. п.), которые при несвоевременном устранении и локализации могут привести к развитию аварийной ситуации и полному разрушению оборудования;
- высокая производительность системы добычи и сбора нефти и газа.
- проведение технологического процесса при высоких давлениях создаёт дополнительную опасность разгерметизации от превышения давления;
- наличие в нефти большого количества агрессивных примесей, абразивных частиц, что обуславливает повышенный коррозионный износ трубопроводов;
- высокая производительность системы добычи и сбора нефти и газа.
- непосредственный контакт трубопроводов с природной средой, чем обусловлена более высокая степень их уязвимости от агрессивных воздействий с ее стороны по сравнению с другими технологическими объектами;
- внешние воздействия природного, техногенного характера и преднамеренные действия (диверсии), характеризующиеся незначительной вероятностью;

Факторы, определяющие масштаб последствий аварий:

- наличие больших масс легковоспламеняющихся углеводородных жидкостей, способных в закрытых объёмах создавать взрывоопасные концентрации паровоздушных смесей;

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
			09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т				
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		

- компактное расположение оборудования на проектируемых площадках, способствующее быстрому увеличению масштабов пожаров;
- большое содержание взрывопожароопасного попутного газа в составе нефтяной эмульсии.

4.2 Сравнительный анализ рассчитанных показателей риска аварии на проектируемом объекте со среднестатистическими показателями риска техногенных происшествий и/или критериями приемлемого риска

Всесторонняя оценка риска аварий, принятых мер по предупреждению аварий и готовности к действиям по локализации и ликвидации последствий аварии показали, что уровень эксплуатации опасного производственного объекта – «Обустройство куста №155 Харьягинского месторождения» соответствует требованиям промышленной безопасности и эксплуатации опасного производственного объекта.

В качестве критериев приемлемого риска были взяты следующие показатели:

- среднестатистический риск по Российской Федерации (риск летального исхода по причине несчастных случаев и травм по данным составляет $1,3 \cdot 10^{-4}$ 1/год);
- стандарт ПАО «ЛУКОЙЛ» «Требования к подготовке предпроектной и проектной документации по обеспечению промышленной безопасности, охраны труда, окружающей среды и готовности к ЧС в соответствии со стандартами ISO 45000». При этом на всех объектах ПАО «ЛУКОЙЛ» принято, что риск аварий для производственного персонала ОПО нефтегазовой отрасли на всех этапах жизненного цикла проекта приемлемым, если индивидуальный риск для любого работника не превышает значения $1,0 \cdot 10^{-4}$ 1/год;
- «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» (№123-ФЗ от 22.07.08г.) устанавливает величину допустимого индивидуального пожарного риска в зданиях, сооружениях, строениях и на территориях производственных объектов не более $1,0 \cdot 10^{-6}$ 1/год.

Индивидуальный риск смертельного поражения персонала для проектируемого объекта составляет – $1,50 \cdot 10^{-8}$ 1/год, санитарного поражения – $2,26 \cdot 10^{-7}$ 1/год. Индивидуальный риск для персонала проектируемого объекта менее среднестатистического риска по России и менее установленного индивидуального риска для персонала объектов ПАО «ЛУКОЙЛ», а также не превышает установленного «Техническим регламентом о требованиях пожарной безопасности

Следует отметить, что вблизи проектируемого объекта отсутствуют селитебные зоны и места массового скопления людей, а также сторонние организации. Таким образом, индивидуальный пожарный риск для людей в селитебных зонах, персонала сторонних

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				

организаций отсутствует и не превышает установленного Техническим регламентом о требованиях пожарной безопасности.

Нормируемый социальный пожарный риск поражения 10 человек отсутствует и не превышает установленного Техническим регламентом о требованиях пожарной безопасности.

Таким образом, показатели риска на проектируемом объекте не превышают установленных значений. Риск смертельного поражения персонала других организаций и населения не превышает 1×10^{-6} 1/год. Безопасность населения и окружающей природной среды проектными решениями обеспечивается.

В соответствии с классификацией Постановления Правительства РФ от 21.05.2007 г. №304 «О классификации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» на проектируемом объекте максимально возможные чрезвычайные ситуации имеют муниципальный характер (зона чрезвычайной ситуации не выходит за пределы территории одного муниципального образования, с размером материального ущерба не более 12 млн. рублей и количеством пострадавших не более 50 человек).

4.3 Перечень планируемых мер, направленных на уменьшение риска

Основные технические мероприятия, направленные на уменьшение риска аварий приведены в разделе 2.3 данной книги. Дополнительных технических решений, направленных на уменьшение риска аварий на составляющих проектируемого объекта не требуется. Безопасность населения и персонала других организаций обеспечивается удаленностью объекта от населенных пунктов, промышленных предприятий и мест скопления людей.

Ниже приводятся основные организационные мероприятия, направленные на уменьшение риска аварий. В первую очередь мероприятия должны быть направлены на недопущение разгерметизации оборудования и трубопроводов.

Перечень планируемых организационно-технических мер, направленных на уменьшение риска аварий на объектах ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз»:

- наличие оперативного плана пожаротушения, плана мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий (ПЛА), плана по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов (ПЛАРН), предусматривающих порядок действий пожарной охраны, аварийно-спасательных формирований и персонала;
- периодическое обновление ПЛА и ПЛАС, по которым необходимо регулярно проводить обучение и тренировки персонала;
- контроль со стороны должностных лиц за соблюдением обслуживающим персоналом объекта требований нормативных документов и инструкций;

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист
111

- качественное обучение персонала по вопросам профессиональной деятельности и промышленной безопасности, организации его допуска к работе и своевременная аттестация.
- внедрение культуры безопасности.

С целью снижения вероятности возможных аварий, необходимо:

- осуществление регулярного планового контроля за техническим состоянием оборудования и коммуникаций, систем автоматического регулирования, блокировок, сигнализации, соблюдением технологических процессов;
- выполнение периодических испытаний технологического оборудования и трубопроводов;
- осуществление планового технического обслуживания, ремонта, технического освидетельствования оборудования и трубопроводов, приборов контроля и средств автоматики, электрооборудования, оборудования систем пожаротушения;
- контроль состояния антикоррозионной и теплоизоляционной защиты технологического оборудования и трубопроводов;
- контроль состояния опорных конструкций технологического оборудования и трубопроводов;
- контроль состояния средств молниезащиты и заземления;
- установка предупредительных знаков и надписей, в том числе по пожарной опасности;
- наличие аварийного запаса труб, деталей, арматуры, средств контроля и автоматики.

С целью уменьшения последствий аварий, необходимо:

- осуществление постоянного контроля состояния противопожарного оборудования, в т.ч. первичных средств пожаротушения;
- поддержание в постоянной готовности сил и средств аварийно-ремонтной службы к ликвидации последствий аварийных ситуаций на объекте;
- контролировать готовность добровольной пожарной дружины и всего персонала к действиям в экстремальных условиях;
- осуществлять оперативное оповещение рабочих и служащих предприятия и населения об аварии и рекомендуемых мерах защиты.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т	Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док		Подп.

Библиография

1. Федеральный закон от 21.12.1994 №68-ФЗ «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера»
2. Федеральный закон от 21.12.1994 №69-ФЗ «О пожарной безопасности»
3. Федеральный закон от 21.07.1997 №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»
4. Федеральный закон от 22.07.2008 №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»
5. Федеральный закон от 27.12.2002 №184-ФЗ «О техническом регулировании»
6. Федеральный закон от 30.12.2009 №384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»
7. Федеральный закон от 04.05.2011 № 99-ФЗ «О лицензировании отдельных видов деятельности»
8. Постановление Правительства РФ от 24 ноября 1998 г. № 1371 «О регистрации объектов в государственном реестре опасных производственных объектов»
9. Постановление Правительства РФ от 18 декабря 2020 г. № 2168 «Правила организации и осуществления производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности»
10. Постановление Правительства РФ от 21.05.2007 №304 «О классификации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера»
11. Постановление Правительства РФ от 30.12.2003 №794 «О единой государственной системе предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций»
12. Приказ Ростехнадзора от 08.12.2020 N 503 "Порядок проведения технического расследования причин аварий, инцидентов и случаев утраты взрывчатых материалов промышленного назначения"
13. Приказ Ростехнадзора России от 20.10.2020 № 420 «Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила проведения экспертизы промышленной безопасности"
14. Приказ Ростехнадзора от 16.10.2020 №414 «Порядок оформления декларации промышленной безопасности опасных производственных объектов и перечень включаемых в нее сведений»
15. Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 №534 «Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности"

Взам. инв. №						
Подп. и дата						
Инв. № подл.						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	
09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т						Лист
						113

16. Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 №536 «Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением"

17. Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 №533 «Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств"

18. Приказ Ростехнадзора от 21.12.2021 №444 «Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»"

19. Приказ Ростехнадзора от 03.11.2022 №387 «Руководство по безопасности «Методические основы анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах»

20. Приказ Ростехнадзора от 28.11.2022 №412 «Руководство по безопасности «Методика оценки последствий аварийных взрывов топливно-воздушных смесей»

21. Приказ Ростехнадзора от 02.11.2022 №385 «Руководство по безопасности «Методика моделирования распространения аварийных выбросов опасных веществ»

22. Приказ Ростехнадзора от 28.11.2022 №411 «Руководство по безопасности «Методика оценки риска аварий на технологических трубопроводах, связанных с перемещением взрывопожароопасных жидкостей»

23. ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах»

24. ГОСТ Р 55990-2014 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования»

25. ГОСТ 12.0.004-2015 ССБТ «Организация обучения безопасности труда. Общие положения»

26. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация»

27. ГОСТ 12.1.007-76* «Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности»

28. ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ «Взрывобезопасность. Общие требования»

29. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ «Пожарная безопасность. Общие требования»

30. ГОСТ 12.1.018-93 ССБТ «Пожаровзрывобезопасность статического электричества. Общие требования»

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т

Лист
114

31. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ «Оборудование производственное. Общие требования безопасности»
32. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ «Средства защиты работающих. Общие требования и классификация»
33. ГОСТ Р 12.3.047-2012 ССБТ «Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля»
34. СП 3.13130.2009 «Системы противопожарной защиты. Система оповещения и управления эвакуации людей при пожаре. Требования пожарной безопасности»
35. СП 486.1311500.2020 «Системы противопожарной защиты. Перечень зданий, сооружений, помещений и оборудования, подлежащих защите автоматическими установками пожаротушения и системами пожарной сигнализации. Требования пожарной безопасности»
36. СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности»
37. СП 231.1311500.2015 «Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности»
38. СТО ЛУКОЙЛ 1.6.1-2019 «Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Руководство»
39. СТО ЛУКОЙЛ 1.6.2-2016 «Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Распределение обязанностей и полномочий»
40. СТО ЛУКОЙЛ 1.6.4.2016 «Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Требования к обучению и проверке знаний работников»
41. СТО ЛУКОЙЛ 1.6.6-2019 «Система управления промышленной безопасности, охраной труда и окружающей среды. Управление рисками и экологическими аспектами»
42. 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»
43. 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»
44. СТО ЛУКОЙЛ 1.6.8-2019 «Система управления промышленной безопасности, охраной труда и окружающей среды. Планирование мероприятий»
45. 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»

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				

46. СТО ЛУКОЙЛ 1.6.10-2016 «Система управления промышленной безопасности, охраной труда и окружающей среды. Требования по сбору показателей и формированию отчетности»

47. СТО ЛУКОЙЛ 1.6.11-2019 «Предупреждение аварий и чрезвычайных ситуаций, готовность к их ликвидации. Реагирование при возникновении аварии и чрезвычайной ситуации»

48. СТО ЛУКОЙЛ 1.6.12-2016 «Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Порядок организации и проведения проверок»

49. СТО ЛУКОЙЛ 1.6.13-2022 «Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Учет и анализ несчастных случаев, профессиональных заболеваний и микротравм на производстве»

50. СТО ЛУКОЙЛ 1.6.14-2019 «Система управления промышленной безопасности, охраной труда и окружающей среды. Требования к порядку регистрации, оповещения и расследования причин техногенных событий»

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Т	Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док		Подп.

Ведомость документов графической части

Обозначение	Наименование	Примечание
<i>09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Г</i>	<i>Ведомость документов графической части</i>	
<i>09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Г1</i>	<i>Ситуационный план. М 1:25000</i>	
<i>09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Г2</i>	<i>Технологическая схема и схема автоматизации системы добычи</i>	
<i>09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Г3</i>	<i>Технологическая схема системы ППД куста №155 и схема автоматизации</i>	
<i>09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Г4</i>	<i>Схема линейного объекта и схема автоматизации</i>	
<i>09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Г5</i>	<i>Куст скважин №155. Ситуация С2. Разгерметизация сепаратора-расширителя с последующим пожаром пролива. Ситуация С3. Разгерметизация сепаратора-расширителя с последующим взрывом ТВС.</i>	
<i>09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Г6</i>	<i>План трасс нефтесборного коллектора куст №155 - т.вр. в НСК куст 56 - задв.№95. Ситуация С2. Разгерметизация НСК с последующим воспламенением. Ситуация С3. Разгерметизация НСК с последующим взрывом ТВС.</i>	

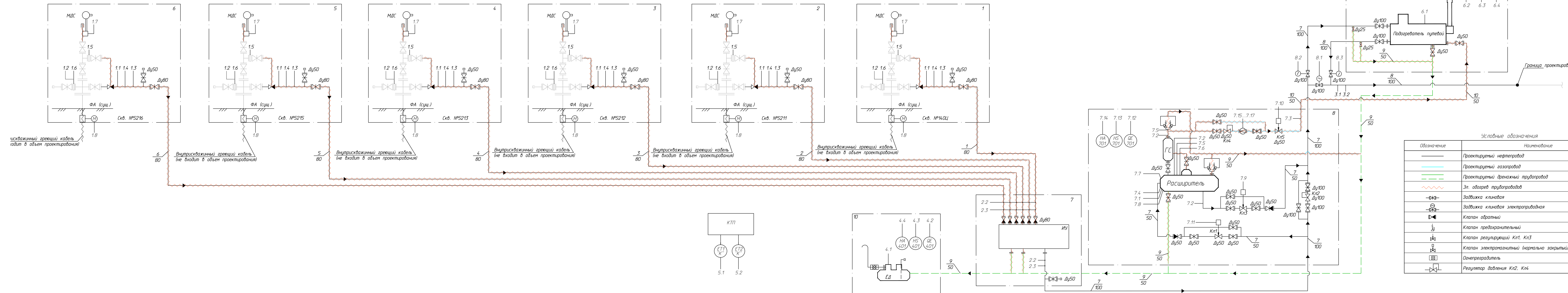
Согласовано

Взам. инв.№

Подпись и дата

Инв.№ подл

<i>09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Г</i>					
<i>Обустройство куста №155 Харьягинского месторождения</i>					
<i>Изм.</i>	<i>Кол.уч</i>	<i>Лист</i>	<i>Док.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>
<i>Разраб.</i>		<i>Михайлова</i>			
<i>Рук.групп.</i>		<i>Матус</i>			
<i>Н. контр.</i>		<i>Салдаева</i>			
				<i>Ведомость документов графической части</i>	
<i>Стадия</i>		<i>Лист</i>		<i>Листов</i>	
<i>П</i>				<i>1</i>	
				<i>ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"</i>	



Условные обозначения

Обозначение	Наименование
—	Проектируемый нефтепровод
—	Проектируемый газопровод
—	Проектируемый дренажный трубопровод
—	Эл. обвод труб
—	Задвижка клиновья
—	Задвижка клиновья электроприводная
—	Клапан обратный
—	Клапан предохранительный
—	Клапан регулирующий Кл1, Кл3
—	Клапан электромагнитный (нормально закрытый) Кл5
—	Опенрегистратор
—	Регулятор давления Кл2, Кл4

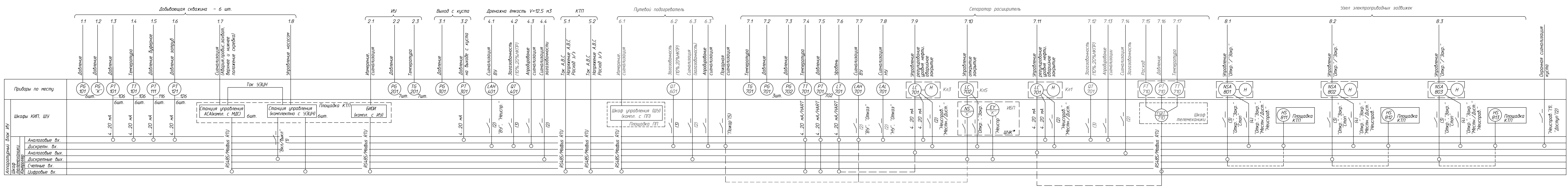
Ведомость технологических узлов

Номер узла по схеме	Наименование технологического узла	Категория производства по взрывной, взрывопожарной и пожарной опасности	Степень огне-стойкости	Класс помещения и наружных установок по ПУЗ	Группа процессов по санитарной характеристике
1	Обвязка устья скв. №1607	Ан	-	В-1е	1
2	Обвязка устья скв. №1606	Ан	-	В-1е	1
3	Обвязка устья скв. №1602	Ан	-	В-1е	1
4	Обвязка устья скв. №1601	Ан	-	В-1е	1
5	Обвязка устья скв. №1604	Ан	-	В-1е	1
6	Обвязка устья скв. №1603	Ан	-	В-1е	1
7	Автоматизированная измерительная установка	А	III	В-1а	1
8	Сепаратор	Ан	-	В-1е	1
9	Подогреватель путейой автоматизированный	Ан	-	В-1е	1
10	Ёмкость дренажная	Ан	-	В-1е	1

V=12,5 м³

Характеристика трубопроводов

Обозначение	Наименование трубопровода	Категория трубопровода	Рабочие условия температура, °С	Давление, МПа	Испытательное давление, МПа	Дополнительные указания
1 - 7	Нефтяная эмульсия	I	30	4,0	Гнебм.	Прочн. 5,72
8	Нефтяная эмульсия	I	30-70	4,0	Гнебм.	Прочн. 5,72
9	Нефтяная эмульсия, попутной нефтяной газ, теланоситель	II	30-70 атм.	Гнебм.	Прочн. 0,2	
10	Попутный нефтяной газ	I	30	0,4	Гнебм.	Прочн. 0,572



- * - При испытании на прочность подъем давления 5% от P_{рп} в минуту, но не более 0,2 МПа в минуту. Продолжительность продувки не менее 10 минут. При испытании на герметичность продолжительность продувки не менее 24 ч. Падение давления не должно превышать 0,1% в час.
- Условные обозначения: по ГОСТ 13846-89; по ГОСТ 2,785-70; по паспорту к ГОСТ 214-08-93 РМ4-2-96.
- Спуски и воздушники на технологических трубопроводах условно не показаны.
- Эл. обвод фланцевой арматуры скважин проектан не предусмотрен.

09-07-2НИПИ/2022-1-М16.Г2

Обустройство куста №155 Харьковского месторождения

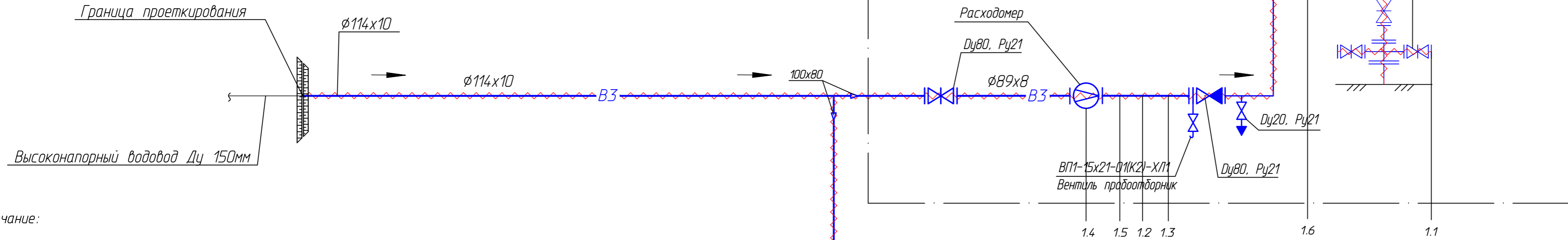
Изм.	Кач.	Лист № дх.	Подп.	Дата
Разработ.	Колесов			
Проверил	Кананов			
Нач. отд.	Литвинов			
Н. контр.	Салдаева			

Технологическая схема и схема автоматизации системы добычи

000 ТНИПИ нефти и газа УГТУ*

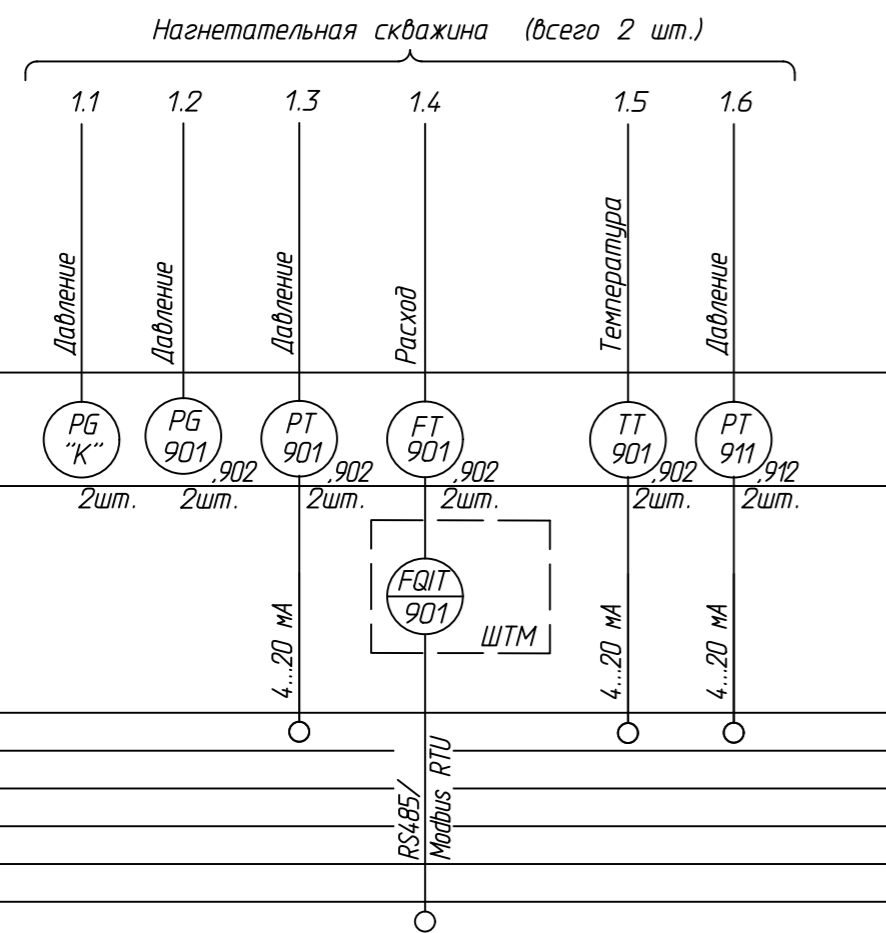
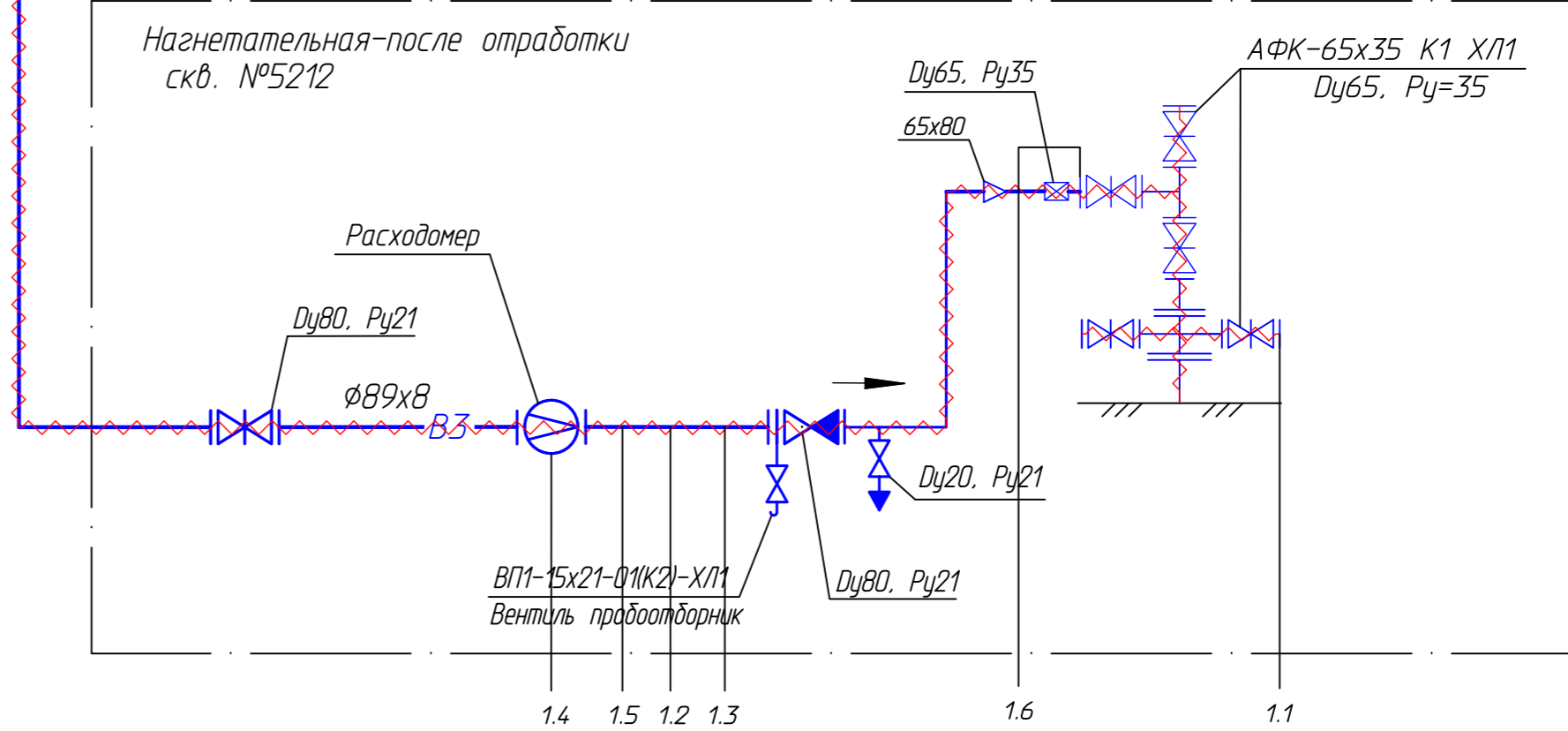
Формат А3х5

Технологическая схема системы ППД куста №155



Примечание:

1. Испытательное давление на прочность и герметичность принято согласно п.651 "Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности" $P_{исп}=1,5P_{раб.}=31,5$ МПа.
2. Электрообогрев трубопроводов, узел обвязок скважин предусмотрен согласно п. 6.4.1.47 ГОСТ Р58367-2019;
3. Расчетная толщина стенки трубы принята согласно расчету по ГОСТ 32388-2013, сталь 09Г2С;
4. Рабочее давление ЗРА принято 21 МПа на основании п.6.1 ТУ "Обустройство куста №155 Харьягинского нефтяного месторождения".
5. Максимальная температура перекачиваемой среды принята $+80^{\circ}\text{C}$, согласно п.6 Задания на проектирование "Обустройство куста №155 Харьягинского нефтяного месторождения".
6. Обвязка нагнетательной скважины $P_{мах}=21$ МПа, $t=(+5)-(80)^{\circ}\text{C}$. Диаметр 89×8 мм. Сталь марки 09Г2С. Толщина изоляции 80мм;
7. Тепловая изоляция условно не показана.
8. Марка арматуры устьевой нагнетательной приведена справочно.
9. Условные обозначения: по ГОСТ 13846-89; по ГОСТ 2.785-70; по пособию к ГОСТ 21.408-93 РМ4-2-96
10. "*" - необходимость проектирования шкафа телемеханики определяется после получения исходных данных о существующем шкафу телемеханики.
11. "К" - оборудование, поставляемое комплектно с технологическим оборудованием



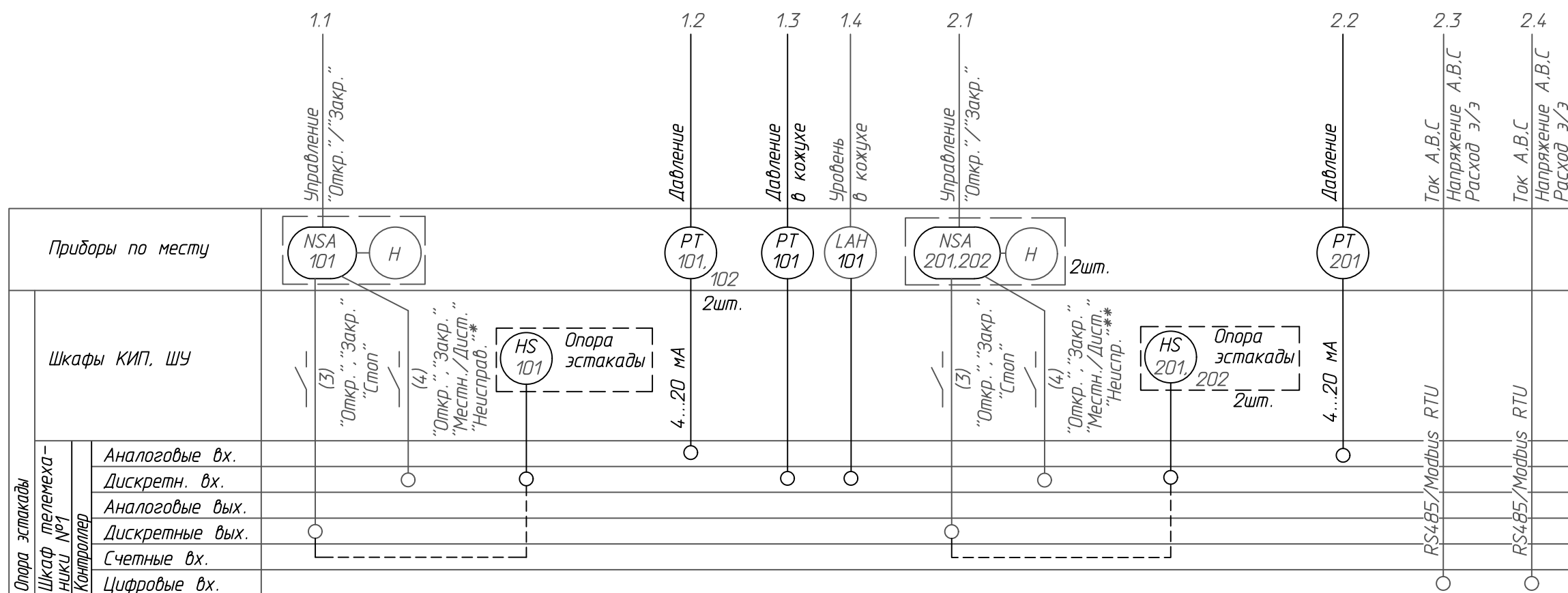
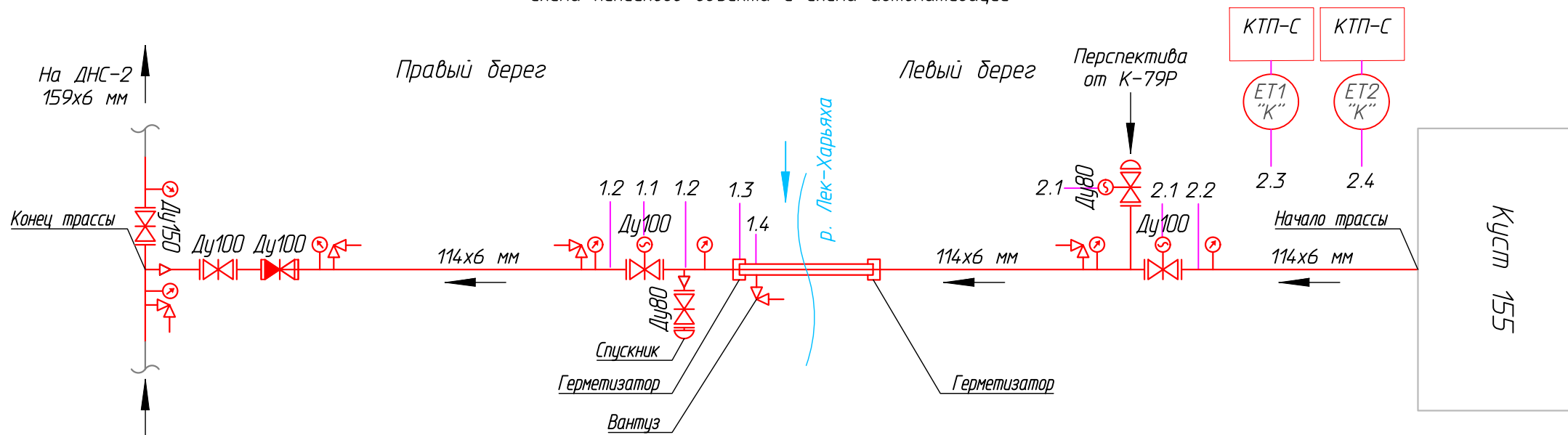
Условные обозначения трубопроводов

Обозначение	Наименование
	Высоконапорный водовод
	Электрообогрев
	Клапан обратный
	Задвижка
	Спускник
	Приборы КИПиА
	Расходомер
	Направление движения потока

09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.ГЗ				
Обустройство куста №155 Харьягинского месторождения				
Изм.	Кол.уч.	Лист № док.	Подп.	Дата
Разраб.				
Проверил	Конанов			
И.о.нач.отд	Литвинов			
Нач.отд.	Полков			
Н.контр.	Салдаева			
ГИП	Гармашов			
				Стадия
				Лист
				Листов
Технологическая схема системы ППД куста №155 и схема автоматизации				000 НИПИ нефти и газа УГТУ
Формат А2				

Инв. № подл. | Инв. № взам. шиф. № | Подп. и дата | Согласовано

Схема линейного объекта и схема автоматизации

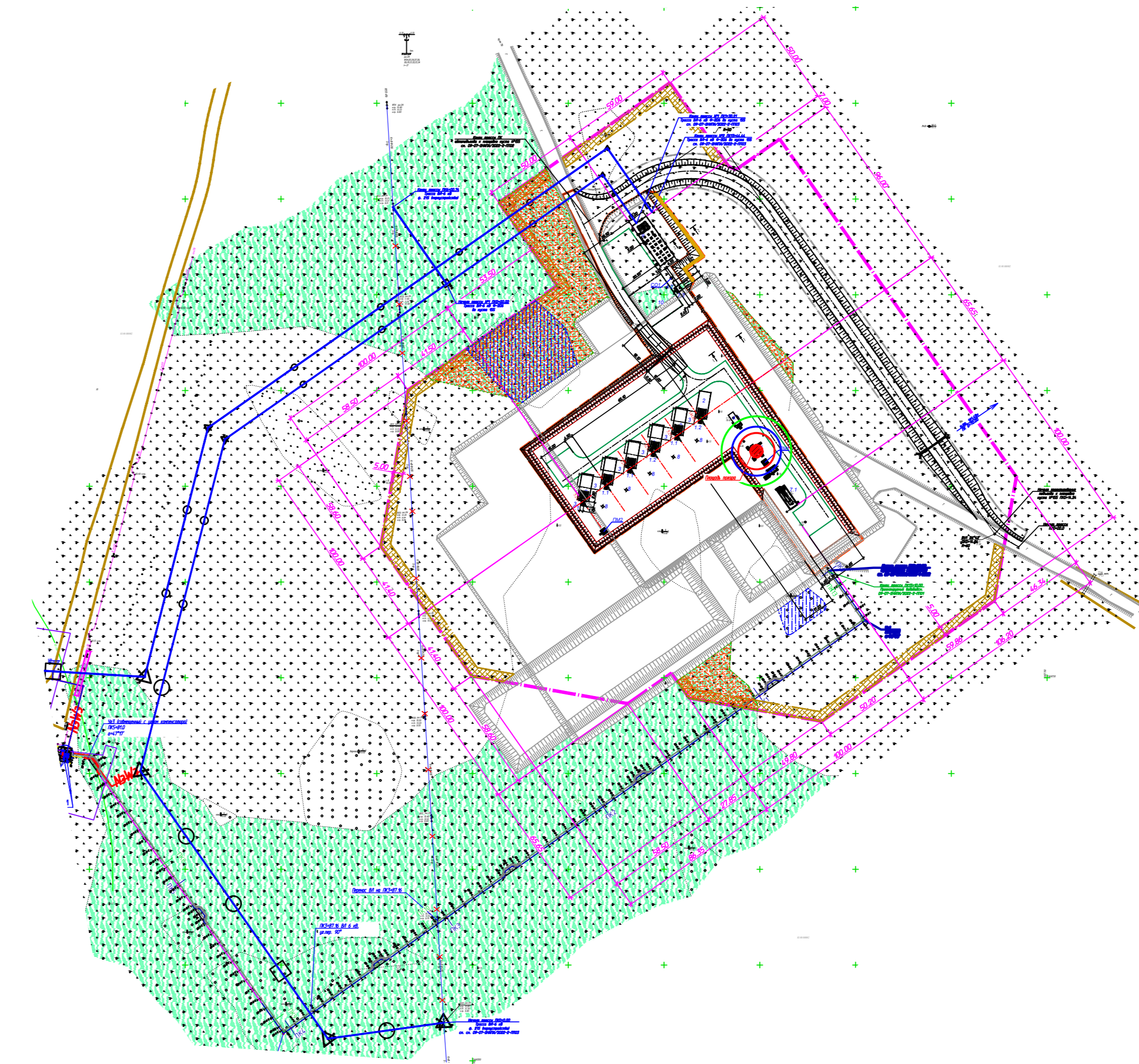
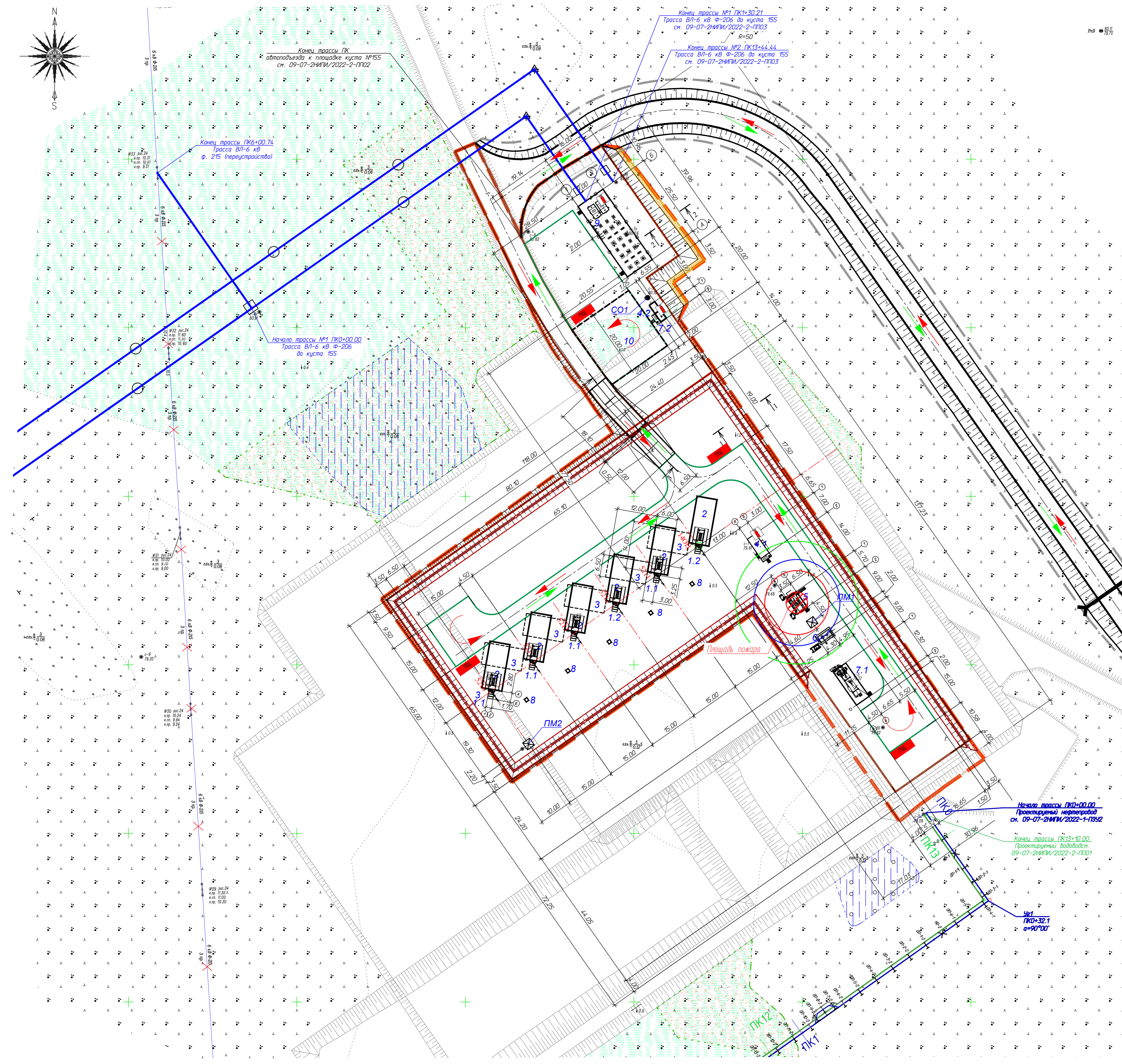


1. Условные обозначения средств автоматизации выполнены по пособию к ГОСТ 21.408-93 РМ4-2-96; по ГОСТ 21.208-2013.
2. * - в т.ч. "Неиспр." энергоаккумулятора.

Условные обозначения

Обозначение	Наименование
	Проектируемый высоконапорный водовод
	Задвижка клиновья
	Клапан обратный
	Манометр
	Вентиль угловой специальный
	Переход
	Задвижка клиновья электроприводная

						09-07-2НИПИ/2022-1-МПБ.Г4			
						Обустройство куста №155 Харьягинского месторождения			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		Стадия	Лист	Листов
Разраб.							П		1
Проверил									
Нач. отд.									
Нач. отд.									
Н. контр									
Схема линейного объекта и схема автоматизации							ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"		



Условные обозначения

Обозначение	Наименование
	Условная граница проектирования
	Проектируемый высосанный водовод
	Проектируемый нефтепровод
	Проектируемое оборудование
	Проезды из щебеночно-песчаной смеси
	Покрытие из ж.б плит
	Демонтируемые существующие ВЛ
	Проектируемая минерализованная полоса
	Существующее оборудование
	Граница противопожарной полосы
	Полоса противопожарной полосы
	Инженерно-геологическая скважина, ее номер абсолютная отметка устья, м
	Засыпка мест открытого залегания пара
	Пути ввода СИ и средств
	Пути эвакуации персонала
	Пожарный щит
	Озеленить
	Территория вырубki леса

Куст скважин №155. Ситуация С3.
Размерметизация сепаратора-расширителя с последующим взрывом ТВС в открытом пространстве

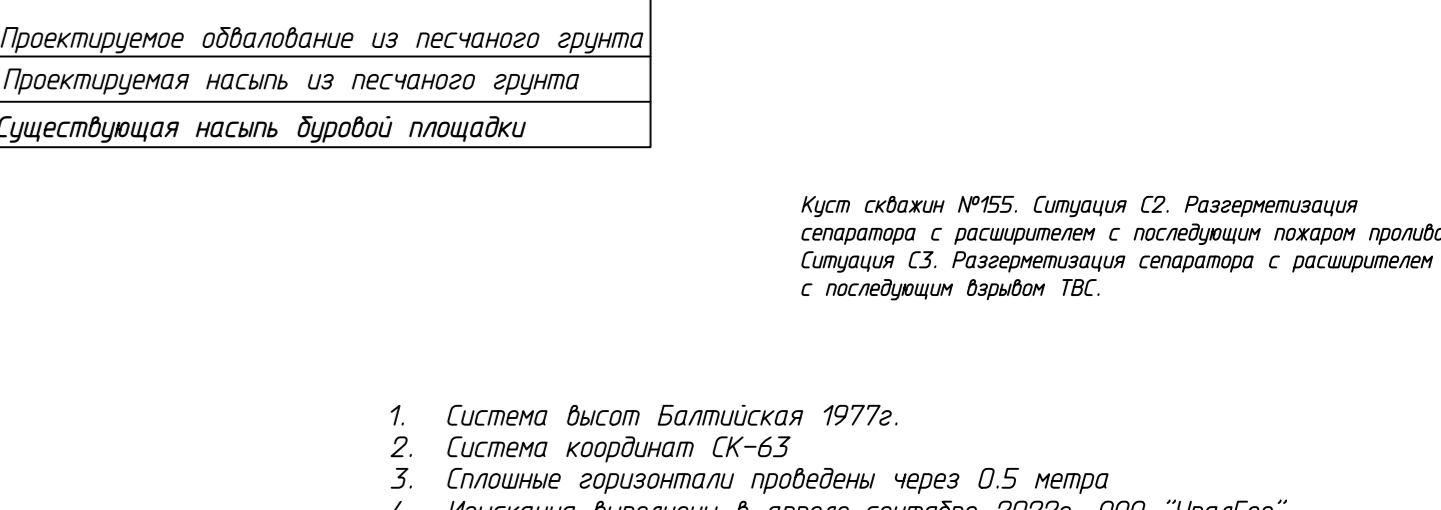
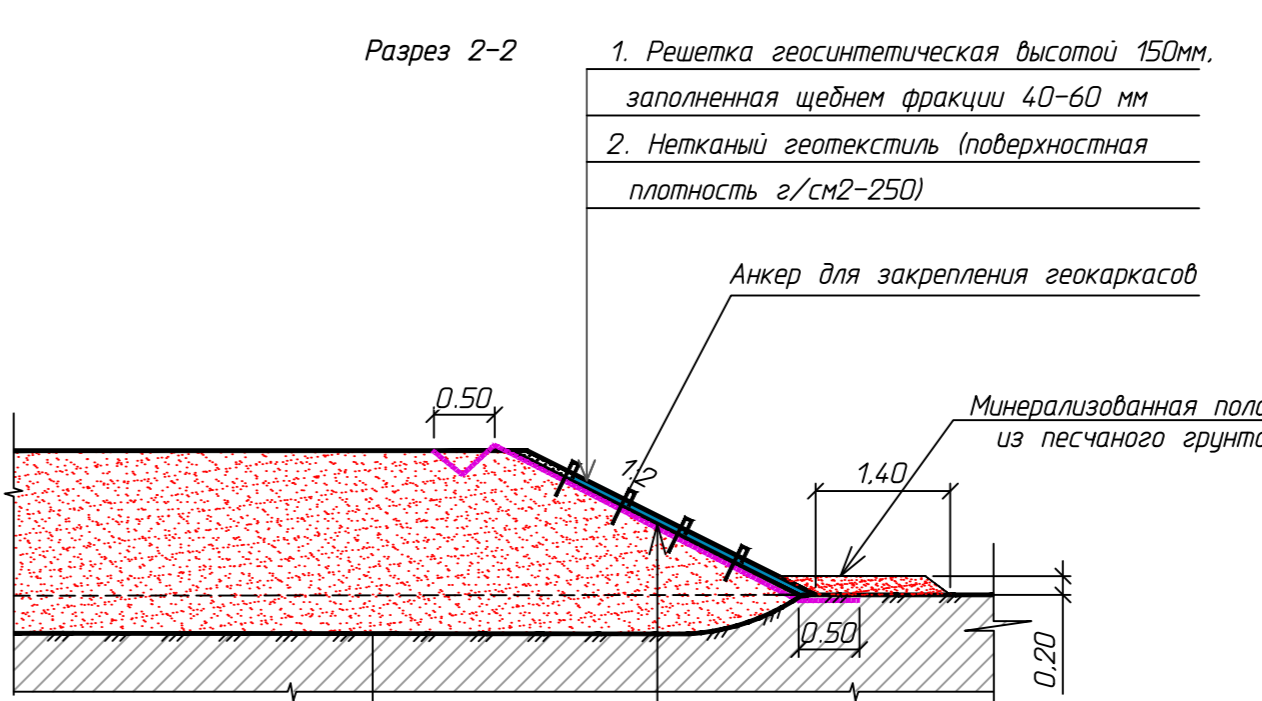
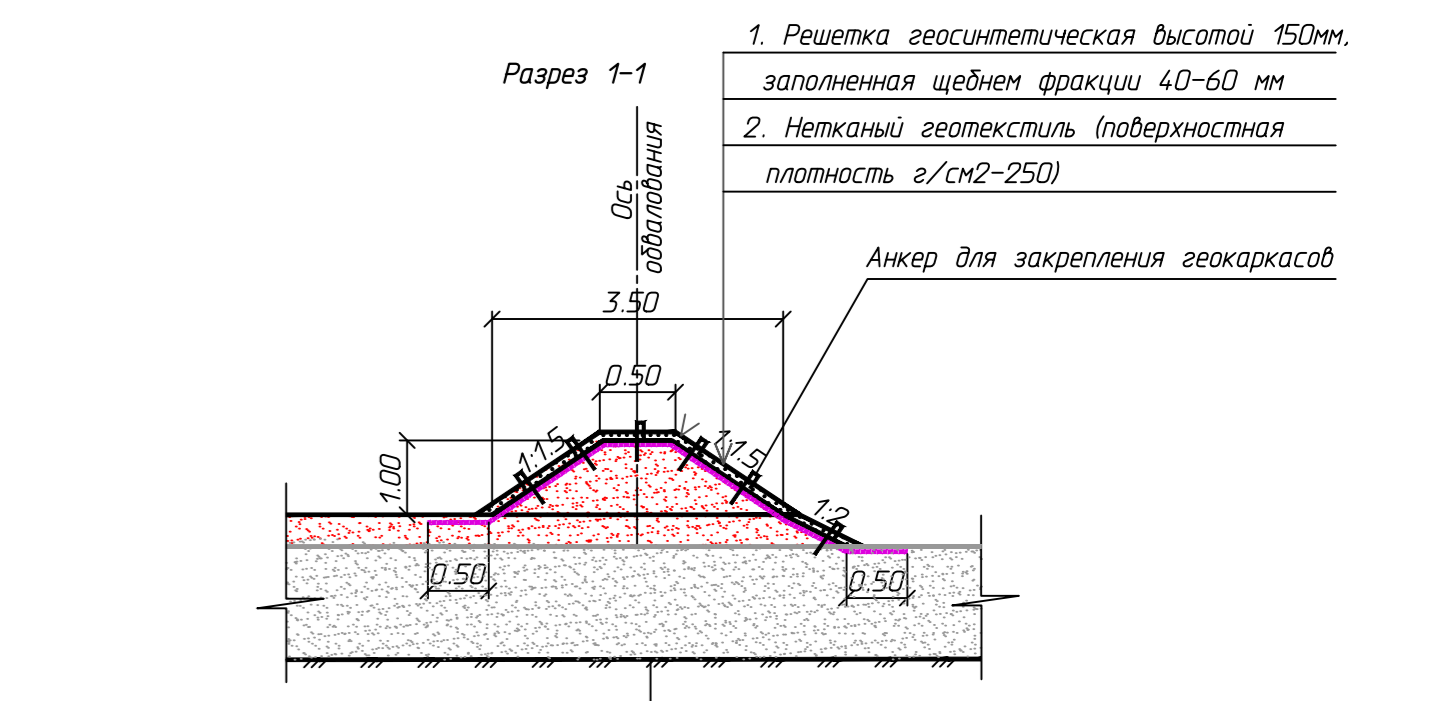
Развитие аварии соответствует следующей общей схеме:
Полная размерметизация сепаратора-расширителя → истечение опасного вещества → образование топливно-воздушной смеси и его распространение → взрыв ТВС при наличии источника зажигания → термическое поражение персонала, сооружений и оборудования, экологическое загрязнение

Исходные данные		Попутный газ
Вещество		128,2
Кол-во опасных веществ, участвующих в аварии, кг		12,8
Кол-во опасных веществ, участвующих в создании поражающих факторов, кг		12,8
Название зоны	Значение, кПа	Размер зоны, м
Нижний порог повреждений человека волной давления, м	5	6,3 м (4,1 кПа)
Разбита часть остекления, м	3	12,78

Куст скважин №155. Ситуация С2.
Размерметизация сепаратора-расширителя с последующим воспламенением

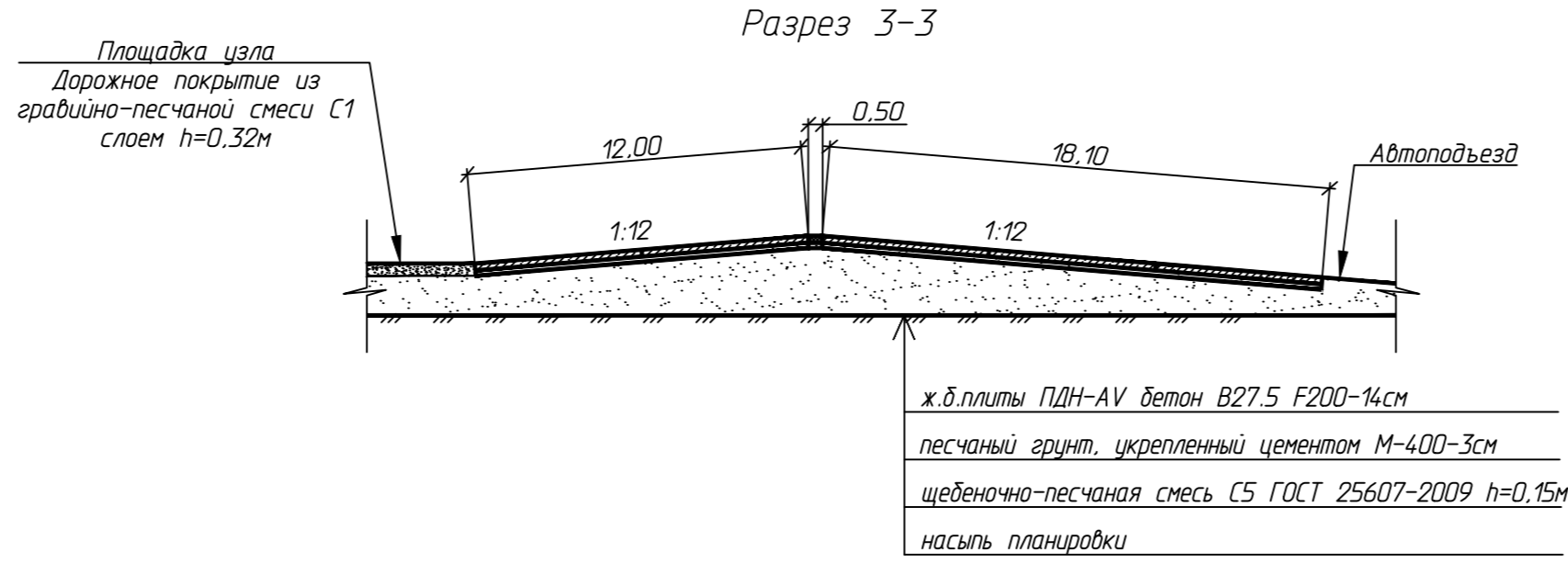
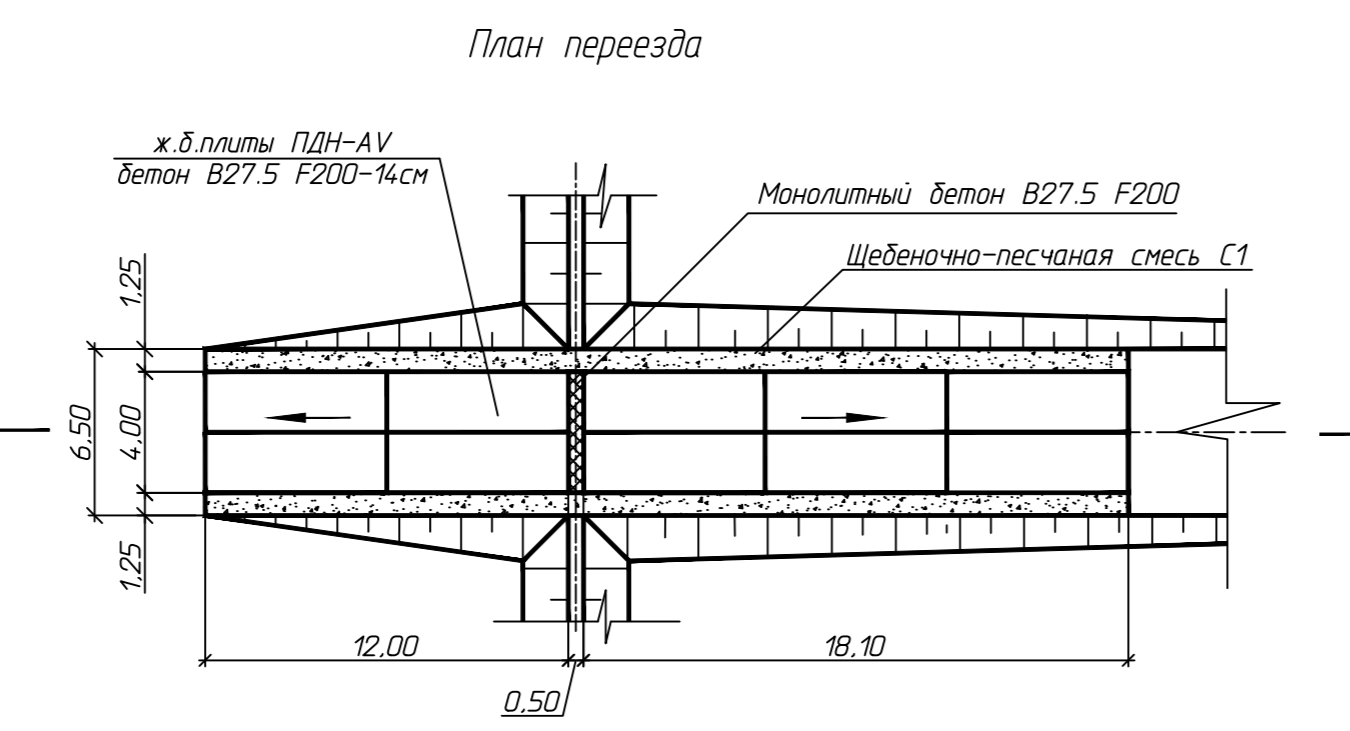
Развитие аварии соответствует следующей общей схеме:
Полная размерметизация сепаратора-расширителя → истечение опасного вещества → воспламенение опасного вещества при условии наличия источника инициирования → пожар развития → термическое поражение оборудования и персонала, экологическое загрязнение

Исходные данные		Нефтяная эмульсия
Вещество		1336,8
Кол-во опасных веществ, участвующих в аварии, кг		32
Площадь пролива, м ²		32
Название зоны	Значение, кВт/м ²	Размер зоны, м
Безопасно для человека в брезентовой одежде	4,2	9,5
Без негативных последствий в течение длительного времени	1,4	18,2



Экспликация зданий и сооружений

Номер по ген. плану	Наименование	Примечание
1.1	Пристройка площадка добавочной скважины - 4шт.	
1.2	Пристройка площадка наметательной скважины - 2шт.	
2	Фундамент под подземный артезиан - 6шт.	
3	Площадка установки приемных насосов - 6шт.	
4.1	Технологический блок измерительной установки - 1шт.	
4.2	Алгоритмный блок измерительной установки - 1шт.	
5	Площадка расширителя с газовым сепаратором - 1шт.	
6	Емкость дренажная V=12,5м ³ - 1шт.	
7.1	Площадка подзарядки пультного автоматизированного - 1шт.	Требования ИЭИИ-5
7.2	Блок автоматики подзарядки пультного - 1шт.	
8	Перспективные места для установки дублирующей разветки - 6шт.	
9	Площадка КИП	
ПМ1/ПМ2	Проектируемая мачта - 2 шт.	
С01	Стойка осветительная - 1 шт.	
10	Стойка пожарной техники - 1шт.	



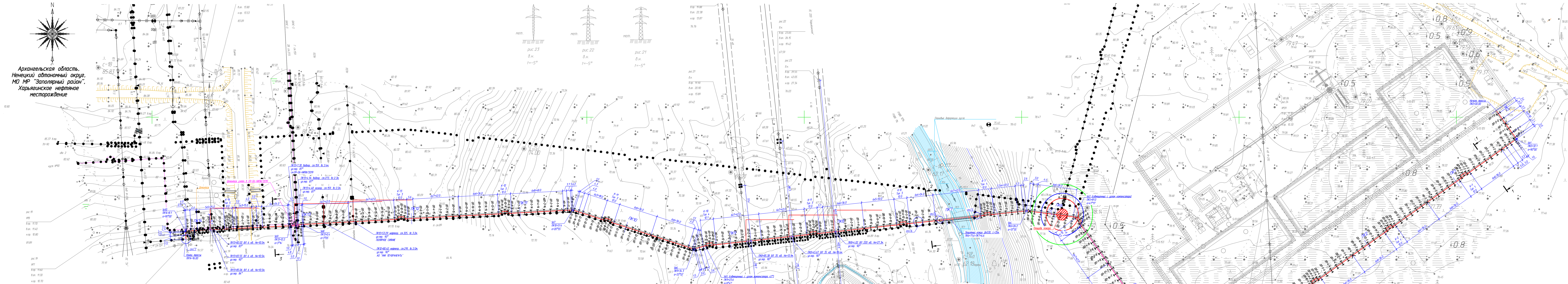
09-07-24ИИ/2022-1-МПБ.Г5

Обустройство куста №155 Харьковского нефтяного месторождения.

Имя	Контр.	Содв.	Лист	Дата
М.И.И.	М.И.И.	М.И.И.	1	
Куст скважин №155				

Ситуация С2: Размерметизация сепаратора-расширителя с последующим воспламенением
Ситуация С3: Размерметизация сепаратора-расширителя с последующим взрывом ТВС

План трассы трубопровода



Архангельская область,
Ненецкий автономный округ,
МО МР "Заполяный район",
Харьгинское нефтяное
месторождение

Нефтеоборудование куст №155 – т.вр. в ИСК куст 56 – зав.№95
Ситуация С3. Разгерметизация нефтепровода с последующим взрывом
ТВС в открытом пространстве

Развитие аварии соответствует следующей общей схеме:
Полная разгерметизация нефтепровода → истечение опасного вещества → образование топливно-воздушной смеси и его распространение → взрыв ТВС при наличии источника зажигания → термическое поражение персонала, сооружений и оборудования, экологическое загрязнение

Исходные данные

Вещество	Попутный газ
Кол-во опасных веществ, участвующих в аварии, кг	1381
Кол-во опасных веществ, участвующих в создании поражающих факторов, кг	138,1

Название зоны	Значение, кПа	Размер зоны, м
Нижний порог повреждений человека волной давления	5	13,9 м (3,3 кПа)
Разбитая часть остекления	3	19,53

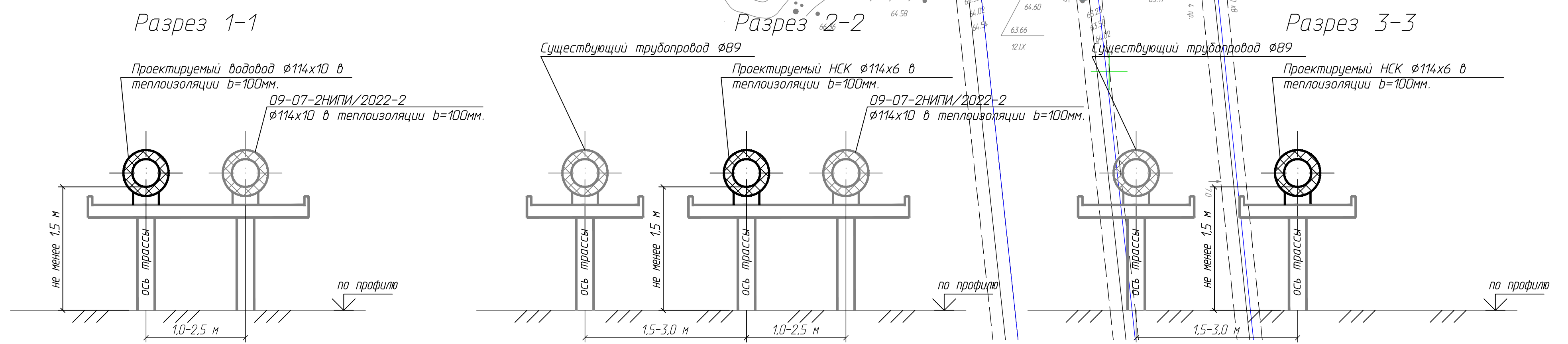
Нефтеоборудование куст №155 – т.вр. в ИСК куст 56 – зав.№95
Сценарий С2. Разгерметизация нефтепровода с последующим воспламенением

Развитие аварии соответствует следующей общей схеме:
Полная разгерметизация нефтепровода → истечение опасного вещества → воспламенение опасного вещества при условии наличия источника инициирования → пожар разлития → термическое поражение оборудования и персонала, экологическое загрязнение

Исходные данные

Вещество	Нефтяная эмульсия
Кол-во опасных веществ, участвующих в аварии, т	14,401
Кол-во опасных веществ, участвующих в создании поражающих факторов, т	14,401
Площадь пролива, м ²	86,18

Название зоны	Значение, кВт/м ²	Размер зоны, м
Безопасно для человека в брезентовой одежде	4,2	14,8
Без негативных последствий в течение длительного времени	1,4	27,9



Условные обозначения

— Проектируемый нефтеоборудование куст

— 09-07-2НИИПИ/2022-2

□ Защитный кожух

- 1 Система координат – МСК-83
- 2 Система высот – Балтийская 1977 г.
- 3 Сплошные горизонталы проведены через 0,5 м

				09-07-2НИИПИ/2022-1-МП.Г.6		
"Оборудование куста №155 Харьгинского месторождения"						
Изм. Копия	Лист	Док.	Подпись	Дата	План трассы нефтеоборудования куст №155 – т.вр. в ИСК куст 56 – зав.№95	Страница Лист Листов
						П 1
Н. контр. Салдаева					ООО "НИИ нефти и газа УГТУ"	
Формат А3x5						