



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

(ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»)

Регистрационный № 284 от 12.02.2018 г.
Ассоциация «Объединение организаций выполняющих проектные работы
в газовой и нефтяной отрасли «Инженер-Проектировщик»
№ СРО-П-125-26012010

**ОБУСТРОЙСТВО ЛЕККЕРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.
ОБУСТРОЙСТВО КУСТА №13бис**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

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

Книга 3 «Промышленная безопасность»

61-01-НИПИ/2021-МПБ

Том 12.3



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

(ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»)

Регистрационный № 284 от 12.02.2018 г.
Ассоциация «Объединение организаций выполняющих проектные работы
в газовой и нефтяной отрасли «Инженер-Проектировщик»
№ СРО-П-125-26012010

**ОБУСТРОЙСТВО ЛЕККЕРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.
ОБУСТРОЙСТВО КУСТА №13бис**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

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

Книга 3 «Промышленная безопасность»

61-01-НИПИ/2021-МПБ

Том 12.3

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

Заместитель Генерального директора –
Главный инженер
Главный инженер проекта

М.А. Желтушко

Д.С. Уваров

2022

Содержание

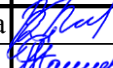
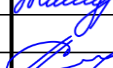
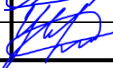

1	Общие сведения	5
1.1	Реквизиты организации	5
1.1.1	Полное и сокращенное наименование организации	5
1.1.2	Наименование вышестоящего органа - министерства или ведомства, компании, концерна (при наличии таковых) с указанием адреса и телефона	5
1.1.3	Фамилии, инициалы и должности руководителей организации.....	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.....	9
1.3	Сведения о месторасположении проектируемого объекта	9
1.3.1	Краткая характеристика местности, на которой располагается проектируемый объект ..	9
1.4	Сведения о персонале и населении	14
1.4.1	Сведения об общей численности персонала и численности наибольшей работающей смены проектируемого объекта.....	14
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	17
2.1	Характеристика опасных веществ	17
2.2	Данные о технологии и аппаратурном оформлении.....	25
2.2.1	Принципиальная технологическая схема с обозначением основного технологического оборудования и кратким описанием технологического процесса по составляющим проектируемого объекта.....	25
2.2.2	Перечень основного технологического оборудования, в котором размещаются опасные	

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т					
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата
Разраб.		Михайлова			
Рук.груп.		Матус			
Н. контр.		Салдаева			
ГИП		Уваров			
Промышленная безопасность				Стадия	Лист
Текстовая часть				П	1
				Листов	134
ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»					

вещества	37
2.2.3 Данные о распределении опасных веществ по оборудованию	38
2.3 Описание технических решений по обеспечению безопасности	40
2.3.1 Описание решений, направленных на исключение разгерметизации оборудования и предупреждение аварийных выбросов опасных веществ	40
2.3.2 Описание решений, направленных на предупреждение развития аварий и локализацию выбросов опасных веществ	42
2.3.3 Описание решений, направленных на обеспечение взрывопожаро-безопасности проектируемого объекта.....	45
2.3.4 Описание систем автоматического регулирования, блокировок, сигнализаций и других средств обеспечения безопасности.....	48
2.4 Основные результаты анализа риска.....	58
2.4.1 Анализ известных аварий.....	58
2.4.2 Анализ условий возникновения и развития аварий	66
2.4.3 Оценка риска аварий.....	87
3 Обеспечение требований промышленной безопасности	97
3.1 Сведения об обеспечении требований промышленной безопасности к эксплуатации проектируемого объекта.....	97
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	97
3.1.2 Сведения о системе управления промышленной безопасностью, включая данные о производственном контроле за соблюдением требований промышленной безопасности.....	101
3.1.3 Сведения о системе проведения сбора информации о произошедших инцидентах и авариях и анализе этой информации.....	106
3.1.4 Перечень проведенных работ по анализу опасностей и рисков, техническому диагностированию и экспертизе технических устройств	108
3.1.5 Сведения о соответствии условий эксплуатации действующего объекта требованиям норм и правил (с указанием нормативов, которым эти условия соответствуют).....	110
3.1.6 Сведения о принятых мерах по предотвращению постороннего вмешательства в деятельность опасного производственного объекта, а также по противодействию возможным террористическим актам.....	111
3.2 Сведения об обеспечении требований промышленной безопасности по готовности к действиям по локализации последствий аварий	115

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

3.2.1	Сведения о мероприятиях по локализации и ликвидации последствий аварий на проектируемом объекте	115
3.2.2	Сведения о составе противоаварийных сил, аварийно-спасательных и других служб обеспечения промышленной безопасности	116
3.2.3	Сведения о финансовых и материальных ресурсах для локализации и ликвидации последствий аварий.....	123
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....	124
4	Выводы.....	128
4.1	Обобщенная оценка уровня безопасности с указанием наиболее опасных составляющих объекта и наиболее значимых факторов, влияющих на безопасность	128
4.2	Сравнительный анализ рассчитанных показателей риска аварии на проектируемом объекте со среднестатистическими показателями риска техногенных происшествий и/или критериями приемлемого риска	130
4.3	Перечень планируемых мер, направленных на уменьшение риска	131
	Библиография	133

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист
								3
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док		Подп.

Аннотация

Настоящая книга разработана в составе Раздела 12 «Иная документация в случаях, предусмотренных федеральными законами» проекта «Обустройство Леккерского месторождения. Обустройство куста №13 бис», 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.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист
							4
Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

1 Общие сведения

1.1 Реквизиты организации

1.1.1 Полное и сокращенное наименование организации

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

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-Усинскнефтегаз» В.В. Гайдуков

1.1.4 Полный почтовый адрес, телефон, факс и телетайп организации

ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»
169706, РК, г. Усинск, ул. Транспортная, д.4.
Телефон/факс (82144) 5-56-00

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

Территориальное производственное предприятие «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» является структурной единицей ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» ПАО «ЛУКОЙЛ».

Предметом деятельности ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» является:

- разведка нефтяных и газовых месторождений;
- добыча нефти и газа;
- комплексное освоение и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений;

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.						61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	

- 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.

ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» работает на территории Республики Коми и разрабатывает северную группу месторождений.

В состав ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» входят:

- пять комплексных цехов по добыче нефти и газа;
- цех по подготовке, транспортировке и сдаче нефти;
- цех обеспечения производства.

1.1.6 Основные проектные решения

Настоящая проектная документация разработана на основании Задания на проектирование объекта «Обустройство Леккерского месторождения. Обустройство куста №13 бис», утвержденного Первым заместителем Генерального директора – Главным инженером ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» И.В.Шараповым.

Проектной документацией предусмотрены следующие этапы строительства:

– Первый этап строительства:

Автоподъезд к кусту скважин №13бис;

Нефтегазосборный трубопровод «Нефтесборный коллектор от к.№13бис до т.вр.к.№13бис» Ø159х6;

ВЛЗ-6 кВ (1 линия) от существующей ВЛ-6кВ Ф-4Л;

ВЛЗ-6 кВ (2 линия) от существующей ВЛ-6кВ Ф-17Л;

Обустройство скважины №2001 с технологическими сетями и оборудованием;

АГЗУ (блок технологический и блок аппаратурный);

УДС;

Емкость дренажная подземная 5м³;

КТП 630/6/0,4 кВ;

Свеча рассеивания;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т						Лист
									6
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				

Площадка точки подключения линии глушения скважин;

Мачта связи с молниеотводом;

Мачта освещения;

Стоянка пожарной техники.

– Второй этап строительства.

Обустройство скважины №2002 с технологическими сетями и оборудованием;
УДС.

– Третий этап строительства:

Обустройство скважины №2003 с технологическими сетями и оборудованием;
УДС.

– Четвертый этап строительства:

Обустройство скважины №1004Н с технологическими сетями и оборудованием;
УДС.

– Пятый этап строительства:

Обустройство скважины №1009Н с технологическими сетями и оборудованием;
УДС.

– Шестой этап строительства:

Высоконапорный водовод «скв.№5ВЗ до скв.№№ 1004Н, 1009Н к.№13бис»;

Обустройство скважин №№ 1004Н и 1009Н под нагнетание.

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

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

1.2 Перечень опасных составляющих объекта

1.2.1 Основные составляющие объекта

Настоящей проектной документацией предусмотрено обустройство куста скважин № 13 бис и строительство линейных коммуникаций к данному кусту скважин. Функциональным назначением проектируемого объекта является добыча и сбор добываемой жидкости.

Основные опасные составляющие проектируемого объекта представлены в таблице 1.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
			61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				

Таблица 1 – Основные опасные составляющие проектируемого объекта

Составляющие проектируемого объекта	Краткая характеристика составляющих объекта		
	Назначение	Состав	Проектная мощность
1. Площадка куста скважин №13 бис	Добыча нефти	Добывающие скважины №№ 2001, 2002, 2003, 1004, 1009. Нагнетательные скважины (после отработки на нефть) №№ 1004, 1009 Автоматизированная измерительная установка-1шт.; Емкость дренажная V=5м ³ -1шт. Свеча для сброса газа – 1 шт. Площадка КТП - 1 шт. Блок дозирования реагентов - 1 шт.	Дебиты скважин: Скв. №2001 – 111,6 м ³ /сут по жидкости и 106,0 т/сут по нефти; Скв. №2002 – 106,5 м ³ /сут по жидкости и 101,2 т/сут по нефти; Скв. №2003 – 91,3 м ³ /сут по жидкости и 86,8 т/сут по нефти; Скв. №1004 – 56,2 м ³ /сут по жидкости и 61,4 т/сут по нефти; Скв. №1009 – 70,2 м ³ /сут по жидкости и 49,1 т/сут по нефти; Максимальная приемистость нагнетательных скважин 150-180 м ³ /сут (+15%).
	Транспорт продукции в границах площадки	Выкидные трубопроводы от устьев скважин до ИУ	Подземно, Ø89×6 мм Рабочее давление – 4,0 МПа Общая протяженность 275 м
		Нефтеесборный коллектор от ИУ до условной границы проектирования	Подземно, Ø159×6 мм Рабочее давление – 4,0 МПа Общая протяженность 50 м
2. Промысловые трубопроводы	Транспорт добываемой жидкости	Нефтегазопровод от площадки куста скважин №13 бис до т.врезки на ЦПС Леккерского н.м.	Подземный, Ø159×6 мм Рабочее давление – 4,0 МПа Протяженность: 4435 м Проектные мощности по нефти – 547,7 т/сут; по жидкости – 696,9 м ³ /сут.
	Транспорт пластовой воды	Высоконапорный водовод от скв. №5В3 до куста скважин №13 бис	Подземный, Ø89×6 мм; Протяженность –372 м Рабочее давление – 21,0 МПа. Закачка воды 414,0 м ³ /сут.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист

8

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.

По признаку наличия опасных веществ проектируемый объект «Обустройство Леккерского месторождения. Обустройство куста №13 бис» относится к третьему классу опасности: наличие горючих жидкостей, используемых в технологическом процессе в количествах более 20 т, но менее 200 т (приложение 2 табл. 2 №116-ФЗ от 21.06.1997г.).

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 № 13бис									
Нефть	6,375			6,375					
Попутный газ	0,515	0,515							
Нефтесборный коллектор									
Нефть	67,132			67,132					
Всего на проектируемом объекте, т		0,515		73,506					

1.3 Сведения о месторасположении проектируемого объекта

1.3.1 Краткая характеристика местности, на которой располагается проектируемый объект

Местоположение объектов изысканий РФ, Республика Коми, МО ГО «Усинск», Леккерское месторождение. Участок работ расположен в пределах Леккерского нефтяного месторождения, осваиваемого ООО «ЛУКОЙЛ Коми».

Рельеф местности равнинный, поверхность покрыта лесотундрой и сильно заболочена. Иногда встречаются слабохолмистые участки. Крупнейшие реки – Уса и Печора.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инав. № подл.	61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист
										9

Ситуационный план размещения проектируемого объекта представлен в графической части настоящего тома (61-01-НИПИ/2021-МПБ.Г1).

Климатические условия. Географическое положение территории определяет ее климатические особенности. Наиболее важными факторами формирования климата является западный перенос воздушных масс и влияние континента. Климат района - резко континентальный. В целом характеризуется продолжительной и суровой зимой, недолгим и довольно холодным летом, короткими переходными сезонами.

Климатическая характеристика района работ составлена по данным наблюдений на метеостанции Усть-Уса. Район работ согласно СП 131.13330.2020 относится к I Д строительному климатическому подрайону.

Согласно СП 50.13330.2012, Приложение В, район изысканий относится к нормальной зоне влажности – 2. Климат умеренно-континентальный, по своим параметрам он ближе к субарктическому. Зимой минимальная температура часто достигает -40°C , -50°C и ниже, летом же максимальная температура иногда достигает $+35^{\circ}\text{C}$, $+40^{\circ}\text{C}$. Минимальная температура воздуха в районе зафиксирована зимой с 1978 на 1979 год на Возее и достигла отметки -64°C , в это же время в самом городе температура составила -58°C . Основная особенность климата здесь это частые перепады и сильные скачки температур в течение одного дня, как летом так и зимой. В течение нескольких часов температура может измениться на 40 и более градусов. Снежный покров удерживается 230 дней в году, с середины октября до июня. С сентября до середины октября частые затяжные морозящие ледяные дожди. Наиболее теплый сезон, с середины июля до середины августа.

Таблица 3 - Климатические параметры по метеостанции Усть-Уса

<i>Климатическая характеристика</i>		<i>Значение</i>
<i>Холодный период года</i>		
Температура воздуха наиболее холодных суток, обеспеченностью 0,98		-47
Температура воздуха наиболее холодных суток, обеспеченностью 0,92		-45
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки, обеспеченностью 0,98		-44
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки, обеспеченностью 0,92		-41
Температура воздуха обеспеченностью 0,94		-27
Абсолютная минимальная температура воздуха		-53
Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее холодного месяца		8,3
Продолжительность, сут, и средняя температура воздуха, периода со средней суточной температурой воздуха $\leq 0^{\circ}\text{C}$		211 -11,4
То же, $\leq 8^{\circ}\text{C}$		277 -7,7
То же, $\leq 10^{\circ}\text{C}$		297 -6,5
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее холодного месяца, %		83
Средняя месячная относительная влажность воздуха в 15 ч. наиболее холодного месяца, %		83
Количество осадков за ноябрь – март, мм		166

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист
10

<i>Климатическая характеристика</i>	<i>Значение</i>
Преобладающее направление ветра за декабрь – февраль	Ю
Максимальная из средних скоростей ветра по румбам за январь, м/с	4,5
Средняя скорость ветра, м/с, за период со среднесуточной температурой воздуха $\leq 8^{\circ}\text{C}$	3,9
Теплый период года	
Барометрическое давление, гПа	1003
Температура воздуха обеспеченностью 0,95	18
Температура воздуха обеспеченностью 0,98	23
Средняя максимальная температура воздуха наиболее теплого месяца	20,5
Абсолютная максимальная температура воздуха	34
Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее теплого месяца	10,0
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее теплого месяца, %	72
Средняя месячная относительная влажность воздуха в 15 ч. наиболее теплого месяца, %	59
Количество осадков за апрель – октябрь, мм	354
Суточный максимум осадков, мм	64
Преобладающее направление ветра за июнь – август	С
Минимальная из средних скоростей ветра по румбам за июль, м/с	4,3

Опасные природные гидрометеорологические процессы и явления.

При проектировании следует учитывать опасные гидрометеорологические процессы и явления, количественные показатели проявления которых превышают пределы, указанные в Приложении Б и В СП 11-103-97. Данные сведены в таблицу 4.

Таблица 4 – Сведения об опасных гидрометеорологических процессах и явлениях

Процессы, явления	Количественные показатели проявления процессов и явлений
Метеорологические процессы и явления	
Сильный ветер	Наблюдалось движение воздуха относительно земной поверхности с максимальной скоростью 25 м/с и более (май, июнь 1966 г)
Очень сильный дождь	Наблюдался количество осадков 63,7 мм продолжительностью 7 часов 25 минут (15-16.06.2012 г).
Сильный ливень	Наблюдался количество осадков 45,9 за 1 час в июне 1972 г
Очень сильный снег	Не наблюдалось количество осадков не менее 20 мм за период не более 12 ч
Продолжительные сильные дожди	Не наблюдалось количество осадков не менее 100 мм за период более 12 ч, но менее 48 ч
Крупный град	Не наблюдался град диаметром не менее 20 мм
Сильная пыльная (песчаная) буря	Не наблюдалась пыльная (песчаная) буря при средней скорости ветра не менее 15 м/с и видимости не более 500 м
Сильная метель	Наблюдалась общая или низовая метель при средней скорости ветра не менее 15 м/с и видимости менее 500 м (1.04. 2005 г)
Сильное гололедно-изморозевое отложение на проводах	Наблюдалось практически ежегодно. Диаметр отложения на проводах гололедного станка не менее 20 мм для гололеда, не менее 35 мм для сложного отложения или мокрого снега, не менее 50 мм для зернистой или кристаллической изморози
Сильный туман	Наблюдался 03.10.2006 г, 19.11.2007 г. Видимость при тумане не более 50 м
Такие опасные явления как: цунами, ураганные ветры, снежные лавины, селевые потоки, смерчи в изыскиваемом районе отсутствуют.	

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист

11

Процессы, явления	Количественные показатели проявления процессов и явлений
Гидрологические процессы и явления не наблюдаются (нет водотоков, оказывающих влияние на участок изысканий)	

Опасные инженерно-геологические процессы. К неблагоприятным инженерно-геологическим процессам, распространенным в пределах участка работ, относятся процессы морозного пучения, подтопления.

Процесс морозного пучения происходит во время осенне-зимнего промерзания дисперсных грунтов. В зоне сезонного промерзания залегают среднепучинистые (суглинки мягкопластичный ИГЭ-3), слабопучинистые (пески мелкие ИГЭ-4), слабо- и среднепучинистые (супесь ИГЭ-2).

По характеру подтопления подземными водами согласно приложению И СП 11-105-97 Ч. II к району I-A-I (подтопленные в естественных условиях) относятся следующие участки изысканий:

- площадка «Площадной объект - куст № 13 бис»
- по трассе «Высоконапорный водовод от скв.5ВЗ до скв.1009Н, 1010Н куста №13бис» встречены на участках ПК0 Н.тр.-ПК3+97.93 К.тр., ПК2+60.01-ПК3+97.93 к.тр. (переход через автодорогу);
- по трассе «Автодорога до куста № 13бис» встречены на участке ПК0 Н.тр.-ПК2+2.10 К.тр.;
- по трассе «ВЛЗ-6 кВ (1 линия) от существующих ВЛ-6 кВ Ф-17Л, Ф-4Л ЗРУ-6 кВ ГТЭС "Леккерка" до куста № 13бис» встречены на участке ПК0 Н.тр.-ПК0+68.85 К.тр.;
- по трассе «ВЛЗ-6 кВ (2 линия) от существующих ВЛ-6 кВ Ф-17Л, Ф-4Л ЗРУ-6 кВ ГТЭС "Леккерка" до куста № 13бис» встречены на участках ПК0 Н.тр.-ПК14+18.04 К.тр., ПК7+35.00-ПК8 (переход через автодорогу);
- по трассе «Нефтеборный коллектор от куста № 13бис» встречены на участках ПК0 Н.тр.-ПК16+00.00, ПК16+00.00-ПК32+00.00, ПК32+00.00-ПК44+42.53К.тр, ПК11+00.00-ПК13+00.00, ПК13+30.00-ПК15+00.00, ПК35+70.00-ПК37+00.00, ПК42+00.00-ПК44+00.00.

По характеру подтопления подземными водами относятся к району II-Б1 (потенциально подтопляемые в результате ожидаемых техногенных воздействий) относятся следующие участки изысканий:

- по трассе «ВЛЗ-6 кВ (2 линия) от существующих ВЛ-6 кВ Ф-17Л, Ф-4Л ЗРУ-6 кВ ГТЭС "Леккерка" до куста № 13бис» встречены на участках ПК7+35.00-ПК8 (переход через автодорогу), ПК13+30.00-ПК14+18.04 К.тр.

При проектировании и строительстве на подтопленных участках рекомендуется провести вертикальную планировку территории с организацией поверхностного стока,

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

							61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист
								12
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата			

прочистку открытых водотоков и других элементов естественного дренирования, гидроизоляцию подземных частей сооружений и т. д. (п.10.3 СП 116.13330.2012).

Площадная пораженность территории процессами подтопления 75-100 %. Процесс отнесен к весьма опасным.

Район сейсмически не активный. В соответствии с СП 14.13330.2014 «Строительство в сейсмических районах» сейсмическая активность в пределах территории изысканий по картам ОСР-2015 (А, В, С) характеризуется сейсмичностью в 5 баллов.

Грунты геологического разреза по сейсмическим свойствам отнесены к:

- III категории – песок мелкий (ИГЭ-4), супесь пластичная (ИГЭ-2), суглинок мягкопластичный (ИГЭ-5)
- II категории – суглинок тугопластичный (ИГЭ-5).

Остальные опасные природные процессы, перечисленные в СП 115.13330.2016 «Геофизика опасных природных воздействий», на участке изысканий отсутствуют.

Согласно СП 47.13330.2016 категория сложности инженерно-геологических условий – III (сложная), исходя из факторов, оказывающих максимальное влияние на объемы инженерных изысканий.

Территория расположена в зоне сезонного промерзания-оттаивания грунтов. Глубина промерзания зависит от величины снежного покрова и грунтов, слагающих верхнюю часть разреза. Наличие увлажненных дисперсных грунтов способствует проявлению морозного пучения. При сезонном промерзании имеет место проявления морозного пучения глинистых грунтов, обводнённых в летне-осеннее время практически с поверхности. На участках с нарушенным почвенно-растительным покровом возможно значительное возрастание суммарной величины пучения за счёт увеличения глубины промерзания.

Нормативная глубина промерзания рекомендуется принять: для глинистых грунтов 2,02 м, для супесчаных и песчаных грунтов 2,45 м от поверхности земли.

Площадка изысканий относится к подтопленным территориям, подтопление носит естественный характер, (согласно п.5.4.8 СП 50-101-2004), основной фактор сезонный подъем уровня грунтовых вод. Тип подтопляемости – I приложение И СП 11-105-97 ч.2.

Площадная пораженность территории подтоплением и морозным пучением составляет более 75%. Согласно приведенным показателям территория относится к весьма опасной категории природных процессов (таблица 5.1 СП115.13330.2016).

Участок изысканий, согласно СП 14.13330.2020. Актуализированная редакция. несейсмичен (сейсмичность территории по картам А и В составляет < 6 баллов, по карте С 6 баллов). Согласно табл. 1 грунты основания относятся к III группе по сейсмическим

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист
13

свойствам. По сейсмичности территория относится к умеренно опасной категории процессов, согласно таблице 5.1 СП115.13330.2016..

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 Леккерского месторождения. Обустройство куста №13 бис» входит в зону производственной деятельности комплексного цеха по добыче нефти и газа КЦДНГ №5 ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».

Автоматизация и управление технологическим процессом добычи и транспортировки скважинной продукции Леккерского 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.

Проектируемый объект обслуживается существующим персоналом звена №1 по добычи нефти и газа комплексной бригады по добыче нефти и газа №1 (Леккерское НМ) комплексного цеха по добыче нефти и газа №5 (КЦДНГ №5) ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми». Дополнительный персонал для обслуживания проектируемого объекта не предусматривается. Максимальная численность персонала на проектируемом объекте 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

Местоположение объектов изысканий РФ, Республика Коми, МО ГО «Усинск», Леккерское месторождение. Участок работ расположен в пределах Леккерского нефтяного месторождения, осваиваемого ООО «ЛУКОЙЛ Коми».

Ближайшие населённые пункты – д. Сынянырд, расположенная в 4,5 км к северо-востоку от исследуемой территории.

Леккерское месторождение расположено в Усинском районе Республики Коми Российской Федерации и относится к Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Районный и административно-хозяйственный центр – г. Усинск расположен в

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инва. № подл.	61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист
										14

непосредственной близости с месторождением (порядка 20 км) и имеет воздушное, водное и железнодорожное сообщение.

Ситуационный план размещения проектируемого объекта представлен в графической части данного тома (61-01-НИПИ/2021-МПБ.Г1).

В непосредственной близости от Леккерского месторождения расположены Осваньюрское (18,5 километра к северо-западу), Мастерельское (12 километров к северо-востоку), Суборское (8 километров к юго-востоку), Усинское (29 километров к северо-западу) нефтяные месторождения. Аварии на ближайших потенциально опасных объектах не могут стать причиной возникновения ЧС на проектируемых трубопроводах в виду своей удаленности.

Проектируемые промысловые трубопроводы пересекают искусственные преграды и сооружения. Перечень преград и сооружений, пересекаемых проектируемым трубопроводами, представлен в томе 2.2 (61-01-НИПИ/2021-ПЗУ2). Также трассы проектируемых трубопроводов пересекают автомобильные дороги.

Пересечения внутрипромысловых автомобильных дорог в настоящем проекте предусматривается подземным способом в защитных кожухах. Минимальная глубина заложения футляра составляет не менее 1,4 м от дорожного полотна до верха трубы защитного кожуха. Концы защитного футляра выедены на расстояние не менее 5 м от подошвы насыпи земляного полотна

Настоящим проектом выдержаны нормативные расстояния при параллельной прокладке проектируемого трубопровода относительно существующих коммуникаций:

- от ВЛ до 35кВ – не менее двух метров до водоводов и не менее 5 метров до нефтепроводов (согласно ПУЭ Издание седьмое);
- от существующих подземных трубопроводов при условном диаметре до 150 мм включительно – не менее 5 метров (согласно СП 284.1325800.2016);
- от существующих подземных трубопроводов при условном диаметре свыше 150 мм до 300 мм включительно – не менее 8 метров (согласно СП 284.1325800.2016);
- от внутрипромысловых автомобильных дорог – не менее 10 метров от подошвы насыпи земляного полотна (согласно СП 284.1325800.2016).

Настоящим проектом выдержано нормативное расстояние при пересечении проектируемыми трубопроводами существующих трубопроводов – не менее 350 мм в свету.

Угол пересечения с коммуникациями составляет не менее 60°.

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

Для обеспечения нормальных условий эксплуатации и исключения возможности повреждения проектируемых трубопроводов вдоль трасс установлена охранная зона в виде

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

						61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		15

участка земли, ограниченного условными линиями, находящимися в 25 м от оси трубопроводов с каждой стороны.

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

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 22.0.07-95 от источников техногенной ЧС на проектируемом объекте гипотетически не возможны.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				

2 Результаты анализа безопасности

2.1 Характеристика опасных веществ

На опасном производственном объекте «Обустройство Леккерского месторождения. Обустройство куста №13 бис» обращаются пожароопасные вещества: нефть (в т.ч. в виде водонефтяной эмульсии), попутный нефтяной газ. Характеристика опасных веществ приведена в таблицах 5-6.

Таблица 5 – 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: – воды, % - серы, % - парафина, % - сероводорода, % 3.1 газовый фактор, м ³ /т	30 1,78 2,21 5,6 85,1	Данные лабораторных исследований
4. Общие данные: 4.1. молекулярный вес 4.2. Температура кипения, °С (при давлении н.у.) 4.3. Плотность при 20°С, кг/м ³ 4.4. Вязкость, мПа/с	н.д. н.д. 857 2,1	Данные лабораторных исследований
5. Данные о пожаро-взрывоопасности: 5.1. Температура вспышки, °С 5.2. Температура самовоспламенения, °С 5.3. Температура воспламенения, °С 5.4. Пределы взрываемости, %: – нижний – верхний	легковоспламеняющаяся жидкость -35 - +34 475 – 750 выше +250 2,4 9,0	ГОСТ 6356-75 ГОСТ 12.1.004-91 ГОСТ 20287-91 ГОСТ 5542-87

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инав. № подл.	61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист
										17

Наименование параметра	Параметр	Источник
6. Данные о токсической опасности 7.2. ПДК в воздухе рабочей зоны сероводорода, мг/м ³ 7.3. ПДК в воздухе рабочей зоны сероводорода в смеси с углеводородами C1 - C5, мг/м ³	II-й класс опасности (по сероводороду) 10 3	ГОСТ 12.1.005-88
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	Специфический запах нефтепродуктов и сероводорода. 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	Лазарев Н. В. «Вредные вещества в промышленности», том 1

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

61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист

18

Наименование параметра	Параметр	Источник
	<p>ЦНС, ЖКТ; при контакте: дерматиты, пигментация, эритема, 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. Спецодежда, 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 водяных завес и</p>	Лазарев Н. В. «Вредные вещества в промышленности», том 1

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист

19

Наименование параметра	Параметр	Источник
	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.</p> <p>Глютаминовая кислота (1,0 г), аскорбиновая кислота (0,1 г), витамин В6 (0,02 г), пангамат натрия (0,01 г).</p> <p>Промывание глаз 2% раствором соды.</p> <p>При потере сознания вдыхание хлора или нашатырного спирта (с ватки).</p> <p>Сердечные средства: раунатин (по 1 мл), кофеин (10%).</p> <p>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

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист

20

Таблица 6 – 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	смесь C_nH_{2n+2} , CO_2 , N_2 , H_2S	-
3. Состав, % : - сероводород - диоксид углерода - азот+инертные и др. - гелий - метан - этан - пропан - изобутан - нормальный бутан - неопентан - изопентан - нормальный пентан - гексаны - гептаны	5,6 1,58 3,10 - 71,90 7,14 6,52 1,55 3,32 0,03 1,31 1,30 1,67 0,55	Данные лабораторных исследований
4. Общие данные Молекулярная масса г/моль температура кипения, °С Плотность при 20°С, кг/м ³	19,3 0,95	Данные лабораторных исследований
5. Данные о пожаровзрывоопасности 5.1. Температура вспышки, °С 5.2. Температура воспламенения, °С 5.3. Пределы взрываемости, %об.: – нижний – верхний	Горючий газ - 540 – 650 1,8 15,0	ГОСТ 31369-2008 (ИУС 3-2009)
6. Данные о токсической опасности: 3.1. ПДК в воздухе рабочей зоны (сероводород в смеси с углеводородами C1 – C5), мг/м ³	3	Лазарев Н. В. «Вредные вещества в промышленности», том 1

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист

21

Наименование параметра	Параметр	Источник
6.2. Класс токсической опасности	II	
6.3. Пороговая токсодоза (сероводород), мг·мин/л	1,0	
6.4. Летальная токсодоза (сероводород), мг·мин/л	15,0	
7. Реакционная способность	Химические свойства попутного нефтяного газа определяются наличием в ее составе различных групп углеводородов, CO ₂ , сероводорода. При нормальных условиях неакционноспособно. Образует с воздухом взрывоопасную смесь	«Пожаровзрыво-опасность веществ и материалов и средства их тушения», т. 1,2, под ред. Баратова А.Н.
8. Запах	При наличии сероводорода имеет характерный резкий неприятный запах тухлых яиц. При высоких концентрациях запах сероводорода не чувствуется	-
9. Коррозионная активность	Коррозионная активность высокая. Обусловлена наличием сероводорода и углекислого газа	-
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 взрыво-пожаробезопасном 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 «Пожаровзрыво-опасность веществ и материалов и средства их тушения», т. 1,2, под ред. Баратова А.Н.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист

22

Наименование параметра	Параметр	Источник
11. Воздействие на людей и окружающую среду, в том числе от поражающих факторов аварии	<p>Углеводороды, входящие в состав нефтяных газов могут оказывать сравнительно слабое наркотическое действие. Основной компонент - метан является фармакологически «инертным» и принадлежит к группе, получившей название «простых удушающих газов». Присутствие метана в высоких концентрациях во вдыхаемом воздухе не вызывает общего отравления. Если концентрация достаточно высока, в результате разовьется гипоксия или асфиксия. Из-за своей низкой плотности метан может накапливаться в плохо проветриваемых помещениях, создавая удушливую атмосферу.</p> <p>Сероводород относится к веществам с остронаправленным механизмом действия, требующее автоматического контроля за его содержанием в воздухе. Сильный нервный яд, вызывающий смерть от остановки дыхания. Раздражает дыхательные пути и глаза. При высоких концентрациях запах не чувствуется, так как сероводород быстро парализует нервные клетки слизистой оболочки носовой полости человека. Главные опасности связаны:</p> <p>1) с возможной утечкой и воспламенением/взрывом газа с последующим воздействием тепловой радиации/ударной волны на людей;</p> <p>2) с удушьем при 15-16% снижении содержания кислорода в воздухе, вытесненного газом.</p> <p>В результате воздействия поражающих факторов аварии на окружающую среду возможно:</p> <ul style="list-style-type: none"> - загрязнение атмосферы летучими низкомолекулярными углеводородами, сероводородом; - загрязнение атмосферы продуктами неполного сгорания газа. 	Лазарев Н. В. «Вредные вещества в промышленности», том 1
12. Средства защиты	Фильтрующий противогаз, тщательная защита глаз,	Лазарев Н. В. «Вредные вещества в

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист

23

Наименование параметра	Параметр	Источник
	<p>герметичные очки, спецодежда. Рекомендации по использованию СИЗОД в среде с возможным выделением сероводорода</p> <p>1. Для сероводорода в основном используется марка фильтрующего элемента СИЗОД «В». Отличительная окраска- серая.</p> <p>2. При концентрации сероводорода в воздухе рабочей зоны до 5 ПДК используются фильтрующие полумаски: У-2ГП-КД, Уралец-ГП-В и КД, Кама-2000-КД, Нева-В, У-2ГП-В, Стрела-10203, Кама-2000, ГП-В, Лепесток-40-2В, Лепесток-100-2В, Лотос-2В и полумаска Силнер с патроном В1 или АВЕК (ЕН) и с патроном В1-РЗ(ЕН).</p> <p>При концентрациях сероводорода в воздухе рабочей зоны до 10-15 ПДК, при выполнении работ различной тяжести в различных климатических зонах, используются респираторы фильтрующие РПГ-67,РПГ-99с патроном марки В.</p> <p>3. При концентрациях сероводорода до 50 ПДК применяются фильтрующие респираторы с полумасками РУ-60М, РУ-99, Силнер с патронами В1 (ЕН), КД, а также серии 6000 с патроном 6002 марки ВЕ (ЕН).</p> <p>4. Фильтрующие респираторы с лицевой частью в виде панорамной маски серии 6000 с патроном 6002-ВЕ(ЕН) и САРИ с коробкой В2 (ЕН) и с патронами К2Е2-РЗ (ЕН) могут использоваться до 100 ПДК.</p> <p>5. Промышленные фильтрующие противогазы с лицевой частью в виде шлема-маски ШМ-62У или МГП, а также панорамной маской ППМ-88 маски используются от 50 до 100 ПДК. Промышленные фильтрующие противогазы применяют при объемной доле свободного кислорода в воздухе не менее 18% и суммарной объемной доле пара и газообразных вредных примесей не более 0,5%. При высоких концентрациях фильтрующие противогазы мало</p>	<p>промышленности», том 1</p>

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	

61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист

24

Наименование параметра	Параметр	Источник
	пригодны (короткий срок годности). 6. При высоких концентрация (выше 100 ПДК) используются: - шланговые дыхательные аппараты типа ПШ-1 ПШ-1-А, ПШ-1-Б, ПШ-2, АШДС Силейр, Кесаф и т.п.; - аппараты с принудительной фильтрацией типа Автофлоу или Профлоу с коробками В2 (ЕН) и Е2 (ЕН).	
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 (3-4 подушки в час) 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

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 №13бис. На кусте скважин №13бис расположены пять добывающих скважин №№ 2001, 2002, 2003, 1004, 1009. Скважины 1004, 1009 после отработки на нефть переводятся под нагнетание (система заводнения).

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист
							25
Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

Скв. №2001 – 111,6 м³/сут по жидкости и 106,0 т/сут по нефти;
 Скв. №2002 – 106,5 м³/сут по жидкости и 101,2 т/сут по нефти;
 Скв. №2003 – 91,3 м³/сут по жидкости и 86,8 т/сут по нефти;
 Скв. №1004 – 56,2 м³/сут по жидкости и 61,4 т/сут по нефти;
 Скв. №1009 – 70,2 м³/сут по жидкости и 49,1 т/сут по нефти;

Технологическим процессом 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 (ЗУ);
- замер количественных показателей нефтегазовой эмульсии в ИУ согласно ГОСТ Р 8.615-2005;
- транспортировка нефтегазовой эмульсии от ИУ до условной границы проектирования – оси обвалования куста скважин;
- сброс дренажа из обвязки измерительной установки и дренажа из блока дозирования реагентов в случае проведения аварийных и ремонтных работ в дренажную емкость с последующей откачкой автотранспортом (передвижные автоцистерны);
- закачка реагентов из блока дозирования реагентов (БДР) в затрубное пространство скважин.

В связи с наличием в продукции скважин Леккерского нефтяного месторождения сероводорода, в соответствии с требованиями «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» утвержденных приказом №534 от 15.12.2020 г. предусмотрены устройства контроля скорости коррозии, продувочные линии со свечой рассеивания, аварийные линии глушения скважин и ветроуказатели. Согласно Технических условий на проектирование, устья скважин оборудованы тройниковыми незамерзающими обратными клапанами (соответственно способу эксплуатации), пропарочными задвижками, ручными пробоотборниками, а также предусмотрена возможность установки средств контроля давления.

В состав сооружений и основного оборудования для обустройства площадки куста скважин №13бис входят:

- погружная установка электроцентробежного насоса (5 шт.);
- арматура фонтанная АФК6Э-65x35 К2 ХЛ1 (5 шт.) с рабочим давлением 35 МПа. До установки на устье, фонтанная арматура должна быть опрессована в собранном виде на пробное давление, предусмотренное паспортом;
- установка депарафинизации скважин типа УДС (5 шт.);

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

61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист

26

- автоматизированная измерительная установка (1 шт.);
- блок дозирования реагентов (1 шт.);
- емкость дренажная типа ЕП-5 V=5 м3;
- свеча для сброса газа (1 шт.);
- площадка точки подключения для глушения скважин (1 шт.);
- выкидные трубопроводы Ду80 мм от фонтанных арматур скважин до измерительной установки (5 шт.);
- нефтесборный коллектор Ду150 мм от измерительной установки до условной границы проектирования (ось обвалования куста скважин);
- дренажные трубопроводы Ду50 мм от измерительной установки и БДР до емкости дренажной;
- продувочная линия со свечой рассеивания Ду50;
- линия подключения агрегатов для глушения скважин Ду50;
- трубопроводы подачи реагентов Ду25 мм в затрубное пространство скважин.

На выкидных трубопроводах и нефтесборном коллекторе предусмотрены пропарочные штуцеры для подключения передвижной парогенераторной установки (ППУ) или аппарата для депарафинизации (АДП) с целью ликвидации асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО). Пропарочный штуцер может также использоваться для плановой опрессовки трубопроводов. Инертный газ для продувки доставляется с базы Заказчика.

Согласно ГОСТ 32569-2013 и Руководства по безопасности выкидные трубопроводы от устьев скважин до измерительной установки, трубопроводы подачи реагентов, трубопроводы глушения и нефтесборный коллектор относятся к группе А, подгруппе б, категории I, продувочные трубопроводы, дренажные трубопроводы от измерительной установки и блока дозирования реагентов относятся к группе Б, подгруппе б, категории II.

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

Арматура, принятая данной проектной документацией имеет класс герметичности затвора А согласно ГОСТ Р 54808-2011.

Для строительства надземных технологических трубопроводов приняты трубы стальные бесшовные горячедеформированные из стали 20А прошедшие испытание на стойкость против ВИР по методике стандарта NACE TM 0284 в среде А 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, с внутренним заводским двухслойным антикоррозионным покрытием на основе эпоксидных порошковых материалов (наплавляемых красок) по фенольному праймеру с температурой длительной эксплуатации до +80°С, с системой защиты сварного

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист
27

стыка втулкой биметаллической.

Для строительства подземных технологических трубопроводов приняты трубы стальные бесшовные горячедеформированные из стали 20А прошедшие испытание на стойкость против ВИР по методике стандарта NACE TM 0284 в среде А с гарантией обеспечения ударной вязкости основного металла трубы не ниже $KCU = 34,3 \text{ Дж/см}^2$ ($3,5 \text{ кгс м/см}^2$) при температуре испытания минус 60°C , с внутренним заводским двухслойным антикоррозионным покрытием на основе эпоксидных порошковых материалов (наплавляемых красок) по фенольному праймеру с температурой длительной эксплуатации до $+80^\circ\text{C}$ и наружным трехслойным полиэтиленовым покрытием, с системой защиты сварного стыка втулкой биметаллической.

Для строительства трубопроводов подачи реагентов приняты трубы стальные холоднодеформированные из стали 20А.

Выкидные трубопроводы от добывающих скважин до измерительной установки прокладывается подземно на глубине не менее 0,8м до верха трубы от поверхности земли. Диаметр и толщина стенки выкидных трубопроводов от скважин 2001,2002,2003 на основании расчета приняты $\varnothing 89 \times 6$ мм, для скважин №1004,1009 (переводятся после отработки на нефть под нагнетание) на основании расчета приняты $\varnothing 89 \times 8$ мм. Общая протяженность выкидных трубопроводов составляет: $\varnothing 89 \times 6$ мм - 150 м; $\varnothing 89 \times 8$ мм - 125 м.

Нефтеcборный коллектор от измерительной установки до условной границы проектирования (ось обвалования куста скважин) прокладывается подземно на глубине не менее 0,8м до верха трубы от поверхности земли. Диаметр и толщина стенки нефтеcборного коллектора на основании расчета составляют $\varnothing 159 \times 6$ мм. Общая протяженность трубопровода составляет 50 м.

Продувочная линия от добывающих скважин до свечи рассеивания прокладывается подземно на глубине не менее 0,8м до верха трубы от поверхности земли. Диаметр и толщина стенки трубопровода $\varnothing 57 \times 5$ мм. Общая протяженность трубопровода продувочной линии составляет 335 м.

Линия глушения от добывающих скважин до точки подключения агрегатов прокладывается подземно на глубине не менее 0,8м до верха трубы от поверхности земли. Диаметр и толщина стенки трубопровода линии глушения на основании расчета приняты $\varnothing 57 \times 5$ мм. Общая протяженность трубопровода составляет 265 м.

Трубопроводы подачи реагентов от блока дозирования реагентов до скважин прокладываются подземно на глубине не менее 0,8м до верха трубы от поверхности земли. Диаметр и толщина стенки трубопровода подачи реагента $\varnothing 32 \times 4,0$ мм. Общая протяженность трубопроводов составляет 415 м.

Дренажные трубопроводы от измерительной установки и блока дозирования реагентов

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист
28

до дренажной емкости прокладывается подземно на глубине не менее 0,8м до верха трубы от поверхности земли. Диаметр и толщина стенки трубопроводов $\varnothing 57 \times 5$ мм. Общая протяженность трубопроводов составляет 50 м.

Надземные участки трубопроводов, фасонные детали трубопроводов и технологические опоры трубопроводов для защиты от атмосферной коррозии покрываются атмосферостойкой грунт-эмалью, однокомпонентной на силикон-акриловой основе в два слоя (толщина каждого слоя 80 мкм). Окрашиваемые поверхности предварительно очищаются щетками, обеспыливаются и обезжириваются уайт-спиритом.

Фасонные детали и сварные стыки подземных участков трубопроводов для защиты от коррозии покрываются двухкомпонентным полиуретановым покрытием с толщиной защитного покрытия не менее 600 мкм.

По результатам расчёта срок эксплуатации трубопроводов составляет не менее 20 лет. Наличие внутреннего и внешнего покрытия обеспечивает надежную эксплуатацию в течение всего срока службы.

Для надземных технологических трубопроводов предусматривается тепловая изоляция полуцилиндрами теплоизоляционными из минеральной ваты на синтетическом связующем марки 150 по ГОСТ 23208-2003. Толщина изоляции 80 мм для трубопроводов Ду150, Ду80 и 60 мм для трубопроводов Ду50. Запорная арматура и устьевая арматура теплоизолированы быстросъемными термочехлами из негорючих материалов.

Покровный слой для теплоизоляции трубопроводов принят из тонколистовой оцинкованной стали по ГОСТ 14918-80 толщиной 0,5 мм.

Надземные участки дренажных трубопроводов предусмотрены с электрическим обогревом.

Приустьевая площадка представляет собой металлическое корыто размерами 2800x1700мм, глубиной 1100 мм ($V=5,3\text{м}^3$), устанавливается подземно на уплотненную песчаную подсыпку

Система ППД

Согласно заданию на проектирование:

- максимальное давление закачки рабочего агента в пласт – 18 МПа;
- максимальное рабочее проектное давление трубопровода – 21 МПа.

Для поддержания пластового давления на скважинах №№1004Н, 1009Н вода поступает по подземному высоконапорному водоводу от водозаборной скважины 5ВЗ куста №13.

Максимальная приемистость нагнетательных скважин составляет 150-180 м³/сут (+15%) на основании данных ТПП «ЛУКОЙЛ Усинскнефтегаз».

Учет объемов закачки ведется на нагнетательных скважинах №№1004Н, 1009Н.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист
29

Для площадки куста скважин №13бис данным томом предусматривается: обустройство нагнетательных скважин №№1004Н, 1009Н, прокладка надземных и подземных высоконапорных водоводов.

Подбор и монтаж устьевых арматур; обустройство подземной части нагнетательных скважин данной проектной документацией не предусмотрено.

В состав системы заводнения куста скважин №13бис входят следующие сооружения:

- арматура устьевая нагнетательная АФК6Э-65х35К2ХЛ1 (2шт) с рабочим давлением 35 МПа. Рабочее давление для устьевой арматуры согласовано с заказчиком. До установки на устье, фонтанная арматура должна быть опрессована в собранном виде на пробное давление, предусмотренное паспортом;
- высоконапорный водовод Ду80мм от границы проектирования до нагнетательной устьевой арматуры.

На площадке куста скважин №13бис каждая нагнетательная скважина оборудована прибором учета воды с обвязкой отключающей арматурой, с системой телемеханики осуществляющей сбор, хранение и передачу информации. Для регулирования режима нагнетания в устьевой арматуре, установленной на скважинах №№1004Н, 1009Н используется задвижка дисковая штуцерная, предназначенная для ступенчатого регулирования расхода жидкости.

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

Все технологическое оборудование для закачки рабочего агента в нагнетательную скважину запроектировано на рабочее давление 21 МПа. Устьевая арматура, по согласованию с заказчиком, запроектирована на рабочее давление 35 МПа.

Проектной документацией принят подземный способ прокладки водоводов. Проектируемые сети водовода Ø89х8 прокладываются на глубине 2,0 м от границы проектирования до нагнетательных скважин. Наружные сварные стыки подземных трубопроводов и фасонные части покрываются двухкомпонентным полиуретановым покрытием PROTEGOL UR-Coating 32-55.

Узлы обвязки нагнетательных скважин теплоизолируются полуцилиндрами теплоизоляционными из минеральной ваты на синтетическом связующем марки 150 по ГОСТ 23208-2003. Толщина изоляции 80 мм. Толщина изоляции принимается из условия не замерзания воды в течение двенадцати часов. Теплоизолированные трубопроводы покрываются листами из стали оцинкованной марки ОЦ Б-ПН-0,5 по ГОСТ 19904-90 толщиной 0,5 мм.

Запорная арматура изолируется быстросъемными термочехлами из негорючих материалов.

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

61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист

30

Перед теплоизоляцией надземные трубопроводы, фасонные детали и опоры покрываются грунт-эмалью СБЭ-111 «УНИПОЛ» марка АМ толщиной 160 мкм, нанесенной по очищенной и обезжиренной «Уайт-спиритом» поверхности.

Назначенный срок службы технологических высоконапорных водоводов составляет 20 лет согласно приложения Д ГОСТ 32388-2013.

На основании расчетов к проекту принят трубопровод 89х8,0 мм.

Для строительства надземного проектируемого высоконапорного водовода приняты трубы стальные бесшовные нефтегазопроводные повышенной эксплуатационной надежности по ТУ 1317-006.1-593377520-2003, прошедшие испытания на стойкость к СКРН по NACE TM 0177 метод А и на стойкость против ВИР по методике стандарта NACE TM 0284 в среде А с внутренним двуслойным заводским антикоррозионным покрытием на основе эпоксидных порошковых материалов (наплавляемых красок) по фенольному праймеру с температурой длительной эксплуатации по ТУ 1390-003-52534308-2013, с системой защиты сварного стыка подкладной биметаллической втулкой.

Для строительства подземного проектируемого высоконапорного водовода приняты трубы стальные бесшовные нефтегазопроводные повышенной эксплуатационной надежности по ТУ 1317-006.1-593377520-2003, прошедшие испытания на стойкость к СКРН по NACE TM 0177 метод А и на стойкость против ВИР по методике стандарта NACE TM 0284 в среде А с внутренним двуслойным заводским антикоррозионным покрытием на основе эпоксидных порошковых материалов (наплавляемых красок) по фенольному праймеру с температурой длительной эксплуатации и наружным покрытием на основе экструдированного полиэтилена по ТУ 1390-003-52534308-2013, с системой защиты сварного стыка подкладной биметаллической втулкой.

По результатам расчёта срок эксплуатации трубопроводов составляет не менее 21 года. Наличие внутреннего и внешнего заводского покрытия обеспечивает надежную эксплуатацию в течение всего срока службы.

По результатам расчёта срок эксплуатации трубопроводов составляет не менее 21 года. Наличие внутреннего и внешнего заводского покрытия обеспечивает надежную эксплуатацию в течение всего срока службы.

В качестве запорной арматуры в проекте приняты задвижки шиберные Ду80, Ру 25 МПа. Герметичность затвора по ГОСТ 9544-93 класс А.

В качестве спускной арматуры на время остановки водовода к проекту приняты краны шаровые Ду20, Ру 21 МПа.

На устье нагнетательной скважины предусмотрен обратный клапан Ду80, Ру 25МПа. Герметичность затвора по ГОСТ 9544-93 класс А.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист
31

Промысловые трубопроводы

В настоящем томе предусматривается строительство нефтегазопровода и строительство высоконапорного водовода Леккерского месторождения. Перечень проектируемых трубопроводов с характеристиками представлен в таблице 7.

Таблица 7 – Перечень проектируемых трубопроводов с характеристиками

Наименование	Назначение*	Диаметр и толщина стенки, мм	Протяженность, м	Промысловые трубопроводы СП 284.1325800.2016		Рабочее давление, МПа
				Класс	Категория по назначению	
Нефтегазопровод от площадки куста скважин №13 бис до т.врезки на ЦПС Леккерского н.м.	Н	159х6	4435	III	II	4,0
Высоконапорный водовод от скв. №5В3 до куста скважин №13 бис	ВВ	89х6	372	III	II	21,0

Проектируемый промысловый высоконапорный водовод предназначен для транспортировки воды скв.5В3 до нагнетательных скважин системы ППД Леккерского месторождения.

Проектируемый промысловый нефтегазопровод предназначен для транспортировки продукции от добывающих скважин до центрального пункта сбора Леккерского нефтяного месторождения.

Проектные мощности проектируемых нефтесборных коллекторов определена в соответствии с техническими условиями на проектирование объекта и представлена в таблице 8.

Таблица 8 – Проектные мощности проектируемого трубопровода

Наименование	Назначение	Проектные мощности		
		Добыча жидкости, м ³ /сут	Добыча нефти, т/сут	Закачка воды, м ³ /сут
Нефтегазопровод от площадки куста скважин №13 бис до т.врезки на ЦПС Леккерского н.м.	Н	696,9	547,7	-
Высоконапорный водовод от скв. №5В3 до куста скважин №13 бис	ВВ	-	-	414,0

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

61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист

32

Настоящим проектом предусмотрена подземная прокладка:

- проектируемых высоконапорных водоводов, глубина прокладки принимается в зависимости от плотности (минерализации) воды, почвенных и климатических условий, минимальная глубина составляет 1,8м. Рабочее давление высоконапорных водоводов – 21,0 МПа.
- проектируемых нефтегазопроводов с минимальной глубиной 0,8 м. Рабочее давление проектируемых нефтегазопроводов – 4,0 МПа.

Согласно СП 284.1325800.2016 проектируемые трубопроводы по диаметрам относятся к III классу, по назначению нефтегазопровод и высоконапорный водовод относятся ко II категории. Объем контроля сварных соединений трубопроводов всех категорий составляет 100% радиографическим методом.

В транспортируемом нефтегазовом флюиде объемная концентрация содержания сероводорода 5,6 %. Проектируемые нефтегазопроводы согласно приложению № 4 к Федеральным нормам и правилам таблица №1 (таблица 2) при концентрации сероводорода $C(H_2S)$ (объемное) $< 0,075\%$ (об) и парциальном давлении в трубопроводе $P(H_2S) > 345$ Па требуется выполнить в исполнении, стойком к сульфидно-коррозионному растрескиванию. Также для защиты трубопроводов от локальной коррозии предусмотрено применение внутреннего антикоррозионного покрытия трубопровода.

Решения по нефтегазопроводам

Для строительства прямолинейных участков проектируемых нефтесборных коллекторов проектом принята труба стальная бесшовная нефтегазопроводная повышенной эксплуатационной надежности, повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости из высококачественной стали с минимальным пределом прочности - 470 Н/мм², минимальным пределом текучести - 338 Н/мм², классом прочности K48, 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, прошедшей испытания на стойкость к СКРН по NACE TM 0177 метод А и на стойкость против ВИР по методике стандарта NACE TM 0284 в среде А, с внутренним двухслойным заводским антикоррозионным покрытием на основе эпоксидных порошковых материалов (наплавляемых красок) по фенольному праймеру с температурой длительной эксплуатации внутреннего покрытия до 80°С с системой защиты стыка втулкой.

Настоящим проектом предусмотрено пересечение трассой существующих внутрипромысловых грунтовых дорог. Толщина стенки защитных кожухов принята 10 мм. Марка стали ст3.

При пересечении внутрипромысловых дорог принято заглубление проектируемых трубопроводов не менее 1,4 м от верха покрытия дорог до верхней образующей защитного

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист
										33

футляра методом продавливания, концы защитных кожухов, устанавливаемых на участках переходов проектируемых трубопроводов через автомобильные дороги, выводятся не менее чем на 5 метров от подошвы насыпи земляного полотна. Пересечения выполнены подземным способом в защитных кожухах из труб стальных электросварных прямошовных по ГОСТ 10704-91 диаметром Ду400 для проектируемого трубопровода Ду150 мм. С заводским трехслойным антикоррозионным покрытием на основе экструдированного полиэтилена.

Для прокладки трубопроводов внутри защитных кожухов предусмотрено применение колец диэлектрических полиуретановых «Спейсер-Номинал». Для герметизации межтрубного пространства на концах кожухов предусмотрено применение манжет защитных герметизирующих МЗПТ в комплекте со стяжными хомутами и метизами. Для защиты герметизирующих манжет от механических повреждений предусмотрено применение укрытий защитных УЗМГ.

По трасам проектируемых нефтегазопроводов проектом предусмотрены узлы подключений к существующим трубопроводам. На узлах подключений предусмотрены задвижки клиновые фланцевые и клапаны обратные поворотные надземного исполнения с выдвижным шпинделем в комплекте с ответными фланцами и крепежом, рассчитанные на давление 4,0 МПа, манометры со шкалой 0-60 кгс/см².

Подключения к существующим трубопроводам предусмотрено выполнить при помощи тройников. Запорную арматуру предусмотрено монтировать на технологические опоры под задвижки.

Решения по высоконапорным водоводам

Для строительства прямолинейных участков проектируемого высоконапорного водовода проектом принята труба стальная бесшовная холоднодеформированная повышенной точности изготовления, из высококачественной стали с минимальным пределом прочности - 470 Н/мм², минимальным пределом текучести - 265 Н/мм², классом прочности K48, 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, с внутренним двухслойным заводским антикоррозионным покрытием на основе эпоксидных порошковых материалов (наплавляемых красок) по фенольному праймеру с температурой длительной эксплуатации внутреннего покрытия до 80°С с системой защиты стыка втулкой.

Настоящим проектом предусмотрено пересечение трассой проектируемой внутрипромышленной грунтовой дороги. Толщина стенки защитных кожухов принята 10 мм. Марка стали ст3.

При пересечении внутрипромышленных дорог принято заглубление проектируемых трубопроводов не менее 1,4 м от верха покрытия дорог до верхней образующей защитного

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

							61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист
								34
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата			

футляра методом продавливания, концы защитных кожухов, устанавливаемых на участках переходов проектируемых трубопроводов через автомобильные дороги, выводятся не менее чем на 5 метров от подошвы насыпи земляного полотна. Пересечения выполнены подземным способом в защитных кожухах из труб стальных электросварных прямошовных по ГОСТ 10704-91 диаметром Ду300 для проектируемого трубопровода Ду80 мм. С заводским трехслойным антикоррозионным покрытием на основе экструдированного полиэтилена.

Для прокладки трубопроводов внутри защитных кожухов предусмотрено применение колец диэлектрических полиуретановых «Спейсер-Номинал». Для герметизации межтрубного пространства на концах кожухов предусмотрено применение манжет защитных герметизирующих МЗПТ в комплекте со стяжными хомутами и метизами. Для защиты герметизирующих манжет от механических повреждений предусмотрено применение укрытий защитных УЗМГ.

Общие сведения по трубопроводам

Расчетный срок службы проектируемых технологических и промысловых трубопроводов составляет не менее 20 лет.

Для предотвращения термических деформаций, возможных при эксплуатации трубопроводов в силу климатических особенностей месторасположения, на трубопроводах предусмотрены:

- монтаж отводов гнутых по всей длине трасс трубопроводов;
- применение теплоизоляции на надземных частях проектируемых трубопроводов для избегания резких перепадов температур.

Наличие данных мероприятий позволит добиться самокомпенсации возможных термических деформаций в полном объеме.

Для предотвращения вибрации, возможной при эксплуатации трубопроводов, на трубопроводах предусмотрены:

- применение отводов гнутых, изготовленных из бесшовных труб, для максимального снижения гидравлического сопротивления;
- применение равнопроходной арматуры;
- применение единого диаметра труб на всём протяжении трасс трубопроводов;
- применение узлов выпуска воздуха для предотвращения образования воздушных пробок.

Настоящим проектом выдержаны нормативные расстояния при параллельной прокладке проектируемого трубопровода относительно существующих коммуникаций:

- от ВЛ до 35кВ – не менее двух метров до водоводов и не менее 5 метров до нефтепроводов (согласно ПУЭ Издание седьмое);

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист
35

- от существующих подземных трубопроводов при условном диаметре до 150 мм включительно – не менее 5 метров (согласно СП 284.1325800.2016);
- от существующих подземных трубопроводов при условном диаметре свыше 150 мм до 300 мм включительно – не менее 8 метров (согласно СП 284.1325800.2016);
- от внутрипромысловых автомобильных дорог – не менее 10 метров от подошвы насыпи земляного полотна (согласно СП 284.1325800.2016).

Настоящим проектом выдержано нормативное расстояние при пересечении проектируемыми трубопроводами существующих трубопроводов – не менее 350 мм в свету.

Угол пересечения с коммуникациями составляет не менее 60°.

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

На каждом полукилometре и углах поворота трассы, при пересечении с коммуникациями и на пересечении с автомобильными дорогами и водными преградами с двух сторон необходимо установить опознавательные знаки. Знаки устанавливаются с правой стороны по ходу движения среды перпендикулярно трубопроводу.

Воздушные линии электропередач

Проектом предусматривается строительство:

- ВЛЗ-6 кВ до куста №13бис от существующей ВЛ-6 кВ Ф-17Л к кусту №1 – 1,42 км;
- ВЛЗ-6 кВ до куста №13бис от существующей ВЛ-6 кВ Ф-4Л к кусту №15 – 0,06 км.

Основной источник питания – ГТЭС «Леккерка» Леккерского нефтяного месторождения, имеющая двухсекционное ЗРУ-6 кВ.

Точками подключения на площадках скважин являются концевые опоры проектируемых ВЛЗ-6 кВ. На проектируемых ВЛЗ-6 кВ предусматривается подвеска защищенного провода марки СИП-3 сечением 70 мм².

Электроснабжение потребителей на площадке куста №13бис осуществляется от проектируемой двухтрансформаторной подстанции, состоящей из двух отдельных блоков, с масляными герметичными трансформаторами 6/0,4кВ.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист
										36
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата					

2.2.2 Перечень основного технологического оборудования, в котором размещаются опасные вещества

Перечень основного технологического оборудования, в котором обращаются опасные вещества, представлен в таблице 9.

Таблица 9 – Перечень технологического оборудования, в котором обращаются опасные вещества

Составляющие проектируемого объекта	Краткая характеристика составляющих объекта		
	Назначение	Состав	Проектная мощность
1. Площадка куста скважин №13 бис	Добыча нефти	Добывающие скважины №№ 2001, 2002, 2003, 1004, 1009. Нагнетательные скважины (после отработки на нефть) №№ 1004, 1009 Автоматизированная измерительная установка-1шт.; Емкость дренажная V=5м ³ -1шт. Свеча для сброса газа – 1 шт. Площадка КТП - 1 шт. Блок дозирования реагентов - 1 шт.	Дебиты скважин: Скв. №2001 – 111,6 м ³ /сут по жидкости и 106,0 т/сут по нефти; Скв. №2002 – 106,5 м ³ /сут по жидкости и 101,2 т/сут по нефти; Скв. №2003 – 91,3 м ³ /сут по жидкости и 86,8 т/сут по нефти; Скв. №1004 – 56,2 м ³ /сут по жидкости и 61,4 т/сут по нефти; Скв. №1009 – 70,2 м ³ /сут по жидкости и 49,1 т/сут по нефти; Максимальная приемистость нагнетательных скважин 150-180 м ³ /сут (+15%).
	Транспорт продукции в границах площадки	Выкидные трубопроводы от устьев скважин до ИУ	Подземно, Ø89×6 мм Рабочее давление – 4,0 МПа Общая протяженность 275 м
		Нефтеесборный коллектор от ИУ до условной границы проектирования	Подземно, Ø159×6 мм Рабочее давление – 4,0 МПа Общая протяженность 50 м
2. Промысловые трубопроводы	Транспорт добываемой жидкости	Нефтегазопровод от площадки куста скважин №13 бис до т.врезки на ЦПС Леккерского н.м.	Подземный, Ø159×6 мм Рабочее давление – 4,0 МПа Протяженность: 4435 м Проектные мощности по нефти – 547,7 т/сут; по жидкости – 696,9 м ³ /сут.
	Транспорт пластовой воды	Высоконапорный водовод от скв. №5ВЗ до куста скважин №13 бис	Подземный, Ø89×6 мм; Протяженность –372 м Рабочее давление – 21,0 МПа. Закачка воды 414,0 м ³ /сут.

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

61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист

37

2.2.3 Данные о распределении опасных веществ по оборудованию

Данные о распределении опасных веществ по оборудованию представлены в таблицах 10-11.

Таблица 10 – 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 площадке /блоке	Агрегатное состояние	Давление, МПа	Температура, °С
Распределение опасных веществ по оборудованию							
Количество нефти (куст №13бис)							
Площадка куста скважин	Арматура устьевая фонтанная	5	0,368	1,405	ГЖ	До 4,0	25
	Автоматизированная измерительная установка	1	1,405	1,405	ГЖ	До 4,0	25
	Выкидные трубопроводы от фонтанной арматуры до ЗУ	275м	0,368	1,405	ГЖ	До 4,0	25
	Нефтяной коллектор до границы площадки	50 м	2,161	2,161	ГЖ	До 4,0	25
Итого опасного вещества – нефти, т:				6,3749			
из них:							
в трубопроводах				3,5659			
в сосудах и резервуарах				2,8090			
Количество газа (куст № 13бис)							
Площадка куста скважин	Арматура устьевая фонтанная	5	0,030	0,114	ГГ	До 4,0	25
	Автоматизированная измерительная установка	1	0,114	0,114	ГГ	До 4,0	25
	Выкидные трубопроводы от фонтанной арматуры	275м	0,030	0,114	ГГ	До 4,0	25
	Нефтяной коллектор до границы площадки	50 м	0,175	0,175	ГГ	До 4,0	25
Итого опасного вещества – попутного газа, т:				0,5154			
из них:							
в трубопроводах				0,2883			
в сосудах и резервуарах				0,2271			

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист
							38

Таблица 11 – Данные о распределении опасных веществ в нефтесборных коллекторах

Технологическая площадка			Количество опасного вещества, т		Физические условия содержания опасного вещества		
Наименование блока, площадки	Наименование оборудования, № по схеме	Количество единиц оборудования, м	В единице оборудования Масса нефти между задвижками	На площадке/блоке	Агрегатное состояние	Давление, МПа	Температура, °С
Нефтегазопровод от площадки куста скважин №13 бис до т.врезки на ЦПС Леккерского н.м.							
1	ПК0+0,00- ПК12+88,27	1288,27	19,500	19,500	ГЖ	4,0	+25
2	ПК12+88,27- ПК44+35,0	3146,73	47,631	47,631	ГЖ	4,0	+25
	Итого:		67,132				

По признаку наличия опасных веществ проектируемый объект «Обустройство Леккерского месторождения. Обустройство куста №13 бис» относится к третьему классу опасности: наличие горючих жидкостей, используемых в технологическом процессе в количествах более 20 т, но менее 200 т (приложение 2 табл. 2 №116-ФЗ от 21.06.1997г.).

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	39	

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 оборудование соответствует климатическим характеристикам (снеговые нагрузки, ветровые нагрузки, минимальная температура воздуха) и сейсмичности района размещения проектируемого объекта;
- все используемое оборудование и технические устройства имеют сертификаты соответствия требованиям промышленной безопасности и соответствующие разрешения на применение;
- все используемые материалы, оборудование и изоляционные покрытия рассчитаны на применение в транспортировке агрессивных сред с содержанием сероводорода до 6%;
- 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 АФК6В - 80 x 35 на устье добывающих скважин;
- расчетное давление основного технологического оборудования и трубопроводов превышает рабочее давление;
- устья скважин оборудованы тройниковыми незамерзающими обратными клапанами (соответственно способу эксплуатации), пропарочными задвижками;
- вся арматура имеет класс герметичности затвора А;

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инов. № подл.	61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист
										40

- предусмотрена ликвидация АСПО с внутренних стенок выкидного нефтепровода, нефтесборного коллектора, технологического оборудования посредством передвижной парогенераторной установкой (ППУ) или мобильным агрегатом депарафинизации (АДП), подключенным к пропарочным штуцерам;
- фундаменты рассчитаны на нагрузку, обеспечивающую безопасность оборудования и трубопроводов;
- для защиты от коррозии технологического оборудования, эксплуатируемого в условиях воздействия сернистого водорода, применяются ингибиторы коррозии и специальные покрытия, а также осуществляется контроль коррозионного состояния оборудования (установка датчика скорости коррозии);
- 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;
- контроль и управление технологическим процессом создан на базе современных средств контроля и автоматизации отечественного производства;
- 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 скважины предусмотрена установка показывающих манометров, демонтируемых на время проведения пропарки;
- защита оборудования, трубопроводов и арматуры антикоррозионными покрытиями;
- для строительства прямолинейных участков промысловых нефтепроводов проектом принята труба стальная бесшовная нефтегазопроводная повышенной эксплуатационной надежности, повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости из высококачественной стали с внутренним двухслойным заводским антикоррозионным покрытием;
- для строительства прямолинейных участков проектируемого высоконапорного водовода проектом принята труба стальная бесшовная холоднодеформированная повышенной точности изготовления, с внутренним двухслойным заводским антикоррозионным покрытием;
- применение отводов гнутых изготовленных из бесшовных труб для максимального снижения гидравлического сопротивления;
- для предотвращения вибрации, возможной при эксплуатации трубопроводов, на трубопроводах предусмотрено применение равнопроходной арматуры;

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист
								41
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата			

- трубопроводы и запорная арматура подлежат тепловой изоляции из негорючих материалов;
- очистка внутренней полости трубопровода после строительства;
- применение узлов выпуска воздуха для предотвращения образования воздушных пробок;
- принят оптимальный способ прокладки проектируемых промышленных трубопроводов, снижающий неблагоприятные внешние воздействия: подземный способ прокладки с минимальной глубиной 0,8 м - для нефтегазопроводов, 1,8 м - для высоконапорных водоводов;
- пересечения внутрипромысловых автомобильных дорог в настоящем проекте предусматривается подземным способом в защитных кожухах. Минимальная глубина заложения кожуха составляет не менее 1,4 м от верха покрытия дорог до верхней образующей защитного футляра. Концы защитного футляра выведены на расстояние не менее 5 м от подошвы насыпи земляного полотна;
- выдержаны нормативные расстояния при параллельной прокладке проектируемых трубопроводов относительно существующих коммуникаций;
- нормативное расстояние при пересечении проектируемыми трубопроводами существующих трубопроводов – не менее 350 мм в свету. Угол пересечения с коммуникациями составляет не менее 60°;
- для упрощения обслуживания и контроля герметичности, установка запорной арматуры и на трубопроводе предусматривается надземно;
- контроль за соблюдением графиков планово-предупредительных ремонтов (ППР) оборудования со стороны технических служб обслуживающих цехов с целью своевременного проведения ремонтов;
- для предупреждения разгерметизации подвижных узлов (уплотнений) арматуры осуществляется систематический контроль за их техническим состоянием.

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 из технологических аппаратов;

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т		Лист
											42

- отключение установок погружных электронасосов на скважинах в ручном и автоматическом режимах при отклонении параметров технологического процесса от заданных;
- 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;
- на случай аварийного сброса газа и продукции скважин предусмотрена свеча рассеивания и дренажная емкость;
- к каждой фонтанной арматуре присоединена линия глушения скважины через трубное и затрубное пространство, с обратным клапаном, длиной не менее 100м;
- управление центральной задвижкой, первыми от устья боковыми задвижками, установленными на струнах фонтанной арматуры, управление насосом УЭЦН дистанционное и автоматическое;
- вентиляционный патрубок дренажной емкости, совмещенный с трубопроводом на свечу рассеивания оснащен предохранителем огневым, предназначенным для предотвращения проникновения пламени внутрь;
- аварийная и предупреждающая звуковая и световая сигнализация ПДК. Предусматривается по месту установки датчика загазованности с дополнительным вынесением сигнала о загазованности на диспетчерский пункт;
- на установках, в помещениях и на промышленных площадках, где возможно выделение сернистого водорода в воздух рабочей зоны (добывающая скважина, установки по замеру дебита нефти и газа и другое оборудование, участвующее в технологическом процессе), осуществляется постоянный контроль воздушной среды и сигнализация опасных концентраций сернистого водорода;
- 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;
- для сбора утечек по периметру приустьевой площадки скважины предусмотрен металлический поддон с бортиками,
- возможность отключения скважин от общей нефтегазосборной сети месторождения при помощи электроприводной запорной арматуры, расположенными на общем коллекторе и на фонтанной арматуре добывающих скважин с передачей сигнала в операторную;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		43

- для упрощения обслуживания и контроля герметичности, установка запорной арматуры и обратных клапанов на нефтесборном коллекторе предусматривается надземно. Узлы линейной арматуры размещаются на отсыпанных площадках в ограждении, укомплектованы приборами контроля.

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 действия по ликвидации аварийных ситуаций;
- проведение учебных тренировок персонала с отработкой практических действий в случае аварии;
- патрулирование трасс – визуальные наблюдения с целью своевременного обнаружения опасных ситуаций, угрожающих целостности и безопасности трубопроводов;
- 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/

Для обеспечения безопасности обслуживающего персонала и безопасного проведения работ проектом предусмотрены следующие мероприятия:

- оснащение работающих средствами коллективной защиты, а также устройство ветровых конусов;
- установка предупреждающих знаков;
- устройство станций контроля загазованности окружающей среды;
- на установках, в помещениях и на промышленных площадках, где возможно выделение сернистого водорода в воздух рабочей зоны (добывающие скважины, установка по замеру дебита нефти и газа и другое оборудование, участвующее в технологическом процессе), осуществляется постоянный контроль воздушной среды и сигнализация опасных концентраций сернистого водорода.

В процессе производства работ работодатель обязан обеспечить выполнение установленных законодательством условий безопасности труда:

- безопасность работников при эксплуатации сооружений, оборудования, применяемых в производстве инструментов;
- применение средств индивидуальной и коллективной защит работников;

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист
44

- обязательная выдача специальной одежды, обуви и других индивидуальных средств защиты;
- обучение безопасным методам и приемам выполнения работ;
- соблюдение производственной дисциплины;
- соблюдение графика планово-предупредительных ремонтов, осмотров и испытаний.

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

Характеристика объектов по категориям и классам взрывной, взрывопожарной и пожарной опасности приведена в таблице 12.

Таблица 12 – 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	пожаро-взрывоопасная
Фундамент под подъемный агрегат				
Автоматизированная измерительная установка – технологический блок	ПА-ТЗ	2-й/В-Iа	А	пожаро-взрывоопасная
Автоматизированная измерительная установка – аппаратный блок	-	-	Д	пожаробезопасная
Блок дозирования реагентов	ПА-ТЗ	2-й/В-Iа	А	пожаро-взрывоопасная
Емкость дренажная	ПА-ТЗ	2-й / В-Iг	Ан	пожаро-взрывоопасная
Установка депарафинизации скважин	-	-	Д	пожаробезопасная
Площадка КТП	-	П-III	Вн	пожароопасная

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

61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист
45

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:

- обеспечена транспортная сеть проектируемого объекта с центральным пунктом сбора нефти (ЦПС) Леккерского месторождения посредством грунтовых дорог круглогодичного действия;
- размещение технологического оборудования на открытых площадках;
- на площадке куста 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 6 м;
- соблюдение нормативных безопасных разрывов между наружными установками, зданиями и сооружениями, с учетом принятых категорий по пожарной и взрывопожарной опасности;
- полная герметизация технологического оборудования и обвязочных трубопроводов;
- оснащение площадок первичными средствами пожаротушения;
- при пуске в работу или остановке оборудования (участков технологических трубопроводов, емкостей) предусматриваются специальные меры, предотвращающие образование в системе взрывоопасных смесей;
- 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);

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист
46

- все производственные здания оборудованы постоянно действующей естественной вентиляцией, в помещениях с возможным выделением углеводородов и вредных веществ предусмотрена дополнительно механическая вентиляция периодического действия;
- 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;
- 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;
- 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;
- для сетей ВЛ предусматриваются заземляющие устройства, состоящие из вертикальных коррозионностойких заземлителей диаметром 18 мм (горячеоцинкованная сталь);

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				

- для защиты от индуктированных грозовых перенапряжений и их последствий по трассе ВЛ предусматривается установка современных и быстродействующих мультикамерных разрядников РМК;
- наличие извещателей пожарной сигнализации и оповещателей системы оповещения управления эвакуацией во взрывобезопасном исполнении;
- регулярное рассмотрение и переутверждение «Инструкции по предупреждению и ликвидации пожара на производственных участках»;
- обеспечение обслуживающего персонала спецодеждой и спецобувью с защитными свойствами;
- 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.

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

Автоматизация технологического процесса

Проектом предусматривается создание автоматизированной системы управления технологическими процессами.

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.

Объем контроля и автоматизации

- добывающая скважина (5 шт.);
- установка депарафинизации скважин УДС (5 шт.);
- автоматизированная измерительная установка ИУ (1 шт.);
- блок дозирования реагентов БДР (1 шт.);
- КТП (1 шт.);

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

						61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист
							48
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		

- охранная сигнализация (см. п. 18);
- емкость дренажная V=5 м3;
- электроприводные задвижки на общем коллекторе на выходе с куста и на добывающих скважинах (16 шт.);
- нагнетательная скважина (2 шт.).

Добывающие скважины

Добыча нефти на скважине осуществляется 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 трубопроводескважины;
- 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;
- предусмотрена установка датчика предельно допустимых концентраций вредных веществ (ПДК H2S) на высоте 1 м от земли;
- аварийная и предупреждающая звуковая и световая сигнализация ПДК.

Предусматривается по месту установки датчика загазованности с дополнительным вынесением сигнала о загазованности на диспетчерский пункт.

– контроль загазованности (ДВК). Установка стационарных датчиков контроля ДВК не предусматривается. Площадка куста скважин эксплуатируется без постоянного присутствия персонала. При обходах и ремонте сооружений обслуживающим персоналом, контроль загазованности (ДВК) осуществляется переносным газоанализатором.

– отключение УЭЦН при пожаре на площадке куста скважин, в измерительной установке (технологический блок и аппаратурный блок), в блоке дозирования реагентов;

– отключение УЭЦН при загазованности в технологическом блоке измерительной установки;

– отключение УЭЦН при аварийном максимальном и аварийном минимальном давлении на выкидном трубопроводе от устья скважины;

– отключение УЭЦН при закрытии задвижки на нефтесборном коллекторе.

Автоматизированная измерительная установка

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

						61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист
							49
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		

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;
- 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.

Блок дозирования реагентов БДР

Автоматизация блока дозирования реагентов выполнена в объеме заводской поставки.

Объем автоматизации представлен следующими функциями:

- дистанционное измерение расхода, давления, температуры, уровня реагента;
- местное и дистанционное измерение температуры в помещении блока;
- состояние насоса реагента;
- управление двигателем дозирочного насоса;
- дистанционное измерение уровня реагента в расходном баке реагента;
- сигнализация низкого уровня реагента в емкости реагента;
- сигнализация пожара в блоке;
- сигнализация несанкционированного доступа;
- контроль загазованности в помещении БДР;
- включению аварийной вытяжной вентиляции в технологическом блоке при превышении концентрации горючих веществ в воздухе 10 % НКПР;
- отключению оборудования при достижении концентрации горючих газов 50 % НКПР в технологическом блоке и при пожаре;

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инов. № подл.	61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист
										50

– 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.

Установка депарафинизации

Для ликвидации АСПО на устьевой арматуре предусматривается установка депарафинизации скважин.

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

- контроль состояния установки депарафинизации скважин;
- усилие натяжения проволоки;
- сигнализация аварии установки.

Дренажная емкость

Проектом предусматривается:

– сигнализация верхнего уровня в емкости;

– контроль ПДК (загазованности). Устанавливается один датчик загазованности на расстоянии 1 м со стороны подхода обслуживающего персонала к дренажной емкости 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;

– контроль ДВК (загазованности). Установка стационарных датчиков контроля ДВК не предусматривается. Площадка куста скважин эксплуатируется без постоянного присутствия персонала. При обходах и ремонте сооружений обслуживающим персоналом, контроль загазованности (ДВК) осуществляется переносным газоанализатором.

Электроприводная задвижка

Проектом предусматривается:

– управление задвижкой электроприводной на общем коллекторе на выходе с куста и на добывающей скважине: 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 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/неисправность).

КТП

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист
51

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.

Нагнетательная скважина

- местный и дистанционный контроль давления до и после штуцера;
- дистанционное измерение температуры воды, поступающей на скважину;
- дистанционное измерение расхода воды на скважину.

Телемеханизация

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.

Сервер системы и АРМы диспетчеров системы ДПС размещены в помещении диспетчерского инженерного пункта (ДИП) Леккерского месторождения. Организация обмена информацией между СУ Т куста скважин №13бис и диспетчерским пунктом предусматривается по каналу связи, запроектированному по заказу 61-01-НИПИ/2021-ИОС5.

Таблица 13 – Объем информации, передаваемой с площадок 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	-
Ток фаз А, В, С ПЭД	x	x	-
Сопrotивление изоляции	x	x	-
Загрузка ПЭД	x	x	-
Частота выходная	x	-	-

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

						61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист 52
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		

Наименование параметра	Функции системы телемеханики		
	ТИ	ТС	ТУ
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
БДР			
Расход реагента (г/т, по уровню в емкости)	х	х	-
Расход реагента накопленный, за сутки	х	-	-
Давление реагента	х	х	-
Уровень реагента	х	х	-
Температура реагента	х	х	-
Состояние насоса заправки реагента (включен/отключен)	-	х	-
Частотное управление двигателем дозирочного насоса	х	х	х
Состояние дозирочного насоса (включен/отключен)	-	х	х
Сигнализация неотключения ТЭН при минимальном уровне реагента в емкости	-	х	-
Несанкционированный доступ	-	х	-
Сигнализация загазованности	-	х	-
Пожарная сигнализация	-	х	-
КТП			
Напряжение по фазе А, В, С	х	-	-
Ток фазы А, В, С	х	-	-
Пожарная сигнализация	-	х	-

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

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

61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист

53

Наименование параметра	Функции системы телемеханики		
	ТИ	ТС	ТУ
Несанкционированный доступ	-	х	-
АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ ЗАМЕРНАЯ УСТАНОВКА			
Дебит скважины по нефти (т/сут)	х	-	-
Дебит скважины по воде (т/сут)	х	-	-
Объемный расход скважины по жидкости (м3/сут)	х	-	-
Объемный расход скважины по газу (м3/сут)	х	-	-
Объемный расход скважины по газу при Н.У. (м3/сут)	х	-	-
Плотность жидкости	х	-	-
Обводненность нефти	х	-	-
Давление в общем коллекторе	х	х	-
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
УДС			
Напряжение фаз А, В, С	х	х	-
Ток фаз А, В, С	х	х	-
Состояние (спуск/подъем/отстой)	-	х	-
Предельное усилие на барабане	-	х	-
Напряжение проволоки выше нормы	-	х	-
Напряжение проволоки ниже нормы	-	х	-
ДРЕНАЖНАЯ ЕМКОСТЬ			
Уровень в емкости (максимальный)	-	х	-

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист
54

Наименование параметра	Функции системы телемеханики		
	ТИ	ТС	ТУ
ЗАГАЗОВАННОСТЬ			
1,2 порог (авария) загазованности H ₂ S (обобщенный сигнал)	-	x	-
ПРОЧИЕ			
Управление /сигнализация электроприводной задвижки (открыть/закрыть; открыта/закрыта; местн./дист.; неисправность)	-	x	x
Пожар на кусте скважин	-	x	-
Неисправность охранно-пожарной сигнализации	-	x	-
СКВАЖИНА НАГНЕТАТЕЛЬНАЯ			
Давление до штуцера	x	x	-
Расход воды на скважину (м ³ /ч)	x	x	-
Расход воды на скважину накопленный за сутки	x	-	-

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 (0ExiaIBT4GaX, IP66) производство ЗАО НПО «Сенсор», Россия, или аналог согласно опросному листу рабочей документации;

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

						61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист 55
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		

– 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;

– для контроля уровня жидкости датчик уровня ПМП-052 (IP66, Ga/Gb Ex db IIВ Т3) 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.

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.

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 (см.61-01-НИПИ/2021-ИОС1). 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

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист
56

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/МКЭШВнг(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 СП 77.13330.2016.

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 СП 77.13330.2016.

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, 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

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

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

61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист

57

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 14.

Таблица 14 – 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-Усинскнефтегаз», КЦДНГ №7 Харьгинское нефтяное месторождение	На действующем нефтесборном коллекторе произошла разгерметизация фланцевого соединения заглушки пропарочного стояка, с последующим разливом нефтесодержащей жидкости на снежный покров	Разгерметизация фланцевого соединения заглушки пропарочного стояка нефтесборного коллектора произошла вследствие некачественной сборки фланцевого соединения	Пострадавших нет. Площадь загрязнения 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 Новошешминск, 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	Смертельно травмирован помощник бурильщика. Экономический ущерб составил 7 485 597,0 руб.

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

61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист

58

Дата, место аварии	Вид аварии (неполадки)	Описание аварии	Число пострадавших
		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	
26.03.2014 Республика Башкортостан, ООО «Башнефть-Добыча», скважина №537 Метелинского месторождения ЦДНГ-1 НГДУ «Уфанефть»	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 неисправного герметизирующего устройства кабеля (лубрикатора). 3. Отсутствие у ООО «Башнефть – Добыча» Инструкции по предупреждению газонефтеводопроявлениях (ГНВП), согласованной противодонной службой.	Пострадавших нет. Экономический ущерб составил 1 164 000,0 руб.
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 ущербе нет.
10.04.2014 Республика Коми, ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз», МОГО «Усинск»	Произошло возгорание на скважине.	Нет данных	Пострадавших нет. Данных об ущербе нет.
21.05.2014 ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз», пункт сбора и подготовки нефти	На резервуарном парке установки подготовки нефти «Уса» произошел взрыв в технологическом резервуаре РВС-5000, повлекший его разрушение и возгорание нефти. Пожар	Разрушение произошло вследствие интенсивного термического воздействия. вызванного самовоспламенением пиррофорных отложений, образовавшихся в процессе	Пострадавших нет. Экономический ущерб составил 53 914 000, руб.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист

59

Дата, место аварии	Вид аварии (неполадки)	Описание аварии	Число пострадавших
установки подготовки нефти «Уса»	распространился еще на 2 рядом стоящих резервуара.	эксплуатации резервуара. Отсутствие анализа и прогнозирования рисков аварий, связанных с образованием пирофорных отложений, и мероприятий по их предупреждению.	
14.07.2014 ОАО «Верхнеочонск-нефтегаз»	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 ущербе нет.
08.09.2014 ЯНАО, Ямал СПГ, газовое месторождение, кустовая площадка №47	При проведении буровых работ возникло газопроявление с последующим возгоранием газа.	Уточняются	Пострадало 9 человек. Данных об 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	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 устьевой арматуры и линии для разрядки скважины.	Пострадавших нет. Экономический ущерб составил 477 306,9 руб.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист

60

Дата, место аварии	Вид аварии (неполадки)	Описание аварии	Число пострадавших
	газовоздушной 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.	3. Отсутствие дублирующей задвижки или шарового крана на задвижке ГРП.	
11.01.2015 Трасса трубопровода от Троцкой УППНиВ до Крымской ЛПДС ЦТОРТ и ЛПА №2 ООО «РН-Краснодарнефтегаз»	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.
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 нефтесодержащей 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.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист

61

Дата, место аварии	Вид аварии (неполадки)	Описание аварии	Число пострадавших
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. Неуравновешенность 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 Оренбургская область, Зайкинское-Зоринское месторождение	На нефтяном месторождении Зайкинское-Зоринское вспыхнул пожар.	Устанавливается	Ожоги получил 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	Пострадавших нет. Экономический ущерб составил 19 148 031 руб.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист

62

Дата, место аварии	Вид аварии (неполадки)	Описание аварии	Число пострадавших
		действиям, предусмотренными планами мероприятий локализации аварий, при нефтегазоводопроявлениях.	
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 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;

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист

63

- 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 строительно-монтажными работами;
- механические повреждения.

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;

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инав. № подл.	61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т						Лист
															64

- 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.

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 15.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				

Таблица 15 – 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
Землетрясение	3,0
Человеческий фактор (включая диверсионный акт)	1,5

Обобщенный анализ аварий на трубопроводах приведен в таблице 16.

Таблица 16 – Основные причины разрушения емкостного оборудования

Причины разрушения	Относительное количество (%)
Механические разрушения при постороннем воздействии	16
Разгерметизация в режиме промышленной эксплуатации	20
Несанкционированная врезка	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.

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

						61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		66

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:

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:

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист

67

- 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;
- 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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инва. № подл.	61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т						Лист
															68

ситуаций. Возможны следующие типовые сценарии развития аварий для следующих групп оборудования:

- устьевая арматура добывающей скважины;
- выкидной трубопровод;
- измерительная установка;
- нефтесборный коллектор на территории куста скважин;
- нефтесборный коллектор от куста до точки врезки в существующий трубопровод.

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 17.

Таблица 17 – 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	Полная или частичная разгерметизация оборудования или трубопровода в помещении → образование паровоздушной смеси (ПВС) → сгорание в режиме	Экологическое загрязнение + воздушная

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

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

61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист

69

№ сценария	Схема развития сценария	Поражающий фактор
в помещении	взрыва при наличии источника инициирования → разрушение здания, помещения, оборудования и поражение персонала ударной волной и осколками	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.

Перечень основных сценариев возможных аварий, принятых к количественному расчету для проектируемого оборудования, представлен в таблице 18.

Таблица 18 – Перечень основных сценариев возможных аварий

Наименование оборудования	Сценарии				
	C1	C2	C3	C4	C5
Фонтанная арматура добывающих скважин (ФА)	+	+	+	-	-
Автоматизированная измерительная установка (ИУ)	+	-	-	+	+
Выкидные нефтепроводы от добывающих скважин до измерительной установки (Втр)	+	+	-	-	-
Нефтеесборный коллектор от ИУ на территории куста (НСКкуст)	+	+	-	-	-
Нефтеесборный коллектор от куста скважин до точки врезки (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.);

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист

70

- 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 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 обслуживаемому 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 19.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				

Таблица 19 – 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.
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	Определение последствий при взрывах ТВС, интенсивности теплового излучения при пожарах. Утвержден приказом МЧС России от 25.03.2009 г. № 182.
Методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах	Определение количества вещества при истечении из отверстия. Определение условной вероятности при построении деревьев событий. Определение радиуса зон поражения при авариях. Утверждена приказом МЧС России от 10.07.2009 г. № 404.
РД 03-496-02. Методическими рекомендациями по оценке ущерба от аварий на опасных производственных объектах	Используется для оценки материального ущерба при авариях. Утверждены Постановлением ГГТН России от 29.10.2002 № 63.
Руководство по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах»	Методические принципы, термины и понятия анализа риска, общие требования к процедуре оценки риска и оформлению результатов. Утвержден приказом Ростехнадзора от 11.04.2016 г. № 144.
Руководство по безопасности "Методика оценки последствий аварийных взрывов топливно-воздушных смесей"	Расчет параметров ударной волны, зон поражения и разрушения при взрыве облаков топливно-воздушных смесей. Утвержден приказом Ростехнадзора от 31.03.2016 г. № 137.
Руководство по безопасности "Методика моделирования распространения аварийных выбросов опасных веществ"	Расчет концентрации, массы ОВ во взрывоопасных пределах и зон поражения при пожаре-вспышке и взрыве ТВС Утвержден приказом Ростехнадзора от 20.04.2015 г. № 158.

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

61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист

72

Наименование используемых моделей и методов	Комментарии
Руководство по безопасности «Методика оценки риска аварий на линейных объектах транспортирующих взрывопожароопасные жидкости»	Оценка риска аварий на технологических трубопроводах взрывопожароопасных жидкостей. Утвержден приказом Ростехнадзора от 17.09.2015 г. № 366.

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.

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.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	

61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист

73

Прогнозирование объема разлива нефти при аварии на нефтесборном коллекторе проводилось из расчета 25 процентов максимального объема прокачки в течение 6 часов и объем нефтепродукта между запорными задвижками на прорванном участке трубопровода.

Данные о количествах опасных веществ участвующих в рассматриваемых сценариях аварий проектируемого объекта приведены в таблице 20.

Таблица 20 – Количества опасных веществ, участвующих в рассматриваемых сценариях аварий

Аварийное оборудование	Сценарий	Поражающий фактор	Количество опасного вещества, кг	
			Участвующего в аварии	Участвующего в создании поражающих факторов
Куст скважин №13 бис				
Арматура устьевая фонтанная	C1-ФА	Загрязнение площадки и ОС при разгерметизации устьевой арматуры	368,1	368,1
	C2-ФА	Пожар разлива при разгерметизации устьевой арматуры скважины с последующим воспламенением	368,1	368,1
	C3-ФА	Взрыв ТВС при разгерметизации устьевой арматуры	29,8	3,0
Выкидные трубопроводы	C1-Втр	Загрязнение площадки и ОС при разгерметизации выкидного трубопровода	368,1	368,1
	C2-Втр	Пожар разлива при полном разрушении выкидного трубопровода с последующим воспламенением	368,1	368,1
Установка измерительная	C1- ИУ	Загрязнение территории и ОС при разгерметизации измерительной установки	1404,5	1404,5
	C4- ИУ	Пожар разлива при разгерметизации измерительной установки с последующим воспламенением	113,5	11,4
	C5-ИУ	Взрыв ТВС с возникновением пожара пролива при полной разгерметизации замерной установки	36,2	3,6
НСК на кусте	C1-НСКкуст	Загрязнение площадки и ОС при разгерметизации нефтепровода на площадке куста	2161,4	2161,4
	C2-НСКкуст	Пожар разлива при полном разрушении нефтепровода на площадке куста с последующим воспламенением	2161,4	2161,4

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

61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист

74

Расчетные данные по количеству опасных веществ, участвующих в авариях для наиболее опасных по последствиям сценариев возникновения и развития аварий при полной разгерметизации нефтесборного коллектора (участки между линейными задвижками, с максимально возможным количеством разлившейся нефти), приведены ниже (таблица 21).

Таблица 21 - Максимально возможные разливы нефти при аварии на проектируемых нефтепроводах

Наименование трубопровода	Расстояние между задвижками, м	Диаметр, м	Суточный объем прокачки, т/сут	Максимально возможный разлив нефти при аварии на нефтепроводе, т	
				Сценарий С1-НСК	Сценарий С2-НСК
Нефтегазопровод от площадки куста скважин №13 бис до т.врезки на ЦПС Леккерского н.м.					
ПК0+0,00- ПК12+88,27	1288,27	0,15	547,7	53,731	53,731
ПК12+88,27- ПК44+35,0	3146,73	0,15	547,7	81,863	81,863

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 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;

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.					61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист 75
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док		

– 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;

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 17.06.2016 №228)):

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

где V_p – объем разлившейся жидкости, м³.

Результаты расчетов площадей загрязнения при аварийных проливах горючих жидкостей приведены в таблицах 22-23.

Расчет вероятных зон действия поражающих факторов пожара разлива.

Для расчетов по модели "горение жидкости при проливе" принималось, что горение происходит по всей поверхности пролива, размеры площадей которых приведены в таблицах 22-23.

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

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				

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):

- $44,5\text{кВт/м}^2$ – разрушение соседних емкостей, для человека – зона безвозвратных потерь (вероятность смертельного исхода 50% при длительности экспозиции 10 сек);
- $10,5\text{кВт/м}^2$ – 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);

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист
77

- 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).

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, оС;
- максимальное значение усредненной температуры перекрытий, оС;
- максимальное значение усредненной температуры стен, оС;
- 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).

Результаты расчетов определения зон действия поражающих факторов при авариях на проектируемых объектах представлены в таблицах 22-23.

Таблица 22 – Результаты расчетов определения зон действия поражающих факторов при авариях на площадке куста скважин № 13бис

Параметры	Оборудование			
	ФА	ИУ	Втр	НСК
<i>Возгорание пролива (сценарий С2)</i>				
Расчет параметров испарения				
Общая масса вещества, участвующего в создании поражающих факторов, (кг)				
- нефти	368,1	1404,5	368,1	2161,4

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист
							78

Параметры	Оборудование			
	ФА	ИУ	Втр	НСК
- газа	3,0	11,4	-	-
Площадь пожара, м ² (зона действия открытого пламени)	8,6	21,0	8,6	50,4
Расчет параметров воспламенения пролива				
Эффективный диаметр пролива, м	3,3		3,3	8,0
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	2,4	-	2,4	5,7
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	3,4	-	3,4	8,0
Безопасно для человека в брезентовой одежде (4,2 кВт/м ²) на расстоянии, м	5,1	-	5,1	11,7
Без негативных последствий в течение длительного времени (1,4 кВт/м ²) на расстоянии, м	10,2	-	10,2	22,2
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)	7,3	-	-	-
Умеренные повреждения зданий (12кПа) (м)	20,6	-	-	-
Нижний порог повреждений человека волной давления (5кПа) (м)	46,8	-	-	-
Разбита часть остекления (3кПа) (м)	88,4	-	-	-
Пожар в помещении (сценарий С4)				
Максимальная среднеобъемная температура, оС	-	более 1000	-	-
Максимальное значение усредненной температуры перекрытий, оС	-	более 1000	-	-
Максимальное значение усредненной температуры стен, оС	-	850	-	-
Время продолжительности пожара без противопожарных мероприятий, мин	-	214	-	-
Взрыв ТВС в помещении (сценарий С5)				
Полное разрушение (100 кПа)	-	-	-	-
50%-ное разрушение (53 кПа)	-	+ (70,2 кПа)	-	-

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

61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист

79

Параметры	Оборудование			
	ФА	ИУ	Втр	НСК
Средняя степень разрушения (28 кПа)	-	+	-	-
Умеренные повреждения (12 кПа)	-	+	-	-
Нижний порог повреждения человека (5 кПа)	-	+	-	-
Малые повреждения (разбита часть остекления) (3 кПа)	-	+	-	-

Таблица 23 – Результаты расчетов определения зон действия поражающих факторов при авариях на нефтесборных коллекторах

Параметры	Нефтегазопровод от площадки куста скважин №13 бис до т.врезки на ЦПС Леккерского н.м. (ПК12+88,27- ПК44+35,0)
Возгорание пролива (сценарий С2-НСК)	
Расчет параметров пролива	
Общая масса вещества (т)	81,8
Площадь пожара, м ² (зона действия открытого пламени)	477,61
Расчет параметров воспламенения пролива	
Эффективный диаметр пролива, м	24,6
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	13,0
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	17,7
Безопасно для человека в брезентовой одежде (4,2 кВт/м ²) на расстоянии, м	25,7
Без негативных последствий в течение длительного времени (1,4 кВт/м ²) на расстоянии, м	48,5

На площадках кустов скважин наиболее опасным является сценарий аварии, связанный с разгерметизацией устья добывающей скважин, взрывом ТВС с последующим термическим поражением персонала, сооружений и оборудования. По трассе нефтесборного коллектора - сценарий, связанный с разгерметизацией трубопровода и последующим пожаром пролива.

Зоны действия поражающих факторов наиболее опасных аварийных ситуаций возможных на составляющих проектируемого объекта представлены в графической части настоящего раздела (61-01-НИПИ/2021-МПБ.Г5 - 61-01-НИПИ/2021-МПБ.Г6).

Взам. инв. №							61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист 80
	Подп. и дата							
Инв. № подл.		Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	

Оценка возможного ущерба

Возможный полный ущерб при авариях на проектируемом объекте будет определяться прямыми потерями, затратами на локализацию (ликвидацию последствий) аварии, социально-экономическими потерями вследствие гибели и травматизма людей, косвенным ущербом, экологическим ущербом и потерями от выбытия трудовых ресурсов в результате гибели людей или потерями ими трудоспособности.

Прямой ущерб при авариях на проектируемом объекте будет определяться:

- потерями предприятия в результате уничтожения основных фондов (оборудования, трубопроводов, арматуры);
- потери предприятия в результате уничтожения товарно-материальных ценностей;
- потери в результате уничтожения имущества третьих лиц.

Затраты на локализацию (ликвидацию последствий) аварий определяются:

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

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

Косвенный ущерб будет определяться:

- потерями ожидаемой прибыли из-за временного, связанного с аварией, прекращения деятельности;
- зарплатой и условно-постоянными расходами предприятия за время простоя;
- убытками, вызванными уплатой различных неустоек, штрафов, пени;
- убытками третьих лиц из-за недополученной ими прибыли.

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

- ущерб от загрязнения атмосферы;
- ущерб от загрязнения водных ресурсов;
- ущерб от загрязнения почвы;
- ущерб, связанный с уничтожением биологических ресурсов;
- ущерб от засорения территории обломками зданий, сооружений, оборудования и т.д.

Структура ущерба представлена на рисунке 1.

При расчете ущерба от возможных аварий на производственных площадках проектируемого объекта приняты следующие допущения:

- Все здания, сооружения и оборудование, попадающие в зону сильных разрушений или прямого огневого воздействия, полностью утрачивают свою первоначальную

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инва. № подл.	61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист
										81

стоимость. Объем прямых потерь от утраченных основных фондов определяется стоимостью их замещения (стоимостью демонтажа разрушенных фондов, суммой, необходимой для приобретения фондов, аналогичных утраченным, и стоимостью монтажа новых фондов).

– Оборотные фонды, находящиеся в технологическом оборудовании в зоне полного разрушения, полностью утрачивают свою стоимость. Величина прямых потерь от утраты продукции и сырья определяется исходя из среднегодового объема заполнения оборудования и оптовых цен на данные виды сырья.

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

– Ущерб имуществу третьих лиц определялся исходя из размера вреда причиненному автотранспорту и строительным машинам в период строительства проектируемых трубопроводов. В период эксплуатации проектируемого объекта, ущерба имуществу третьих лиц не ожидается, т.к. вблизи проектируемого объекта отсутствуют сторонние организации, доступ на месторождение закрыт для всех посторонних лиц.

– Расчет косвенного ущерба не проводился из-за отсутствия статистических данных о времени вынужденного простоя аналогичных узлов (установок) при прогнозируемых авариях.

– Ущерб, нанесенный лесному хозяйству при пожарах и взрывах в лесопосадках определялся стоимостью потерянной древесины на корню. При оценке ущерба учитывались прямые потери (поражения, влекущие прекращение роста) в пределах зоны термического воздействия пожара на нефтепроводах (т.е. на площади со значениями теплового потока выше $10,5 \text{ кВт/м}^2$), при взрывах – площадь зоны сильных разрушений (значение избыточного давления по фронту ударной волны – 70 кПа). Ущерб определялся в соответствии с «Методикой определения размера возмещения вреда, причиненного лесам и находящимся в них природным объектам вследствие нарушения лесного законодательства» (прил. №4 к особенностям возмещения вреда, причиненного лесам и находящимся в них природным объектам вследствие нарушения лесного законодательства, утв. Постановлением Правительства РФ №1730 от 29.12.2018). Расчет ущерба от возможного уничтожения деревьев не учитывает возможности распространения лесного пожара (в зависимости от сезона и метеоусловий скорость распространения низового пожара составляет 1-3 м/мин), однозначное моделирование которого не представляется возможным. По экспертным оценкам и согласно имеющимся актам расследования подобных аварий реальный ущерб может увеличиться в 1,5-2,5 раза.

– Расчет экологического ущерба, учитывая особенности размещения проектируемого объекта, проводился исходя из размера платы за выброс в атмосферу токсичных компонентов, сброс загрязняющих веществ в поверхностные водные объекты. При расчете экологического применены ставки платы (2018 год) за сбросы вредных веществ в

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				

окружающую среду, установленные Постановлением Правительства РФ от 13.09.2016 N 913 «О ставках платы за негативное воздействие на окружающую среду и дополнительных коэффициентах» (с изм. на 24.01.2020).

Под социально-экономическими потерями понимаются затраты на компенсацию и проведение мероприятий вследствие гибели или травмирования персонала и третьих лиц.

При возникновении аварийных ситуаций, в которых могут пострадать люди, социально-экономический ущерб (расходы по выплате пособий на погребение погибших, расходы по выплате пенсий по случаю потери кормильца, расходы на медицинскую, социальную и профессиональную реабилитацию пострадавших от аварии и т. п.) определяется количеством пострадавших и погибших.

Социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний является видом обязательного социального страхования.

В соответствии с Федеральным законом № 125-ФЗ «Об обязательном социальном страховании от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний» от 24 июля 1998 года в редакции, действующей с 03.01.2014 года, обеспечение по страхованию осуществляется:

1) в виде пособия по временной нетрудоспособности, назначаемого в связи со страховым случаем и выплачиваемого за счёт средств на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний;

2) в виде страховых выплат:

а) единовременной страховой выплаты застрахованному либо лицам, имеющим право на получение такой выплаты в случае его смерти;

б) ежемесячных страховых выплат застрахованному либо лицам, имеющим право на получение таких выплат в случае его смерти;

3) в виде оплаты дополнительных расходов, связанных с медицинской, социальной и профессиональной реабилитацией застрахованного.

Таким образом, пострадавший в аварии при наступлении страхового случая в зависимости от степени утраты профессиональной трудоспособности имеет право на получение: пособия по временной нетрудоспособности, единовременной страховой выплаты, ежемесячных страховых выплат и оплаты дополнительных расходов, связанных с медицинской, социальной и профессиональной реабилитацией. При наступлении смерти в результате аварии лица, указанные в статье 7 вышеуказанного Федерального закона имеют право на получение: единовременной страховой выплаты и ежемесячных страховых выплат.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист

83

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

Ущерб от аварий на опасном производственном объекте (Па)

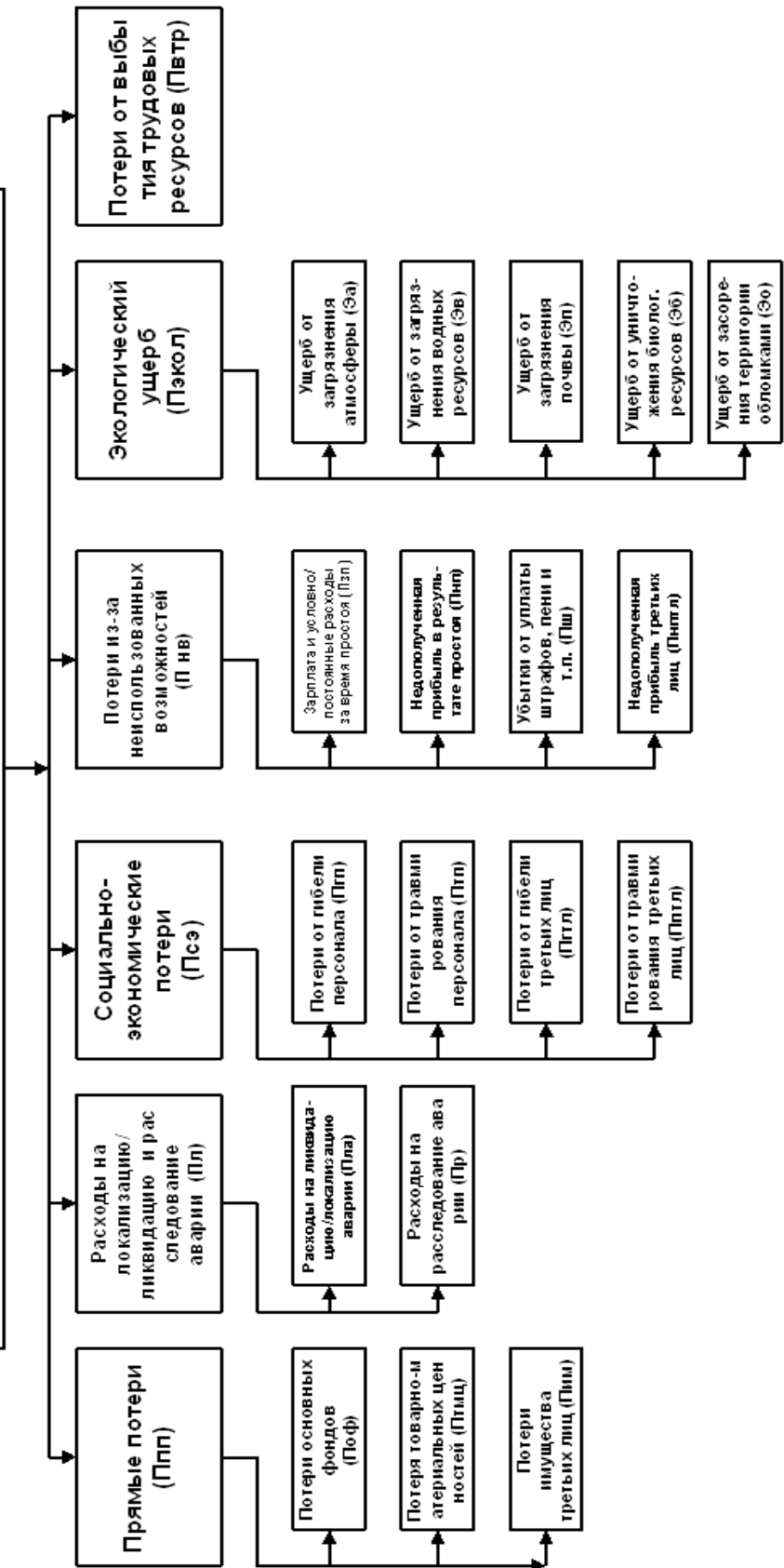


Рисунок 1 – Структура ущерба от аварий на опасном производственном объекте

Размеры страховых выплат устанавливаются федеральным законом №125-ФЗ и определяются в соответствии со степенью утраты застрахованным профессиональной трудоспособности.

Помимо вышеуказанного Федерального закона № 125-ФЗ отношения, связанные с обязательным страхованием гражданской ответственности владельца опасного объекта за причинение вреда в результате аварии на опасном объекте регулируются Федеральным законом № 225-ФЗ «Об обязательном страховании гражданской ответственности владельца опасного объекта за причинение вреда в результате аварии на опасном объекте» от 27 июля 2010 года (в редакции, действующей с 10.01.2014 года), в соответствии с которым обязательному страхованию подлежат имущественные интересы владельца опасного объекта, связанные с его обязанностью возместить вред, причинённый потерпевшим.

Таким образом, в процессе осуществления производственной деятельности вне зависимости от возникновения какой-либо аварийной ситуации организация, эксплуатирующая опасный производственный объект, в составе своих эксплуатационных затрат будет нести только фиксированные затраты по обязательному страхованию в виде:

- 1) отчислений на социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний в Фонд социального страхования Российской Федерации;
- 2) договорных обязательств по обязательному страхованию гражданской ответственности владельца опасного объекта.

Следовательно, непосредственно предприятие не несет расходов на выплату компенсаций и пособий семьям погибших и пострадавшим. Социально-экономические потери не учитывались.

В результате анализа ранее определенных событий (причин, факторов), обусловленных конкретным инициирующим событием в разделе определены сценарии с наиболее опасным развитием аварийной ситуации с полным разрушением оборудования, воспламенением опасного вещества. Далее проведена оценка величины возможного ущерба при реализации наиболее опасных сценариев.

Определение ущерба от возможных аварийных ситуаций на объекте осуществлялось с помощью Программного модуля «Оценка ущерба» на основе РД 03-496-02 «Методических рекомендаций по оценке ущерба от аварий на опасных производственных объектах». Модуль позволяет осуществлять количественную оценку экономического ущерба от аварий на опасных производственных объектах.

Модуль рекомендуется для использования:

- при оценке ущерба во время расследования аварии на опасном производственном объекте,

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист
85

- при разработке декларации промышленной безопасности,
- при страховании ответственности организаций, эксплуатирующих опасные производственные объекты.

Рекомендовано к применению Научно-техническим управлением МЧС России ФГУ ВНИИ ГОЧС (ФЦ) от 29.07.2010 № 2064/16-1.

Результаты расчета максимально возможного ущерба представлены в таблице 24.

Таблица 24 – Максимально возможный ущерб при реализации аварий на объекте

Разгерметизация фонтанной арматуры (Сценарий С3)	
Прямой ущерб от аварии	306,07 тыс. руб.
Расходы на ликвидацию (локализацию аварии)	30,61 тыс. руб.
Экологический ущерб	2,15 тыс. руб.
ИТОГО, общий ущерб	338,83 тыс. руб.
Разгерметизация замерной установки (Сценарий С5)	
Прямой ущерб от аварии	1515,69 тыс. руб.
Расходы на ликвидацию (локализацию аварии)	151,57 тыс. руб.
Экологический ущерб	5,57 тыс. руб.
ИТОГО, общий ущерб	1672,83 тыс. руб.
Разгерметизация выкидного трубопровода (Сценарий С2)	
Прямой ущерб от аварии	17,28 тыс. руб.
Расходы на ликвидацию (локализацию аварии)	1,73 тыс. руб.
Экологический ущерб	2,15 тыс. руб.
ИТОГО, общий ущерб	21,16 тыс. руб.
Разгерметизация нефтесборного коллектора на территории куста скважин (Сценарий С2)	
Прямой ущерб от аварии	65,94 тыс. руб.
Расходы на ликвидацию (локализацию аварии)	6,59 тыс. руб.
Экологический ущерб	13,63 тыс. руб.
ИТОГО, общий ущерб	86,16 тыс. руб.
Разгерметизация нефтесборного коллектора от куста скважин (Сценарий С2)	
Прямой ущерб от аварии	832,30 тыс. руб.
Расходы на ликвидацию (локализацию аварии)	83,23 тыс. руб.
Экологический ущерб	411,536 тыс. руб.
ИТОГО, общий ущерб	1327,06 тыс. руб.

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

61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист

86

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 инициирующего 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 25 представлены характерные частоты аварий.

Таблица 25 – 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 1.6.11-2007
Полная разгерметизация нефтепровода (межпромыслового, промыслового)	$2,7 \cdot 10^{-5}/\text{км}$	
Полная разгерметизация технологического трубопровода (в т.ч. НСК на территории куста скважин)	$2,4 \cdot 10^{-7}/\text{м}$	
Полная разгерметизация замерной установки	$1,0 \cdot 10^{-4}$	

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист

87

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 разлитии 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 воспламенением 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.

Логические деревья событий при полном и частичном разрушении оборудования представлены на рисунках 2-9.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				

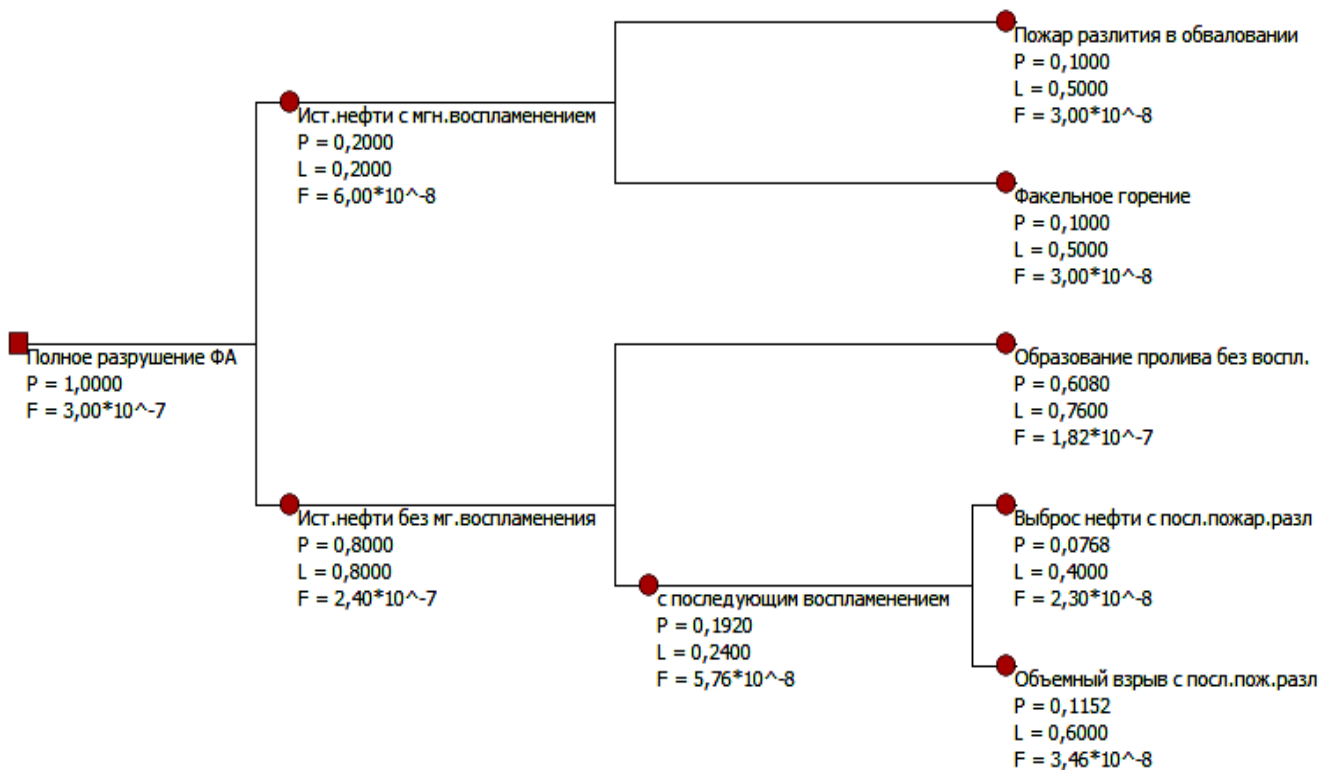


Рисунок 2 – Полное разрушение устьевого арматуры

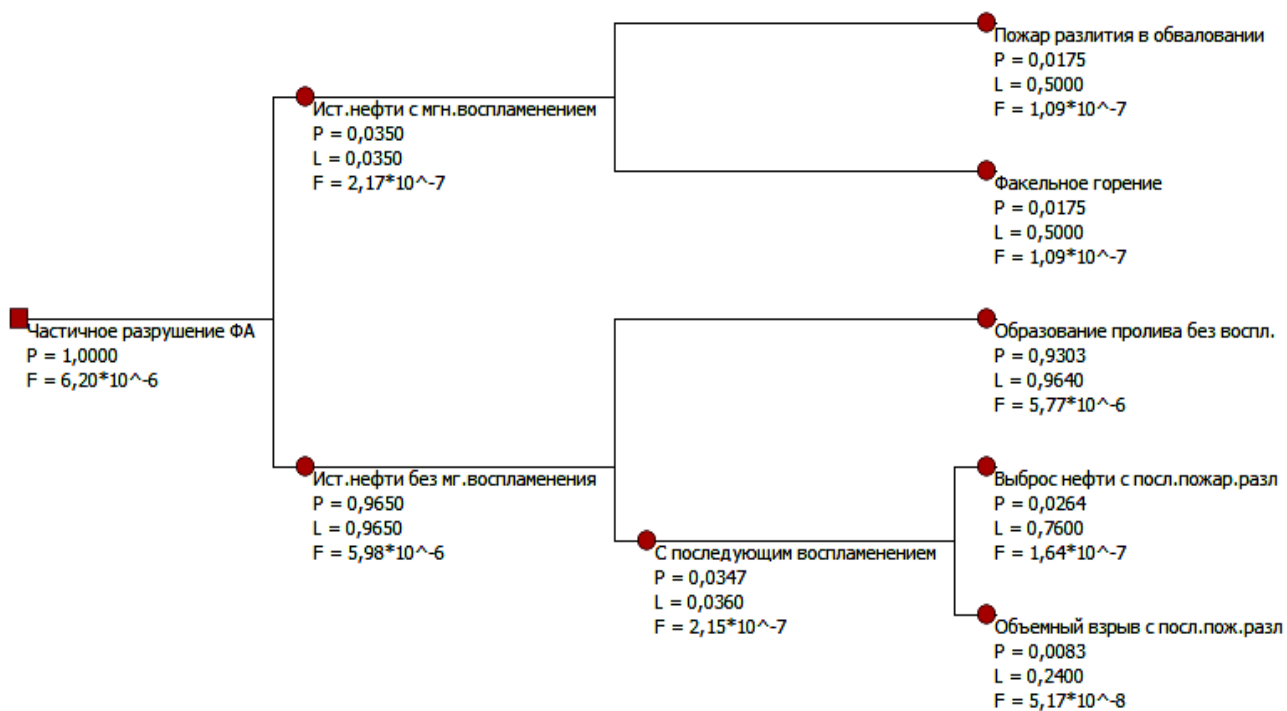


Рисунок 3 – Частичное разрушение устьевого арматуры (массовый расход истечения 10 кг/с)

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

61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист

89

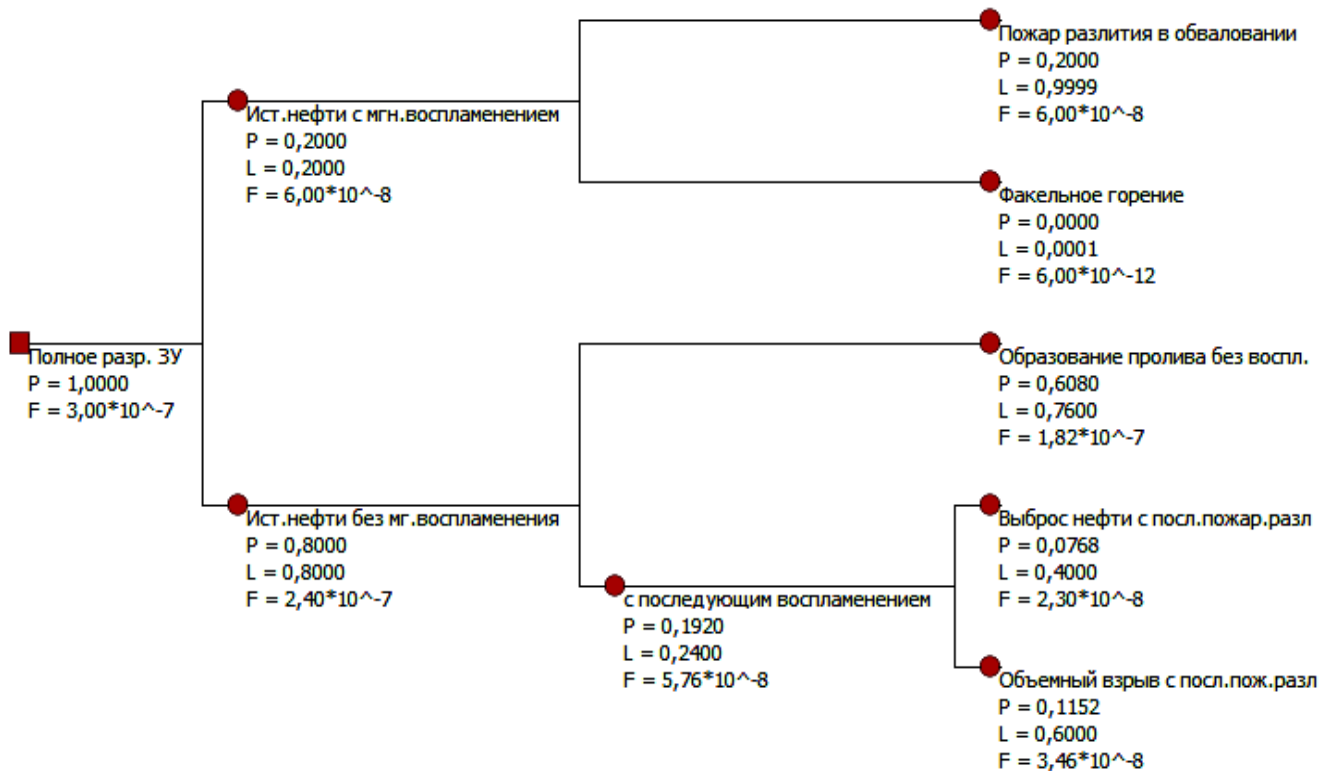


Рисунок 4 – Полное разрушение измерительной установки

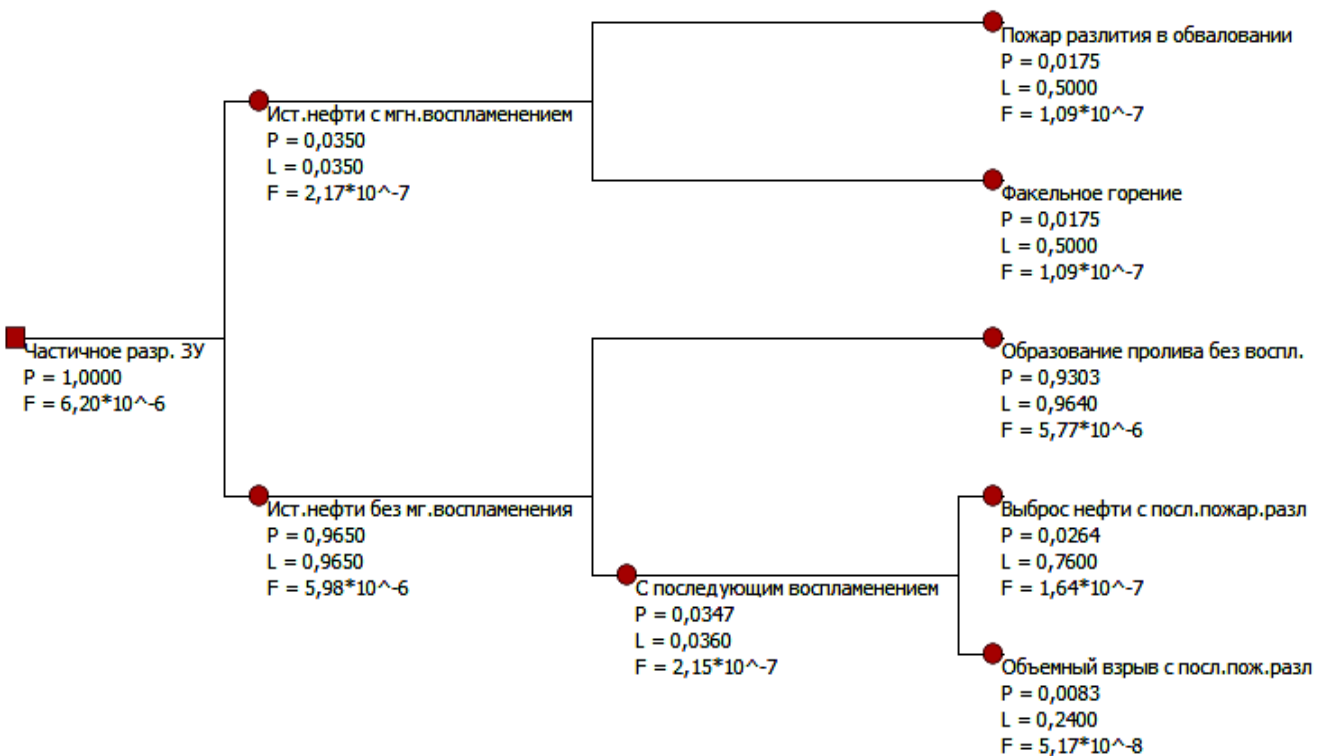


Рисунок 5 – Частичное разрушение измерительной установки (массовый расход истечения 10 кг/с)

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док		Подп.

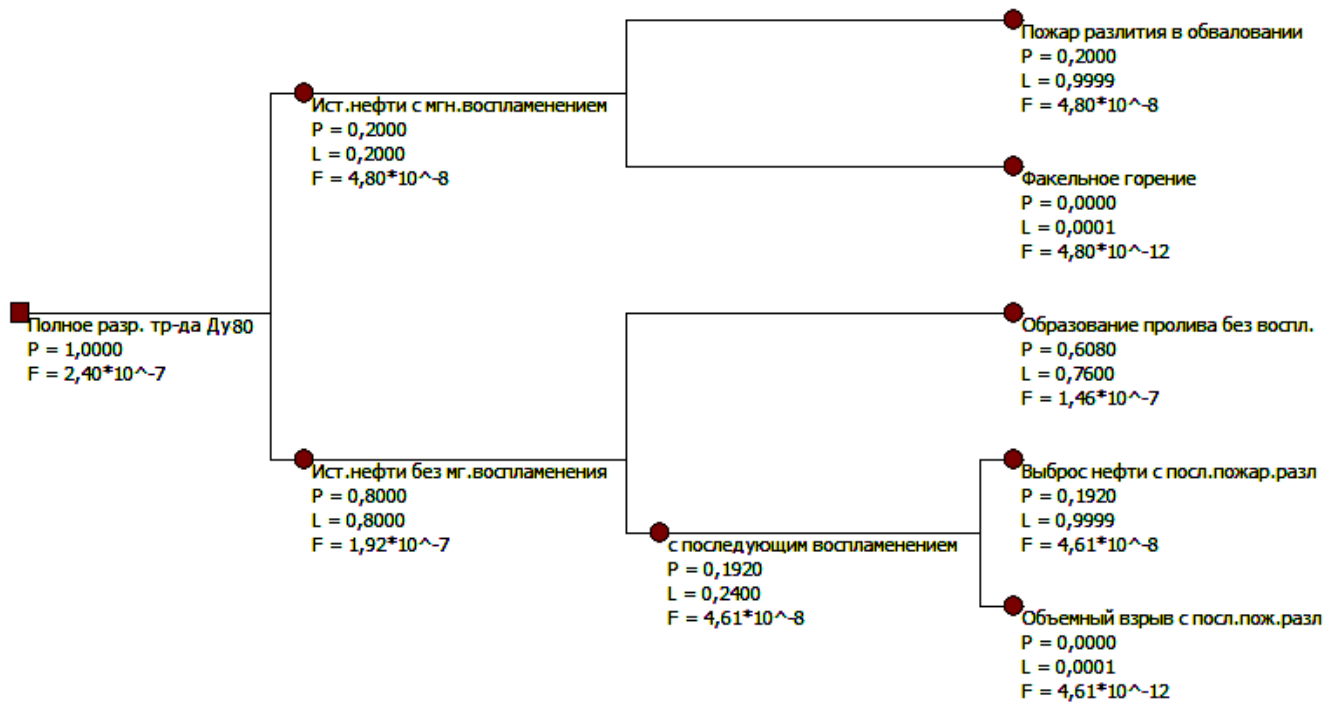


Рисунок 6 – Полное разрушение выкидного трубопровода, нефтесборного коллектора (на территории куста скважин)

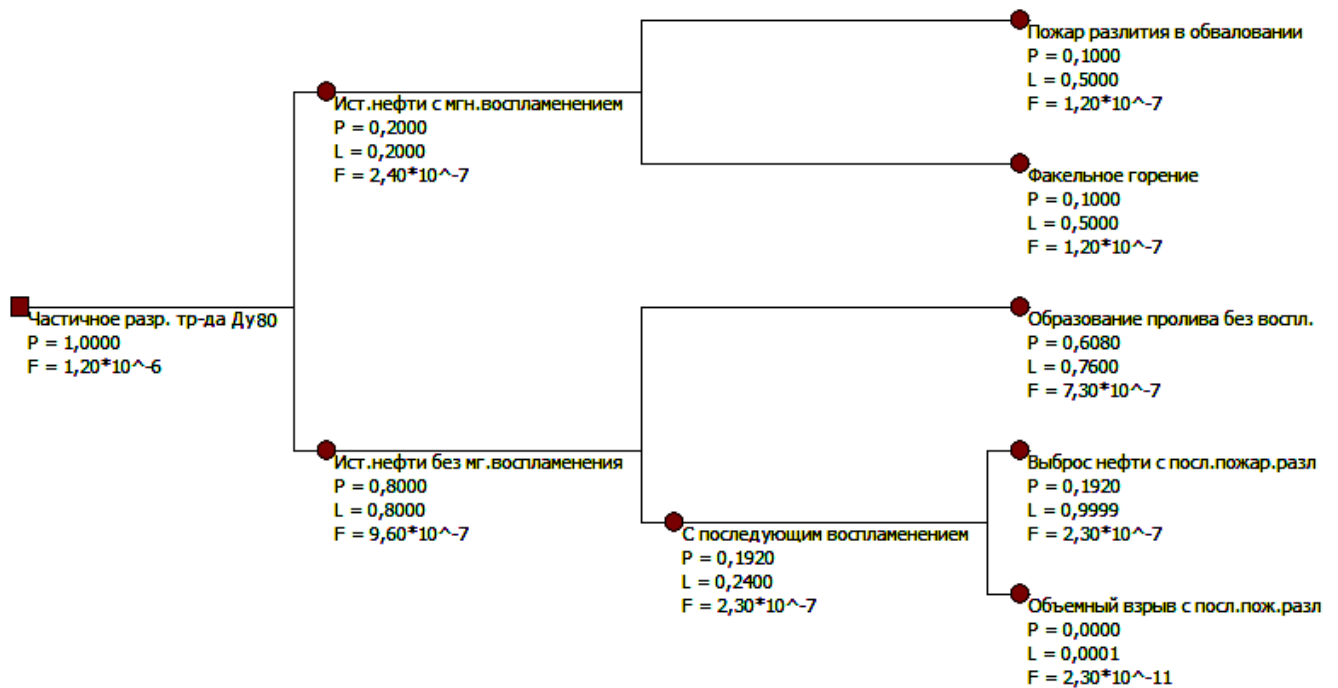


Рисунок 7 – Частичная разгерметизация (диаметр отверстия 25 мм) Полное разрушение выкидного трубопровода, нефтесборного коллектора (на территории куста скважин)

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист

91

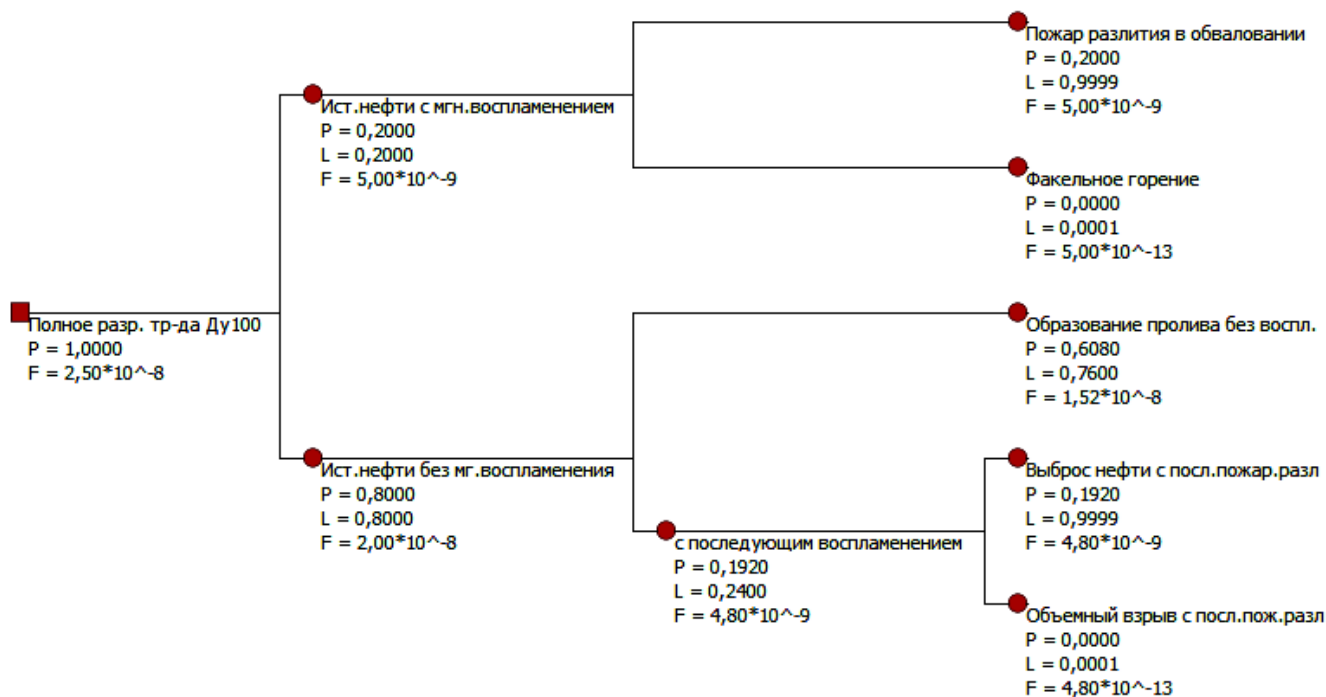


Рисунок 8 – Полное разрушение нефтесборного коллектора от куста скважин до точки врезки (трубопровода или арматуры)

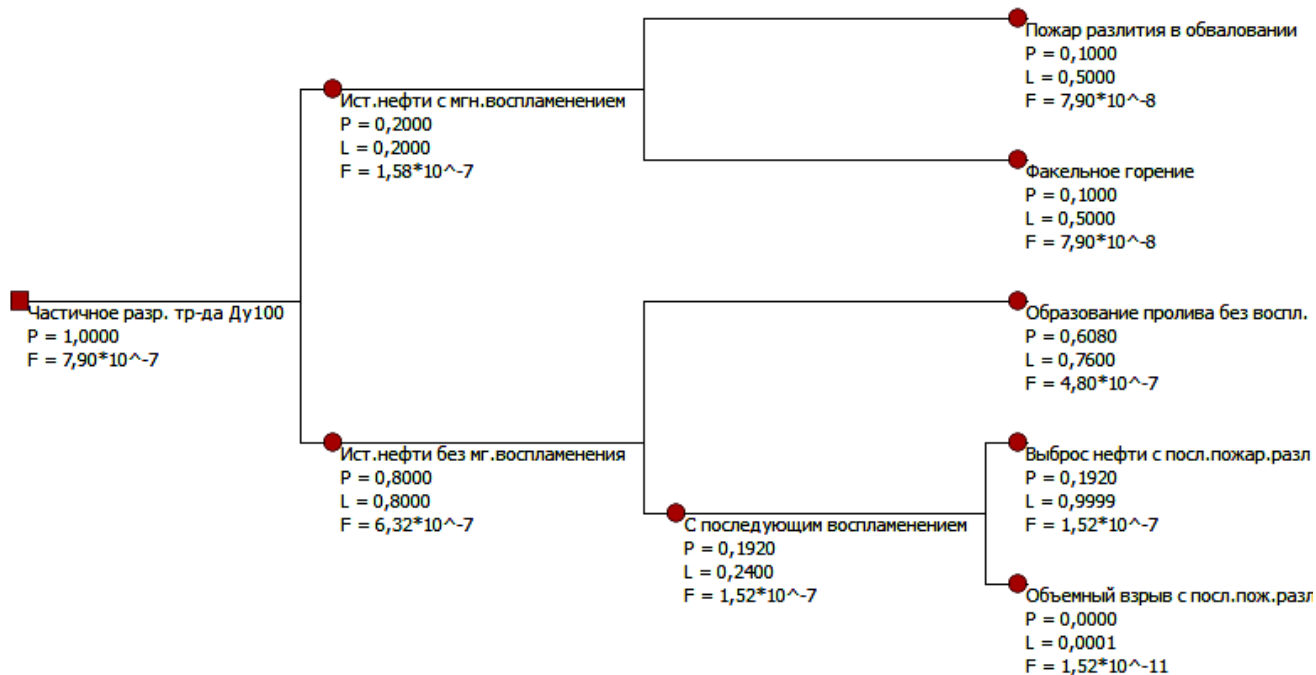


Рисунок 9 – Частичная разгерметизация (диаметр отверстия 25 мм) нефтесборного коллектора от куста скважин до точки врезки (трубопровода или арматуры)

Итоговые частоты реализации сценариев аварийных ситуаций возможных на проектируемом оборудовании и трубопроводах, представлены в таблице 26.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док		Подп.

Таблица 26 – Итоговые частоты реализации сценариев аварийных ситуаций

Оборудование	Сценарий	Последствия аварии	Частота, 1/год
Куст скважин №13 бис			
Арматура устьевая фонтанная	C1-ФА	Экологическое загрязнение при разгерметизации фонтанной арматуры	2,74E-04
Арматура устьевая фонтанная	C2-ФА	Пожар разлива при полной разгерметизации фонтанной арматуры скважины с последующим воспламенением	7,96E-05
Арматура устьевая фонтанная	C3-ФА	Взрыв ТВС при полном разрушении фонтанной арматуры с отложенным воспламенением	5,18E-05
Установка измерительная	C1-ИУ	Экологическое загрязнение при разгерметизации измерительной установки	6,08E-05
Установка измерительная	C4-ИУ	Пожар разлива при полной разгерметизации оборудования в замерной установке	2,77E-05
Установка измерительная	C5-ИУ	Взрыв ТВС с возникновением пожара пролива при полной разгерметизации оборудования в замерной установке	1,15E-05
Выкидные трубопроводы	C1-Втр	Экологическое загрязнение при разгерметизации выкидного трубопровода	4,01E-05
Выкидные трубопроводы	C2-Втр	Пожар разлива при полном разрушении выкидного трубопровода с последующим воспламенением	1,93E-05
НСК на территории куста скважин	C1-НСК _{куст}	Экологическое загрязнение при разгерметизации нефтесборного коллектора	7,30E-06
НСК на территории куста скважин	C2-НСК _{куст}	Пожар разлива при полном разрушении нефтесборного коллектора на территории куста скважин, с последующим воспламенением	3,50E-06
Нефтегазопровод от площадки куста скважин №13 бис до т.врезки на ЦПС Леккерского н.м.			
НСК от куста скважин	C1-НСК	Экологическое загрязнение при разгерметизации нефтесборного коллектора	7,28E-05
НСК от куста скважин	C2-НСК	Пожар разлива при полном разрушении нефтесборного коллектора с последующим воспламенением	3,50E-05

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист
							93

Оценка возможного числа пострадавших

Автоматизация и управление технологическим процессом добычи и транспортировки скважинной продукции Леккерского 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.

Проектируемый объект обслуживается существующим персоналом звена №1 по добычи нефти и газа комплексной бригады по добыче нефти и газа №1 (Леккерское НМ) комплексного цеха по добыче нефти и газа №5 (КЦДНГ №5) ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми». Дополнительный персонал для обслуживания проектируемого объекта не предусматривается. Максимальная численность персонала на проектируемом объекте составляет 2 человека.

В непосредственной близости от Леккерского месторождения расположены Осваньюрское (18,5 километра к северо-западу), Мастерельское (12 километров к северо-востоку), Суборское (8 километров к юго-востоку), Усинское (29 километров к северо-западу) нефтяные месторождения. Аварии на ближайших потенциально опасных объектах не могут стать причиной возникновения ЧС на проектируемых трубопроводах в виду своей удаленности.

Район строительства необжитый. Ближайшие населённые пункты – д. Сынянырд, расположенная в 4,5 км к северо-востоку от исследуемой территории. 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:

– постоянного присутствия персонала на кустах скважин и по трассам проектируемых нефтепроводов не предусматривается. Поражение персонала в случае аварии

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

61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист

94

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);

– 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 27

Таблица 27 - Возможное число пострадавших

Оборудование	Сценарий	Поражающий фактор	Число погибших	Число пострадавших
Куст скважин №13 бис				
Арматура устьевая фонтанная	C1-ФА	Экологическое загрязнение	0	0
	C2-ФА	Тепловое излучение	0	0
	C3-ФА	Термическое поражение	0	1
Выкидной трубопровод	C1-Втр	Экологическое загрязнение	0	0
	C2-Втр	Тепловое излучение	0	0
Установка измерительная	C1-ИУ	Экологическое загрязнение	0	0
	C4-ИУ	Тепловое излучение	0	1
	C5-ИУ	Термическое поражение	1	1
НСК на кусте	C1-НСК _{куст}	Экологическое загрязнение	0	0
	C2-НСК _{куст}	Тепловое излучение	0	1
Нефтегазопровод от площадки куста скважин №13 бис до т.врезки на ЦПС Леккерского н.м.				
НСК от куста скважин	C1-НСК	Экологическое загрязнение	0	0
	C2-НСК	Тепловое излучение	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:

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист
							95

$$R_{и} = i \cdot \sum_n Q_{Вi} \cdot Q_{ВПi} \cdot Q_{Нi},$$

где n – количество типов рассматриваемых аварий;

$Q_{Вi}$ – частота возникновения i -й аварии на рассматриваемом блоке, 1/год;

$Q_{Нi}$ – условная вероятность нахождения человека в данной зоне поражения;

$Q_{ВПi}$ – 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 28.

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 28 – 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	$1,12 \cdot 10^{-8}$	$1,69 \cdot 10^{-7}$

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).

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист
							96
Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

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 – Усинскнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми». Эксплуатация и техническое обслуживание проектируемого объекта будет осуществляться существующим персоналом, обслуживающим фонд скважин и промысловые трубопроводы Леккерского нефтяного месторождения.

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

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				

гидротехнических сооружений, безопасности в сфере электроэнергетики (утв. Постановлением Правительства РФ № 1365 от 25.10.2019, «Порядку обучения по охране труда и проверки знаний требований охраны труда работников организаций», утв. Постановлением Минтруда РФ и Минобразования РФ № 1/29 от 13.01.03, 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-Усинскнефтегаз» 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-Усинскнефтегаз» 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-Усинскнефтегаз».

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

							61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист
								98
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-Усинскнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» назначается постоянно действующая аттестационная комиссия (ПДАК). В состав ПДАК включаются руководители и главные специалисты ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» 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-Усинскнефтегаз» 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.

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
			61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т							99
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		

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-Усинскнефтегаз».

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 степени 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-Усинскнефтегаз» графику, с персоналом проводятся ежемесячные учебно-тренировочные занятия по отработке порядка действий при возникновении аварийных ситуаций, согласно ПЛА. Все позиции плана ликвидации возможных аварий 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:

- подготовка новых рабочих;

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист
100

- 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-Усинскнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» - дочернего общества ПАО «Нефтяная компания «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».

Основой Системы управления промышленной безопасности ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» является Политика Группы «ЛУКОЙЛ» в области промышленной безопасности, охраны труда

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

							61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист
								101
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата			

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-Усинскнефтегаз» 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 средств измерений и др. с целью постоянного совершенствования системы управления промышленной безопасностью;
- повышение компетентности и осведомленности работников Общества по вопросам промышленной безопасности;

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
			61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т						
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	

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

Основными задачами производственного контроля являются:

- а) обеспечение соблюдения требований промышленной безопасности в ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»;
- б) анализ состояния промышленной безопасности на объектах ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз», в том числе путём организации проведения соответствующих экспертиз;
- в) разработка мер, направленных на улучшение состояния промышленной безопасности и предотвращение ущерба окружающей среде;
- 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;

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
			61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				

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-Усинскнефтегаз» назначен начальник отдела ОТ, ПБ и ОС.

Общее руководство организацией работ по выполнению требований промышленной безопасности и обеспечению безопасных условий труда в ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» 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-Усинскнефтегаз» создаётся 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-Усинскнефтегаз»:

- 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-Усинскнефтегаз»;
- 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;

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист
104

- 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-Усинскнефтегаз» 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-Усинскнефтегаз»;
- 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 ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» 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;
- организация подготовки и аттестации работников ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» 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.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист 105
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док		

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 НК «ЛУКОЙЛ» и ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».

Система проведения сбора информации о произошедших инцидентах и авариях и ее анализа в ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» 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-Усинскнефтегаз».

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». Регламентируемые стандартом процедуры соответствуют требованиям OHSAS 18001:2007 в части определения ответственности и полномочий организации по расследованию аварий и инцидентов, принятию мер по смягчению их последствий и внедрению результативных корректирующих и предупреждающих действий.

Порядок учета и анализа несчастных случаев и профессиональных заболеваний на производстве регламентировано СТО ЛУКОЙЛ 1.6.13-2019 «Учет и анализ несчастных случаев, профессиональных заболеваний и микротравм на производстве».

В рамках системы управления промышленной безопасности, 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 безопасности, охраной труда и окружающей среды. Требования по сбору показателей и формированию отчетности».

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

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист
106

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

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист
107

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:

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

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист
108

- 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».

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист
109

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 "Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств"».
- Приказ Ростехнадзора от 27.12.2012 №784 «Руководство по безопасности «Рекомендации по устройству и 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».

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док		Подп.

- при въезде на территорию Леккерского месторождения расположен существующий КПП (контрольно-пропускной пункт) с круглосуточной охраной. Другие пути сообщения для доступа на проектируемый объект отсутствуют;
- для контроля доступа на существующем КПП предусмотрена система контроля и управления доступом (СКУД). Въезд осуществляется строго по пропускам в сопровождении ответственного работника. Запрещено передвижение транспорта на объекте без особого разрешения, а также нахождение работников промысла в нерабочее время. Пропуска оформляются на рабочий персонал, технику и оборудование (ввоз ↔ вывоз). Охрану объекта осуществляют специалисты ООО «Агентство «ЛУКОМ-А-Север»;
- технические средства (переносные) обнаружения (досмотра) металлических предметов и взрывчатых веществ, имеющиеся в составе оснащения персонала КПП (ООО «Агентство «ЛУКОМ-А-Север»);
- для проведения визуального досмотра труднодоступных мест в транспортных средствах, контейнерах и других объектах на контрольно-пропускном пункте месторождения имеются устройства телевизионного досмотра типа «ПОИСК-ТВ», «Досмотр-2», «Эстакада-2», «Эстакада-3», а также комплект досмотровых зеркал «Шмель-3», «Шмель-3У».

Доступ физических лиц, транспортных средств и грузов на объект регулирует «Положение о пропускном и внутриобъектовом режимах в ООО «ЛУКОЙЛ». Во время проведения строительно-монтажных работ должно быть предусмотрено постоянное присутствие охранного персонала ООО «Агентство «ЛУКОЙМ-А-Север».

Проезд по внутрипромысловым дорогам ограничен, движение осуществляется только по пропускам в сопровождении ответственного работника. Запрещено передвижение транспорта на объекте без особого разрешения, а также нахождение работников промысла в нерабочее время. Пропуска оформляются на рабочий персонал, технику и оборудование (ввоз ↔ вывоз). Охрану объекта осуществляют специалисты ООО Агенство «Луком-А-Север».

Средства преграждения. Вокруг площадок кустов скважин запроектировано замкнутое защитное обвалование высотой 1,0 м с шириной по верху обвалования 0,5 м. Для беспрепятственного доступа техники на территорию площадки куста скважин предусмотрен переезд через обвалование. Переезд выполняется без разрыва обвалования с устройством пандусов на всю высоту обвалования.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист
112

Предупредительные знаки

На въезде на площадку куста скважин предусмотрена установка предупредительных знаков (аншлагов) с указанием реквизитов и телефонов эксплуатирующей организации и надписью «ПОСТОРОННИМ ВЪЕЗД И ВХОД ЗАПРЕЩЕН».

Охранная сигнализация

На объекте предусмотрена охранная сигнализация, которая предназначена для своевременного оповещения о факте несанкционированного проникновения в здание ИУ, БДР на площадках кустов скважин. В системе охранно-пожарной сигнализации блочных зданий предусмотрены блоки/приборы приемно-контрольные охранно-пожарные производства НВП «Болид» г. Королев БПКОП «Сигнал-20П"/ ППКОП «Сигнал-10».

В данном комплекте предусмотрена передача сигналов сухой контакт «Доступ» с «С2000-СП1» в шкаф телемеханики и далее по проектируемому каналу связи на диспетчерский пункт Леккерского месторождения (в помещение с круглосуточным пребыванием дежурного персонала).

Структурная схема технической системы охранной сигнализации представлена в графической части на чертеже 61-01-НИПИ/2021-МПБ.Г7.

Для кабельных линий охранной сигнализации, прокладываемых во взрывоопасных зонах, предусмотрен кабель герметичный с заполнением внутренних промежутков негигроскопичным полимерным наполнителем СКАБ250нг(А)-FRHF-ХЛ Nx2xS (или аналогичный), соответствующий требованиям ГОСТ 31565-2012 и СП 423.1325800.2018 (п.10.2.11). Для кабельных линий охранной сигнализации, прокладываемых вне взрывоопасных зон предусмотрен кабель КСБнг(А)-FRHF Nx2xS (или аналогичный), соответствующий 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.

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 1x6 и полосы Б2 4x20 (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.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист
113

Организация охраны и защиты объекта

Охранные услуги (обеспечение охраны имущества на объектах) ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», согласно договора ежегодно пролонгируется) оказывает ООО «Агентство «ЛУКОМ-А-Север».

В целях предупреждения возможных противоправных актов на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» ООО «Агентство «ЛУКОМ-А-Север» осуществляет следующие мероприятия:

- особо важные объекты ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» охраняются сторожевой охраной и мобильной вооруженной группой из числа сотрудников Агентства;
- проводится комплексная проверка объектов предприятий на предмет технической укрепленности, и после этого устанавливаются ограждения по периметру предприятий;
- на всех нефтепромыслах установлены КПП с правом досмотра транспорта и грузов. Въезд на промыслы осуществляется по пропускам;
- силами сотрудников Агентства систематически проводится профилактическая работа с целью недопущения террористических актов;
- административные здания ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» круглосуточно охраняются вооруженными сотрудниками Агентства;
- для координации работы Агентства создана дежурная часть;
- силами сотрудников Агентства, а также периодически с сотрудниками милиции проводятся рейды, направленные на предотвращение противоправных актов на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».

Организационная работа с персоналом

В ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» разработан и реализован комплекс мер по обеспечению защиты опасного производственного объекта и противодействию к возможным террористическим актам. С целью предотвращения возможных террористических актов выполняются следующие мероприятия:

- проводятся дополнительные инструктажи бригад обслуживания, осуществляющих периодический осмотр площадок кустов скважин и трасс промыслового трубопроводов. При осмотре необходимо особое внимание уделять инородным предметам и признакам постороннего вмешательства, которые могут повлиять на нормальный режим эксплуатации промышленного объекта. При обнаружении постороннего вмешательства, информация немедленно передается диспетчеру и в местное отделение ОВД;

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист
114

– отрабатываются действия работников нефтепромысла на случай обнаружения подозрительных предметов, проводятся практические занятия с руководящим составом по вопросам повышения бдительности на объектах нефтедобычи и порядке действий в случае возникновения ЧС с последующим инструктированием всех работников на местах;

– для оперативной связи с персоналом используется сотовая, радио и спутниковая связь.

При этом технологическим регламентом предусматриваются регулярные осмотры проектируемых объектов операторами со снятием показаний приборов КИПиА не менее 2-х раз в сутки, а также патрулирование месторождения силами ООО «Агенства «ЛУКОМ-А-Север».

На объектах ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» организуются и проводятся проверки состояния объектов добычи и транспортировки нефти и газа, технических средств пожаротушения, пожарной сигнализации, средств связи, освещения, а также состояния прилегающих к объектам территорий. Запрещена парковка личного и иногороднего транспорта на объектах, а также нахождение работников на промыслах в нерабочее время. Активизирована работа формирований охраны общественного порядка по профилактике и предотвращению правонарушений на территории опасных производственных объектов.

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.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист
115

В рамках системы предупреждения и ликвидации ЧС в ПАО НК «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 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-Усинскнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» создано нештатное аварийно-спасательное формирование - НАСФ ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» (свидетельство об аттестации на право ведения аварийно-спасательных работ, регистрационный № 16/3-5-46 от 21.12.2017 г.). Личный состав - 22 человека.

НАСФ ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» дислоцируется на территории г. Усинск. Доставка сил и средств НАСФ ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» осуществляется по дороге круглогодичного действия.

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

Объем и номенклатура материально-технических резервов для ликвидации аварий включают:

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инва. № подл.	61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист
										116

- противопожарное оборудование;
- аварийный запас запасных частей и материалов;
- материально-техническое имущество производственного персонала, нештатных аварийно-спасательных формирований, в т.ч. медицинское, средства индивидуальной защиты, продовольствие, пожарная техника, сорбирующие изделия, специальное оборудование для сбора разлитых нефтепродуктов и емкости для их временного хранения;
- транспортно-технические средства;
- горюче-смазочные материалы;
- строительные материалы;
- резервы финансовых ресурсов.

Заблаговременная подготовка и хранение материальных и технических средств, необходимых для обеспечения работ в исполнительный период (при угрозе или возникновения ЧС) возложена на начальника ОТ, ПБ и ОС, службы главного механика, главного энергетика и руководителей структурных подразделений ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз». 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.

Собственные средства ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» для ликвидации аварийных разливов нефти находятся на складе ППО «ЛУКОЙЛ-Усинсксервис» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» в г. Усинске имеется специальная техника и технические средства.

В таблице 30 представлен перечень специальной техники и технических средств ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» для локализации и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов.

Таблица 30 – Перечень специальной техники и технических средств ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» для локализации и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов

№ п/п	Наименование оборудования	Тип, марка	Количество
1	Боны	Для течения : 25 м×36 шт., 20 м×40 шт., 10 м×40 шт.	2000 м
2	Боны	Береговой охранник: 25 м×50 шт.	1250 м
3	Нефлесборщик	«Дезми»	11 ед.
4	Нефлесборщик	Канатный	6 ед.
5	Нефлесборщик	Вайкома	2 ед.
6	Нефлесборщик	Диафрагменный	7 шт.
7	Нефлесборщик	Перистальтический	4 шт.
8	Насосы	6" с дизелем «Годвин»	5 шт.
9	Насосы	2" с дизелем «Янмар»	12 шт.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инов. № подл.	61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т						Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	117

№ п/п	Наименование оборудования	Тип, марка	Количество
10	Насосы	3" с дизелем «Янмар»	16 шт.
11	Нефтесборщик	«Фойлекс»	4 шт.
12	Насос водяной	Поплавковая помпа	3 шт.
13	Нефтесборщик	Очиститель «Аквагард»	2 ед.
14	ППУ	ДМКО	6 шт.
15	Нефтесборщик барабанный	«Аско» «Эластик»	2 шт. 5 шт.
16	Емкости для временного хранения	10 м ³	
17	Генератор	США	1 шт.
18	Лодка дюралевая	Казанка 6М с подвесным мотором	10 шт.
19	Скорая экологическая помощь	Три автоприцепа с комплектом нефтеуборочного оборудования и вспомогательных материалов	1 комплект

Мобильный комплекс оборудования, приспособлений и материалов для локализации и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов (комплектующие скорой экологической помощи) представлен в табл. 31.

Таблица 31 – Мобильный комплекс оборудования, приспособлений и материалов для локализации и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов (комплектующие скорой экологической помощи)

Комплектующие	Ед. изм.	Кол-во
I. Спецоборудование и приспособления		
Вакуумная установка ВАУ-1	шт.	1
Нефтесборщик НС-6	шт.	1
Разборный резервуар РР-3	шт.	1
Распылитель сорбента Р-1	шт.	3
Распылитель сорбента Р-2	шт.	3
Установка для сжигания отходов	шт.	1
Полог защитный 100 м3	шт.	1
Мотоблок типа «Салют»	шт.	1
Бензопила типа «Jonsered»	шт.	1
Рукав всасывающий	шт.	1
Рукав напорный	шт.	1
Канистра	шт.	1
Лампа паяльная	шт.	1
Вакуумная установка ВАУ-2	шт.	3
Нефтесборщик НС-4	шт.	1
Нефтесборщик НС-5 (насос «гном», рукав, ствол)	шт.	1
Разборный резервуар РР-5	шт.	1
Разборный резервуар РР-7	шт.	10
Приемно-раздаточное устройство ПРУ	шт.	1
Кусторез типа «Jonsered»	шт.	1
Катамаран	шт.	1
II. Электротехника		

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

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

61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист

118

Комплекующие	Ед. изм.	Кол-во
Мотопомпа типа «Robin»	шт.	1
Мини-электростанция типа «Geko»	шт.	2
Электрокомпрессор типа «Fiac»	шт.	1
III. Сорбирующий материал и изделия из него		
Сорбент «Лесорб-экстра»	кг	1
Боны сорбирующие сетчатые БСС-10 (1шт)	пм	10
БС-5	шт.	1
БС-10	шт.	1
2БС	шт.	1
МБС-6	шт.	1
МБС-12	шт.	1
Пластины ПЛС-50	шт.	1
Рулоны РС-5	шт.	1
IV. Боны заградительные и приспособления для их установки		
Боны заградительные БЗ-10	пм	200
Якорь донный	шт.	20
Якорь береговой для растяжек	шт.	1
Якорь береговой для крепления бонов	шт.	1
Барабан	шт.	1
Канат	м	600
Комплект инструмента:	комплект	1
– лопаты штыковые	шт.	10
– лопаты для сбора нефти	шт.	10
– ведра	шт.	3
– кувалда	шт.	1
– топор	шт.	1
– грабли	шт.	3
VI. Комплект обеспечения жизнедеятельности		
Комплект жизнедеятельности	комплект	1
– костюмы нефтяника	комплект	15
– аптечка	шт.	1
– полевая мебель	комплект	1
– бидон	шт.	1
VI. Средства транспортировки и хранения		
Прицеп типа СЗАП-8357	шт.	2
Контейнер для оборудования	шт.	2

В ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» для предупреждения и ликвидации ЧС природного и техногенного характера в зоне деятельности ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» возможно привлечение аварийно-спасательные формирования согласно заключенным договорам.

1. Профессиональное аварийно-спасательное формирование ООО Специализированное профессиональное аварийно-спасательное формирование «Природа» (ООО СПАСФ «Природа»), согласно договору с ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» (договор № 17У2947 от 03 октября 2017 года, автоматически пролонгируется ежегодно).

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист 119
			61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				

Наименование технических средств	Кол-во		Наименование технических средств	Кол-во	
	штат	наличие		штат	наличие
подушке, аэролодки (собств.)			оборудование (собств.)		
Спасательные жилеты (собств.)	50	50	Углошлифовальные машинки (собств.)	5	5
Средства связи			Переносные электростанции (собств.)	3	3
Радиостанции носимые взрывозащищенные (собств.)	8	8	Средства обнаружения пострадавших		
Радиостанции стационарные (собств.)	3	3	Оптико-телевизионные антенны	-	-
Радиостанции автомобильные (собств.)	3	3	Акустические приборы	-	-
Пейджеры	-	-	Электромагнитные приборы	-	-
Спутниковые системы связи (собств.)	4	4	Поисковые собаки	-	-
Мобильные телефоны (собств.)	40	40	Бинокль, подзорная труба (собств.)	2	2
Водолазное оборудование			Средства защиты органов дыхания и кожи		
Гидрокостюмы, ласты, маски, баллоны, редукторы (комплект)	-	-	Дыхательные аппараты (собств.)	15	15
Переносные компрессоры	-	-	Противогазы (собств.)	40	40
Барокамеры	-	-	Костюмы защитные (собств.)	40	40
Наличие воздушных судов (ВС)			Приборы хим. и рад. контроля		
Вертолеты, самолеты	-	-	Приборы химического контроля (собств.)	3	3
Средства десантирования с ВС			Дозиметры (собств.)	2	2
Парашютно-грузовые системы	-	-	Средства обнаружения и обезвреж. ВВ		
Парашюты	-	-	Металлодетекторы, миноискатели	-	-
Горное, альпинистское снаряжение			Комплекты реанимирования	-	-
Индивидуальные системы	-	-	Минно-розыскные собаки	-	-
Карабин (собств.)	10	10	Медицинское обеспечение		
Зажимы (собств.)	-	-	Аппарат мешок АМБУ (собств.)	2	2
Веревка (м), собств.	1000	1000	Медицинская сумка (собств.)	2	2
Лебедки (собств.)	3	3	Носилки (собств.)	2	2
Средства жизнеобеспечения			Другое оборудование и снаряжение		
Вагон-дом передвижной (собств.)	35	35	Установка по переработке нефтешламов, (собств.)	2	2
Палатки (собств.)	4	4	Установка для сжигания отходов «Форсаж-1» (собств.)	1	1
Оборудование для приготовления пищи (собств.)	3	3	Нефтесборник, ед. (собств.)	20	20

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

61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист

121

использованием вертолетного транспорта. Фактический адрес Усинского противобомбового АСО: 169711, г.Усинск, ул. Парковая 20 кв.1-3.

В режиме повседневной деятельности организовано круглосуточное дежурство дежурными сменами в количестве 3-4 чел. Дежурство осуществляется посменно в две смены с 12 - часовым режимом работы с 08.00 до 20.00 и с 20.00 до 08.00. Готовность к действиям дежурной смены «Ч»+0.10, с автономностью действий до 5 суток.

При введении ГОТОВНОСТИ № 1 в ходе самостоятельных действий или в составе сводного АСО выделяет 8 чел. с готовностью к действиям «Ч»+2.00, с автономностью действий до 10 суток.

4. В случае необходимости оказания медицинских услуг привлекается Общество с ограниченной ответственностью «Институт управления медицинскими рисками и оптимизации страхования (ООО «МЕДИС»)) согласно договора №10У0711.

5. При необходимости для доставки средств по локализации и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на объектах ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» привлекается автотранспортная и специальная техника с ООО «Ространс» и ООО «Автогазкомплект» согласно договоров на оказание услуг по обеспечения транспортом и спецтехникой.

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» № 349 от 06.05.2019 «О создании резерва финансовых средств для ликвидации чрезвычайных ситуаций». Финансовые резервы ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» для предупреждения и ликвидации ЧС формируются при организации страхования имущественных и других интересов с Программой страховой защиты ПАО «ЛУКОЙЛ» и его дочерних предприятий.

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.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист 123	
Взам. инв. №	Подп. и дата	Инва. № подл.						

61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист

123

Резерв материальных ресурсов для ликвидации чрезвычайных ситуаций размещается на объектах, предназначенных для их хранения и откуда возможна их оперативная доставка в зоны чрезвычайных ситуаций, а именно в ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» 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

Основными руководящими документами при разработке системы оповещения в ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» 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 10.

В ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» создана единая оперативно-диспетчерская система управления (ЦИТС), входящая в структуру ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», которая оснащена средствами связи и оповещения, а также электронной почтой. Основной пункт управления размещен в административном здании ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» по адресу г. Усинск,

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

61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист

124

ул.Транспортная 4, запасной пункт управления КЦДНГ-1 (Усинское нефтяное месторождение), а пункты управления цеховых подразделений на местах постоянной дислокации.

Ответственным за сбор и передачу достоверной информации о чрезвычайных ситуациях природного и техногенного характера являются начальники смен ЦИТС ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз».

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-ИНФОРМ» филиал в г. Усинск 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 электрогенераторы для проведения выездных аварийных работ. Также, для устойчивой работы системы связи используются резервные каналы связи.

Оператор, получив информацию о происшедшей аварии, производит 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.

Информация о возникновении аварии передается немедленно, сразу после ее обнаружения, в ЦИТС ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз». ЦИТС предоставляет информацию

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист
125

руководству предприятия, ЦДУ ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», территориальным ЕДДС МО Республики Коми.

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-Усинскнефтегаз», его заместителем – председателем КЧС и ОПБ, а в случаях, не терпящих отлагательства, начальником ЦИТС ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз».

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.

Оповещение населения производится по сети проводного вещания по эфиру радиовещания, телевидению, ч/з официальный портал администрации МОГО «Усинск», а также с помощью электросирен и уличных громкоговорителей.

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).

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

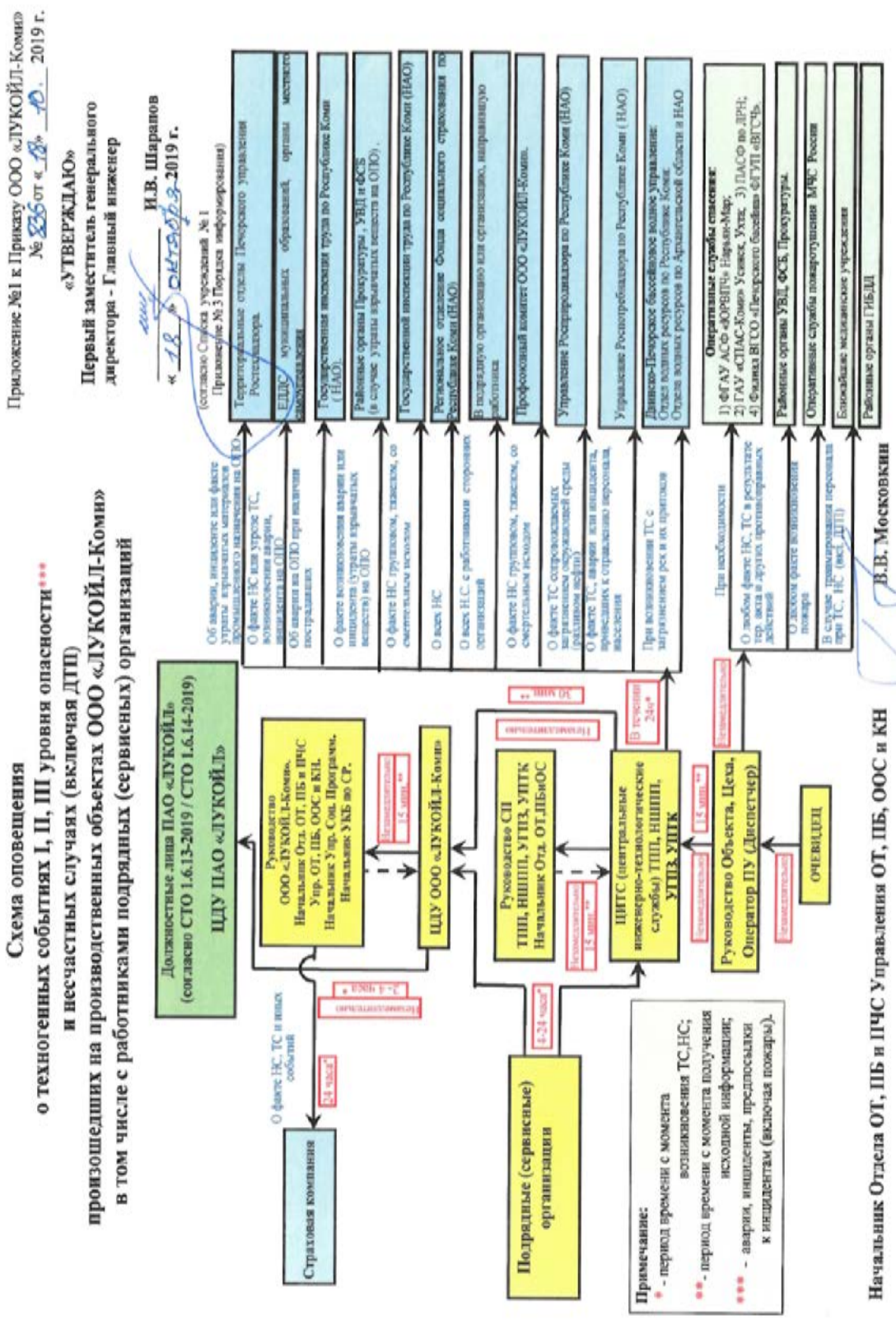
61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист
126

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

Рисунок 10 - Схема оповещения о техногенных событиях I, II, III уровня опасности и несчастных случаях произошедших на производственных объектах ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»



4 Выводы

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

В данной книге рассмотрены условия эксплуатации оборудования, проведен подробный анализ выполняемых операций. Выполнен анализ возможных причин возникновения и развития аварийных ситуаций. Проведены расчеты возможных зон поражения и оценка количества персонала и населения, попадающих в зоны действия поражающих факторов.

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 устья добывающей скважины;
- на площадках кустов скважин наиболее опасным (с учетом размеров зон поражения) является сценарий аварии, связанный с разгерметизацией устья добывающей скважин, взрывом ТВС с последующим термическим поражением персонала, сооружений и оборудования;
- наиболее значительными потерями среди персонала будут потери при взрыве ТВС при полном разрушении оборудования в блоке замерной установки (куст скважин);
- 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 33.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	Изм. инв. №	Подп. и дата	Изм. № подл.	61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист
										128

Таблица 33 – Сведения о наиболее вероятной и наиболее опасной авариях

Наименование составляющей	Сценарий	Авария	Число погибших	Число пострадавших	Частота аварии
Куст скважин № 13 бис	С1-ФА	Экологическое загрязнение	0	0	2,749E-04
Куст скважин № 13 бис	С3-ФА	Взрыв ТВС	0	1	5,18E-05
Куст скважин № 13 бис	С5-ИУ	Взрыв ТВС	1	1	1,15E-05
Нефтегазопровод от площадки куста скважин №13 бис до т.врезки на ЦПС Леккерского н.м.	С1-НСК	Экологическое загрязнение	0	0	7,28E-05
	С2-НСК	Пожар пролива	0	1	3,50E-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;
- 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:

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

61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист

129

- наличие больших масс легковоспламеняющихся углеводородных жидкостей, способных в закрытых объёмах создавать взрывоопасные концентрации паровоздушных смесей;
- 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 Леккерского месторождения. Обустройство куста №13 бис» 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 14001 и OHSAS 18001». 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 – $1,12 \cdot 10^{-8}$ 1/год, санитарного поражения – $1,69 \cdot 10^{-7}$ 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

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

							61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист
								130
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата			

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 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-Усинскнефтегаз»:

– 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;

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инав. № подл.	61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист
										131

- 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;
- 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. №					61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док		Подп.

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 27.12.2012 №784 «Руководство по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»

19. Приказ Ростехнадзора от 11.04.2016 №144 «Руководство по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах»

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

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

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

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

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

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

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

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

28. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ «Оборудование производственное. Общие требования безопасности»

29. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ «Средства защиты работающих. Общие требования и классификация»

30. ГОСТ Р 12.3.047-2012 ССБТ «Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля»

31. СП 3.13130.2009 «Системы противопожарной защиты. Система оповещения и управления эвакуации людей при пожаре. Требования пожарной безопасности»

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
			61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				

32. 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»

33. СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности»

34. СП 231.1311500.2015 «Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности»

35. СП 112.13330.2011 «Пожарная безопасность зданий и сооружений»

36. СП 75.13330.2011 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы»

37. СТО ЛУКОЙЛ 1.6.1-2019 «Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Руководство»

38. СТО ЛУКОЙЛ 1.6.2-2016 «Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Распределение обязанностей и полномочий»

39. СТО ЛУКОЙЛ 1.6.4.2016 «Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Требования к обучению и проверке знаний работников»

40. СТО ЛУКОЙЛ 1.6.6-2019 «Система управления промышленной безопасности, охраной труда и окружающей среды. Управление рисками и экологическими аспектами»

41. 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»

42. 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»

43. СТО ЛУКОЙЛ 1.6.8-2019 «Система управления промышленной безопасности, охраной труда и окружающей среды. Планирование мероприятий»

44. 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»

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

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

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист
135

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

48. СТО ЛУКОЙЛ 1.6.13-2019 «Учет и анализ несчастных случаев, профессиональных заболеваний и микротравм на производстве»

49. 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. №					61-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист
								136
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата			

Ведомость документов графической части

<i>Обозначение</i>	<i>Наименование</i>	<i>Примечание</i>
<i>61-01-НИПИ/2021-МПБ.Г</i>	<i>Ведомость документов графической части</i>	
<i>61-01-НИПИ/2021-МПБ.Г1</i>	<i>Ситуационный план. М 1:25000</i>	
<i>61-01-НИПИ/2021-МПБ.Г2</i>	<i>Принципиальная технологическая схема и схема автоматизации куста скважин №13бис</i>	
<i>61-01-НИПИ/2021-МПБ.Г3</i>	<i>Технологическая схема системы ППД и схема автоматизации</i>	
<i>61-01-НИПИ/2021-МПБ.Г4</i>	<i>Схема линейного объекта. Нефтегазопровод от площадки куста скважин №13 бис до т.врезки на ЦПС Леккерского н.м.</i>	
<i>61-01-НИПИ/2021-МПБ.Г5</i>	<i>Куст скважин №13бис. Ситуация СЗ-ФА. Разгерметизация фонтанной арматуры с последующим взрывом ТВС</i>	
<i>61-01-НИПИ/2021-МПБ.Г6</i>	<i>Нефтегазопровод от площадки куста скважин №13 бис до т.врезки на ЦПС Леккерского н.м. Ситуация С2-НСК. Разгерметизация нефтесборного коллектора с последующим воспламенением</i>	
<i>61-01-НИПИ/2021-МПБ.Г7</i>	<i>Структурная схема технической системы охранной сигнализации</i>	

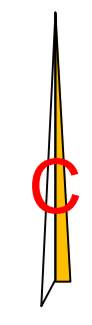
Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл

						<i>61-01-НИПИ/2021-МПБ.Г</i>		
						<i>“Обустройство Леккерского месторождения. Обустройство куста №13бис”</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>Стадия</i>	<i>Лист</i>
	<i>Рук.групп.</i>	<i>Матус</i>					<i>Листов</i>	
							<i>П</i>	<i>1</i>
	<i>Н. контр.</i>	<i>Салдаева</i>					<i>ООО “НИПИ нефти и газа УГТУ”</i>	
							<i>Ведомость документов графической части</i>	



Административная принадлежность:
РФ, Республика Коми, МО ГО "Усинск",
Леккерское месторождение.



Условные обозначения

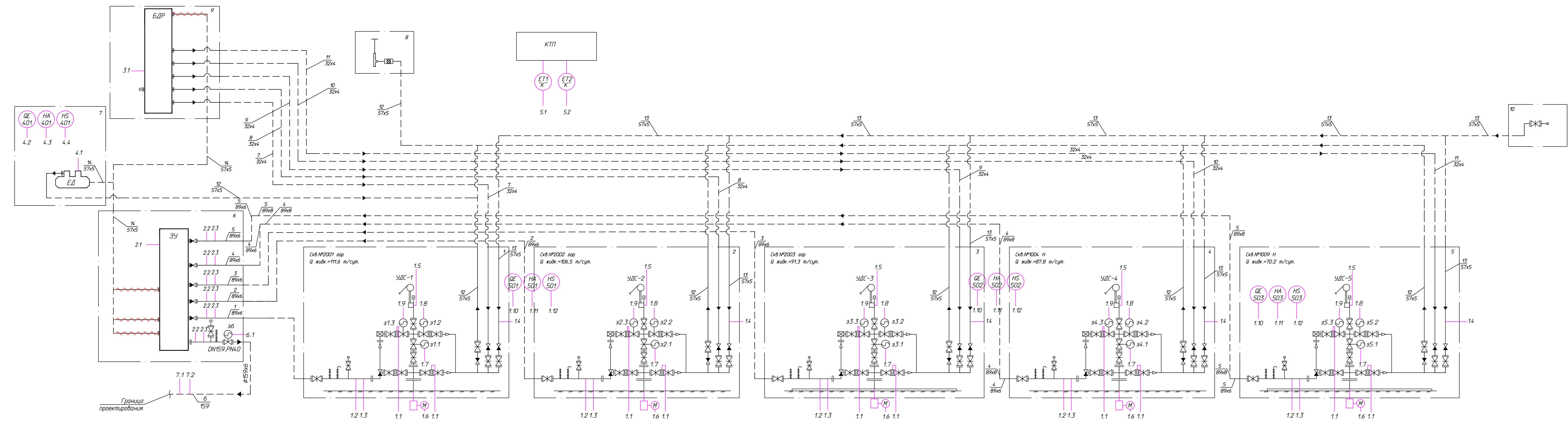
- Проектируемые трассы
- Проектируемая площадка
- Площадь съемки
- Дорожная сеть (автодороги, зимние дороги, железные дороги)
- Населенные пункты
- Гидрография

61-01-НП/И/2021-МББ Г1					
"Обустройство Леккерского месторождения. Обустройство куста №13бис"					
№	Имя	Долг	№	Имя	Долг
Разработ	Минин		Листы	Лист	Листов
Нач. отдела	Денисова		1	2	6
Н. контр.	Солдатева		Ситуационный план. М 1:25000		
			НП/И/И нефти и газа УГТУ		
Фармак АД					

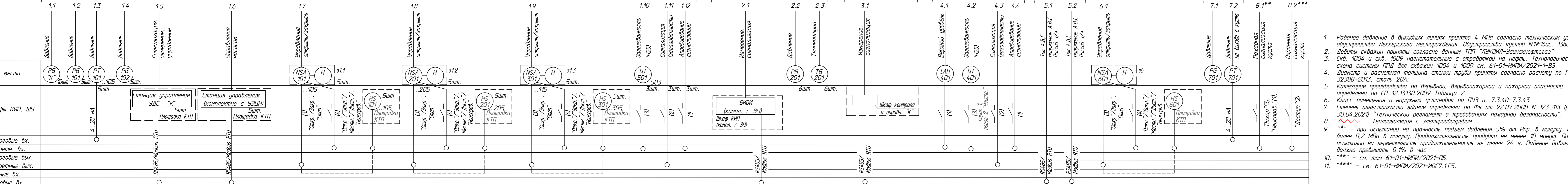
Номер узла по схеме	Наименование технологического узла	Категория производства по взрывной, взрывопожарной и пожарной опасности	Степень огнестойкости здания	Класс помещения и наружных установок по ПУЭ	Группа процессов по санитарной характеристике
1.2.3.4.5	Обвязка устья скв.	Ан	-	В-1е	1
6	Автоматизированная измерительная установка	А	III	В-1а	1
7	Емкость дренажная	Ан	-	В-1е	1
8	Свеча рассеивания газа	Ан	-	В-1е	1
9	Блок дозирования реагентов	А	III	В-1а	1
10	Площадка точки подключения для глушения скважин	Ан	-	В-1е	1

Характеристика трубопроводов

Обозначение	Наименование транспортируемого продукта	Категория	Рабочие условия трубопровода Температура, °С	Давление, МПа (кгс/см ²)	Испытание Давление, МПа (кгс/см ²)	Дополнительные указания
1 - 6	Нефтяная эмульсия + реагент	I	40	4,0	Пневматическое	* (см. примечание 9)
7 - 11	Реагент	I	30	4,0	Герметичность	4,0
12	Газ	I	40	4,0	Пневматическое	5,72
13	Пластовая вода	I	40	35,0	Прочность	50,05
14	Дренаж	II	30	атм.	Прочн.	0,2
					Гермет.	0,1



Добывающие скважины №Р2001гор., 2002гор., 2003гор., 1004Н, 1009Н (всего 5 шт.)



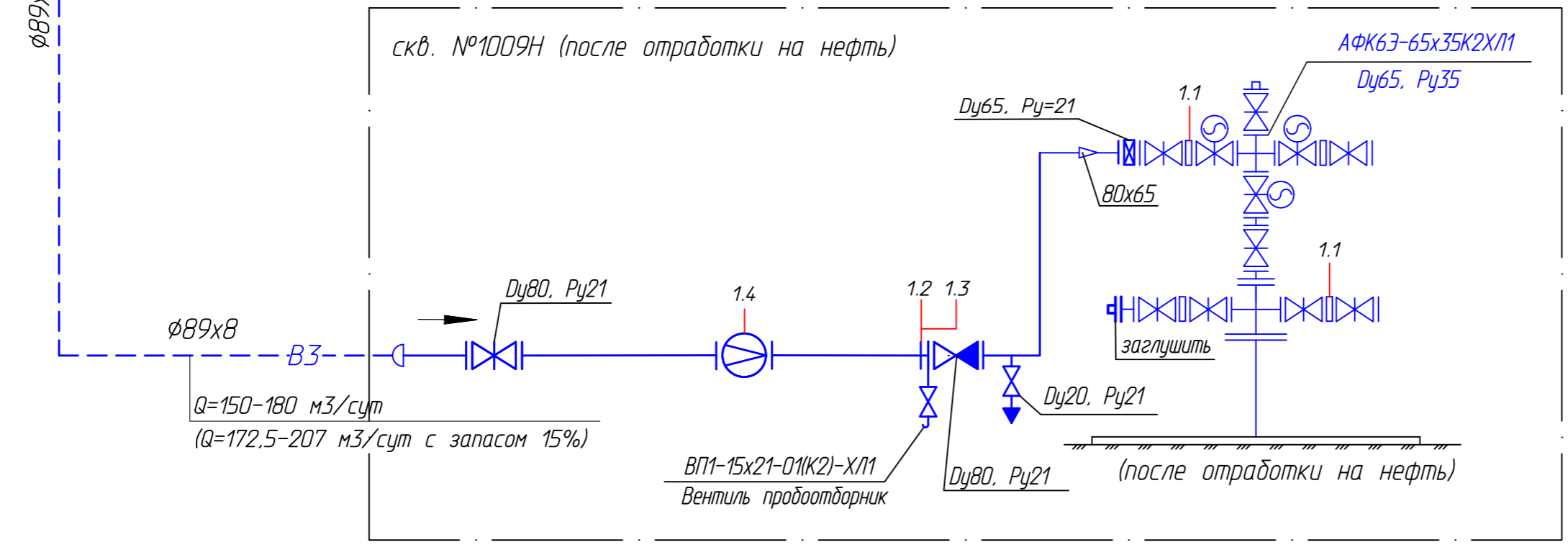
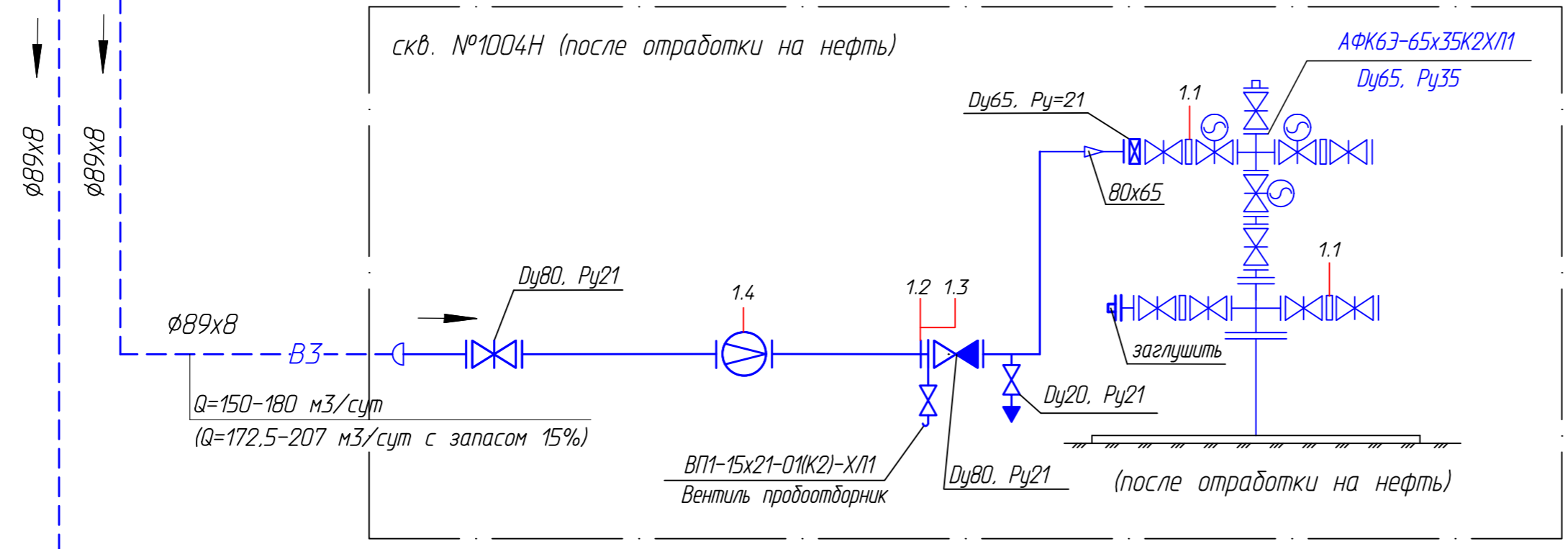
1. Рабочее давление в выкидных линиях принято 4 МПа согласно техническим условиям оборудования Леккерского месторождения. Оборудование кустов №Р105с, 130ис.
2. Дебиты скважин приняты согласно данным ТП "ЛЭКОИЛ-Усинскнефтегаз".
3. Скв. 1004 и скв. 1009 нагнетательные с отработкой на нефть. Технологическая схема системы ПТД для скважин 1004 и 1009 см. 61-01-НИИ/2021-1-Б3. Диаметр и расчетная толщина стенки трубы приняты согласно расчету по ГОСТ 32389-2013, статья 20А.
4. Категория производства по взрывной, взрывопожарной и пожарной опасности определена по СП 12.13130.2009 Таблица 2.
5. Класс помещения и наружных установок по ПУЭ п. 7.3.40-7.3.43.
6. Степень огнестойкости здания определена по Фз от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 30.04.2021) "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности".
7. *** - Теплоизоляция с электрообогревом
8. *** - при испытании на прочность подъем давления 5% от Pпр. в минуту, но не более 0,2 МПа в минуту. Продолжительность продувки не менее 10 минут. При испытании на герметичность продолжительность не менее 24 ч. Падение давления не должно превышать 0,1% в час
9. *** - см. том 61-01-НИИ/2021-ПБ.
10. **** - см. 61-01-НИИ/2021-ИИС7.1Г5.
11. **** - см. 61-01-НИИ/2021-ИИС7.1Г5.

61-01-НИИ/2021-МПБ.Г2			
Обустройство Леккерского месторождения. Обустройство куста №130ис.			
Изм.	Колуч	Лист № док	Подп.
Разраб.	Литвинов		
Разраб.	Шнер		
Нач. отд.	Ананьева		
Н. контр.	Салдаева		
Принципиальная технологическая схема и схема автоматизации куста скважин №130ис.		Стадия	Лист
		П	1

Технологическая схема системы ППД

от скв. №5Вз
куст 13

Q=300-360 м3/сут
(Q=345-414 м3/сут с запасом 15%)



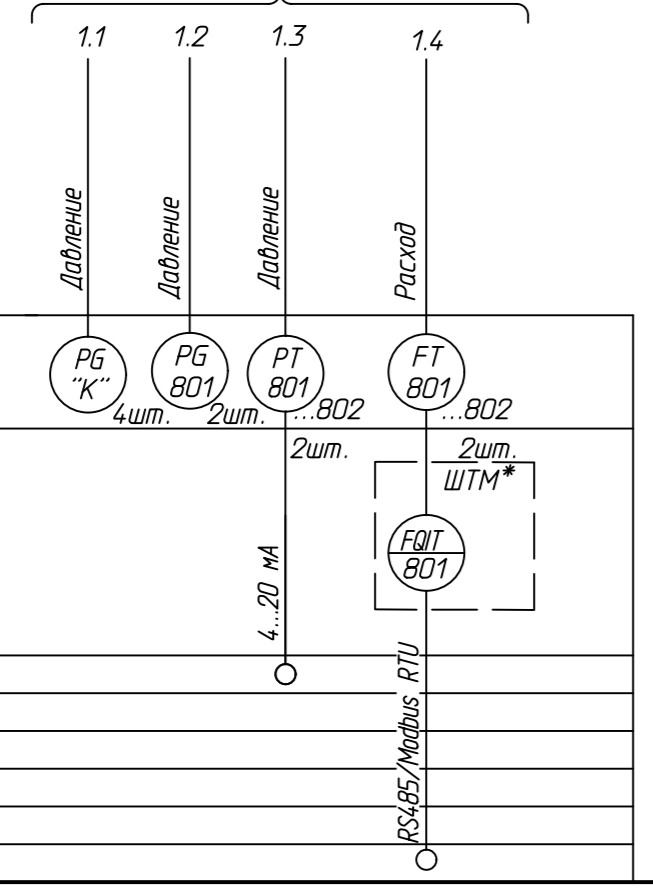
Условные обозначения трубопроводов

Обозначение	Наименование
— ВЗ —	Высоконапорный водовод
- - ВЗ - -	Высоконапорный водовод подземный
⊗	Обратный клапан
⊠	Задвижка
⊠	Спускник
⊠	Кран шаровый дроссельный
→	Направление движения потока

Примечание:

1. Добывающие скважины после обработки на нефть выводятся из эксплуатации с переводом под нагнетание с демонтажом обвязки добывающих скважин. Подземные выкидные трубопроводы φ89х8 после обработки на нефть переключаются к высоконапорному водоводу и используются для нагнетания.
2. Максимальная приемистость нагнетательных скважин составляет 150-180 м3/сут (+15%) на основании данных ТПП "ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз".
3. Максимальное рабочее давление (P_{раб}=21 МПа) принято на основании технических условий устройства Леккерского месторождения. Устройство кустов №№1бис, 13бис.
4. Испытательное давление на прочность и герметичность принято согласно п.651 " Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности" Рисп = 1,5 P_{раб}=31,5 МПа;
5. Расчетная толщина стенки трубы принята согласно расчету по ГОСТ 32388-2013, сталь 20А.
6. "К" - оборудование, поставляемое комплектно с технологическим оборудованием.

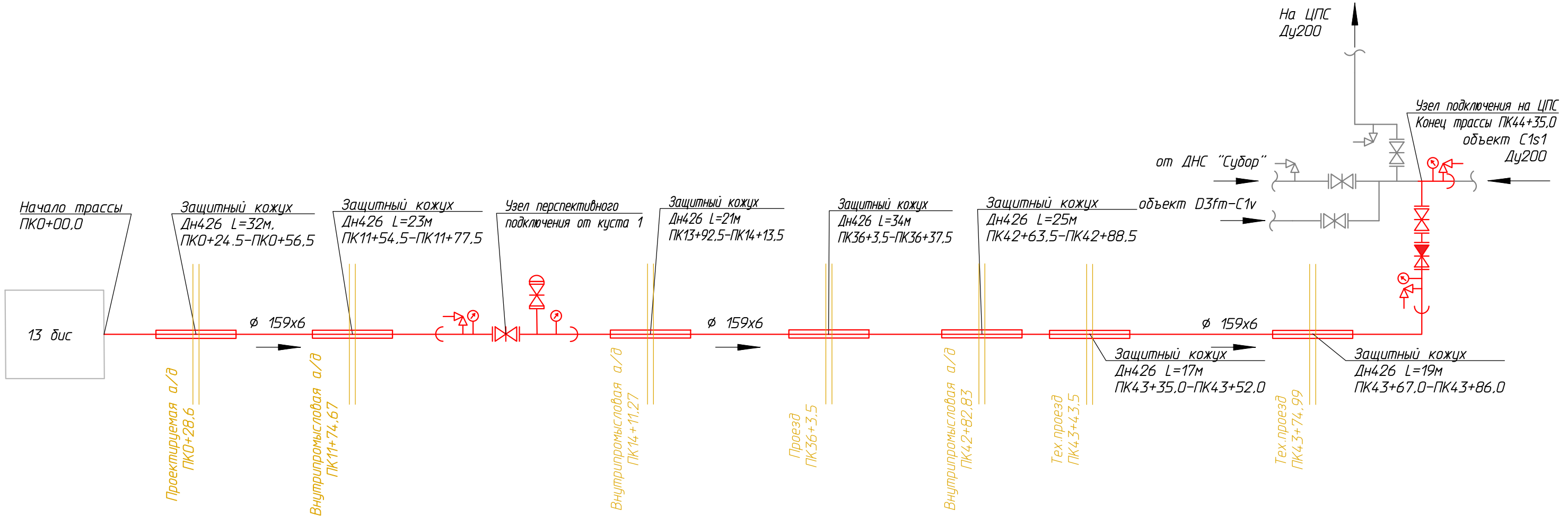
Нагнетательная скважина №№1004, 1009 (2шт.)



Инв. № табл.	Инв. №	Согласовано
Информ. блок ИУ	Приборы по месту	
Шкафы телемеханики	Шкафы КИП, ШУ	
Контроллер		
Аналоговые вх.		
Дискретн. вх.		
Аналоговые вых.		
Дискретные вых.		
Счетные вх.		
Цифровые вх.		

61-01-НИПИ/2021-МПБ.ГЗ				
Обустройства Леккерского месторождения. Обустройство куста №13 бис				
Изм.	Кол.уч.	Лист № док.	Подп.	Дата
Разраб.	Васильева			
Разраб.	Шнер			
Нач. отд.	Ананьева			
Н. контр.	Салдаева			
Технологическая схема системы ППД и схема автоматизации			Стадия	Лист
			П	1
			ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"	
Формат А2				

Схема линейного объекта



Условные обозначения

Обозначение	Наименование
	Проектируемый нефтепровод
	Задвижка клиновья
	Клапан обратный
	Манометр
	Вентиль угловой специальный
	Заглушка

61-01-НИПИ/2021-МПБ.Г4											
"Обустройство Леккерского месторождения. Обустройство кустов №13дис"											
Изм.	Кол.уч.	Лист	Док.	Подпись	Дата						
Разраб.	Хлопин										
Рук.груп.	Новоселова										
Н. контр.	Салдаева										
Схема линейного объекта. Нефтегазопровод от площадки куста скважин №13 дис до т.врезки на ЦПС Леккерского н.м.					<table border="1"> <tr> <th>Стадия</th> <th>Лист</th> <th>Листов</th> </tr> <tr> <td>П</td> <td></td> <td>1</td> </tr> </table>	Стадия	Лист	Листов	П		1
Стадия	Лист	Листов									
П		1									

Согласовано

Взам. инв.№

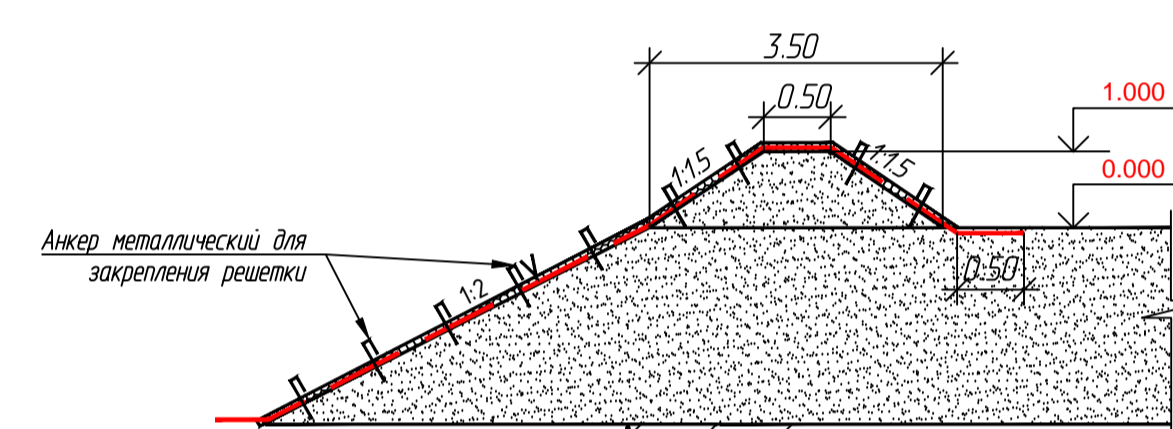
Подпись и дата

Инв.№ подл

Номер по ген-плану	Наименование	Координаты
1.1	Приусевая площадка добывающей скважины	3 шт.
1.2	Приусевая площадка нагнетательной скважины (с отработкой на нефть)	2 шт.
2	Фундамент под подъемный агрегат	5 шт.
3	Площадка установки приемных мастков	5 шт.
Автоматизированная измерительная установка, в составе:		
4.1	Технологический блок	1 шт.
4.2	Аппаратурный блок	1 шт.
5	Блок дозирования реагентов	1 шт.
6	Емкость дренажная V=5м ³	1 шт.
7	Свеча рассеивания газа	1 шт.
8	Площадка точки подключения для глушения скважин	1 шт.
9	Установка депарафинизации скважин (УДС)	5 шт.
10	Площадка для стоянки пожарной техники	1 шт.
11	КТП	1 шт.

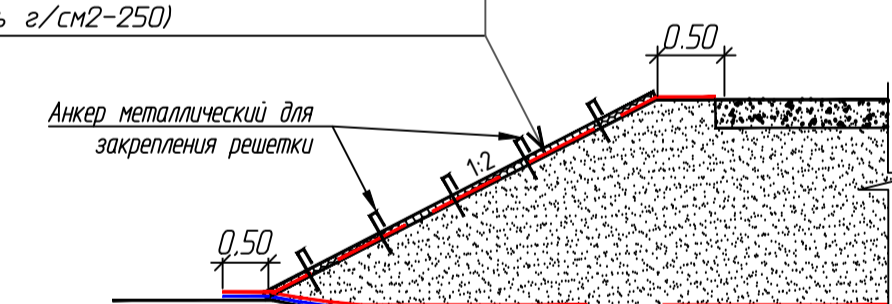
Разрез 1-1

Откосы куста 13бис
Откосы дороги к кусту и площадки глушения скважин



1. Решетка геосинтетическая высотой 10см, заполненная щебнем фракции 20-40 мм
2. Нетканый геотекстиль (поверхностная плотность $g/cm^2=250$)
3. Насыпь из приобзого песчаного грунта

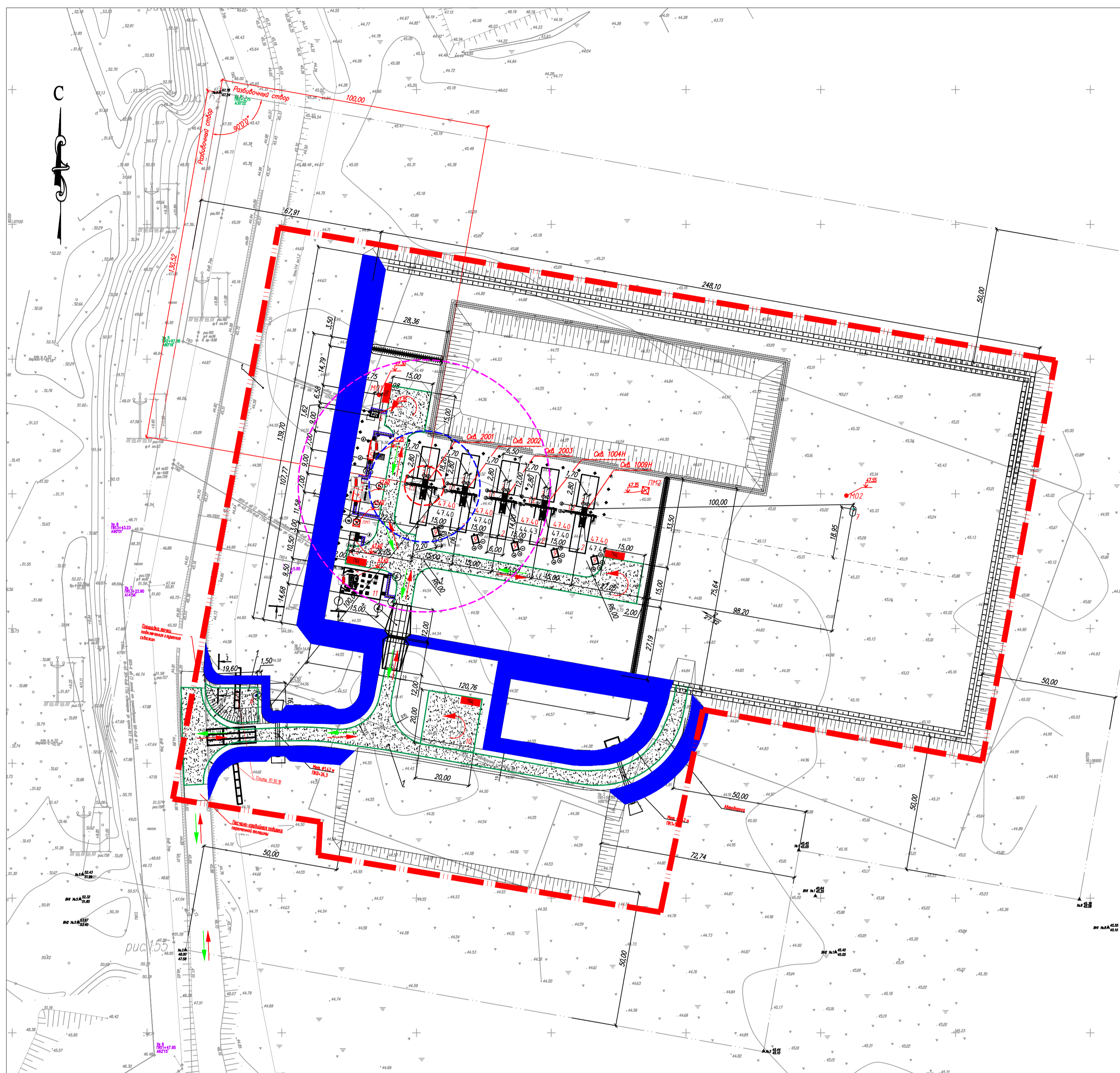
Разрез 2-2 (по площадке точки подключения для глушения скважин)



1. Решетка геосинтетическая высотой 10см, заполненная щебнем фракции 20-40 мм
2. Нетканый геотекстиль (поверхностная плотность $g/cm^2=250$)

1. Дорожное покрытие из щебено-песчаной смеси С1, 0.3м
2. Насыпь из приобзого песчаного грунта
3. Осадка основания насыпи $h=0.11m$
4. Прослойка из нетканого геотекстиля (поверхностная плотность не менее $g/cm^2=350$)
5. Геосетка ССНП-50 (25)-400
6. Выравнивающий слой из песчаного грунта-10см

1. Система координат СК-63.
2. Система высот Балтийская-1977г.
3. Сплошные горизонталы проведены через 0.5м
4. Ширина автодороги принята в соответствии с табл.7.9 СП 37.13330.2012 для расчетного автомобиля шириной 2.5м.
5. Конструкция покрытия из ж.б. плит см. 61-01-НИПИ/2021-И-П1, л.6
6. Разбивка проектируемых сооружений выполнена с помощью геодезических координат которые даны по условной границе проектирования и оси проходящей через скважины.



Условные обозначения

Обозначение	Наименование
	Проектируемое оборудование
	Автомобильные проезды с плитным покрытием
	Автомобильные проезды с покрытием из щебено-песчаной смеси
	Тротуары
	Условная граница проектирования
	Пути ввода сил и средств
	Пути эвакуации персонала
	Пожарный щит
	Вентилятор

Куст скважин № 13 бис. Ситуация СЗ-ФА.

Разгерметизация фонтанной арматуры с последующим взрывом ТВС в открытом пространстве

Развитие аварии соответствует следующей общей схеме:

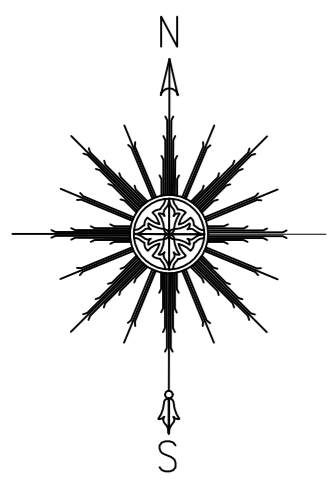
Полная или частичная разгерметизация фонтанной арматуры → истечение опасного вещества → образование топливо-воздушной смеси и его распространение → взрыв ТВС при наличии источника зажигания → термическое поражение персонала, сооружений и оборудования, экологическое загрязнение

Исходные данные

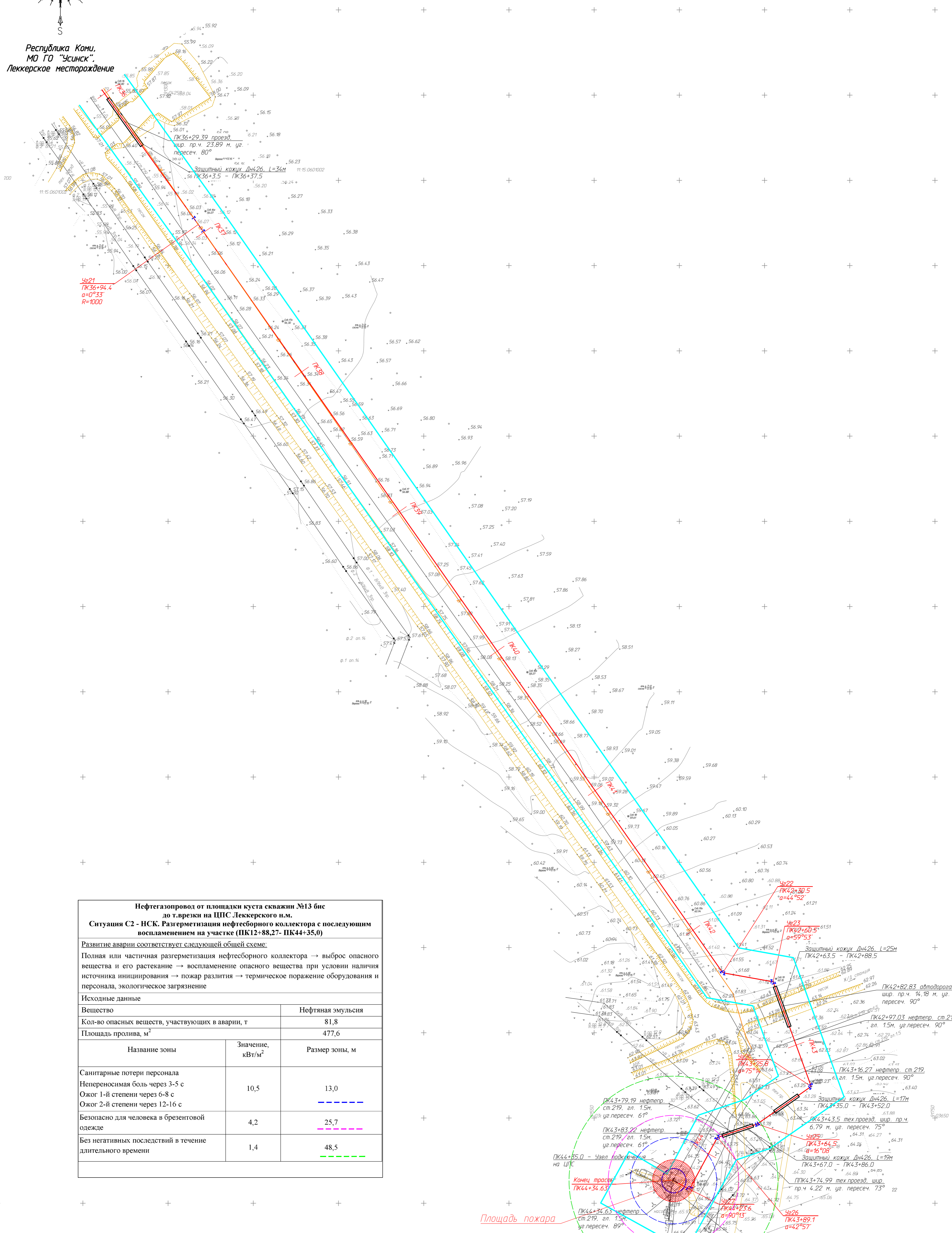
Вещество	Попутный газ	
Кол-во опасных веществ, участвующих в аварии, кг	29,8	
Кол-во опасных веществ, участвующих в создании поражающих факторов, кг	3,0	
Название зоны	Значение, кПа	Размер зоны, м
Средние повреждения зданий, м	28	7,3
Умеренные повреждения зданий, м	12	20,6
Нижний порог повреждений человека волной давления, м	5	46,8

61-01-НИПИ/2021-МПБ.Г5					
"Обустройство Леккерского месторождения. Обустройство куста №13бис"					
Илл.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Михайлова				
Рук.груп.	Матус				
Н. контр.	Салдаева				
Куст скважин №13бис			Стр.	Лист	Листов
Ситуация СЗ-ФА. Разгерметизация фонтанной арматуры с последующим взрывом ТВС			п		1
НИПИ нефти и газа УГТУ			Формат А1		

План трассы.
Нефтегазопровод от площадки куста скважин №13 бис до т.врезки на ЦПС Леккерского н.м.



Республика Коми,
МО ГО "Усинск",
Леккерское месторождение



Нефтегазопровод от площадки куста скважин №13 бис до т.врезки на ЦПС Леккерского н.м. Ситуация С2 - НСК. Разгерметизация нефтесборного коллектора с последующим воспламенением на участке (ПК12+88,27- ПК44+35,0)		
Развитие аварии соответствует следующей общей схеме: Полная или частичная разгерметизация нефтесборного коллектора → выброс опасного вещества и его растекание → 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	81,8	
Площадь пролива, м ²	477,6	
Название зоны	Значение, кВт/м ²	Размер зоны, м
Санитарные потери персонала		
Непереносимая боль через 3-5 с		
Ожог 1-й степени через 6-8 с	10,5	13,0
Ожог 2-й степени через 12-16 с		— — — — —
Безопасно для человека в брезентовой одежде	4,2	25,7
Без негативных последствий в течение длительного времени	1,4	48,5

Площадь пожара

Условные обозначения

- граница ППТ
- Демонтируемый трубопровод
- проектируемый нефтегазопровод
- защитный кожух

1. Система координат СК-63.
2. Система высот - Балтийская 1977г.
3. Продольный профиль см. 61-01-НИПИ/2021-ПЗУ2.Г6

61-01-НИПИ/2021-МПБ.Г6			
"Обустройство Леккерского месторождения. Обустройство кустов №13бис"			
Изм. Кол.ч/Лист	Док.	Подпись	Дата
Разраб. Михайлова			
Рук. групп. Матус			
Н. контр. Салдаева			
Нефтегазопровод от площадки куста скважин №13 бис до т.врезки на ЦПС Леккерского н.м.		Стандия	Лист
Ситуация С2-НСК. Разгерметизация нефтесборного коллектора с последующим воспламенением		П	1
		ООО "НИПИ Нефть и газа УГТУ"	

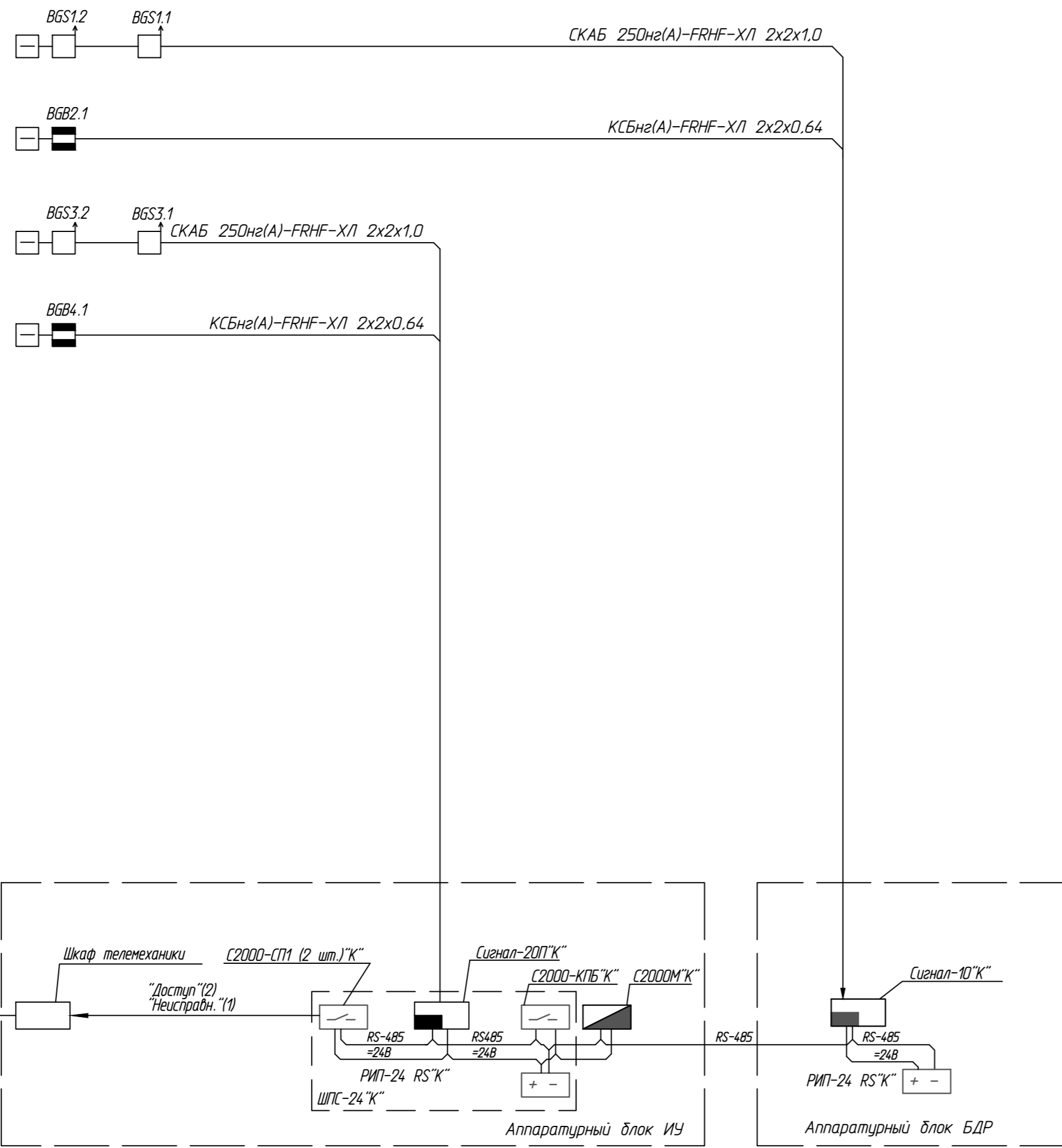
Структурная схема технической системы охранной сигнализации

Охранная сигнализация

Тип датчиков	Зона защиты
ВЛВ-1А* (1ЕхdIICT6 Gb, IP66)	Технологический блок
ИО 102-26* (IP66)	Аппаратный отсек
ВЛВ-1А* (1ЕхdIICT6 Gb, IP66)	Технологический блок
ИО 102-26* (IP66)	Аппаратный блок

Условные обозначения

Обозначение	Наименование
	Извещатель охранный точечный магнитоконтактный
	Извещатель путевой конечный
	Приборы, шкафы ОПС
	Пульт управления
	Релейный модуль
	Источник питания



1. Проектом предусматривается СОУЭ 1 типа.
2. "К" - оборудование, приборы и кабели ОПС, поставляемые в комплекте со зданиями блочной поставки.

61-01-НИПИ/2021-МПБ.Г7					
Обустройство Леккерского месторождения. Обустройство куста №13 дис					
Изм.	Копч.	Лист	№ дж.	Подп.	Дата
Разраб.	Чирикова				
Проверил	Конанов				
Нач.отд.	Попков				
Н. контр	Салдаева				
		Стадия	Лист	Листов	
		П		1	
		Структурная схема технической системы охранной сигнализации		ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"	

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