



**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 2 «Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий
по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного
характера»**

61-01-НИПИ/2021-ГОЧС

Том 12.2



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 2 «Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по
предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного
характера»**

61-01-НИПИ/2021-ГОЧС

Том 12.2

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

Заместитель Генерального директора –
Главный инженер
Главный инженер проекта

М.А. Желтушко

Д.С. Уваров

2022

Обозначение	Наименование	Примечание
61-01-НИПИ/2021-ГОЧС-С	Содержание тома 12.2	1 л.
61-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т	Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению ситуаций природного и техногенного характера.	
	Текстовая часть.	109 л.
61-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Г	Графическая часть	5 л.
	Общее количество листов документов, включенных в томе 12.2	115 л.

Согласовано			

Взам. инв. №	
Подп. и дата	

61-01-НИПИ/2021-ГОЧС-С					
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата
Разраб.		Михайлова			
Рук.груп.		Магус			
Н. контр.		Салдаева			
ГИП		Уваров			
Содержание тома 12.2			Стадия	Лист	Листов
			П		1
			ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»		

СОДЕРЖАНИЕ

1.	Краткая характеристика проектируемого объекта, его месторасположение и основные технологические процессы.....	6
2.	Сведения о размерах и границах территории объекта, границах запретных зон, охранных и санитарно-защитных зон проектируемого объекта.....	19
3.	Перечень мероприятий по гражданской обороне	23
3.1	Сведения об отнесении проектируемого объекта к категории по ГО	23
3.2	Сведения об удалении проектируемого объекта от городов, отнесенных к группам по гражданской обороне, и объектов особой важности по ГО.....	23
3.3	Сведения о границах зон возможных опасностей, в которых может оказаться проектируемый объект при ведении военных действий или вследствие этих действий, в т.ч. зон возможных разрушений, возможного химического заражения, катастрофического затопления, радиоактивного загрязнения (заражения), зон возможного образования завалов, а также сведения о расположении проектируемого объекта относительно зоны светомаскировки.....	24
3.4	Сведения о продолжении функционирования проектируемого объекта в военное время или прекращении, или переносе деятельности объекта в другое место, а также перепрофилировании проектируемого производства на выпуск иной продукции.....	24
3.5	Сведения о численности наибольшей работающей смены проектируемого объекта в военное время, а также численность дежурного и линейного персонала проектируемого объекта, обеспечивающего жизнедеятельность городов, отнесенных к группам по ГО, и объектов особой важности в военное время	25
3.6	Сведения о соответствии степени огнестойкости проектируемых зданий (сооружений) требованиям, предъявляемым к зданиям (сооружения) объектов, отнесенным к категориям по ГО.....	26
3.7	Решения по управлению ГО проектируемого объекта, системам оповещения персонала об опасностях, возникающих при ведении военных действий или вследствие этих действий	26
3.8	Мероприятия по световой и другим видам маскировки проектируемого объекта	31
3.9	Проектные решения по повышению устойчивости работы источников водоснабжения и их защите от радиоактивных и отравляющих веществ	32
3.10	Обоснование введения режимом радиационной защиты на территории проектируемого	

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата
Разраб.		Михайлова			
Рук. групп.		Матус			
Н. контр.		Салдаева			
ГИП		Уваров			

61-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т		
Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера	Текстовая часть	
Стадия	Лист	Листов
П	1	109
ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»		

объекта, подвергшейся радиоактивному загрязнению (заражению)	33
3.11 Проектные решения по обеспечению безаварийной остановки технологических процессов при угрозе воздействия или воздействии по проектируемому объекту поражающих факторов современных средств поражения.....	33
3.12 Мероприятия по повышению эффективности защиты производственных фондов проектируемого объекта при воздействии по ним современных средств поражения	35
3.13 Мероприятия по приспособлению объектов коммунально-бытового назначения для санитарной обработки людей, обеззараживания одежды и специальной обработки техники.....	35
3.14 Мероприятия по мониторингу состояния радиационной и химической обстановки на территории проектируемого объекта	36
3.15 Мероприятия по инженерной защите (укрытию) персонала объекта в защитных сооружениях ГО	36
3.16 Решения по созданию и содержанию запасов материально-технических, продовольственных, медицинских и иных средств, обеспечению населения и персонала проектируемого объекта средствами индивидуальной защиты.....	36
3.17 Мероприятия по обеспечению эвакуации персонала и материальных ценностей в безопасные районы	37
4. Перечень мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера	38
4.1 Перечень и характеристики производств (технологического оборудования) проектируемого объекта, аварии на которых могут привести к возникновению чрезвычайной ситуации техногенного характера, как на территории проектируемого объекта, так и за его пределами ..	38
4.2 Сведения об объектах производственного назначения, транспортных коммуникациях и линейных объектах, аварии на которых могут привести к возникновению чрезвычайной ситуации техногенного характера на проектируемом объекте	41
4.3 Сведения о природно-климатических условиях в районе строительства, результаты оценки частоты и интенсивности проявлений опасных природных процессов и явлений, которые могут привести к возникновению чрезвычайной ситуации природного характера на проектируемом объекте.....	42
4.4 Результаты определения (расчёта) границ и характеристик зон воздействия поражающих факторов аварий, опасных природных процессов и явлений, которые могут привести к чрезвычайной ситуации техногенного или природного характера, как на проектируемом объекте, так и за его пределами	47

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

4.5 Сведения о численности и размещении персонала проектируемого объекта, объектов и/или организаций, населения на территориях, прилегающих к проектируемому объекту, которые могут оказаться в зоне возможных чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера	58
4.6 Результаты анализа риска чрезвычайных ситуаций для проектируемого объекта	60
4.7 Мероприятия, направленные на уменьшение риска чрезвычайных ситуаций на проектируемом объекте	61
4.8 Мероприятия по контролю радиационной, химической обстановки; обнаружению взрывоопасных концентраций; обнаружению предметов, снаряженных химически опасными, взрывоопасными и радиоактивными веществами; мониторингу стационарными автоматизированными системами состояния систем инженерно-технического обеспечения, строительных конструкций зданий (сооружений) проектируемого объекта, мониторингу технологических процессов, соответствующих функциональному назначению зданий и сооружений, опасных природных процессов и явлений	68
4.9 Мероприятия по защите проектируемого объекта и персонала от чрезвычайных ситуаций техногенного характера, вызванных авариями на рядом расположенных объектах производственного назначения и линейных объектах	78
4.10 Мероприятия по инженерной защите проектируемого объекта от чрезвычайных ситуаций природного характера, вызванных опасными природными процессами и явлениями	79
4.11 Решения по созданию и содержанию на проектируемом объекте запасов материальных средств, предназначенных для ликвидации чрезвычайных ситуаций и их последствий	86
4.12 Технические решения по системам оповещения о чрезвычайных ситуациях (включая локальные системы оповещения в районах размещения потенциально опасных объектов)	93
4.13 Мероприятия по обеспечению противоаварийной устойчивости пунктов и систем управления производственным процессом, обеспечение гарантированной устойчивой радиосвязи и проводной связи при чрезвычайных ситуациях и их ликвидации	98
4.14 Мероприятия по обеспечению эвакуации населения (персонала проектируемого объекта) при чрезвычайных ситуациях природного и техногенного характера, мероприятия по обеспечению беспрепятственного ввода и передвижения на территории проектируемого объекта аварийно-спасательных сил для ликвидации ЧС	101
Библиография	103
Приложение А Исходные данные ГУ МЧС России по РК	105
Приложение Б Письмо ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» о категорировании по ГО	109

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

							61-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т	Лист
								3
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата			

ДАнные ОБ ОРГАНИЗАЦИИ - РАЗРАБОТЧИКЕ

1. Наименование организации

Раздел проектной документации ПМ ГОЧС «Обустройство Леккерского месторождения. Обустройство куста №13 бис» разработал Научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа Ухтинского государственного технического университета.

2. Сведения о почтовом адресе, телефоне, факсе организации

Научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа Ухтинского государственного технического университета (НИПИ нефти и газа УГТУ):

Почтовый адрес: 169300, Республика Коми, г. Ухта, ул. Октябрьская, д. 14.

Телефон: (8216) 700-293

Факс: (8216) 760-032

Электронная почта: referent@npiugtu.ru

Право на проектирование подтверждено следующими документами:

Право на проектирование подтверждено Выпиской из реестра членов саморегулируемой организации, выданной Ассоциацией «Инженер-Проектировщик», регистрационный номер записи в государственном реестре саморегулируемых организаций № СРО-П-125-26012010. Регистрационный номер члена саморегулируемой организации ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ» №284 от 12.02.2018 г.

3. Список разработчиков

ФИО исполнителя	Реквизиты свидетельства об аттестации (область аттестации),
Матус Е.Н.	№ 57-17-3259 (области А.1, Б.2.3, Б.2.13, Б 7.6)
Михайлова В.А	№ 117-17, № 09-15 (области А.1, Б.2.3, Б.2.13)

Раздел проектной документации ПМ ГОЧС «Обустройство Леккерского месторождения. Обустройство куста №13 бис» разработан в соответствии с градостроительным планом земельного участка, заданием на проектирование, техническими регламентами в т. ч. устанавливающие требования по обеспечению безопасной эксплуатации проектируемого объекта.

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.

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

При разработке настоящего подраздела проектной документации учитывались исходные данные и требования Главного управления МЧС России по Республике Коми, изложенные в письме (Приложение А).

Состав и содержание подраздела «ПМ ГОЧС» соответствует требованиям и рекомендациям:

- ГОСТ Р 55201-2012 «Порядок разработки перечня мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера при проектировании объектов капитального строительства»;
- МДС 11-16.2002 «Методические рекомендации по составлению раздела «Инженерно-технические мероприятия гражданской обороны. Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций» проектов строительства предприятий, зданий и сооружений (на примере проектов строительства автозаправочных станций)».

Список исполнителей, включающий фамилии, инициалы, должности и места работы

Главный инженер проекта ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»	Д.С. Уваров
Руководитель группы ПБ, ГО и ЧС ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»	Е.Н. Матус
Ведущий инженер группы ПБ, ГО и ЧС ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»	В.А. Михайлова

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

1. Краткая характеристика проектируемого объекта, его месторасположение и основные технологические процессы

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 непосредственной близости с месторождением и имеет воздушное, водное и железнодорожное сообщение.

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.

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

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;

Площадка точки подключения линии глушения скважин;

Мачта связи с молниеотводом;

Мачта освещения;

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т

Лист
6

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.

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:

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	61-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т	Лист
							7
Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

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-65х35 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.);
- 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;

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	61-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т		Лист
											8

- 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 $KCU = 34,3 \text{ Дж/см}^2$ ($3,5 \text{ кгс м/см}^2$) 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 $+80^\circ\text{C}$, с системой защиты сварного 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

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

61-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т

Лист
9

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 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.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т

Лист
10

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 быстроразъемными 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 ($V=5,3м^3$), 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.

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-65x35К2ХЛ1 (2шт) с рабочим давлением 35 МПа. Рабочее давление для устьевой арматуры согласовано с заказчиком. До

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

61-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т

Лист

11

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 $\varnothing 89 \times 8$ 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.

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

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т

Лист
12

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.

Промысловые трубопроводы

В настоящем проекте предусматривается строительство нефтегазопровода и строительство высоконапорного водовода Леккерского месторождения. Перечень проектируемых трубопроводов с характеристиками представлен в таблице 1.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	61-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т	Лист
							13
Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

Таблица 1 – 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 промышленный высоконапорный водовод предназначен для транспортировки воды скв.5В3 до нагнетательных скважин системы ППД Леккерского месторождения.

Проектируемый промышленный 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 2.

Таблица 2 – 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. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	61-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т	Лист
							14

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 $S(H_2S)$ (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 К48, 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.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т

Лист
15

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

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

						61-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		16

Настоящим проектом предусмотрено пересечение трассой проектируемой внутрипромысловой грунтовой дороги. 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 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;

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

						61-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		17

- 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);
- 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 полукилометре 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.

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

61-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т

Лист

18

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

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 непосредственной близости с месторождением и имеет воздушное, водное и железнодорожное сообщение.

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.

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

Для промышленных объектов и производств, зданий и сооружений с технологическими процессами, являющимися источниками воздействия на окружающую природную среду, предусматривается санитарно-защитная зона в соответствии с классификацией – СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 «Изменения №1 к санитарно-эпидемиологическим правилам и нормативам «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов» СанПиН 2.2.1./2.1.1.1200-03 Новая редакция (приложение).

При обосновании размеров санитарно-защитной зоны эксплуатируемых месторождений, предприятий и объектов нефтяной промышленности следует учитывать содержание в нефти и попутном газе сероводорода, объёмы добычи, особенности технологии и другие моменты, определяющие поступление вредных веществ в окружающую природную среду.

Размер санитарно-защитной зоны для данных проектируемых объектов принимается равной 1000 м как для предприятий I класса по добыче нефти с высоким содержанием летучих углеводородов.

Размещение проектируемых объектов площадок обслуживания подземного нефтегазопровода исходя из требований их повышенной экологической безопасности и

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

						61-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т	Лист
							19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		

эксплуатационной надёжности. При разработке проекта объекты расположены с учётом наименьшего воздействия на рельеф, почвы, растительный и животный мир, с учётом водоохранных зон, за пределами ценных в экологическом и хозяйственном отношении лесов.

Охранной зоной для площадки кустов скважин является вся территория площадки, границу запретной зоны определяет периметр объекта.

Планировочные решения выполнены в соответствии с технологической схемой, с учетом существующего рельефа, расположения существующих и ранее запроектированных сооружений, коммуникаций и выезда на существующую автодорогу, а также требованиями санитарных и противопожарных норм проектирования генпланов.

Технико-экономические показатели земельного участка представлены в таблице 3.

Таблица 3 - Технико-экономические показатели земельного участка

Наименование показателей	Ед. изм.	Количество
Куст скважин № 13 бис		
Площадь территории в границах проектирования	га	5.7604
Площадь застройки	га	0.1055
Площадь проездов и площадок с переходным покрытием	га	0.3744
Площадь свободная от застройки	га	5.2805
Узел подключения на ЦПС		
Площадь территории в границах проектирования	га	0.0246
Площадь застройки	га	0.0018
Площадь проездов и площадок с переходным покрытием	га	0.0008
Площадь свободная от застройки	га	0.0220
Узел перспективного подключения от куста №1		
Площадь территории в границах проектирования	га	0.0083
Площадь застройки	га	0.0038
Площадь проездов и площадок с переходным покрытием	га	0.0003
Площадь свободная от застройки	га	0.0042

В площадь застройки включено: площадь сооружений, площадь занятая коммуникациями.

Ширина полосы отвода земельных участков для размещения трасс проектируемых трубопроводов, предоставляемых для размещения линейных объектов, составляет:

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

							61-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата			20

- для размещения нефтегазопровода – 24 м;
- для размещения высоконапорных водовода – 36 м.

Результаты расчета площадей земельных участков, предоставленных для размещения линейного объекта приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Площади земельных участков, предоставленных для размещения линейного объекта

Наименование и назначение участка	Нормативная площадь участка на период строительства, га	Площадь участков предоставленных для строительства (в соответствии с Проектом планировки и Проектом межевания территории), га
Нефтегазопровод от площадки куста скважин №13 бис до т.врезки на ЦПС Леккерского н.м.	1,0644	31,6503
Высоконапорный водовод от скв. №5В3 до куста скважин	0,8928	

Ведомость проектируемых сооружений по трассе проектируемых трубопроводов представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Ведомость проектируемых сооружений

Пикет трассы	Наименование сооружения, краткая характеристика
Нефтегазопровод от площадки куста скважин №13 бис до т.врезки на ЦПС Леккерского н.м.	
ПК0+28,6	Пересечение проектируемого трубопровода с оленем переходом в защитном кожухе Ду400 (L=32). Подземное исполнение в теле насыпи.
ПК11+74.67	Пересечение проектируемого трубопровода с оленем переходом в защитном кожухе Ду400 (L=23). Подземное исполнение в теле насыпи.
ПК12+88,27	Узел перспективного подключения от куста 1. Включает в себя задвижку клиновую Ду150 с выдвижным, манометр, вентиль угловой специальный (ВУС) электроизолирующую вставку. Надземное исполнение.
ПК14+11.27	Пересечение проектируемого трубопровода с оленем переходом в защитном кожухе Ду400 (L=21). Подземное исполнение в теле насыпи.
ПК36+3,50	Пересечение проектируемого трубопровода с оленем переходом в защитном кожухе Ду400 (L=34). Подземное исполнение в теле насыпи.
ПК42+82,83	Пересечение проектируемого трубопровода с оленем переходом в защитном кожухе Ду400 (L=25). Подземное исполнение в теле насыпи.
ПК43+43.50	Пересечение проектируемого трубопровода с оленем переходом в защитном кожухе Ду400 (L=17). Подземное исполнение в теле насыпи.
ПК43+74,99	Пересечение проектируемого трубопровода с оленем переходом в защитном кожухе Ду400 (L=19). Подземное исполнение в теле насыпи.
ПК44+35,0	Узел подключения на ЦПС. Включает в себя задвижку клиновую Ду150 с выдвижным, клапан обратный Ду150, манометр, вентиль угловой специальный (ВУС) электроизолирующую вставку. Надземное исполнение.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т

Лист

21

Пикет трассы	Наименование сооружения, краткая характеристика
Высоконапорный водовод от скв. №5ВЗ до куста скважин №13 бис	
ПК0+00,0	Узел - Шурф к. 13 бис. Включает в себя спускник ду50, электроизолирующую вставку. Надземное исполнение.
ПК3+26.46	Пересечение проектируемого трубопровода с а/д в защитном кожухе Ду300 (L=29). Подземное исполнение.

Сельскохозяйственные работы на рассматриваемой территории не проводятся. На территории картирования находятся кустовые площадки, разведочные скважины, трубопроводы, ЛЭП, ДНС, автомобильные дороги

В Республике Коми, Усинском районе ООПТ федерального значения отсутствуют.

В границах объекта строительства, особо охраняемые природные территории республиканского и местного значения, а также их охранные зоны отсутствуют.

В пределах земельного отвода на территории проектируемого объекта особо охраняемых природных территорий местного значения не имеется.

Ближайшей ООПТ является государственный природный заказник регионального значения "Сынинский", расположенный в 6,5 км на юг от проектируемых объектов.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							61-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т	Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		22

3. Перечень мероприятий по гражданской обороне

3.1 Сведения об отнесении проектируемого объекта к категории по ГО

Проектируемый объект «Обустройство Леккерского месторождения. Обустройство куста №13 бис»:

- не имеет мобилизационного задания (заказа);
- не представляет высокую степень потенциальной опасности возникновения чрезвычайных ситуаций в военное и мирное время;
- не представляет уникальной культурной ценности.

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».

Согласно исходным данным Главного управления МЧС России по РК (Приложение А) ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» не отнесено к категории по гражданской обороне (п. 4 Постановления Правительства РФ от 16.08.2016 №804 «Об утверждении правил отнесения организаций к категориям по гражданской обороне в зависимости от роли в экономике государства или влияния на безопасность населения»).

Согласно письму ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» №07-03-363560 от 11.11.2016 г. (Приложение Б) ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» присвоена I категория по гражданской обороне.

3.2 Сведения об удалении проектируемого объекта от городов, отнесенных к группам по гражданской обороне, и объектов особой важности по ГО

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

Согласно исходным данным Главного управления МЧС России по (Приложение А) объект проектирования находится на достаточном удалении от территорий, отнесенных к группам по гражданской обороне.

Ближайший категорированный город – г. Усинск, расположен на расстоянии более 20 км. Объекты особой важности по гражданской обороне вблизи проектируемого объекта – отсутствуют.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т

Лист
23

3.3 Сведения о границах зон возможных опасностей, в которых может оказаться проектируемый объект при ведении военных действий или вследствие этих действий, в т.ч. зон возможных разрушений, возможного химического заражения, катастрофического затопления, радиоактивного загрязнения (заражения), зон возможного образования завалов, а также сведения о расположении проектируемого объекта относительно зоны светомаскировки

Проектируемый объект «Обустройство Леккерского месторождения. Обустройство куста №13 бис» не попадает в границы зон возможной опасности, перечисленные в СП 165.1325800.2014, а именно: в зоны возможных разрушений, возможного радиоактивного загрязнения, возможного катастрофического затопления, возможного химического заражения, возможного образования завалов. Выполнение инженерно-технических мероприятий гражданской обороны, предусмотренных для указанных зон, не требуется.

Проектируемый объект расположен в границах Леккерского нефтяного месторождения. В непосредственной близости 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.

Согласно СП 264.1325800.2016 проектируемый объект попадает в зону световой маскировки. Мероприятия по обеспечению световой маскировки представлены в п. 3.8 настоящего тома.

В военное время район Леккерского нефтяного месторождения не рассматривается в качестве территорий, на которых возможно размещение эвакуируемого населения.

3.4 Сведения о продолжении функционирования проектируемого объекта в военное время или прекращении, или переносе деятельности объекта в другое место, а также перепрофилировании проектируемого производства на выпуск иной продукции

Согласно письму ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» от 11.11.2016 №07-03-363560 (Приложение Б) ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» имеет I категорию по гражданской обороне, в связи с чем производственный процесс на объекте в период мобилизации и военное время продолжается.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т

Лист
24

Организация гражданской обороны на объектах ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» осуществляются согласно Приказу №552 от 08.09.2017 г. «Об организации и ведении гражданской обороны в ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз».

Проектируемый объект является стационарным предприятием. Характер производства не предполагает возможности переноса его деятельности в военное время в другое место, или перепрофилирование на выпуск иной продукции. Демонтаж сооружений и технологического оборудования в особый период в короткие сроки технически неосуществим и экономически нецелесообразен.

В связи с этим в разделе не рассматриваются вопросы перемещения производства, выбора места и оборудования новых пунктов управления, организации связи, обустройства мест проживания персонала и других технических вопросов, связанных с необходимостью перебазирования промышленного объекта в другое место в военное время.

3.5 Сведения о численности наибольшей работающей смены проектируемого объекта в военное время, а также численность дежурного и линейного персонала проектируемого объекта, обеспечивающего жизнедеятельность городов, отнесённых к группам по ГО, и объектов особой важности в военное время

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». Увеличение численности персонала не предусматривается.

Автоматизация и управление технологическим процессом добычи и транспорта продукции позволяет эксплуатировать технологическое оборудование без постоянного присутствия обслуживающего персонала (работа в автономном режиме). Персонал находится на объекте в течение времени, необходимого для визуального осмотра, контроля технологического режима работы и для проведения ремонтно-профилактических работ.

Проектируемый объект не относится к числу предприятий, обеспечивающих жизнедеятельность на территориях, отнесённых к группам по ГО, и объектов (организаций) особой важности в военное время. Дежурный и линейный персонал, обеспечивающий жизнедеятельность категорированных городов и объектов особой важности, для этих целей не предусматривается.

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

61-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т

Лист

25

3.6 Сведения о соответствии степени огнестойкости проектируемых зданий (сооружений) требованиям, предъявляемым к зданиям (сооружения) объектов, отнесённым к категориям по ГО

Все сооружения и технологическое оборудование расположены с соблюдением противопожарных разрывов согласно действующим нормам. Все конструкции приняты со степенью огнестойкости, соответствующей нормативным требованиям. Для оборудования предусмотрены конструктивные и инженерно-технические решения, обеспечивающие в случае пожара нераспространение огня на рядом расположенном оборудовании и сооружениях, ограничение прямого и косвенного материального ущерба в случае пожара.

Степень огнестойкости проектируемых зданий и сооружений представлены в разделе 9 «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности» (61-01-НИПИ/2021-ПБ).

3.7 Решения по управлению ГО проектируемого объекта, системам оповещения персонала об опасностях, возникающих при ведении военных действий или вследствие этих действий

Все мероприятия по гражданской обороне в ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» осуществляются согласно Приказу № 552 от 08.09.2017г. «Об организации и ведении гражданской обороны в ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз».

Данным Приказом по ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» введены в действие:

- Порядок подготовки к ведению и ведения гражданской обороны в ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»;
- Положение об объектовой эвакуационной комиссии ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»;
- Положение о комиссии по повышению устойчивости функционирования ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» в чрезвычайных ситуациях мирного и военного времени;
- Положение о мероприятиях по повышению устойчивости функционирования ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» в чрезвычайных ситуациях мирного и военного времени.

Согласно Приказу, руководителем гражданской обороны в ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» является руководитель организации (директор ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»). Заместители руководителя гражданской обороны:

- первый заместитель руководителя гражданской обороны - главный инженер;
- заместитель руководителя гражданской обороны – заместитель директора по производству.

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

Директор – руководитель ГО организует управление мероприятиями ГО, и контроль за их выполнением через органы управления, уполномоченные на решение задач ГО. Органами ГО, осуществляющими управление ГО в ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» являются:

- органы повседневного управления – Центральная инженерно-технологическая служба;
- постоянно действующий орган управления – Отдел охраны труда, промышленной безопасности и охраны окружающей среды;
- штатные органы управления – Штаб ГО, создаваемый для управления ГО при переводе ее в высшие степени готовности и в военное время, на базе комиссии по предупреждению и ликвидации ЧС и обеспечению пожарной безопасности (КЧС).

Приказом № 552 от 08.09.2017г. утвержден состав Штаба ГО и состав боевого расчета пункта управления руководителя ГО. Руководство ГО в структурных подразделениях ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» осуществляют их руководители.

Управление мероприятиями в ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» при переводе с мирного на военное время предусмотрено организовать в следующем порядке:

- на территории ТПП – с пункта управления;
- на маршруте движения рабочих и служащих в загородную зону в район рассредоточения, а также при выдвижении сил гражданской обороны к месту ведения аварийно-спасательных и других неотлаженных работ – с подвижного пункта управления;
- в загородной зоне, в районе рассредоточения – с запасного пункта управления, расположенного в административном офисе КЦДНГ-6 ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз».

В период угрозы нападения и в военное время боевой расчет дежурство на пунктах управления несет круглосуточно в две смены.

В чрезвычайных ситуациях мирного и военного времени основным способом доведения сигналов ГО до людей, является передача речевой информации по каналам теле- и радиовещания, по радиотрансляционным сетям и сетям связи.

Система оповещения ГО объекта должна обеспечивать:

- прием сообщений из системы централизованного оповещения;
- подачу предупредительного сигнала «Внимание всем!»;
- доведение речевой информации до работающего (обслуживающего) персонала проектируемого объекта.

Порядок оповещения ГО на проектируемом объекте:

Сигнал оповещения ГО, поступивший от Центра управления в кризисных ситуациях (ЦУКС) Министерства Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т

Лист
27

ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий в ЦУКС Главного управления МЧС России по Республике Коми (ЦУКС по РК), по имеющимся каналам связи (по телефону, телеграфу и электронной почте) передается в муниципальные органы управления по делам ГО и ЧС Усинского района и МО ГО «Усинск» Республики Коми.

Оповещение главы администрации Усинского района и МО ГО «Усинск» о переводе гражданской обороны с мирного на военное время осуществляется путем передачи оперативным дежурным ЦУКС Главного управления МЧС России по РК в установленные сроки телеграмм серии "Ракета" со специальными сигналами оперативному дежурному ЕДДС Усинского района по телеграфу (электронной почтой) Коми филиала ОАО «Ростелеком». В порядке дублирования сигналы передаются по факсимильной связи и абонентскому телеграфу.

Далее дежурный ЕДДС МО ГО «Усинск» производит оповещение спасательных служб, должностных лиц ГО, организаций, в т.ч. ЦДУ ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», согласно схеме представленной на рисунке 1 посредством телефонной и мобильной связи.

Оповещение ЦИТС ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» осуществляется ЦДУ ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» по телефонам, а также в общей системе оповещения по радио. Руководящий состав и персонала ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» в рабочее время оповещается с использованием телефонов, радиостанций в корпоративной системе радиосвязи, ретрансляторов (кустовая связь), переносных раций.

Для оповещения организаций и населения сигнал ГО от территориальной автоматизированной системы оповещения ГО Республики Коми на территории г.Усинск транслируются по телевизионному и радио каналам (УКВ, КВ – 66,8-73,3). Мультисервисной телекоммуникационной сетью Группы «ЛУКОЙЛ» - системой «ЛУКНЕТ» предусмотрена трансляция радиосигнала сети радиовещания (Филиал ВГТРК ФГУП ГТРК «Коми Гор») из г.Усинска по каналам корпоративной связи до Усинского нефтяного месторождения.

Сигналы оповещения ГО от органов МЧС (ЦУКС) на каждом уровне (федеральный, региональный, муниципальный и т.д.) доводятся также до соответствующих подразделений и организаций системы ПАО «ЛУКОЙЛ» на подведомственных органам, уполномоченным в решении задач ГО, территории: через узлы связи (телефон, радиосвязь).

Схемы оповещения разрабатываются таким образом, чтобы все спасательные службы ГО, организации, руководящий состав ГО, личный состав нештатных аварийно-спасательных формирований ГО были оповещены и собраны в установленных местах в течение 2 часов с момента получения сигнала оперативным дежурным ЕДДС МО ГО «Усинск». Для дублирования оповещения разрабатывается схема персонального оповещения каждой

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т

Лист
28

спасательной службы, организации, должностного лица ГО по служебным и домашним телефонам АТС, сотовым телефонам и направлением посыльных.

Все мероприятия по ГО в ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» осуществляются через директора – руководителя ГО. Должностным лицом, на которого возлагается обеспечение получения и доведения сигналов ГО до всех служб – начальник центральной инженерно-технологической службы ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз». Должностным лицом специально уполномоченным решать задачи ГО по КЦДНГ-5 ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» являются начальник цеха.

С введением первоочередных мероприятий приводятся в полную готовность системы управления, связи и оповещения ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»: принимаются каналы связи, закрепленные за ГО, приводится в готовность АСФ и ближайшие боевые пожарные расчеты.

После получения сигнала ГО и ЧС, оповещение работников проектируемого объекта осуществляется дежурным диспетчером ЦИТС ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» по имеющимся спискам и документам. Основным способом оповещения персонала на удаленных объектах об угрозе является речевая информация, передаваемая с помощью радиорелейной и спутниковой связи «ЛУКНЕТ» (Motorola GP-680,GP-1280).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							61-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т	Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		29

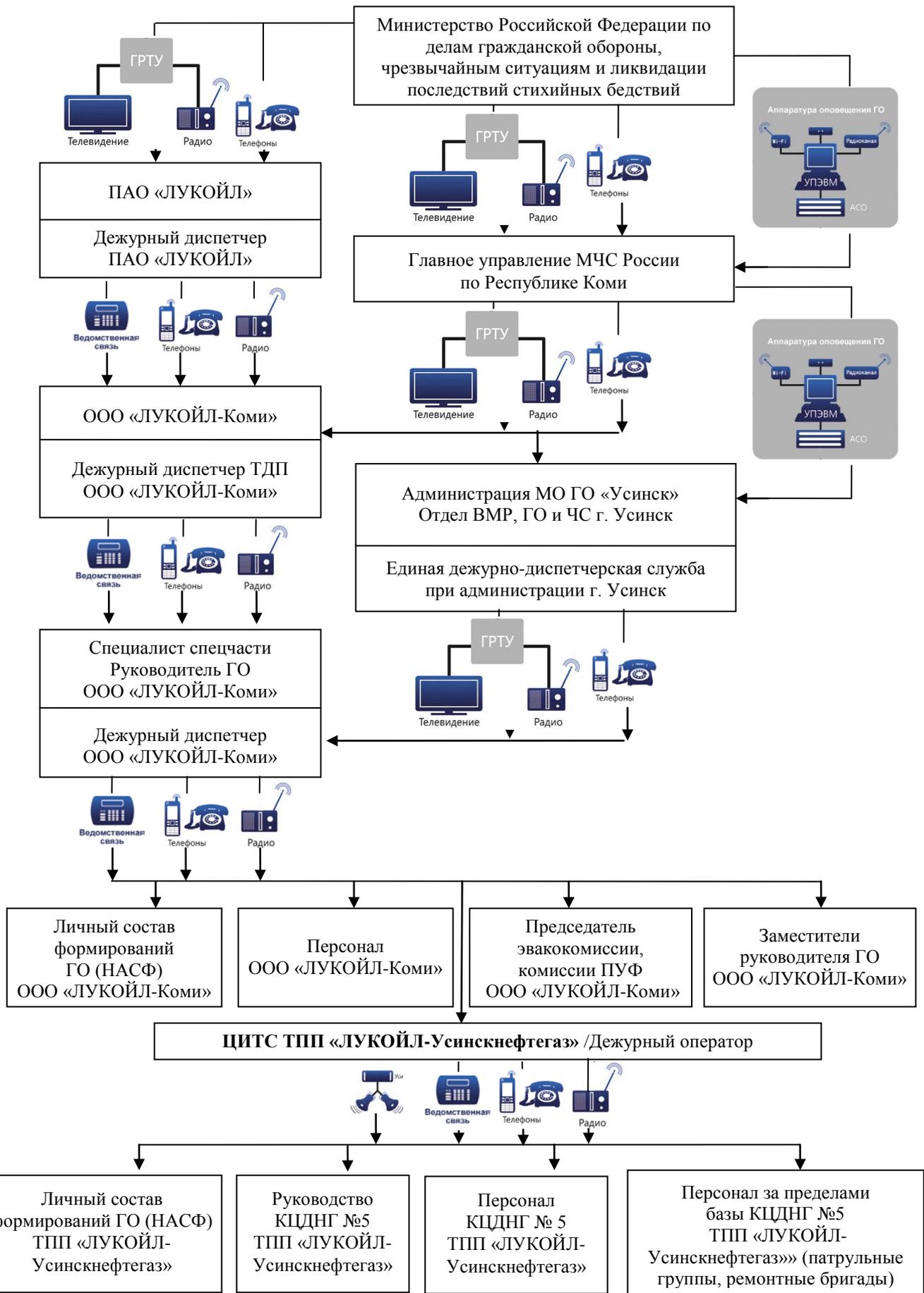


Рисунок 1 – Схема оповещения по ГО

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т

3.8 Мероприятия по световой и другим видам маскировки проектируемого объекта

Согласно требованиям ГУ МЧС России по Республике Коми (приложение А) и п.3.15 ГОСТ Р 55201-2012 (территория проектируемого объекта входит в зону световой маскировки), проектными решения предусмотрены мероприятия по световой маскировке.

Световая маскировка проводится с целью создания в темное время суток условий, затрудняющих обнаружение с воздуха населенных пунктов и объектов путем визуального наблюдения или с помощью оптических приборов.

Световая маскировка предусматривается в двух режимах – частичного затемнения и ложного освещения. Подготовительные мероприятия, обеспечивающие осуществление светомаскировки в этих режимах, проводятся заблаговременно, в мирное время.

В режиме частичного затемнения мероприятия должны предусматривать завершение подготовки к введению режима ложного освещения. Режим частичного затемнения не должен нарушать нормальную производственную деятельность объекта.

Переход от обычного освещения на режим частичного затемнения должен быть проведен не более чем за 3 часа. Режим частичного затемнения после его введения действует постоянно, кроме времени действия режима ложного освещения.

В режиме частичного затемнения предусматривается завершение подготовки к введению режима ложного освещения. Режим частичного затемнения не должен нарушать нормальную производственную деятельность объекта.

При введении режима частичного затемнения на объекте производится:

- дистанционное отключение прожекторов;
- местное отключение освещения производственных зданий и сооружений.

Наружное электроосвещение площадки куста скважин №13 БИС осуществляется светодиодными прожекторами, мощностью 800 Вт, устанавливаемыми на проектируемых прожекторных мачтах типа МГФ-19,5. Исполнение прожекторов по степени защиты принято IP65, по климатическому исполнению – УХЛ1.

Электроснабжение систем наружного освещения осуществляется от РУНН КТП.

Управление освещением площадки скважин предусматривается от щитов наружного освещения (ЩОН), устанавливаемый в отсеке РУНН КТП.

Расчетное значение освещенности проездов площадки скважин соответствует требованиям СП 52.13330.2016 и составляет не менее 10 лк.

Управление наружным электроосвещением осуществляется автоматически от уровня освещенности, программно по установленному времени в астрономическом таймере или

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	61-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т						Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	31

вручную с поста управления. Также проектной документацией предусматривается управление освещением непосредственно у прожекторных мачт с помощью автоматических выключателей.

Технологический процесс на кусте скважин осуществляется в автономном режиме без постоянного присутствия обслуживающего персонала. Для ручного отключения освещения доставляется дежурный персонал с ЦПС «Леккерка».

Режим частичного затемнения после его введения действует постоянно, кроме времени действия режима ложного освещения.

Режим ложного освещения вводится при непосредственной угрозе нападения противника по сигналу «Воздушная тревога» и отменяется после объявления «Отбой воздушной тревоги». Переход с режима частичного затемнения на режим ложного освещения должен быть осуществлен не более чем на 3 мин.

Проектными решениями не предусмотрено освещение проектируемых трубопроводов. Источники стационарного искусственного освещения на площадках узлов отсутствуют. Во время проведения работ по строительству трубопроводов осуществляется организация рабочего освещения по временной схеме.

В режим частичного затемнения, для проведения неотложных производственных и восстановительных работ предусматривается использование переносных осветительных фонарей. При переводе объекта в режим ложного освещения все работы персонала с использованием переносных светильников прекращаются.

Транспортные средства в режиме частичного затемнения светомаскировке не подлежат и продолжают работать, как и в обычных условиях. По сигналу «Воздушная тревога» остановка и выключение сигнальных огней транспортных средств.

3.9 Проектные решения по повышению устойчивости работы источников водоснабжения и их защите от радиоактивных и отравляющих веществ

Существующие источники хозяйственно-питьевого водоснабжения на проектируемом объекте отсутствуют. Технологические процессы добычи и транспорта нефти являются высокоавтоматизированными и не требуют постоянного присутствия персонала на территории проектируемых объектов. Эксплуатация проектируемых объектов будет осуществляться без постоянного нахождения дежурного, обслуживающего и рабочего персонала (работа в автономном режиме). Необходимость в обеспечении персонала водой питьевого качества отсутствует.

Проектных решений по повышению устойчивости работы источников водоснабжения и их защите от радиоактивных и отравляющих веществ не предусматривается.

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

61-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т

Лист

32

В случае ремонтных работ ремонтная бригада обеспечивается привозной водой. Вода минеральная природная питьевая столовая «Северная жемчужина» негазированная (Сертификат соответствия №РОСС RU. АЯ63.Н00792). Доставка осуществляется из г. Нарьян-Мар вертолетным транспортом. Персонал ремонтной бригады минимальным количеством воды питьевого качества из расчета норм на одного человека в сутки обеспечен.

3.10 Обоснование введения режимом радиационной защиты на территории проектируемого объекта, подвергшейся радиоактивному загрязнению (заражению)

В районе расположения проектируемого объекта отсутствуют территории, на которых размещаются объекты использования атомной энергии, АЭС, химически опасные объекты. В зоны возможного радиоактивного загрязнения, возможного химического заражения (п. 4.9, 4.11 СП 165.1325800.2014) проектируемый объект не попадает, в связи с чем, вопросы введения режимов радиационной защиты данным проектом не рассматриваются.

3.11 Проектные решения по обеспечению безаварийной остановки технологических процессов при угрозе воздействия или воздействии по проектируемому объекту поражающих факторов современных средств поражения

Согласно письму ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» от 11.11.2016 №07-03-363560 (Приложение Б) ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» имеет I категорию по гражданской обороне в связи, с чем объект продолжает свою деятельность в военное время.

При угрозе воздействия или воздействии по проектируемому объекту поражающих факторов современных средств поражения, при получении соответствующих сигналов ГО от Главного управления МЧС России по РК, технологические процессы на проектируемом объекте останавливаются.

Остановка объекта заключается в выводе из эксплуатации основных средств производства (за исключением оборудования, необходимого для обеспечения сохранности объекта, противопожарной и противоаварийной безопасности).

Основные мероприятия безаварийной остановки технологического процесса:

- прекращение работ, производимых с использованием оборудования;
- рассредоточение и закрепление подвижного остановленного оборудования и транспортных средств;
- прекращение подачи тепла и электроэнергии для обеспечения производственных процессов.

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

						61-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т	Лист
							33
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		

Безаварийная остановка работающего оборудования должна обеспечивать возобновление производственного процесса без проведения длительных подготовительных работ. С целью обеспечения безаварийной остановки технологических процессов предусмотрены следующие мероприятия:

- все оборудование выбрано в соответствии с технологическими требованиями и производительностью;
- системы контроля и управления выбраны таким образом, что исключают возможность срабатывания от случайных и кратковременных сигналов нарушения нормативного хода технологического процесса;
- в случае отключения электроэнергии для питания систем контроля и управления, системы обеспечивают перевод технологических объектов в безопасное состояние.

Управление безаварийной остановкой технологических процессов на проектируемом объекте производится обслуживающим персоналом с использованием технических возможностей систем контроля и автоматизации. На кустовой площадке предусмотрена комплексная система автоматизации, сигнализации, противоаварийной защиты и управления, в том числе возможность отключения куста скважин от общей нефтегазосборной сети месторождения при помощи электроприводной запорной арматуры, устанавливаемой после замерной установки, с передачей сигнала в операторную.

Действия эксплуатационного персонала после получения сигнала гражданской обороны обеспечивающих прекращение производственной деятельности объекта без нарушения целостности технологического оборудования, а также исключение (уменьшение) масштабов проявления вторичных поражающих факторов, осуществляются в следующей последовательности:

- предупредить об остановке соответствующие службы;
- остановить добывающий фонд скважин;
- прекратить подачу хим.реагентов на скважины;
- откачать жидкость из дренажных емкостей до нижнего уровня;
- закрыть электроприводную задвижку на кустовой площадке после замерной установки;
- перекрыть задвижки в узле подключения нефтесборного коллектора от куста скважин, постоянно контролируя давление в нефтепроводе с помощью манометров;
- на всех задвижках вывесить таблички, извещающие об остановке;
- в вахтовом журнале сделать запись о причине и времени остановки кустов скважин.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т

Таким образом, безаварийная остановка производственного процесса на объекте строительства возможна, но требует определенного запаса времени и соблюдения последовательности действий, которые должны определяться технологическим регламентом в разделе «Основные правила пуска, остановки установки в нормальных условиях».

3.12 Мероприятия по повышению эффективности защиты производственных фондов проектируемого объекта при воздействии по ним современных средств поражения

Характер производства проектируемого объекта не предполагает возможности переноса его деятельности в военное время в другое место.

Проектируемые трубопроводы являются стационарными объектами, поэтому прекращения или перемещения в другое место их деятельности в военное время не требуется. Демонтаж сооружений и технологического оборудования в особый период в короткие сроки технически неосуществим и экономически нецелесообразен.

Проектируемый объект не является объектом, обеспечивающим жизнедеятельность категорированных городов и объектов особой важности в военное время, не выполняет функции по производству и выпуску продукции.

Мероприятия по повышению эффективности защиты производственных фондов в составе данного проекта не разрабатывались.

3.13 Мероприятия по приспособлению объектов коммунально-бытового назначения для санитарной обработки людей, обеззараживания одежды и специальной обработки техники

Постоянного присутствия обслуживающего персонала на объекте строительства не требуется. Данным проектом проектирование санитарно-бытовых помещений и объектов коммунально-бытового назначения не предусматривается.

Санитарная обработка людей, обеззараживание одежды и специальная обработка техники будет проходить в ближайшем населённом пункте.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т

Лист
35

3.14 Мероприятия по мониторингу состояния радиационной и химической обстановки на территории проектируемого объекта

Специальных мероприятий по мониторингу состояния радиационной и химической обстановки на территории проектируемого объекта не предусматриваются.

Специализированные аварийно-спасательные формирования, которые привлекаются к аварийно-спасательным и другим неотложным работам в зонах поражения заранее укомплектованы противорадиационными костюмами и приборами замера уровня радиации.

3.15 Мероприятия по инженерной защите (укрытию) персонала объекта в защитных сооружениях ГО

Согласно исходным данным Главного Управления МЧС по РК (Приложение А) в районе строительства защитные сооружения гражданской обороны отсутствуют.

Технологические процессы транспорта нефти и пластовой воды являются высокоавтоматизированным, и не требует постоянного присутствия персонала.

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». Увеличения численности персонала не предусматривается.

Организация гражданской обороны на объектах ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» осуществляется в соответствии с приказом Приказу №552 от 08.09.2017 г. «Об организации и ведении гражданской обороны в ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз».

3.16 Решения по созданию и содержанию запасов материально-технических, продовольственных, медицинских и иных средств, обеспечению населения и персонала проектируемого объекта средствами индивидуальной защиты

Эксплуатация проектируемого объекта будет осуществляться без постоянных рабочих мест. Пребывание обслуживающего персонала на объекте – эпизодическое.

В связи с чем, непосредственно на проектируемом объекте разработка решений по созданию и содержанию запасов материально-технических, продовольственных, медицинских и иных средств, обеспечению населения и персонала проектируемого объекта средствами индивидуальной защиты на период военного времени не предусматривается.

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

						61-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т	Лист
							36

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.

Решения по созданию и содержанию запасов материально-технических и медицинских средств, средств индивидуальной защиты и пр., а также финансовых ресурсов для локализации и ликвидации чрезвычайных ситуаций и их последствий на объектах ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз», представлены в п. 4.11 настоящего раздела.

3.17 Мероприятия по обеспечению эвакуации персонала и материальных ценностей в безопасные районы

Оборудование и технологические системы объекта являются стационарным оборудованием. Характер и месторасположение производства не предполагают возможность его перебазирования в военное время.

Проектируемый объект работает в автоматическом режиме. Постоянного размещения персонала на объекте не предусматривается.

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».

Проектные решения не предполагают увеличение количества и создания новых рабочих мест на объекте, эвакуация персонала и материальных ценностей объекта должна проводиться согласно действующего плана гражданской обороны ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз».

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

– 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.

Основные опасные составляющие объекта представлены в таблице 6.

Таблица 6 – 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
		Нефтеоборный коллектор от ИУ до условной границы проектирования	Подземно, Ø159×6 мм Рабочее давление – 4,0 МПа Общая протяженность 50 м

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

61-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т

Лист

39

Составляющие проектируемого объекта	Краткая характеристика составляющих объекта		
	Назначение	Состав	Проектная мощность
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.

Сведения о единовременном количестве опасных веществ, обращающихся на проектируемом объекте, представлены в таблице 7.

Таблица 7 – 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					

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.).

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т

Лист
40

4.2 Сведения об объектах производственного назначения, транспортных коммуникациях и линейных объектах, аварии на которых могут привести к возникновению чрезвычайной ситуации техногенного характера на проектируемом объекте

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 непосредственной близости с месторождением и имеет воздушное, водное и железнодорожное сообщение.

Ситуационный план размещения проектируемого объекта представлен в графической части данного тома (61-01-НИПИ/2021-ГОЧС.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:

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

- 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 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.

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

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.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т

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 8 - 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
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

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

61-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т

Лист

43

Климатическая характеристика	Значение
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 9.

Таблица 9 – 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.	
Гидрологические процессы и явления не наблюдаются (нет водотоков, оказывающих влияние на участок изысканий)	

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

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

61-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т

Лист

44

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

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т

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

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т

4.4 Результаты определения (расчёта) границ и характеристик зон воздействия поражающих факторов аварий, опасных природных процессов и явлений, которые могут привести к чрезвычайной ситуации техногенного или природного характера, как на проектируемом объекте, так и за его пределами

Определение возможных причин возникновения аварий и факторов, способствующих возникновению аварийных ситуаций.

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:

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т

- 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 сценариев аварийных ситуаций с участием опасных веществ

Объектами, на которых возможны аварийные ситуации с участием опасных веществ, являются оборудование на территории проектируемых кустов скважин и нефтесборный коллектор.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инва. № подл.	61-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т						Лист
															48

В результате анализа ранее определенных событий (причин, факторов), обусловленных конкретным иницирующим событием, в качестве моделей гипотетических аварий к рассмотрению приняты группы сценариев аварий, приведенные в таблице 10.

Таблица 10 – Группы сценариев аварий

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

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

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т

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.

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 12.

Таблица 12 – 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

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

Аварийное оборудование	Сценарий	Поражающий фактор	Количество опасного вещества, кг	
			Участвующего в аварии	Участвующего в создании поражающих факторов
	С5-ИУ	Взрыв ТВС с возникновением пожара пролива при полной разгерметизации замерной установки	36,2	3,6
НСК на кусте	С1-НСКкуст	Загрязнение площадки и ОС при разгерметизации нефтепровода на площадке куста	2161,4	2161,4
	С2-НСКкуст	Пожар разлива при полном разрушении нефтепровода на площадке куста с последующим воспламенением	2161,4	2161,4

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 13).

Таблица 13 - 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

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

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;
- 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.

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

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

61-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т

Результаты расчетов площадей загрязнения при аварийных проливах горючих жидкостей приведены в таблицах 14-15.

Расчет вероятных зон действия поражающих факторов пожара разлития

Для расчетов по модели "горение жидкости при проливе" принималось, что горение происходит по всей поверхности пролива, размеры площадей которых приведены в таблицах 14-15.

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

Под зоной поражения тепловым излучением принимается зона вдоль границы пожара глубиной, равной расстоянию, на котором будет наблюдаться тепловой поток с заданной величиной. Характер воздействия на здания и сооружения в этой зоне определяется наличием возгораемых веществ и величиной теплового потока. Расчет интенсивности теплового излучения при пожарах проливов ЛВЖ и ГЖ производился в соответствии ГОСТ Р 12.3.047-2012.

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

- $44,5\text{кВт/м}^2$ – 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.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инов. № подл.	61-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т		Лист
											54

Расчет вероятных зон действия поражающих факторов взрывов ТВС в открытом пространстве

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

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

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

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

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;

Изм.	Кол.уч	Лист	№доку	Подп.	Дата	Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	61-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т	Лист
										55

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 16-17.

Таблица 16 – Результаты расчетов определения зон действия поражающих факторов при авариях на площадке куста скважин № 13бис

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

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

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

Таблица 17 – 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		

Взам. инв. №							61-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т	Лист 57
	Подп. и дата							
Инв. № подл.		Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	

Параметры	Нефтегазопровод от площадки куста скважин №13 бис до т.врезки на ЦПС Леккерского н.м. (ПК12+88,27- ПК44+35,0)
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-ГОЧС.Г2 - 61-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Г3).

4.5 Сведения о численности и размещения персонала проектируемого объекта, объектов и/или организаций, населения на территориях, прилегающих к проектируемому объекту, которые могут оказаться в зоне возможных чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера

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». Увеличения численности персонала не предусматриваются.

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

							61-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата			58

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.

Аварии на рядом расположенных объектах не угрожают безопасности людей, обслуживающих проектируемый объект, ввиду удаленности.

Оценка возможного числа пострадавших.

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 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 18.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т

Таблица 18 – Результаты оценки возможного числа пострадавших на объекте

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

4.6 Результаты анализа риска чрезвычайных ситуаций для проектируемого объекта

Согласно Федеральному закону от 21.07.1997 №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» приложение 2 таблица 2 объект «Обустройство Леккерского месторождения. Обустройство куста №13 бис» относится к третьему классу опасности. На основании проведенной оценки количества опасных веществ с учетом интеграции в единую технологическую систему нефтесбора анализ риска чрезвычайных ситуаций может не осуществляться согласно ГОСТ Р 55201-2012 п.6.2.3. примечание 2.

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

61-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т

Лист

60

4.7 Мероприятия, направленные на уменьшение риска чрезвычайных ситуаций на проектируемом объекте

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 устьевого 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	Инд. № подл.	61-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т						Лист
															61

- 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;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					61-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т	Лист
								62
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата			

- для предотвращения вибрации, возможной при эксплуатации трубопроводов, на трубопроводах предусмотрено применение равнопроходной арматуры;
- 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 выедены 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.

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;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							61-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т	Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		63

- сооружения проектируемого объекта оборудованы системой закрытого дренажа углеводородов, в которую производятся все выпуски из технологических аппаратов;
- 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

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

коллекторе и на фонтанной арматуре добывающих скважин с передачей сигнала в операторную;

- 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:

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т

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

Описание решений, направленных на обеспечение взрывопожаробезопасности.

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;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							61-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т	Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		66

- 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;
- степень 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 легкообрасываемые ограждающие конструкции (ЛСК);
- все производственные здания оборудованы постоянно действующей естественной вентиляцией, в помещениях с возможным выделением углеводородов и вредных веществ предусмотрена дополнительно механическая вентиляция периодического действия;
- 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;

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т

- 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);
- для защиты от индуктированных грозových 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.

4.8 Мероприятия по контролю радиационной, химической обстановки; обнаружению взрывоопасных концентраций; обнаружению предметов, снаряженных химически опасными, взрывоопасными и радиоактивными веществами; мониторингу стационарными автоматизированными системами состояния систем инженерно-технического обеспечения, строительных конструкций зданий (сооружений) проектируемого объекта, мониторингу технологических процессов, соответствующих функциональному назначению зданий и сооружений, опасных природных процессов и явлений

На проектируемом объекте отсутствуют источники АХОВ, а также источники ионизирующих излучений. В районе расположения проектируемого объекта отсутствуют химически опасные объекты, территории, на которой размещаются АЭС. Разработка мероприятий по контролю радиационной и химической обстановки не требуется.

Автоматизация технологического процесса

Проектом предусматривается создание автоматизированной системы управления технологическими процессами.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т

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.);
- 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;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							61-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т	Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		69

– 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 аппаратный 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

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

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т

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 дозировочного 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;
- 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;

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

– 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

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.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т

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 19 – 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)	х	-	-
Давление линейное	х	х	-
Состояние ПЭД (включен, отключен, авария)	х	х	х
Напряжение по фазам А, В, С	х	х	-
Ток фаз А, В, С ПЭД	х	х	-
Сопротивление изоляции	х	х	-
Загрузка ПЭД	х	х	-
Частота выходная	х	-	-
Давление на входе ПЭД	х	х	-
Температура жидкости на входе ПЭД	х	х	-
Температура ПЭД	х	х	-
Вибрация по осям ПЭД	х	х	-
Частота турбинного вращения	х	-	-
Причина последнего отключения	х	-	-
Дата и время последнего отключения	х	-	-
Наработка с момента последнего запуска	х	-	-
Установка защиты от недогрузки (ЗСП)	х	-	х
Установка защиты от перегрузки (ЗП)	х	-	х
Аварийный останов	-	-	х
БДР			
Расход реагента (г/т, по уровню в емкости)	х	х	-
Расход реагента накопленный, за сутки	х	-	-

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т

Наименование параметра	Функции системы телемеханики		
	ТИ	ТС	ТУ
Давление реагента	x	x	-
Уровень реагента	x	x	-
Температура реагента	x	x	-
Состояние насоса заправки реагента (включен/отключен)	-	x	-
Частотное управление двигателем дозирочного насоса	x	x	x
Состояние дозирочного насоса (включен/отключен)	-	x	x
Сигнализация неотключения ТЭН при минимальном уровне реагента в емкости	-	x	-
Несанкционированный доступ	-	x	-
Сигнализация загазованности	-	x	-
Пожарная сигнализация	-	x	-
КТП			
Напряжение по фазе А, В, С	x	-	-
Ток фазы А, В, С	x	-	-
Пожарная сигнализация	-	x	-
Несанкционированный доступ	-	x	-
АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ ЗАМЕРНАЯ УСТАНОВКА			
Дебит скважины по нефти (т/сут)	x	-	-
Дебит скважины по воде (т/сут)	x	-	-
Объемный расход скважины по жидкости (м3/сут)	x	-	-
Объемный расход скважины по газу (м3/сут)	x	-	-
Объемный расход скважины по газу при Н.У. (м3/сут)	x	-	-
Плотность жидкости	x	-	-
Обводненность нефти	x	-	-
Давление в общем коллекторе	x	x	-
Положение ПСМ	-	x	x
Время замера	-	x	x
Режим работы (ручной, автоматический)	-	x	x

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т

Лист

74

Наименование параметра	Функции системы телемеханики		
	ТИ	ТС	ТУ
Несанкционированный доступ	-	x	-
Температура в БТ	x	x	-
Температура в БА	x	x	-
Сигнализация загазованности в БТ	-	x	-
Пожарная сигнализация	-	x	-
Аварийный останов	-	-	x
УДС			
Напряжение фаз А, В, С	x	x	-
Ток фаз А, В, С	x	x	-
Состояние (спуск/подъем/отстой)	-	x	-
Предельное усилие на барабане	-	x	-
Напряжение проволоки выше нормы	-	x	-
Напряжение проволоки ниже нормы	-	x	-
ДРЕНАЖНАЯ ЕМКОСТЬ			
Уровень в емкости (максимальный)	-	x	-
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	-	-

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

61-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т

Лист

75

Технические средства автоматизации

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

Для контроля технологических параметров предусматривается применение нижеперечисленных датчиков и приборов:

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

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

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

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

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

– для 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 ТЗ) 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]IIСТ4, IP66) производства ЗАО «Электростандарт-прибор», Россия, или аналог согласно опросному листу рабочей документации;

– пост аварийной сигнализации ПАСВ1 (1ExsIIСТ6, 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.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т

Лист
76

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 ВА с АКБ. Время работы от АКБ не менее 1 часа.

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

Для кабельных линий КИПиА, прокладываемых во взрывоопасных зонах предусматривается кабель герметичный с заполнением внутренних промежутков негигроскопичным полимерным наполнителем СКАБ250нг(А)-LS Nx2xS/СКАБ250Кнг(А)-LS Nx2xS (или аналогичный), соответствующий требованиям ГОСТ 31565-2012 и СП 423.1325800.2018 (п.10.2.11). Для кабельных линий КИПиА, прокладываемых вне взрывоопасных зон предусматривается кабель КВВГЭнг(А)-LS/МКЭШВнг(А)-LS-Nx2xS/МКЭКШВнг(А)-LS-ХЛ Nx2xS (или аналогичные), соответствующие требованиям ГОСТ 31565-2012. Кабели прокладываются внутри производственных помещений в кабель-канале, снаружи в коробе по эстакаде и в металлорукаве по металлоконструкциям. Жилы кабелей, прокладываемые во взрывоопасной зоне, в соответствии с СП 423.1325800.2018 имеют сечение не менее 1 мм². При этом концы каждой незадействованной жилы многожильного кабеля во взрывоопасной зоне заземляются согласно 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

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т

взрывоопасной зоне заземляются согласно СП77.13330.2016.

В соответствии с требованиями СП 76.13330.2011, ПУЭ проходы кабелей через стены и перекрытия предусматриваются с использованием специализированных кабельных проходок СПО-Э, противопожарных подушек ППВ и противопожарных уплотнителей ППУ, огнезащитной мастики МГКП. Предел огнестойкости проходок и материалов предусматривается не ниже предела огнестойкости конструкций. Заделки с использование вышеперечисленных средств допускают замену и дополнительную прокладку новых проводов и кабелей.

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

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

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

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

4.9 Мероприятия по защите проектируемого объекта и персонала от чрезвычайных ситуаций техногенного характера, вызванных авариями на рядом расположенных объектах производственного назначения и линейных объектах

Мероприятия по защите проектируемого объекта от чрезвычайных ситуаций техногенного характера, представлены в п. 4.7, 4.8 настоящего тома. Предусмотренные мероприятия являются достаточными мерами для защиты проектируемых объектов, в т.ч. от возможных ЧС техногенного характера, вызванных авариями на рядом расположенных объектах.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т

4.10 Мероприятия по инженерной защите проектируемого объекта от чрезвычайных ситуаций природного характера, вызванных опасными природными процессами и явлениями

Проектной документацией предусмотрены технические решения, направленные на снижение негативных опасных природных явлений. К неблагоприятным инженерно-геологическим процессам, распространенным в пределах участка работ, относятся процессы морозного пучения, подтопления.

Технологические решения

Кусты скважин

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 $KCU = 34,3 \text{ Дж/см}^2$ ($3,5 \text{ кгс м/см}^2$) 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 $+80^\circ\text{C}$, с системой защиты сварного 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.

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.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т

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

Нефтеcборный коллектор

Принят оптимальный способ прокладки проектируемых промышленных трубопроводов, снижающий неблагоприятные внешние воздействия:

- 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.

Для строительства прямолинейных участков проектируемых нефтеcборных 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 К48, 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.

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 К48, 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.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т

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.

Тепловая изоляция

Кусты скважин

Для предупреждения и уменьшения теплотерь, сохранения температуры, предотвращения конденсации, образования ледяных, гидратных или иных пробок трубопроводы теплоизолируются полуцилиндрами теплоизоляционными, изготовленными из минеральной ваты на синтетическом связующем марки 150 по ГОСТ 23208-2003, с наружным покрытием из оцинкованной тонколистовой стали ГОСТ 14918-80. Запорная арматура и устьевая арматура изолируется быстросъемными термочехлами из несгораемых материалов.

Тепловая изоляция трубопроводов и арматуры соответствует требованиям нормативно-технической документации. Теплоизоляция обладает высокой огнестойкостью и низкой токсичностью продуктов горения, высокой теплопроводностью и низкой водопроницаемостью, химически устойчива к воздействию промышленной атмосферы, удобна при монтаже, сохраняет все свои технические характеристики в процессе эксплуатации.

Для подземных технологических трубопроводов предусматривается тепловая изоляция из сегментов теплоизоляционных из экструзионного пенополистирола.

Подземная дренажная емкость ЕП-5 поставляется в комплекте с заводской теплоизоляцией из рулонов из вспененного каучука и защитного покрытия в соответствии с СП 61.13330.2012 и электрическим обогревом.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т

Нефтеcборный коллектор

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

Для тепловой изоляции проектируемых трубопроводов предусмотрено применение полуцилиндров теплоизоляционных съемных из минеральной ваты по ГОСТ 23208-2003 толщиной 80 мм для трубопроводов Ду80 мм.

И матов минераловатных прошивных с обкладкой из металлической сетки марки МП (МС) по ГОСТ 21880-2011 толщиной 100 мм для труб Ду159 мм.

В качестве покровного слоя предусмотрено использование тонколистовой оцинкованной стали толщиной 0,7 мм по ГОСТ 19904-90.

Для теплоизоляции запорной арматуры по трассам проектируемых трубопроводов предусмотрено применение быстросъемных термочехлов заполненных теплоизоляционным материалом из матов минераловатных по ГОСТ 21880-2011.

Теплоизоляция надземных участков трубопроводов предусмотрена в трассовых условиях.

Заземление и молниезащита

Проектной документацией предусматриваются мероприятия по выполнению системы защитного заземления, системы уравнивания потенциалов и снятия статического электричества.

В отношении мер безопасности, электроустановки относятся к электроустановкам:

- напряжением 0,4 кВ с системой TN-S по ГОСТ Р 50571.1-2009;
- напряжением 6 кВ с системой изолированной нейтралью.

В качестве естественного заземляющего устройства используются проектируемые фундаменты сооружений, эстакад. В дополнение к естественному заземлителю проектной документацией предусмотрен наружный контур заземления, состоящий из вертикальных заземлителей из оцинкованной круглой стали диаметром 18 мм длиной 5,0 м и горизонтального заземлителя из оцинкованной полосы 5x40 мм, проложенного на глубине 0,7 м от планировочной отметки земли.

Для обеспечения защиты персонала от поражения электрическим током в соответствии с п. 1.7.51 ПУЭ предусматриваются следующие меры защиты при прямом и косвенном прикосновении:

- основная изоляция токоведущих частей;
- заземление нормально нетоковедущих проводящих частей электрооборудования;
- автоматическое отключение питания;

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инов. № подл.							61-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т	Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		82

- уравнивание потенциалов.

Для предотвращения появления разности потенциалов на сторонних проводящих частях проектной документацией предусматривается основная система уравнивания потенциалов. Роль главной заземляющей шины (ГЗШ) выполняют: РЕ-шины щита РУНН.

Время автоматического отключения питания электроприемников в сети 0,4 кВ не превышает значений, приведенных в п. 1.7.79 ПУЭ.

В соответствии с п. 1.7.76 ПУЭ к системе уравнивания потенциалов присоединяются: РЕ проводники питающей и распределительной сетей, корпуса электрических машин, светильников, броня кабелей, трубы электропроводки, кабельные конструкции и конструкции для установки электрооборудования, металлоконструкции здания, входящие и выходящие трубопроводы, металлические каркасы внутренней обшивки стен, металлоконструкции подвесных потолков, воздухопроводы, экранирующие сетки и наружный контур заземления. Перечисленные открытые токопроводящие части присоединяются к ГЗШ.

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. Молниезащита технологического оборудования при толщине металла корпуса 4 мм и более осуществляется присоединением к наружному заземляющему устройству согласно РД 34.21.122-87 п. 2.15.

Защита от прямых ударов молнии дыхательных клапанов ёмкостей и взрывоопасных зон над ними выполняется проектируемыми прожекторными мачтами с молниеприемниками. Надежность защиты от ПУМ-0,9 согласно СО 153-34.21.122.

Для защиты от заносов высоких потенциалов, защиты от статического электричества все металлические трубопроводы на вводе в сооружения присоединяются к заземляющему устройству.

Защита от статического электричества выполняется согласно ГОСТ 12.4.124-83.. «Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования» и РД 39-22-113-78 «Временные правила защиты от проявлений статического электричества на производственных установках и сооружения нефтяной и газовой промышленности» (имеет статус «Действующий»).

Согласно п.2.2.1 главы 2.2 РД 39-22-113-78 заземляющее устройство для защиты от статического электричества объединено с заземляющим устройством защитного заземления площадки куста скважин. Сопротивление ЗУ, предназначенного исключительно для защиты от статического электричества, должно быть не выше 100 Ом.

Для обеспечения безопасности обслуживающего персонала и предотвращения возгораний, вызванных длительно протекающими токами утечки, проектом предусматривается

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т

применение дифференциальных автоматических выключателей с дифференциальным током отключения равным 30мА. Дифференциальные автоматы устанавливаются в розеточных цепях, сетях электрообогрева трубопроводов.

В отношении мер безопасности ВЛЗ-6 кВ относятся к системе с изолированной нейтралью. Проектом предусматриваются заземляющие устройства, состоящие из вертикальных и горизонтальных коррозионностойких заземлителей диаметром 18 мм (горячеоцинкованная сталь). Проектируемые ВЛЗ-6 кВ проходят в районе со среднегодовой продолжительностью гроз от 20 до 40 часов. Для защиты от индуктированных грозových перенапряжений и их последствий по трассе ВЛЗ предусматривается установка современных и быстродействующих мультикамерных разрядников РМК. Разрядники устанавливаются по одному на каждую анкерную и промежуточную опору с последующим чередованием фаз.

Строительные решения

Свайные фундаменты сооружений запроектированы с учетом действия сил морозного пучения.

Защита от коррозии стальных элементов производится путем нанесения антикоррозийных лакокрасочных покрытий.

Поверхности свай из стальных труб и металлических конструкций, находящихся в земле, окрасить эпоксидной грунт-эмалью за два раза (175 мкм).

Внутреннюю полость свай заполнить бетоном В7.5 до уровня сезонного промерзания-оттаивания грунта, выше свай заполнить бетоном В15.

Металлические конструкции, эксплуатируемые на открытом воздухе, окрасить цинкнаполненной полиуретановой грунтовкой за один раз (80 мкм) с последующей окраской полиуретановой эмалью за один раз (60 мкм) и защитно-декоративной акрилуретановой эмалью с защитой к УФ-излучению за один раз (60 мкм).

Мероприятия по защите оборудования и блок-боксов заводской поставки решаются заводами – изготовителями.

Обеспечение надежной работы оборудования, приборов и средств автоматизации

По устойчивости к воздействию окружающей среды приняты приборы системы контроля и управления следующего исполнения:

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

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

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т

Для взрывоопасных помещений и наружных установок классов В-1а и В-1г выбраны датчики взрывозащищенного исполнения (“взрывонепроницаемая оболочка” или ”искробезопасная цепь”);

Применяемые датчики, приборы КИП и исполнительные механизмы имеют высокую надежность. Ввиду тяжелых условий эксплуатации и трудностью организации постоянного технического обслуживания предпочтение отдается высоконадежным импортным средствам КИПиА среднего ценового класса;

Заземление средств автоматизации и телемеханизации выполняется в соответствии с требованиями ПУЭ. По месту приборы заземляются согласно требованиям изготовителей приборов

Восприятие максимальных ветровых и снеговых нагрузок

Строительные конструкции наземных коммуникаций, предусмотренные к строительству, рассчитаны на максимальные скорости ветра и расчетную ветровую нагрузку, с учетом минимальных температур, максимальных снеговых нагрузок и толщины слоя льда в соответствии с действующими нормами и метеорологическими данными района строительства.

Предотвращение негативного воздействия климатических факторов на персонал

Для обслуживания запорной арматуры и оборудования предусмотрены площадки с лестницами. По периметру площадок обслуживания предусмотрено металлическое ограждение высотой 1,25 м. В зимнее время площадки обслуживания оборудования и проходы должны быть очищены от снега и льда, а при гололеде - посыпаны песком.

Организационно-технические мероприятия

- визуальное наблюдение за состоянием грунтов в ходе производственного контроля;
- периодичная проверка состояния фундаментов оборудования и сооружений;
- ревизия КИПиА согласно план-графиков;
- осмотр оборудования и сооружений после проявления поражающих факторов опасных природных явлений (морозов, сильного ветра, снегопада и пр.) на предмет возможных негативных последствий;
- организация связи по систематическому получению метеорологических сводок для возможности принятия заблаговременных решений, и оповещения работников проектируемого объекта.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т

4.11 Решения по созданию и содержанию на проектируемом объекте запасов материальных средств, предназначенных для ликвидации чрезвычайных ситуаций и их последствий

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.

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.

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.

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».

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т

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

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

Таблица 20 – 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	Нефтесборщик	«Дезми»	11 ед.
4	Нефтесборщик	Канатный	6 ед.
5	Нефтесборщик	Вайкома	2 ед.
6	Нефтесборщик	Диафрагменный	7 шт.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т

№ п/п	Наименование оборудования	Тип, марка	Количество
7	Нефтеборщик	Перистальтический	4 шт.
8	Насосы	6" с дизелем «Годвин»	5 шт.
9	Насосы	2" с дизелем «Янмар»	12 шт.
10	Насосы	3" с дизелем «Янмар»	16 шт.
11	Нефтеборщик	«Фойлекс»	4 шт.
12	Насос водяной	Поплавковая помпа	3 шт.
13	Нефтеборщик	Очиститель «Аквагард»	2 ед.
14	ППУ	DMKO	6 шт.
15	Нефтеборщик 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. 16.

Таблица 21 – 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
Нефтеборщик 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 м ³	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
Нефтеборщик НС-4	шт.	1
Нефтеборщик НС-5 (насос «гном», рукав, ствол)	шт.	1
Разборный резервуар РР-5	шт.	1
Разборный резервуар РР-7	шт.	10

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т

Комплекующие	Ед. изм.	Кол-во
Приемно-раздаточное устройство ПРУ	шт.	1
Кусторез типа «Jonsered»	шт.	1
Катамаран	шт.	1
II. Электротехника		
Мотопомпа типа «Robin»	шт.	1
Мини-электростанция типа «Geko»	шт.	2
Электрокомпрессор типа «Fias»	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.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т

Лист

89

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).

ООО СПАСФ «Природа» имеет Свидетельство отраслевой комиссии Минэнерго России по аттестации аварийно-спасательных служб (формирований) и спасателей топливно-энергетического комплекса (ОАК ТЭК 16/2-1) на право ведения аварийно-спасательных работ в чрезвычайных ситуациях (серия 16/2-1 №00954 от 02.04.2015, рег.номер 16/2-1-205).

Основные виды проводимых ООО СПАСФ «Природа» поисково-спасательных работ: ликвидация (локализация) на суше и внутренних водах (за исключением внутренних морских вод) разливов нефти и нефтепродуктов.

Количество личного состава ООО СПАСФ «Природа» – 38 человек, из них аттестованных спасателей – 29. Режим дежурства – круглосуточный. Количество спасателей в дежурной смене – 14 человек. Период работы в отрыве от базы – 3 суток.

Место дислокации ООО СПАСФ «Природа»:

1. Республика Коми, г. Усинск, ул. Приполярная, д.6А
2. Республика Коми, Усинский район, Головные сооружения
3. Ненецкий автономный округ, пос.Харьягинский

Время сбора дежурной смены АСФ – Ч + 40 минут. Готовность к отправке в район ЧС – Ч + 120÷150 минут. Перечень техники и технических средств СПАСФ «Природа», привлекаемых для выполнения работ по ЛЧС(Н) на объектах ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» приведен в паспорте ПАСФ (таблица 22).

Доставка сил и средств ООО СПАСФ «Природа» осуществляется транспортом с ближайших баз СПАСФ «Природа» (Головные сооружения Усинского месторождения).

Таблица 22 - Оснащенность СПАСФ «Природа»

Наименование технических средств	Кол-во		Наименование технических средств	Кол-во	
	штат	наличие		штат	наличие
Автотранспорт			Инженерная техника		
Легковые автомобили (собств./аренда)	8/4	8/4	Подъемные краны (собств.)	2	2
Грузовые автомобили (собств./аренда)	14/4	14/4	Трактора, бульдозеры (собств.)	3	3
Автобусы (собств./аренда)	2/2	2/2	Экскаваторы (собств./аренда)	5/2	5/2
Мотоциклы	-	-	Аварийно-спасательный инструмент		
Аварийно-спасательные автомобили	-	-	Гидравл.инстр. (типа Холматро, Спрут и р.) собств.	1	1
Снегоходы	6	6	Гидробетоноломы	-	-

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

61-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т

Наименование технических средств	Кол-во		Наименование технических средств	Кол-во	
	штат	наличие		штат	наличие
(собств./аренда)					
Плавсредства			Гидродомкраты (собств.)	15	15
Катера, моторные лодки (собств./аренда)	12	12	Гидропилы (собств.)	-	-
Весельные лодки (собств.)	3	3	Бензопилы (собств.)	10	10
Плоты спасательные	-	-	Гидроножницы (собств.)	1	1
Судна на воздушной подушке, аэролодки (собств.)	2	2	Электросварное оборудование (собств.)	6	6
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	Опτικο-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		

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

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

61-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т

Лист
91

Наименование технических средств	Кол-во		Наименование технических средств	Кол-во	
	штат	наличие		штат	наличие
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	Нефтеесборник, ед. (собств.)	20	20
Мешки спальные	20	20	Боновые ограждения, м	4000	4000
Пожарно-техническое оборудования			Вакуумный нефтеесборщик, ед. (собств.)	11	1
Боевая одежда и снаряжение пожарного (комплекты)	-	-	Емкости разборные (10 м.куб.), собств.	20	20
Ранцевые установки пожаротушения (шт.)	-	-	Контейнер для жидких шламов, ед. (собств.)	1	1
Огнетушители (шт.), собств.	40	40	Сорбент, кг (собств.)	1500	1500
Мотопомпы пожарные (шт.), собств.	15	15	Траншеекопатель (собств.)	1	1
Пожарные рукава (м) 50мм/65мм/80мм (м)		300/-/300	Насосы центробежные, диафрагменные (собств.)	21	21
Стволы пожарные ручные (шт.), собств.	15	15			
Пенообразователи (шт.)	-	-			
Огнетушитель. порошок (шт.), собств.	10	10			

2. Для тушения пожаров, проведения связанных с ними первоочередных аварийно-спасательных работ, а также пожарно-профилактического обслуживания объектов ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» привлекается на договорной основе пожарно-спасательная часть № 91 Федерального государственного бюджетного учреждения «9 отряд федеральной противопожарной службы государственной противопожарной службы по Республике Коми (договорной)» - договор № 20У2241 от 21 декабря 2020 года (договор автоматически пролонгируется ежегодно).

3. Проведение противобоннтанных работ на нефтяных и газовых скважинах на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» возлагается на ГАУ «СПАС-КОМИ» (Государственное автономное учреждение Республики Коми «Профессиональная аварийно-спасательная служба»), согласно договору № 09/17-НПП/16У3006 от 22.12.2016 г. на комплексное обслуживание по проведению противобоннтанных работ на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т

ГАУ «СПАС-КОМИ» имеет Свидетельство территориальной комиссии по аттестации аварийно-спасательных служб, аварийно-спасательных формирований и спасателей Республики Коми № 111 на право ведения поисково-спасательных и противодымных работ (серия 111 №000080 от 26.03.2015, рег.номер 0-111-075).

Доставка сил и средств ГАУ «СПАС-КОМИ» осуществляется автотранспортом с ближайших баз аварийно-спасательного отрядов (г.Усинск), по автодорогам, либо с использованием вертолетного транспорта. Фактический адрес Усинского противодымного 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.

4.12 Технические решения по системам оповещения о чрезвычайных ситуациях (включая локальные системы оповещения в районах размещения потенциально опасных объектов)

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

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т

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 2.

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, 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,

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т

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 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».

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

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

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).

Структурная схема организации сети линий связи проектируемого объекта

Настоящим проектом предусматривается внутрипроизводственная технологическая сеть связи, предназначенная для организации передачи технологической информации систем управления телемеханики (СУ ТМ) и создания единого информационного пространства между технологическими площадками куста скважин №13бис Леккерского месторождения и диспетчерским инженерным пунктом (ДИП КЦДНГ-5), а также с автоматизированными системами управления ТПП "ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз" ЦАУ ООО "ЛУКОЙЛ-Коми" в г. Усинске.

В рамках реализации задания на проектирование объекта «Обустройство Леккерского месторождения. Обустройство куста №13 бис» предусмотрено:

- а) Строительство абонентской станции широкополосного беспроводного доступа SkyMAN (АС ШБД) в составе с интегрированным с блоком наружной установки ШБД SkyMAN ODU-CPE E6-ST25 с панельной антенной, производства фирмы ООО «Инфинет», г. Москва;
- б) обеспечение взаимодействия компонентов автоматизированной системы управления технологическими процессами на базе Ethernet коммутаторов по сети Ethernet TCP/IP.

Принципиальная схема организации сети линий связи для АСУ ТП и ТМ представлена в графической части настоящего раздела (61-02-НИПИ/2021-ГОЧС.Г4).

Для строительства сети линий связи для системы телемеханики приняты технические решения по организации канала широкополосного беспроводного доступа между сегментами АСУ ТП Леккерского месторождения на технологических площадках куста скважин №13бис на базе оборудования SkyMAN по системе «точка-многоточка» с пропускной способностью радиоканала до 670 Мбит/с.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

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

Приложение №1 к Приказу ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»
№ 836 от «18» «09» 2019 г.

«УТВЕРЖДАЮ»

Первый заместитель генерального
директора - Главный инженер

И.В. Шаронов
«18» «09» 2019 г.

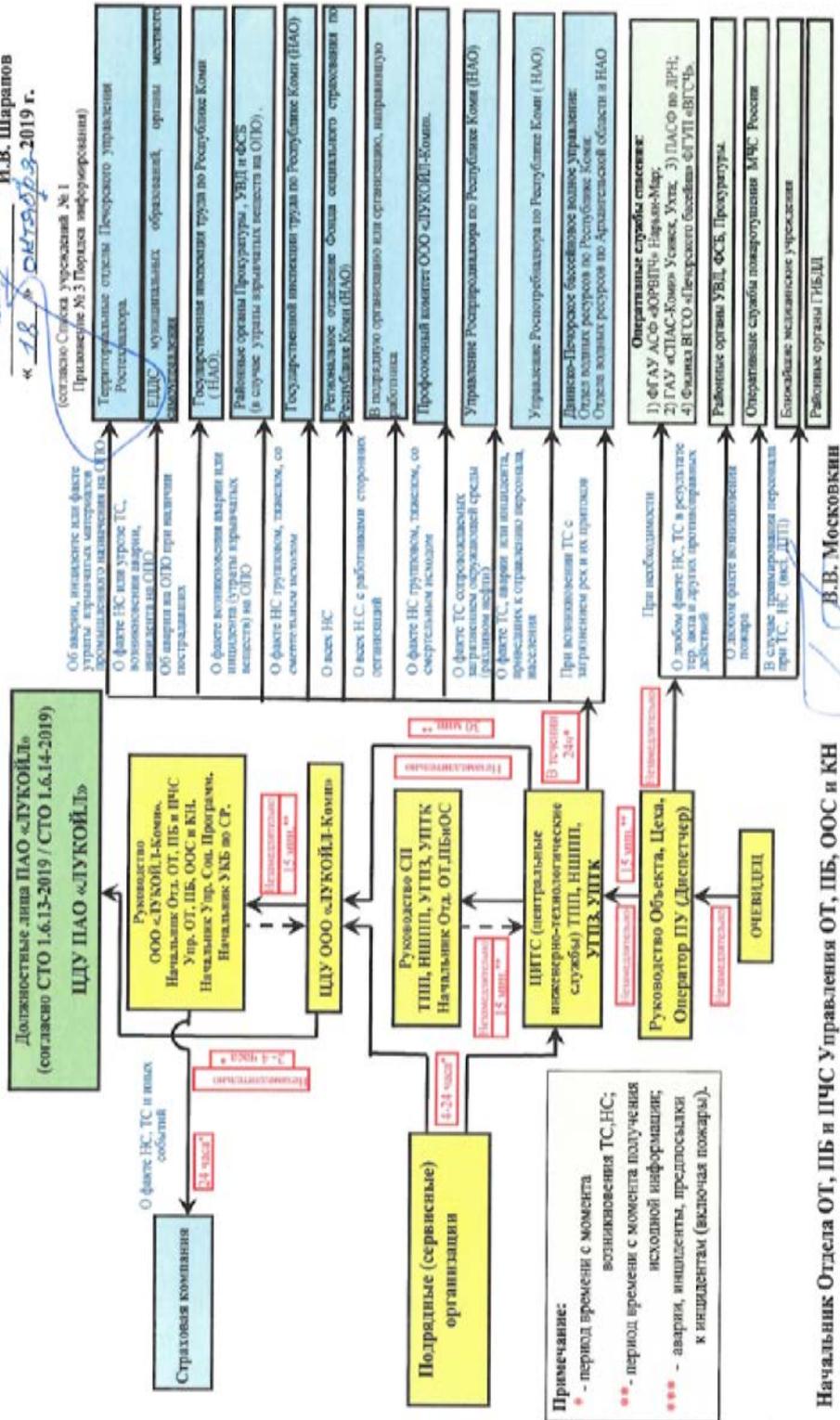


Рисунок 2 - Схема оповещения о техногенных событиях I, II, III уровня опасности и несчастных случаях произошедших на производственных объектах ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»

Для организации каналов передачи данных между БС-1 (существующий узел связи ООО «ЛУКОЙЛ-ИНФОРМ») и диспетчерским инженерным пунктом КЦДНГ-5, а также с автоматизированными системами управления ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» ЦАУ ООО "ЛУКОЙЛ-Коми" в г. Усинске используется существующая сетевая инфраструктура ООО «ЛУКОЙЛ-ИНФОРМ». Дополнительного проектирования для организации этих каналов не требуется.

4.13 Мероприятия по обеспечению противоаварийной устойчивости пунктов и систем управления производственным процессом, обеспечение гарантированной устойчивой радиосвязи и проводной связи при чрезвычайных ситуациях и их ликвидации

На проектируемом объекте предусматривается создание автоматизированной системы управления технологическими процессами и системы телемеханики. Ведение технологического процесса транспорта продукции предусматривается без постоянного присутствия обслуживающего персонала (работа в автоматическом режиме).

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.

При необходимости остановки технологического процесса, управление обеспечивается персоналом с пункта управления - диспетчерский инженерный пункт (ДИП) КЦДНГ №5. Пункт управления в зону действия критических значений поражающих факторов в результате аварий на проектируемом объекте не попадает. Дополнительных мероприятий по укреплению пункта управления не требуется.

Рациональное размещение операторной (на достаточном удалении от возможных источников опасности) обеспечивает противоаварийную устойчивость пунктов и систем управления производственным процессом, безопасность находящегося в операторной персонала и возможности управления технологическим процессом при ЧС.

Для повышения устойчивости функционирования объекта и системы управления производственным процессом планируется проведение следующих организационных мероприятий, включающих заблаговременную разработку и планирование действий органов

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т

управления, сил и средств, всего персонала объекта при угрозе возникновения и возникновении ЧС:

- прогнозирование последствий возможных ЧС и разработку планов действий, как на мирное, так и на военное время, учитывая весь комплекс работ в интересах повышения устойчивости функционирования объекта;
- подготовку руководящего состава к работе в ЧС;
- создание специальной комиссии по устойчивости и обеспечение организации ее работы,
- разработку инструкций (наставлений) по снижению опасности возникновения аварийных ситуаций, безаварийной остановке производства, локализации аварий и ликвидации последствий, а также по организации восстановления нарушенного производства;
- обучение персонала соблюдению мер безопасности, порядку действий при возникновении чрезвычайных ситуаций, локализации аварий и тушению пожаров, ликвидации последствий и восстановлению нарушенного производства;
- подготовку сил и средств локализации аварийных ситуаций и восстановления производства;
- поддержание в готовности сил и средств для ликвидации ЧС.
- проверку готовности систем оповещения и управления в ЧС;
- накопление средств индивидуальной защиты органов дыхания и кожи;
- разработка и внедрение в производство защитной тары для обеспечения сохранности продуктов и пищевого сырья при перевозке, хранении и раздаче продовольствия;
- регулярное проведение учений и тренировок по действиям в ЧС с органами управления, формированиями, персоналом организаций;
- улучшение технологической дисциплины и охраны объектов.

В целях повышения устойчивости функционирования проектируемой сети связи проектом предусмотрены следующие меры:

- применение телекоммуникационного оборудования и кабельной продукции, имеющих Сертификаты и Декларации о соответствии в системе сертификации Министерства по связи и информатизации РФ, Госстандарта РФ;
- применение современного телекоммуникационного оборудования, имеющего высокие показатели надежности и времени наработки на отказ;

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

- применение телекоммуникационного оборудования, обладающего встроенными функциями удаленной диагностики, мониторинга и управления, в том числе в автоматическом режиме с использованием современных сетевых протоколов;
- применение однотипного оборудования, уже используемого на сетях связи и передачи данных предприятий группы «ЛУКОЙЛ», что позволяет сократить время поиска неисправностей и обеспечить наличие запасных блоков и модулей для замены вышедших из строя;
- применение источников бесперебойного питания, в случае пропадания внешнего электроснабжения обеспечивающих автономную работу телекоммуникационного оборудования в течение не менее 4 часов.

Проектируемая система связи не является частью сети связи общего пользования, в связи с чем специальных требований по защите сетей связи от несанкционированного доступа органами государственного регулирования не предъявляется.

Для защиты сетей от несанкционированного доступа (НСД) к ним и передаваемой посредством их информации предусматриваются следующие мероприятия:

- организация пропускного режима на охраняемую территорию, в пределах которой размещаются объекты связи;
- регистрация событий, связанных с осуществлением доступа к средствам связи, линиям связи;
- оснащение объектов системами охранно-пожарной сигнализации;
- наличие ограждений, исключающих случайный проход физических лиц и въезд транспорта на охраняемую территорию;
- наличие запирающих устройств для помещений, в которых размещены узлы связи;
- наличие запирающих замков на телекоммуникационных шкафах, в которых размещается телекоммуникационное оборудование;
- контроль действий обслуживающего персонала в процессе эксплуатации узлов связи в соответствии с установленным порядком доступа;
- контроль подключения к проектируемому оборудованию технических и программных средств, используемых в процессе эксплуатации;
- применение процедуры идентификации пользовательского (оконечного) оборудования;
- использование только фирменного лицензированного программного обеспечения и антивирусных программ;

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

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

61-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т

– разграничение прав доступа, в том числе использование обслуживающим персоналом идентификационных и аутентификационных кодов.

Для обеспечения защиты информации на сетях связи и передачи данных имеются существующие программно-аппаратные комплексы для шифрования передаваемого трафика.

4.14 Мероприятия по обеспечению эвакуации населения (персонала проектируемого объекта) при чрезвычайных ситуациях природного и техногенного характера, мероприятия по обеспечению беспрепятственного ввода и передвижения на территории проектируемого объекта аварийно-спасательных сил для ликвидации ЧС

Эвакуационные мероприятия обеспечиваются конструктивно-планировочными решениями сооружений проектируемого объекта и состоянием транспортной и дорожной сети в районе строительства.

Автоподъезд к площадке куста скважин осуществляется по существующей подъездной грунтовой автодороге с покрытием из щебня от центрального пункта сбора нефти (ЦПС) Леккерского нефтяного месторождения. Ситуационный план размещения проектируемого объекта представлен в графической части настоящего тома (61-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Г1).

На территорию площадки куста № 13 бис предусмотрен один въезд. Заезд на кустовые площадки осуществляется по автопереезду (пандусам) через обвалование с покрытием из ж.б. плит. Переезд через обвалования выполняется без разрыва обвалования с устройством пандуса на всю высоту обвалования. Покрытие переезда - дорожные плиты П с обочинами.

Конструкция покрытия переезда:

- ж.б. плиты ПДН-АУ -14см
- песчаный грунт, укрепленный цементом – 3см
- щебеночно-песчаная смесь С5– 15см.

При въезде на кустовую площадку у автодороги предусмотрена стоянка для размещения пожарной техники, площадка КТП расположена в границах проектируемой куста скважин №13 бис. Покрытие стоянки и площадки КТП из щебеночно-песчаной смеси С1 h=0,30 м на песчаном основании.

На проектируемых площадках обеспечен свободный доступ ко всем сооружениям, проектом предусматривается устройство проездов и подъездных путей к зданиям и сооружениям, совмещенных с функциональными проездами и подъездами, (часть 1 п.1 ст. 90 Федерального закона №123 ФЗ от 22.07.2008 г.).

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т

Транспортная схема площадки куста скважин №13 бис – тупиковая с разворотными площадками 15х15м.

Для организации благоустройства территории площадки куста скважин №13 бис, стоянки пожарной техники, площадки для размещения КТП проектом предусматривается устройство покрытия автопроездов и разворотных площадок, из щебеночно-песчаной смеси С1 м на песчаном основании.

Пешеходное движение к зданиям и сооружениям осуществляется по пешеходным дорожкам шириной 1 м из щебеночно-песчаной смеси $h=0,1$ м, на песчаном основании.

Трассы проектируемых коммуникаций проходят в одном коридоре с существующей автодорогой до площадки куста скважин №13 бис, обеспечивающей доступность для пожарной техники линейной части и вдольтрассовых сооружений трубопроводов.

Эвакуационные пути в пределах помещений обеспечивают безопасную эвакуацию людей через эвакуационные выходы из данных помещений и здания в целом без учета применяемых в нем средств пожаротушения.

В целях обеспечения безопасной эвакуации людей при пожаре проектом предусмотрена система оповещения о пожаре (СОУЭ 1-го типа).

За пределами помещений эвакуация людей с проектируемых площадок обеспечивается размещением зданий и сооружений, организацией внутрплощадочных проездов.

Эвакуация с территории объекта производится персоналом самостоятельно по сигналам системы аварийного оповещения в соответствии с планом эвакуации.

Решения по обеспечению беспрепятственной эвакуации людей с площадок проектируемого объекта, а также беспрепятственному вводу и передвижению сил и средств ликвидации последствий аварий, представлены графической части (61-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Г2 - 61-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Г3).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							61-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т	Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		102

Библиография

1. Федеральный закон от 21.07.1997 №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;
2. Федеральный закон от 21.12.1994 №68-ФЗ «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера»;
3. Федеральный закон от 22.07.2008 №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;
4. Федеральный закон от 21.12.1994 №69-ФЗ «О пожарной безопасности»;
5. Федеральный закон от 30.03.1999 №52-ФЗ «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения»;
6. Федеральный закон от 30.12.2009 №384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»;
7. Указ Президента РФ от 15.02.2006 №116 «О мерах по противодействию терроризму»;
8. Постановление Правительства РФ от 24.11.1998 №1371 «О регистрации объектов в государственном реестре опасных производственных объектов»;
9. Постановление Правительства РФ от 18 декабря 2020 г. № 2168 «Правила организации и осуществления производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности»;
10. Постановление Правительства РФ от 30.12.2003 №794 «О единой государственной системе предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций»;
11. Постановление Правительства РФ от 16.09.2020 №1479 «Об утверждении Правил противопожарного режима в Российской Федерации»;
12. Приказ Ростехнадзора от 31.03.2016 №137 «Об утверждении Руководства по безопасности «Методика оценки последствий аварийных взрывов топливно-воздушных смесей»;
13. Приказ Ростехнадзора от 11.04.2016 №144 «Руководство по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах»;
14. Приказ Ростехнадзора от 16.10.2020 №414 «Порядок оформления декларации промышленной безопасности опасных производственных объектов и перечень включаемых в нее сведений»;
15. ГОСТ Р 55201-2012 «Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Порядок разработки перечня мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению

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

чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера при проектировании объектов капитального строительства»;

16. ГОСТ 12.1.004-91*. Пожарная безопасность. Общие требования;

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

18. ГОСТ 12.1.010-76*. Взрывобезопасность. Общие требования;

19. ГОСТ 12.1.018-93. Пожаровзрывобезопасность статического электричества. Общие требования;

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

21. ГОСТ Р 12.3.047-2012. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля;

22. ГОСТ Р 51858-2002. Нефть. Общие технические требования;

23. СП 2.13130.2020. Системы противопожарной защиты. Обеспечение огнестойкости объектов защиты;

24. СП 3.13130.2009. Системы противопожарной защиты. Система оповещения и управления эвакуации людей при пожаре. Требования пожарной безопасности;

25. СП 4.13130.2013 «Системы противопожарной защиты. Ограничение распространения пожара на объектах защиты. Требования к объемно-планировочным и конструктивным решениям»;

26. СП 18.13330.2019. Планировочная организация земельного участка (Генеральные планы промышленных предприятий);

27. СП 112.13330.2011. Пожарная безопасность зданий и сооружений;

28. СП 43.13330.2012. Сооружения промышленных предприятий;

29. СП 75.13330.2011. Технологическое оборудование и технологические трубопроводы;

30. СП 76.13330.2016. Электротехнические устройства;

31. СП 77.13330.2016. Системы автоматизации;

32. СП 165.1325800.2014 «Инженерно-технические мероприятия по гражданской обороне»;

33. СП 264.1325800.2016 «Световая маскировка населенных пунктов и объектов народного хозяйства»;

34. СП 116.13330.2012. Инженерная защита территорий, зданий и сооружений от опасных геологических процессов. Основные положения.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т

Приложение А
Исходные данные ГУ МЧС России по РК



МЧС РОССИИ

**ГЛАВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ
МИНИСТЕРСТВА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ПО ДЕЛАМ ГРАЖДАНСКОЙ ОБОРОНЫ,
ЧРЕЗВЫЧАЙНЫМ СИТУАЦИЯМ И ЛИКВИДАЦИИ
ПОСЛЕДСТВИЙ СТИХИЙНЫХ БЕДСТВИЙ
ПО РЕСПУБЛИКЕ КОМИ
(Главное управление МЧС России
по Республике Коми)**

ул. Советская, д. 9, г. Сыктывкар, 167983
тел. (8212) 24-51-00, факс 24-43-25;
«телефон доверия» (8212) 29-99-99
E-mail: info@11.mchs.gov.ru

10.12.2021 № *ОВ-186-2-892*
на № 03-3-12-6201 от 07.12.2021

Исх. данные

Генеральному директору
ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»

Г.Г. Грибову

ул. Октябрьская, д. 14,
г. Ухта, 169300

Уважаемый Григорий Григорьевич!

Исходные данные, подлежащие учету при разработке перечня мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера (далее – ПМГОЧС) по объекту проектирования «Строительство промысловых трубопроводов Верхне-Возейского месторождения ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» в 2023 году».

Адрес объекта: Республика Коми, Усинский район, Усинское нефтяное месторождение.

1. Краткая характеристика объекта:

- проектом предусматривается газопровод «строительство промысловых трубопроводов Верхне-Возейского месторождения ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» в 2023 году».

2. Исходные данные о состоянии потенциальной опасности объекта:

- объекты Усинского нефтяного месторождения включены в Реестр потенциально опасных объектов и гидротехнических сооружений, расположенных на территории Республики Коми.

3. Исходные данные о потенциальной опасности территории, на которой намечается строительство:

- Главное управление МЧС России по Республике Коми не уполномочено по выдаче архивных военно-исторических справок, а также не располагает сведениями о ведении боевых действий на территории Республики Коми;

- расположение мест хранения и полигонов промышленных взрывчатых веществ и средств взрывания в непосредственной близости от

места проведения
ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»
Вх. № *611d*
13 DEC 2021 г.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т

Лист
105

работ, принять согласно действующему Реестру потенциально опасных объектов и гидротехнических сооружений на территории Республики Коми от 15.03.2021;

- по карте общего сейсмического районирования территории Российской Федерации – ОСР–97 Республика Коми находится в районе сейсмической интенсивности до 6 баллов по шкале Рихтера.

4. Исходные данные для разработки мероприятий по гражданской обороне:

- ближайшая территория, отнесенная к группе по гражданской обороне – объект проектирования находится на достаточном удалении от территорий, отнесенных к группам по гражданской обороне;

- в районе строительства защитные сооружения гражданской обороны – отсутствуют;

- в зону возможного радиоактивного загрязнения проектируемый объект не попадает;

- ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» не отнесено к категории по гражданской обороне (п. 4 постановления Правительства Российской Федерации от 16.08.2016 № 804 «Об утверждении Правил отнесения организаций к категориям по гражданской обороне в зависимости от роли в экономике государства или влияния на безопасность населения»);

- объект проектирования расположен в границах зон возможных сильных разрушений от взрывов, происходящих в результате аварий, согласно СП 165.1325800.2014 «Инженерно-технические мероприятия гражданской обороны»;

- предусмотреть мероприятия по светомаскировке объекта согласно СП 264.1325800.2016. Актуализированная редакция СНиП 2.01.53-84. «Световая маскировка населенных пунктов и объектов народного хозяйства».

5. Исходные данные для разработки мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера:

- потенциально опасные объекты, аварии на которых могут стать причиной возникновения чрезвычайных ситуаций на проектируемом объекте, принять согласно действующему Реестру потенциально опасных объектов и гидротехнических сооружений на территории Республики Коми от 15.03.2021 № 6, утвержденного распоряжением председателя Комиссии Правительства Республики Коми по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций и обеспечению пожарной безопасности;

- произвести расчет границ зон разрушений от взрывов, происходящих в результате аварий, согласно СП 165.1325800.2014 «Инженерно-технические мероприятия гражданской обороны», приказа Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 31.03.2016 № 137 «Об утверждении Руководства по безопасности «Методика оценки последствий аварийных взрывов топливно-воздушных смесей»;

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т

Лист
106

- предусмотреть мероприятия направленные на антитеррористическую защищенность объекта в соответствии со статьей 48 п. 12 пп. 14 Градостроительного кодекса Российской Федерации от 29.12.2004 № 190-ФЗ;

- в зону возможного катастрофического затопления проектируемый объект не попадает.

6. Дополнительные сведения для разработки мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера:

- мероприятия разработать в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55201-2012;

- срок действия настоящих исходных данных по ПМ ГОЧС – 3 (три) года со дня их регистрации.

При изменении задания на проектирование и/или основных характеристик объекта, настоящие исходные данные по ПМ ГОЧС утрачивают свою силу.

7. Перечень основных руководящих нормативных и методических документов, рекомендуемых для использования:

Федеральный закон от 21.12.1994 № 68-ФЗ «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера»;

Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;

Федеральный закон от 12.02.1998 № 28-ФЗ «О гражданской обороне»;

Федеральный закон от 29.12.2004 № 190-ФЗ «Градостроительный кодекс Российской Федерации»;

Федеральный закон от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;

Федеральный закон от 30.12.2009 № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»;

Постановление Правительства РФ от 29.11.1999 № 1309 «О Порядке создания убежищ и иных объектов гражданской обороны»;

Постановление Правительства РФ от 01.03.1993 № 178 «О создании локальных систем оповещения в районах размещения потенциально опасных объектов»;

Приказ Минстроя России от 15.04.2016 № 248/пр «О порядке разработки и согласования специальных технических условий для разработки проектной документации на объект капитального строительства»;

СНиП 2.06.15-85 «Инженерная защита территории от затопления и подтопления»;

СП 165.1325800.2014. Свод правил. Актуализированная редакция СНиП 2.01.51-90. «Инженерно-технические мероприятия гражданской обороны»;

СНиП 22-01-95. «Геофизика опасных природных воздействий»;

СНиП 2.01.53-84. «Световая маскировка населенных пунктов и объектов народного хозяйства»;

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Т

Лист
107

СП 21.13330.2012. СП. «Здания и сооружения на подрабатываемых территориях и просадочных грунтах. Актуализированная редакция СНиП 2.01.09-91»;

СП 116.13330.2012. Свод правил. «Инженерная защита территорий, зданий и сооружений от опасных геологических процессов. Основные положения» Актуализированная редакция СНиП 22-02-2003;

СП 264.1325800.2016 СНиП 2.01.53-84. «Световая маскировка населенных пунктов и объектов народного хозяйства»;

СП «Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования ПБ», утвержденные приказом МЧС России от 17.06.2015 № 302;

СП 14.13330.2014. Свод правил. «Строительство в сейсмических районах»;

ВСН ВК4-90. «Инструкция по подготовке и работе систем хозяйственно-питьевого водоснабжения в чрезвычайных ситуациях»;

Кроме указанных в настоящем Перечне документов также следует руководствоваться другими федеральными и ведомственными нормами, правилами и рекомендациями, содержащими требования по проектированию ПМ ГОЧС и повышению безопасности объектов и эффективности защиты персонала, населения и территорий в чрезвычайных ситуациях техногенного, природного и военного характера.

Заместитель начальника Главного управления
(по гражданской обороне и защите населения) —
начальник управления гражданской обороны
и защиты населения

Н.В. Семёнов

Н.Ю. Булгаков
40-98-72

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

Приложение Б

Письмо ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» о категорировании по ГО



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
ЛУКОЙЛ-Коми

№ 07-03-36356a Дата 11.11.2016

Санкт-Петербургский филиал
ФАУ «Главгосэкспертиза России»

на № _____ от _____

И.В. Бурлыгиной

Измайловский просп., д. 29, Литер А,
г. Санкт-Петербург, 190005
Тел.: (812) 702-66-23, факс: (812) 702-66-24

О направлении информации

Уважаемая Ирина Владимировна!

Согласно требованиям Постановления Правительства РФ от 19.09.1998 N 1115 «О порядке отнесения организаций к категориям по гражданской обороне» установлена I категория по гражданской обороне для ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз». ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» и его структурные подразделения Общества (ТПП «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтегаз», ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз», НЦУ «Яреганефть», УПТК) по гражданской обороне не категорированы.

Решением группы мобилизационной подготовки объекты ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» в военное время прекращают свою деятельность. Объекты мобилизационного задания не имеют, перенос объектов в другое место не планируется

Заместитель генерального директора
по капитальному строительству



К.В. Каракулов

И.И. Дмитрук, (82144) 5-54-40
В.А. Кузин, (82144) 5-65-51

169710, Российская Федерация,
Республика Коми, г. Усинск,
Ул. Нефтяников, д. 31

Тел.: (82144) 55-3-60
Факс: (82144) 41-3-38

E-mail: Usn.postman@lukoil.com

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



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

Высоковольтный водовод от скв. 5В3 до скв. NN 1009Н, 1010Н и N13 бис

ВПЗ-6 кВ (1 линия) от существующих ВП-6кВ Ф-17Д Ф-4П ЗРУ-6кВ ГЭС «Леккерка» до куста N13 бис

ВПЗ-6 кВ (2 линия) от существующих ВП-6кВ Ф-17Д Ф-4П ЗРУ-6кВ ГЭС «Леккерка» до куста N13 бис

Куст N 13 бис

Автодорога до куста N13 бис

Нефтедоборный коллектор от куста N13 бис до т.бр. к. N 13 бис

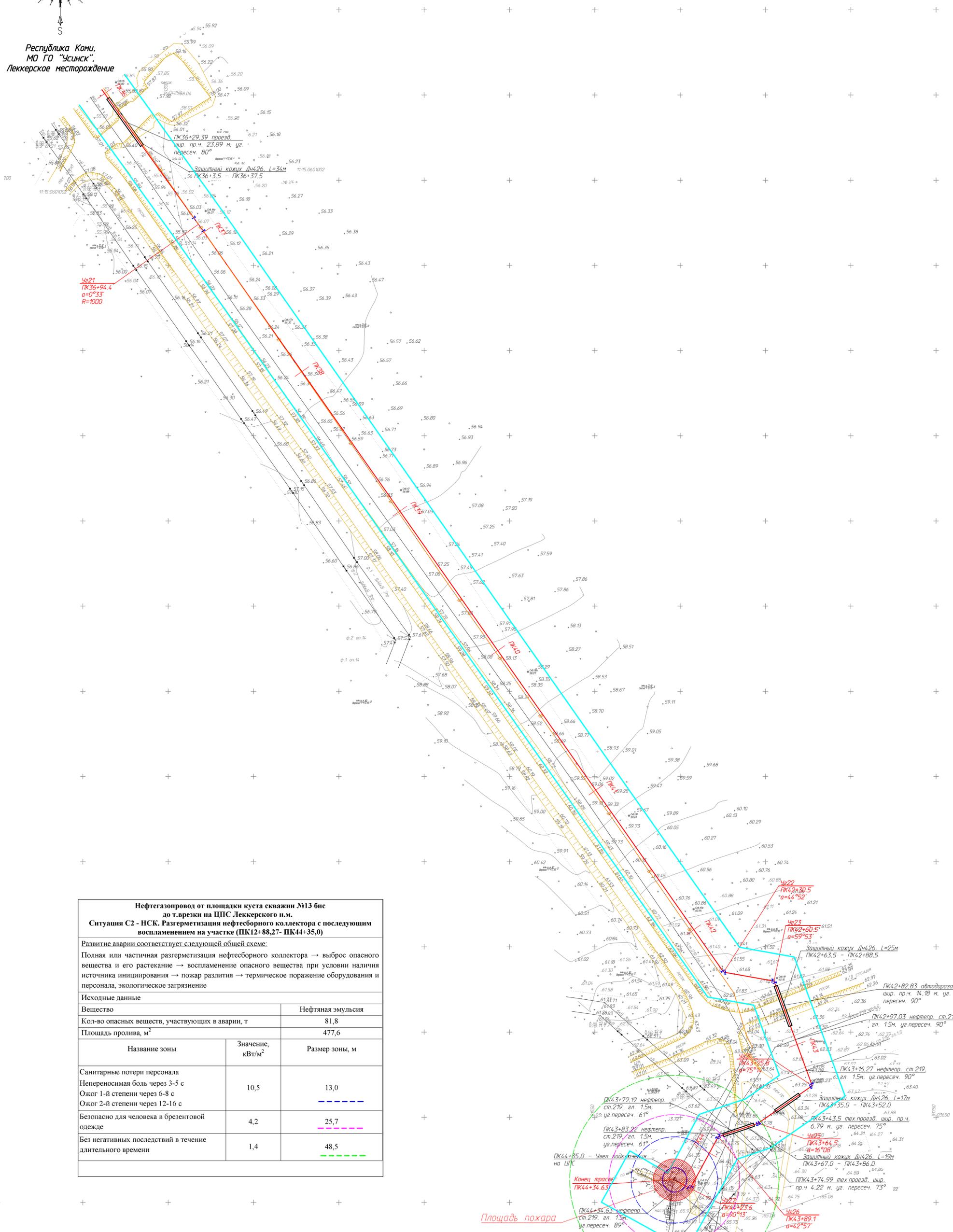
Лист № 001
Лист № 002
Лист № 003
Лист № 004
Лист № 005
Лист № 006
Лист № 007
Лист № 008
Лист № 009
Лист № 010
Лист № 011
Лист № 012
Лист № 013
Лист № 014
Лист № 015
Лист № 016
Лист № 017
Лист № 018
Лист № 019
Лист № 020

61-01-НПМ/2021-ГОС.Г.1					
Обустройство Леккерского месторождения					
Обустройство куста N13 бис					
Исполн.	Инж. М.В. Вас.	Инж. М.В. Вас.	Инж. М.В. Вас.	Инж. М.В. Вас.	Инж. М.В. Вас.
Разработ.	Мельни	Мельни	Мельни	Мельни	Мельни
Нач. отдела	Демичева	Демичева	Демичева	Демичева	Демичева
Н. контр.	Салдаева	Салдаева	Салдаева	Салдаева	Салдаева
Ситуационный план М 1:25000				НПМ/нефти и газа ЗГТУ	
Формат А0					

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		13,0
Ожог 1-й степени через 6-8 с	10,5	— — — — —
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

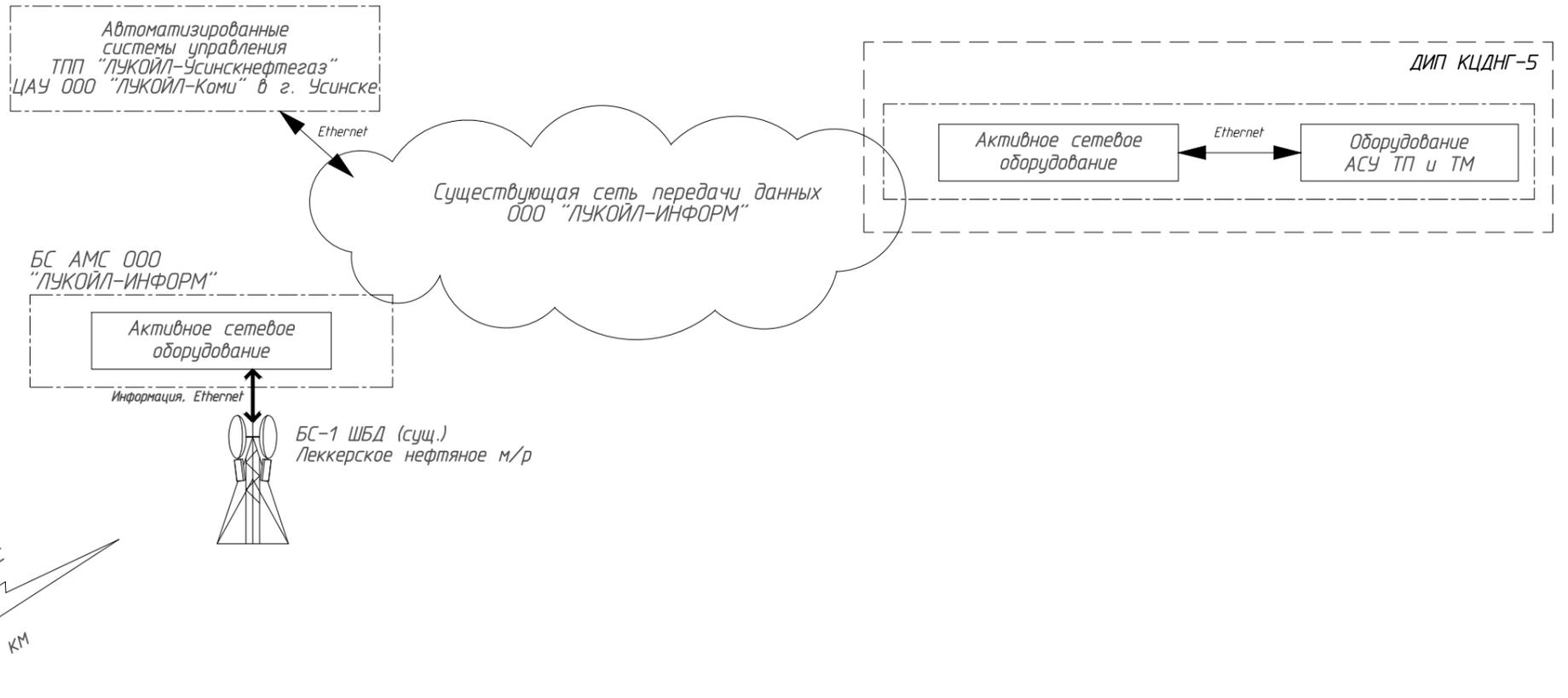
Площадь пожара

Условные обозначения

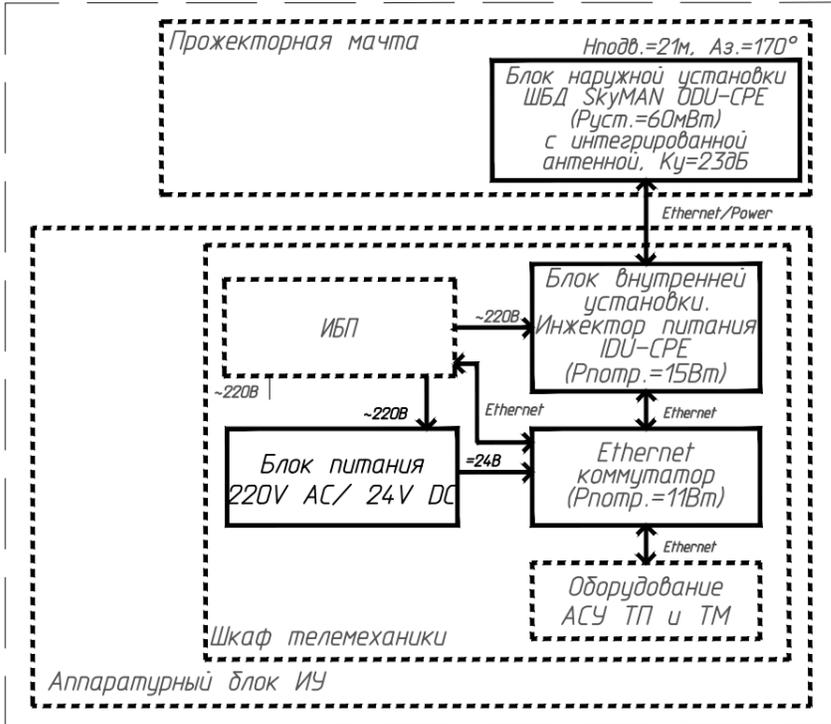
- — граница ППТ
- — Демонтируемый трубопровод
- — проектируемый нефтегазопровод
- — защитный кожух

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

61-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Г3			
"Обустройство Леккерского месторождения. Обустройство кустов №13бис"			
Изм.	Кол.ч.	Лист	Док.
Разработчик	Михайлова	Матус	Матус
Руководитель	Матус		
Н. контр.	Салдаева		
Страница	Лист	Листов	
П		1	
ООО "НИПИ Нефть и газа УГТУ"			Формат А1



Куст скважин №13дис



Условные обозначения:

- оборудование существующее
- оборудование проектируемое
- оборудование, предусмотренное смежными разделами

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

61-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Г4					
Обустройство Леккерского месторождения. Обустройство куста №13 дис					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата
Разраб.	Чурикова				
Проверил	Конанов				
Нач.отд.	Попков				
Н. контр.	Салдаева				
Принципиальная схема организации сетей связи					ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"