



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

(ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»)

Строительство и реконструкция нефтесборных коллекторов Восточно-Ламбейшорского месторождения. Нефтесборный коллектор от т.вр. к. №4, 65 до УПН Восточный Ламбейшор

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 10 «Иная документация в случаях, предусмотренных федеральными законами»

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

27-04-2НИПИ/2022-2-ГОЧС

Том 10.2

Взам. инв. №	
Подп. и дата	Заместитель директора – Главный инженер О. С. Соболева Главный инженер проекта К.В. Худяев
Инв. № подл.	

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.....	15
3.	Перечень мероприятий по гражданской обороне	19
3.1	Сведения об отнесении проектируемого объекта к категории по ГО	19
3.2	Сведения об удалении проектируемого объекта от городов, отнесенных к группам по гражданской обороне, и объектов особой важности по ГО.....	19
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.....	20
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	21
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	21
3.6	Сведения о соответствии степени огнестойкости проектируемых зданий (сооружений) требованиям, предъявляемым к зданиям (сооружения) объектов, отнесённым к категориям по ГО.....	22
3.7	Решения по управлению ГО проектируемого объекта, системам оповещения персонала об опасностях, возникающих при ведении военных действий или вследствие этих действий	22
3.8	Мероприятия по световой и другим видам маскировки проектируемого объекта	27
3.9	Проектные решения по повышению устойчивости работы источников водоснабжения и их защите от радиоактивных и отравляющих веществ	28
3.10	Обоснование введения режимом радиационной защиты на территории проектируемого	

Согласовано

Взам. инв. №
Подп. и дата

27-04-2НИПИ/2022-2-ГОЧС.Т

							27-04-2НИПИ/2022-2-ГОЧС.Т		
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Инв. № подл.	Разраб.	Михайлова				Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера Текстовая часть	Стадия	Лист	Листов
	Рук. групп.	Матус					П	1	86
	Н. контр.	Салдаева					ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»		
	ГИП	Худяев							

объекта, подвергшейся радиоактивному загрязнению (заражению)	28
3.11 Проектные решения по обеспечению безаварийной остановки технологических процессов при угрозе воздействия или воздействию по проектируемому объекту поражающих факторов современных средств поражения.....	29
3.12 Мероприятия по повышению эффективности защиты производственных фондов проектируемого объекта при воздействии по ним современных средств поражения	30
3.13 Мероприятия по приспособлению объектов коммунально-бытового назначения для санитарной обработки людей, обеззараживания одежды и специальной обработки техники.....	31
3.14 Мероприятия по мониторингу состояния радиационной и химической обстановки на территории проектируемого объекта	31
3.15 Мероприятия по инженерной защите (укрытию) персонала объекта в защитных сооружениях ГО	31
3.16 Решения по созданию и содержанию запасов материально-технических, продовольственных, медицинских и иных средств, обеспечению населения и персонала проектируемого объекта средствами индивидуальной защиты	32
3.17 Мероприятия по обеспечению эвакуации персонала и материальных ценностей в безопасные районы	32
4. Перечень мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера	34
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 ..	34
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	35
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.....	37
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	41

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	27-04-2НИПИ/2022-2-ГОЧС.Т		Лист
											2

ДАнные ОБ ОРГАНИЗАЦИИ - РАЗРАБОТЧИКЕ

1. Наименование организации

Раздел проектной документации ПМ ГОЧС «Строительство и реконструкция нефтесборных коллекторов Восточно-Ламбейшорского месторождения. Нефтесборный коллектор от т.вр. к. №4, 65 до УПН Восточный Ламбейшор» 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.	Удостоверение об аттестации по промышленной безопасности в территориальной аттестационной комиссии Северо-Кавказского управления Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору №30-22-12736 (области А1, Б2.3, Б7.3).
Михайлова В.А.	Протокол ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ» № 01-8513-2-1-23-23 от 30.06.2023 (области А1, Б2.3).

Раздел проектной документации ПМ ГОЧС «Строительство и реконструкция нефтесборных коллекторов Восточно-Ламбейшорского месторождения. Нефтесборный коллектор от т.вр. к. №4, 65 до УПН Восточный Ламбейшор» разработан в соответствии с градостроительным планом земельного участка, заданием на проектирование, техническими

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	27-04-2НИПИ/2022-2-ГОЧС.Т						Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	4

регламентами в т. ч. устанавливающие требования по обеспечению безопасной эксплуатации проектируемого объекта.

Настоящая проектная документация разработана на основании задания на проектирование объекта «Строительство и реконструкция нефтесборных коллекторов Восточно-Ламбейшорского месторождения. Нефтесборный коллектор от т.вр. к. №4, 65 до УПН «Восточный-Ламбейшор».

При разработке настоящего подраздела проектной документации учитывались исходные данные и требования Главного управления МЧС России по Республике Коми (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	К.В. Худяев
ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»	
Руководитель группы ПБ, ГО и ЧС	Е.Н. Матус
ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»	
Ведущий инженер группы ПБ, ГО и ЧС	В.А. Михайлова
ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»	

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			27-04-2НИПИ/2022-2-ГОЧС.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				

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

В административном отношении участок работ расположен на территории МО ГО «Усинск» Республики Коми на землях лесного фонда ГУ «Усинское лесничество».

Ближайший населенный пункт – вахтовый поселок Верхнеколвинск, расположен в 32 км к юго-востоку от участка строительства.

Административный центр – г. Усинск находится в 101 км к юго-востоку от территории строительства. Город Усинск – центр нефтедобывающего района Республики Коми с развитой инфраструктурой. Проезд к участку строительства возможен по железной дороге Москва-Печора-Усинск до станции Усинск, далее – по автомобильной дороге круглогодичного действия Усинск – Харьяга, далее по профилированной грунтовой автомобильной дороге круглогодичного действия, построенной для обустройства Восточно-Ламбейшорского месторождения.

Участок работ расположен в пределах Восточно-Ламбейшорского нефтяного месторождения, осваиваемого ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».

Ситуационный план размещения проектируемого объекта представлен в графической части данного тома (27-04-2НИПИ/2022-2-ГОЧС.Г1).

В данном проекте представлены проектные работы по второму этапу строительства.

Перечень проектируемых трубопроводов с характеристиками представлен в таблице 1.

Таблица 1 – Проектируемые трубопроводы и их характеристики

Наименование	Назначение*	Диаметр и толщина стенки, мм	Протяженность, м	Промысловые трубопроводы СП 284.1325800.2016		Рабочее давление, МПа
				Класс	Категория по назначению	
Нефтеcборный коллектор от т.вр. к.№4, 65 до УПН «Восточный-Ламбейшор»	Н	426x10	3571	II	II	4,0
		530x11	4027			

Проектные мощности проектируемого нефтеcборного коллектора определена в соответствии с техническими условиями на проектирование объекта и представлена в таблице 2.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	27-04-2НИПИ/2022-2-ГОЧС.Т						Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	6

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 диаметром Ду800 для проектируемого трубопровода Ду300 мм. С заводским трехслойным антикоррозионным покрытием на основе экструдированного полиэтилена.

Для прокладки трубопроводов внутри защитных кожухов предусмотрено применение колец диэлектрических полиуретановых. 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.

Настоящим проектом предусмотрены узлы пуска/приема очистных устройств.

Для узлов пуска/приема очистных устройств предусмотрены камеры пуска/приема Ду400 и 500 правого/левого исполнения на давление 4,0 МПа климатического исполнения ХЛ. В качестве запорной арматуры в обвязках узлов предусматриваются задвижки клиновые без КОФ Ду400, Ду500 Ру4,0 МПа.

Подключения к существующим трубопроводам предусмотрено выполнить к перспективным задвижкам, расположенных на ранее запроектированных узлах после демонтажа заглушек. Запорную арматуру предусмотрено монтировать на технологические опоры под арматуру.

Своевременное удаление парафина, механических примесей, водяных и газовых скоплений позволит поддерживать пропускную способность трубопровода на проектном уровне.

Продукты очистки нефтегазопровода из камеры пуска очистных устройств через дренажный трубопровод Ду100 мм поступают в проектируемую дренажную емкость V=5 м³, дыхательные линии емкости оборудованы дыхательным клапаном с огнепреградителем заводского изготовления.

Проектируемую дренажную емкость предусмотрено установить подземно. Дренажные линии камер пуска и приема оборудуются задвижками клиновыми без КОФ Ду100 мм, Ру4,0 МПа.

Продукты очистки нефтегазопровода из камеры приема очистных устройств через дренажный трубопровод Ду100 мм поступают в существующую дренажную емкость.

Для устройства дренажных систем (от камеры пуска и камеры приема) проектом предусмотрены трубы 114х6 стальные бесшовные горячедеформированные повышенной эксплуатационной надежности, повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости из

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

27-04-2НИПИ/2022-2-ГОЧС.Т

Лист
9

высококачественной стали, 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 и наружным трехслойным антикоррозионным покрытием на основе экструдированного полиэтилена. Согласно ГОСТ 32569-2013 дренажные трубопроводы относятся к группе А, подгруппе б, категории П.

Настоящим проектом предусмотрено пересечение с р. Лысутейвис на ПК47+46,9. Пересечение с водной преградой предусмотрено выполнить надземным способом в защитном кожухе из трубы стальной электросварной прямошовной диаметром Ду800 мм. Толщина стенки защитного кожуха принята 12 мм. Для прокладки трубопровода внутри защитных кожухов предусмотрено применение колец диэлектрических полиуретановых. Для герметизации межтрубного пространства и исключения вероятности попадания транспортируемой нефти в водный объект согласовано применение сальникового уплотнения трубы Ду500 мм в трубе Ду800 мм. В качестве выпуска воздуха предусмотрено применение вентиля углового специального (ВУС).

Сальниковые уплотнения устанавливаются на концах защитного кожуха. Межтрубное пространство заполняется инертным газом – азотом, и создается давление равное 0,1 МПа. Резкое падение давления послужит сигналом о разгерметизации футляра. Благодаря герметичной системе, углеводороды не попадут в окружающую среду. К тому же данная конструкция обеспечивает пожаробезопасность данного участка нефтепровода.

Настоящим проектом предусмотрены узлы береговых задвижек с установкой задвижки клиновой без КОФ с электроприводом, рассчитанной на давление 4,0 МПа, манометра со шкалой 0-60 кгс/см², вентиля углового специального (ВУС), сигнализатора прохождения очистных устройств. Узлы устанавливаются выше уровня 10% ГВВ.

Настоящим проектом предусмотрен охранный узел с установкой задвижки клиновой с электроприводом, рассчитанной на давление 4,0 МПа, манометра со шкалой 0-60 кгс/см², вентиля углового специального (ВУС), сигнализатора прохождения очистных устройств.

Обязательным условием для применения технических устройств, оборудования, материалов и изделий, является наличие документов, подтверждающих их соответствие обязательным требованиям, установленным законодательством Российской Федерации в ст. 7 Федерального закона от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», в ст. 20, 23 Федерального закона от 27.12.2002 № 184-ФЗ «О техническом регулировании», в том числе требованиям ст. 6 технического регламента

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инов. № подл.	27-04-2НИПИ/2022-2-ГОЧС.Т						Лист
															10

Таможенного союза «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах» (ТР ТС 012/2011).

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.

Решения по защите трубопровода от коррозии

Согласно техническому отчету (27-04-2НИПИ/2022-ИГИ) по трассе проектируемого нефтесборного коллектора от т.вр. к. №4, 65 до УПН «Восточный Ламбейшор» коррозионная агрессивность грунтов к углеродистой и низколегированной стали преимущественно средняя и высокая.

На данных участках среднее значение удельного электрического сопротивления грунта составляет от 8,7 Омхм до 45,3 Омхм. Выявленное удельное электрическое сопротивление грунта ниже 50 Омхм, что в соответствии с таблицей 1 ГОСТ 9.602-2016 относят данные грунты к грунтам средней и высокой коррозионной агрессивности.

В соответствии с п 6.6 ГОСТ 9.602-2016 стальные подземные трубопроводы, расположенные в грунтах средней и высокой коррозионной агрессивности, подлежат защите средствами электрохимической защиты (установками катодной защиты, установками дренажной защиты, протекторными установками).

Для электрохимической защиты вышеперечисленных трубопроводов проектной документацией предусматривается установка протекторной защиты типа ПМП-20У с шагом не более 1 км. Проекторы устанавливаются на глубину ниже глубины промерзания – 3,0 м. Данные решения обеспечивают поддержание защитного поляризационного потенциала трубопроводов согласно таблице 4 ГОСТ 9.602-2016 от -0,85 В до 1,2 В.

Для электрохимической защиты вышеперечисленных трубопроводов проектной документацией предусматривается установка протекторной защиты.

По результатам исследований, опасное влияние блуждающих токов на площадке строительства не зафиксировано. Защита от влияния блуждающих токов – не требуется.

В соответствии с п. 4.3 ВСН 39-1.8-008-2002 и п. 8.1.13 ГОСТ 9.602-2016 для увеличения срока службы протекторной защиты и электрического разъединения надземных и подземных участков трубопроводов проектной документацией предусматривается установка электроизолирующих вставок НЭМС.

Для контроля защитного потенциала на нефтепроводе предусматривается установка контрольно-измерительных пунктов (КИП). КИПы оборудуются стационарными

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

						27-04-2НИПИ/2022-2-ГОЧС.Т	Лист
							11
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		

двухкорпусными медно-сульфатными электродами сравнения длительного действия со встроенным вспомогательным электродом.

Для определения скорости и глубины коррозии подземных трубопроводов предусматривается применение индикатора коррозионных процессов серии ИКП.

Контрольно-измерительные пункты устанавливаются в соответствии с ГОСТ Р 51164-98.

Подключение установок протекторной защиты (УПЗ) к газопроводу осуществляется кабелем марки ВВГнг(А) сечением 2х6 мм. кв. через контрольно-измерительные пункты со встроенным блоком совместной защиты типа БСЗ.

Присоединение всех кабельных выводов непосредственно к трубопроводам осуществляется конденсаторной сваркой с использованием клеммы ЭХЗ-КТС и установки контактной точечной сварки ЭХЗ-КТС. Изоляция мест присоединений кабеля к трубам осуществляется термоусаживаемыми лентами с наполнителем.

Общие технические решения

Расчетный срок службы проектируемых 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 равнопроходной арматуры;
- применение единого диаметра труб на всём протяжении трасс трубопроводов;
- применение узлов выпуска воздуха для предотвращения образования воздушных пробок.

В соответствии с п. 4.3 ВСН 39-1.8-008-2002 и п. 8.1.13 ГОСТ 9.602-2016 для увеличения срока службы протекторной защиты и электрического разъединения надземных и подземных участков трубопроводов проектной документацией предусматривается уставного электроизолирующих вставок НЭМС.

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

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

27-04-2НИПИ/2022-2-ГОЧС.Т

Лист
12

- от ВЛ до 35кВ – 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 5 метров от бровки 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°.

Настоящей проектной документацией предусматривается электроснабжение задвижек, шкафов телемеханики, системы наружного освещения, молниезащиты и заземления проектируемого оборудования.

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

Электроснабжение потребителей осуществляется:

- на узле пуска СОД на ПК0+36,8 от проектируемой однострансформаторной подстанции КТП-С 4/6/0,23;
- на узле подключения от к.2 на ПК35+82,7 от проектируемой однострансформаторной подстанции КТП-С 4/6/0,23;
- на узле береговой задвижки ПК45+75,00 от двухтрансформаторной подстанции КТП-М 25/6/0,4 кВ (учтена в проекте 27-04-2НИПИ/2022-1);
- на узле береговой задвижки ПК51+34,0 от двухтрансформаторной подстанции КТП-М 25/6/0,4 кВ (учтена в проекте 27-04-2НИПИ/2022-1);
- на охранном узле ПК74+74,0 от существующей КТП БКНС. Для подключения проектируемых потребителей предусматривается установка автоматических выключателей в РУНН КТП;

Кабельные линии 0,4 кВ до проектируемых потребителей прокладываются по существующим и проектируемым кабельным эстакадам.

В составе проектируемых объектов отсутствуют электрические нагрузки, значительно искажающие форму кривой электрического тока и вызывающие несимметрию напряжения в точках присоединения. Проектируемые технические средства (ТС), искажающие

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

							27-04-2НИПИ/2022-2-ГОЧС.Т	Лист
								13
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата			

синусоидальность формы кривой тока и напряжения, соответствуют нормам эмиссии гармонических составляющих тока, установленных ГОСТ 30804.3.2-2013, и их подключение к Топ не вызывает превышение уровней электромагнитной совместимости, установленных ГОСТ 32144-2013. Коэффициент искажения синусоидальности кривой находится в пределах допустимых 8%. Частотные преобразователи насосных агрегатов комплектуются фильтрами гармоник.

Отклонение частоты в нормальном и послеаварийном режиме не превышает допустимых $\pm 0,2\%$ и $\pm 0,4\%$ соответственно.

Отклонение напряжения от номинального на зажимах наиболее удаленного электроприемника не превышает в нормальном режиме $\pm 5\%$, а предельно допустимое в послеаварийном режиме при наибольших расчетных нагрузках - $\pm 10\%$.

Источники электроэнергии обеспечивают электроснабжение потребителей с показателями качества электроэнергии, соответствующим требованиям ГОСТ 32144-2013.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
			27-04-2НИПИ/2022-2-ГОЧС.Т				
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		

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

В административном отношении участок работ расположен на территории МО ГО «Усинск» Республики Коми на землях лесного фонда ГУ «Усинское лесничество».

Участок работ расположен в пределах Восточно-Ламбейшорского нефтяного месторождения, осваиваемого ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».

Ситуационный план размещения проектируемого объекта представлен в графической части данного тома (27-04-2НИПИ/2022-2-ГОЧС.Г1).

Ширина полосы отвода земельных участков для размещения трассы проектируемого межпромыслового нефтепровода, предоставляемых для размещения линейных объектов, составляет 24 м.

Результаты расчета площадей земельных участков, предоставленных для размещения линейного объекта, представлены в томе 2 (27-04-2НИПИ/2022-2-ППО).

Ведомость проектируемых сооружений по трассе проектируемого трубопровода представлена в таблице 3.

Таблица 3 – Ведомость проектируемых сооружений

Пикет трассы	Наименование сооружения, краткая характеристика
Нефтеборный коллектор от т.вр. к. №4, 65 до УПН «Восточный-Ламбейшор»	
ПК0+0,00	Узел подключения от к.4. Включает в себя, манометр, вентиль угловой специальный (ВУС). Надземное исполнение.
ПК0+36,0	Узел пуска СОД. Включает в себя устройство пуска с трубной обвязкой правого исполнения, задвижки клиновые Ду300 и Ду100, манометр, вентиль угловой специальный (ВУС), сигнализатор прохождения ОУ, узел контроля скорости коррозии, узел для отбора проб, электроизолирующую вставку. Надземное исполнение.
ПК30+43,26	Узел подключения от к.7. Включает в себя задвижки клиновые Ду300, сигнализатор прохождения ОУ, манометр, вентиль угловой специальный (ВУС), электроизолирующую вставку. Надземное исполнение.
ПК35+88,0	Узел подключения от к.2. Включает в себя задвижки клиновые Ду300, сигнализатор прохождения ОУ, манометр, вентиль угловой специальный (ВУС), электроизолирующую вставку. Надземное исполнение.
ПК36+48,5	Переход проектируемого трубопровода через автодорогу в защитном кожухе Ду600 мм (L=25 м). Подземное исполнение.
ПК36+63,0	Узел сливного устройства. Включает в себя задвижку клиновые Ду150, Муфту "Сухого разъёма", присоединяемую на место заглушки при необходимости опорожнения участка. Надземное исполнение.

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

27-04-2НИПИ/2022-2-ГОЧС.Т

Лист

15

Пикет трассы	Наименование сооружения, краткая характеристика
ПК45+75,0	Узел береговой задвижки. Включает в себя задвижку клиновую Ду300 с электроприводом, сигнализатор прохождения ОУ, манометр, вентиль угловой специальный (ВУС), электроизолирующую вставку. Надземное исполнение.
ПК47+46,9	Переход проектируемого трубопровода через р. Лысутейвис в защитном кожухе Ду600 мм (L=42 м), сальниковое уплотнение, вентиль угловой специальный (ВУС). Надземное исполнение.
ПК51+34,0	Узел береговой задвижки. Включает в себя задвижку клиновую Ду300 с электроприводом, сигнализатор прохождения ОУ, манометр, вентиль угловой специальный (ВУС), электроизолирующую вставку. Надземное исполнение.
ПК60+07,5	Переход проектируемого трубопровода через технологический проезд в защитном кожухе Ду600 мм (L=24 м). Подземное исполнение.
ПК60+21,5	Узел сливного устройства. Включает в себя задвижку клиновые Ду150, Муфту "Сухого разъёма", присоединяемую на место заглушки при необходимости опорожнения участка. Надземное исполнение.
ПК74+74,0	Охранный узел. Включает в себя задвижку клиновую Ду300 с электроприводом, сигнализатор прохождения ОУ, манометр, вентиль угловой специальный (ВУС), электроизолирующую вставку. Надземное исполнение.
ПК75+59,5	Переход проектируемого трубопровода через технологический проезд в защитном кожухе Ду600 мм (L=9 м). Подземное исполнение.
ПК75+66,0	Узел сливного устройства. Включает в себя задвижку клиновые Ду150, Муфту "Сухого разъёма", присоединяемую на место заглушки при необходимости опорожнения участка. Надземное исполнение.
ПК75+80,7	Узел приема СОД. Включает в себя устройство приема с трубной обвязкой левого исполнения, задвижки клиновые Ду300 и Ду100, манометр, вентиль угловой специальный (ВУС), сигнализатор прохождения ОУ, узел контроля скорости коррозии, узел для отбора проб, электроизолирующую вставку. Надземное исполнение.

По трассе проектируемого нефтесборного коллектора предусмотрено строительство площадок (таблица 4). Техничко-экономические показатели земельного участка проектируемых площадок представлены в томе 3.3 (27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР3).

Таблица 4 – Проектируемые площадки по трассе трубопровода

Пикет трассы	Наименование сооружения
<u>Нефтесборный коллектор от т.вр. к. №4, 65 до УПН "Восточный Ламбейшор"</u>	
<i>2-ой этап строительства:</i>	
ПК0+36.0	Узел пуска СОД
ПК30+43.26	Узел подключения от к.7
ПК35+88.00	Узел подключения от к.2
ПК45+75.0	Узел береговой задвижки

Взам. инв. №							Лист
	27-04-2НИПИ/2022-2-ГОЧС.Т						
Подп. и дата							Изм.
Инв. № подл.							Лист
						Подп.	Дата

ПК51+34.0	Узел береговой задвижки
ПК74+74.0	Охранный узел
ПК47+22.0	Узел герметизации защитного кожуха
ПК47+74.0	Узел герметизации защитного кожуха

По информации ООО «Северный» в районе строительных работ по объекту «Строительство и реконструкция нефтесборных коллекторов Восточно-Ламбейшорского месторождения» пастбищ и путей перегона домашних оленей нет.

По данным ГБУ РК «Центр по ООПТ» в границах проектируемого объекта виды фауны, занесенные в Красные книги Российской Федерации и Республики Коми, отсутствуют.

Согласно данным Министерства природных ресурсов и экологии РФ, ГБУ РК «Центр по ООПТ» и Администрации МО ГО «Усинск» на территории строительства по объекту «Строительство и реконструкция нефтесборных коллекторов Восточно-Ламбейшорского месторождения» ООПТ федерального, республиканского и местного значения отсутствуют.

По информации Федерального агентства по делам национальностей (ФАДН России) в границах проектируемого объекта «Строительство и реконструкция нефтесборных коллекторов Восточно-Ламбейшорского месторождения» территории традиционного природопользования коренных малочисленных народов севера, Сибири и Дальнего Востока Российской Федерации федерального значения не образованы.

По информации Министерства национальной политики Республики Коми территории традиционного природопользования коренных малочисленных народов Севера регионального и местного значений в районе объекта строительных работ в настоящее время отсутствуют.

По данным Администрации МО ГО «Усинск» в районе размещения проектируемого объекта земли, отнесённые к родовым угодьям коренных малочисленных народов Севера, пастбища, территории традиционного природопользования, имеющие установленный правовой режим, отсутствуют.

По информации Администрации МО ГО «Усинск» и ООО «Водоканал-Сервис» в пределах участка проведения работ по объекту «Строительство и реконструкция нефтесборных коллекторов Восточно-Ламбейшорского месторождения» и в радиусе 1 км от него поверхностные источники хозяйственно-питьевого и бытового водоснабжения, находящиеся в муниципальной собственности и в эксплуатационной зоне ответственности ООО «Водоканал-Сервис», а также зоны санитарной охраны (ЗСО) поверхностных источников водоснабжения отсутствуют.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

27-04-2НИПИ/2022-2-ГОЧС.Т

Лист

17

Управление Республики Коми по охране объектов культурного наследия сообщает, что на участках реализации проектных решений по объекту «Строительство и реконструкция нефтесборных коллекторов Восточно-Ламбейшорского месторождения», отсутствуют объекты культурного наследия, включённые в Единый государственный реестр объектов культурного наследия народов Российской Федерации, объекты культурного наследия, включенные в список Всемирного наследия ЮНЕСКО, выявленные объекты культурного наследия и объекты, обладающие признаками объекта культурного наследия (в том числе археологического).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					27-04-2НИПИ/2022-2-ГОЧС.Т	Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док		Подп.

3. Перечень мероприятий по гражданской обороне

3.1 Сведения об отнесении проектируемого объекта к категории по ГО

Проектируемый объект «Строительство и реконструкция нефтесборных коллекторов Восточно-Ламбейшорского месторождения. Нефтесборный коллектор от т.вр. к. №4, 65 до УПН Восточный Ламбейшор»:

- 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 бригады №2 по добыче нефти и газа (Восточно-Ламбейшорское НМ) комплексного цеха по добыче нефти и газа № 3 (КЦДНГ-3) 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

В административном отношении участок работ расположен на территории МО ГО «Усинск» Республики Коми. Участок работ расположен в пределах Восточно-Ламбейшорского 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 101 км к юго-востоку от территории строительства. Объекты особой важности по гражданской обороне вблизи проектируемого объекта – отсутствуют.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

27-04-2НИПИ/2022-2-ГОЧС.Т

Лист
19

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 не попадает в границы зон возможной опасности, перечисленные в СП 165.1325800.2014, а именно: в зоны возможного радиоактивного загрязнения, возможного катастрофического затопления, возможного химического заражения, возможного образования завалов. Выполнение инженерно-технических мероприятий гражданской обороны, предусмотренных для указанных зон, не требуется.

Согласно табл. А.1 Приложения А СП 165.1325800.2014 (с изм.№1, №2), границы зон возможной опасности (при воздействии на проектируемый объект избыточного давления воздушной ударной волны и общего действия обычных средств поражения) приняты как для объектов организаций, отнесенных к первой категориям по гражданской обороне, расположенных за пределами территорий, отнесенных к группам по гражданской обороне, и устанавливаются в границах проектной застройки объекта и примыкающей к ней санитарно-защитной зоны.

Проектируемые трубопроводы расположены в границах Восточно-Ламбейшорского нефтяного месторождения. Ближайшими потенциально опасными объектами являются действующие объекты нефтедобычи Восточно-Ламбейшорского 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 Восточно-Ламбейшорского нефтяного месторождения не рассматривается в качестве территорий, на которых возможно размещение эвакуируемого населения.

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

						27-04-2НИПИ/2022-2-ГОЧС.Т	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		20

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.

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 бригады №2 по добыче нефти и газа (Восточно-Ламбейшорское НМ) комплексного цеха по добыче нефти и газа № 3 (КЦДНГ-3) ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».

Увеличение численности персонала не предусматривается.

Для проектируемых трубопроводов предусматривается непрерывный круглосуточный режим работы. Автоматизация и управление технологическим процессом транспорта продукции позволяет эксплуатировать технологическое оборудование без постоянного присутствия обслуживающего персонала.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

27-04-2НИПИ/2022-2-ГОЧС.Т

Лист
21

Пребывание обслуживающего персонала на объекте – периодическое. Персонал находится на объекте в течение времени, необходимого для визуального осмотра трассы, контроля технологического режима работы и для проведения ремонтно-профилактических работ. Техническое обслуживание и устранение нештатных ситуаций выполняется оперативно-выездной бригадой (в составе 2 чел.).

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.

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

Строительство зданий и сооружений настоящим проектом не предусматривается.

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.

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

							27-04-2НИПИ/2022-2-ГОЧС.Т	Лист
								22
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата			

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.

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;
- нештатные 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:

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

							27-04-2НИПИ/2022-2-ГОЧС.Т	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	23		

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 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-3 ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» является 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. №							Лист
			27-04-2НИПИ/2022-2-ГОЧС.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				

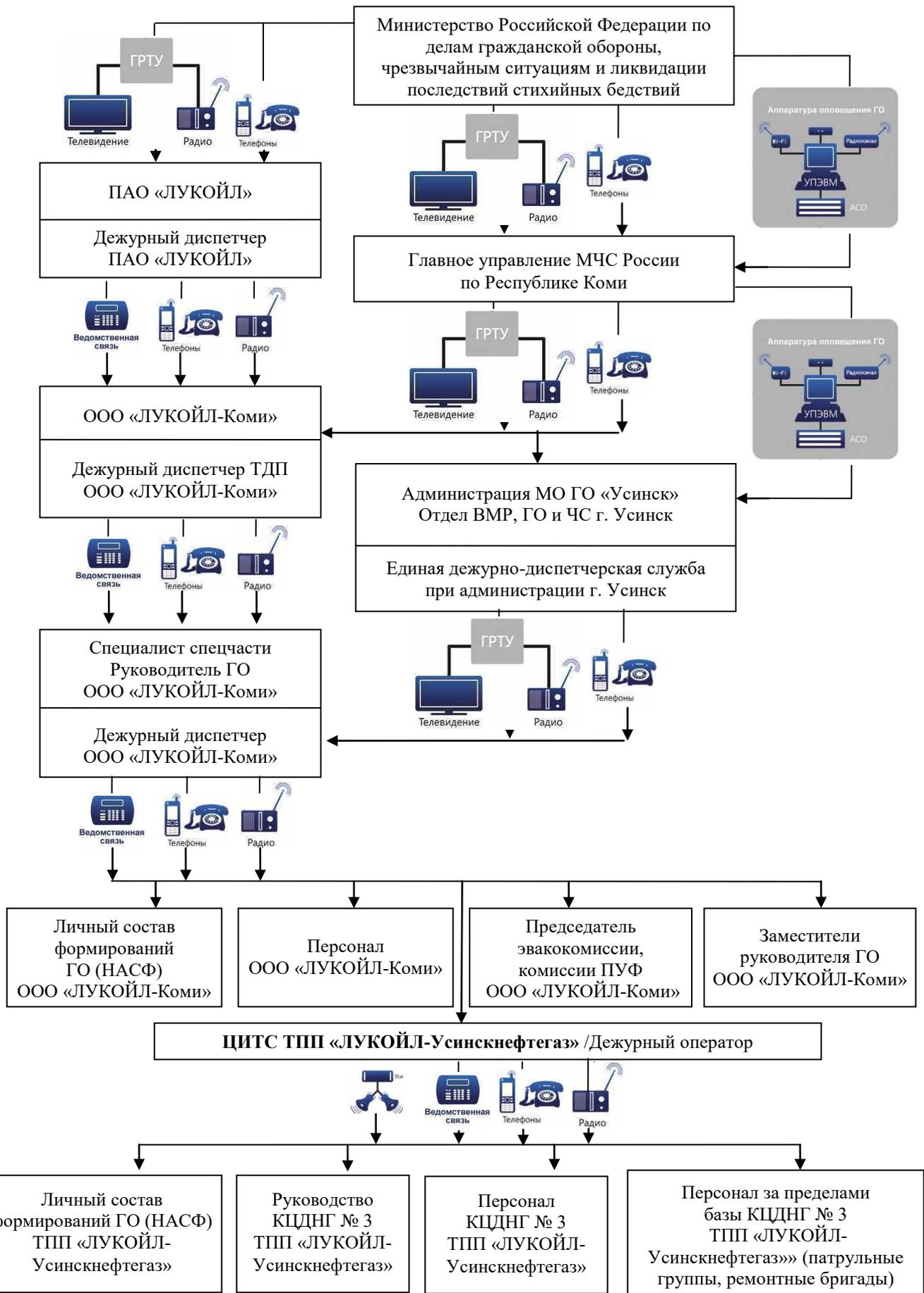


Рисунок 1 – Схема оповещения по ГО

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

27-04-2НИПИ/2022-2-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.

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 проектируемого объекта. Источники стационарного искусственного освещения на проектируемых площадках узлов отсутствуют.

Во время проведения работ по строительству трубопроводов осуществляется организация рабочего освещения по временной схеме. Все дороги и проезды на территории необходимо содержать в свободном и исправном состоянии, своевременно ремонтировать, а зимнее время очищать от снега. На каждом километре и углах поворота трасс трубопроводов, на пересечении автомобильных дорог с двух сторон, при пересечениях с коммуникациями предусмотрена установка опознавательных знаков.

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.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	27-04-2НИПИ/2022-2-ГОЧС.Т		Лист
											27

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 водоснабжения на проектируемом объекте отсутствуют.

По технологии производства хозяйственно-питьевое водоснабжение на проектируемых трубопроводах не требуется. Технологические процессы транспорта нефти являются высокоавтоматизированными и не требуют постоянного присутствия персонала на территории проектируемых объектов (работа в автоматическом режиме).

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

В случае ремонтных работ ремонтная бригада обеспечивается привозной водой. Бутилированная вода доставляется, из расчета потребления 3-3,5 л/чел., согласно СанПиН 2.2.3.1384-03. Вода минеральная природная питьевая столовая «Северная жемчужина» негазированная (Сертификат соответствия № РОСС RU. АЯ63.Н00792) приобретается в сетях розничной торговли. Персонал ремонтной бригады минимальным количеством воды питьевого качества из расчета норм на одного человека в сутки будет обеспечен.

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

Согласно исходным данным Главного управления МЧС России по РК (Приложение А) проектируемый объект не попадет в зону возможного радиоактивного загрязнения от АЭС или объектов использования атомной энергии (п. 4.9 СП 165.1325800.2014), в связи с чем, вопросы введения режимов радиационной защиты данным проектом не рассматриваются.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	27-04-2НИПИ/2022-2-ГОЧС.Т	Лист
							28

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 воздействию 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.

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.

Безаварийная остановка работающего оборудования должна обеспечивать возобновление производственного процесса без проведения длительных подготовительных работ. Остановка межпромыслового нефтепровода производится согласно плану организационно-технических мероприятий и при согласовании с ЦИТС.

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

							27-04-2НИПИ/2022-2-ГОЧС.Т	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата			29

Действия эксплуатирующего персонала после получения сигнала гражданской обороны, обеспечивающие 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 начальника КЦДНГ-3, начальника смены ЦИТС, а также должностных лиц согласно схеме оповещения;
- остановить добывающий фонд скважин;
- прекращается поступление рабочего агента (нефти) путем остановки насосов и закрытием задвижек);
- на всех задвижках вывесить таблички, извещающие об остановке;
- в вахтовом журнале сделать запись о причине и времени остановки.

При нормальных условиях эксплуатации, причиной остановки трубопроводов могут быть планово-предупредительные ремонты и ревизии оборудования, запорной и регулирующей арматуры.

Таким образом, безаварийная остановка производственного процесса на объекте строительства возможна, но требует определенного запаса времени и соблюдения последовательности действий, которые должны определяться технологическим регламентом по эксплуатации межпромыслового нефтепровода ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз».

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.

Проектируемые объекты не являются объектами, обеспечивающим жизнедеятельность категорированных городов и объектов особой важности в военное время, не выполняют функции по производству и выпуску продукции. Мероприятия по повышению эффективности защиты производственных фондов в составе данного проекта не предусматриваются.

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

							27-04-2НИПИ/2022-2-ГОЧС.Т	Лист
								30
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата			

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.

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

Стационарных систем контроля за радиационной обстановкой на проектируемом объекте не предусматривается. Контроль радиационного фона предполагается осуществлять при помощи переносных средств радиационной и химической разведки, находящихся в составе оборудования специальных подразделений ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз».

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 являются высокоавтоматизированным, и не требует постоянного присутствия персонала.

Проектируемый объект обслуживается существующим персоналом бригады №2 по добыче нефти и газа (Восточно-Ламбейшорское НМ) комплексного цеха по добыче нефти и газа № 3 (КЦДНГ-3) ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».

Увеличения численности персонала не предусматривается.

Учитывая, что проектируемый объект работает в автоматическом режиме и не имеет постоянных рабочих мест, максимальное количество обслуживающего персонала на выезде – 2 человека, необходимость строительства защитного сооружения гражданской обороны непосредственно на самом проектируемом объекте отсутствует.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

27-04-2НИПИ/2022-2-ГОЧС.Т

Лист
31

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

Ежедневный осмотр, техническое обслуживание и ремонт, поддержание в работоспособном состоянии проектируемых объектов будет осуществляться существующим персоналом бригады №2 по добыче нефти и газа (Восточно-Ламбейшорское НМ) комплексного цеха по добыче нефти и газа № 3 (КЦДНГ-3) ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».

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

В связи с чем, 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 требуется.

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

В административном отношении участок работ расположен на территории МО ГО «Усинск» Республики Коми на землях лесного фонда ГУ «Усинское лесничество».

Ближайший населенный пункт – вахтовый поселок Верхнеколвинск, расположен в 32 км к юго-востоку от участка строительства. Административный центр – г. Усинск находится в 101 км к юго-востоку от территории строительства.

Проезд к участку строительства возможен по железной дороге Москва-Печора-Усинск до станции Усинск, далее – по автомобильной дороге круглогодичного действия Усинск – Харьяга, далее по профилированной грунтовой автомобильной дороге круглогодичного действия, построенной для обустройства Восточно-Ламбейшорского месторождения.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

27-04-2НИПИ/2022-2-ГОЧС.Т

Лист
32

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

Ежедневный осмотр, техническое обслуживание и ремонт, поддержание в работоспособном состоянии проектируемых объектов будет осуществляться существующим персоналом бригады №2 по добыче нефти и газа (Восточно-Ламбейшорское НМ) комплексного цеха по добыче нефти и газа № 3 (КЦДНГ-3) ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».

Автоматизация и управление технологическим процессом транспорта нефти Восточно-Ламбейшорское месторождения позволяет эксплуатировать технологическое оборудование без постоянного присутствия обслуживающего персонала.

Проектной документацией не предполагается увеличения количества и создания новых рабочих мест на объекте, эвакуация персонала и материальных ценностей будет проводиться согласно действующего плана гражданской обороны ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз».

Решения по обеспечению эвакуации персонала проектируемого объекта при чрезвычайных ситуациях природного и техногенного характера представлены в п. 4.14 настоящего раздела.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	27-04-2НИПИ/2022-2-ГОЧС.Т	

4. Перечень мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера

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

Проектируемый нефтегазопровод предназначен для транспортировки продукции от т.вр. к.№4, 65 до УПН «Восточный-Ламбейшор».

Транспортировка нефти по пожаровзрывоопасности технологической среды относится к группе пожаровзрывоопасных (ст. 16 №123-ФЗ).

Основные опасные составляющие проектируемого объекта представлены в таблице 5.

Таблица 5 - Основные опасные составляющие проектируемого объекта

Составляющие проектируемого объекта	Краткая характеристика составляющих объекта	
	Назначение	Проектная мощность
Нефтеборный коллектор от т.вр. к. №4, 65 до УПН «Восточный-Ламбейшор»	Транспорт нефтяной эмульсии	Подземный. Диаметр и толщина стенки – 426x10мм, 530x11мм. Протяженность – 7598 м Рабочее давление – 4,0 МПа Проектные мощности: по нефти: 3216,74 т/сут. по жидкости: 4184,03 м ³ /сут.

Сведения о единовременном количестве опасных веществ, обращающихся на проектируемом объекте, представлены в таблице 6.

Таблица 6 – 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	Токсичные вещ-ва, т	Высокотоксичные вещ-ва, т	Окисляющие вещ-ва, т	Взрывчатые вещ-ва, т	Вещества опасные для окружающей среды, т
Нефтеборный коллектор от т.вр. к. №4, 65 до УПН «Восточный-Ламбейшор»									
Нефть	1011,642			1011,642					

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

27-04-2НИПИ/2022-2-ГОЧС.Т

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	Токсичные вещ-ва, т	Высокотоксичные вещ-ва, т	Окисляющие вещ-ва, т	Взрывчатые вещ-ва, т	Вещества опасные для окружающей среды, т
Всего на объекте, т				1011,42					

Согласно Федеральному закону от 21.07.1997 №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» приложение 2 таблица 2, по количеству опасных веществ проектируемый объект «Строительство и реконструкция нефтесборных коллекторов Восточно-Ламбейшорского месторождения. Нефтесборный коллектор от т.вр. к. №4, 65 до УПН Восточный Ламбейшор» относится *ко второму классу* опасности.

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

В административном отношении участок работ расположен на территории МО ГО «Усинск» Республики Коми на землях лесного фонда ГУ «Усинское лесничество».

Ситуационный план размещения проектируемого объекта представлен в графической части данного тома (27-04-2НИПИ/2022-2-ГОЧС.Г1).

Ближайший населенный пункт – вахтовый поселок Верхнеколвинск, расположен в 32 км к юго-востоку от участка строительства.

Административный центр – г. Усинск находится в 101 км к юго-востоку от территории строительства. Проезд к участку строительства возможен по железной дороге Москва-Печора-Усинск до станции Усинск, далее – по автомобильной дороге круглогодичного действия Усинск – Харьяга, далее по профилированной грунтовой автомобильной дороге круглогодичного действия, построенной для обустройства Восточно-Ламбейшорского месторождения.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

27-04-2НИПИ/2022-2-ГОЧС.Т

Лист
35

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

В административном отношении участок работ расположен на территории МО ГО «Усинск» Республики Коми на землях лесного фонда ГУ «Усинское лесничество».

Участок работ расположен в пределах Восточно-Ламбейшорского нефтяного месторождения.

Гидрографическая сеть района работ представлена реками Колва, Лая и их притоками. Изыскиваемые трассы пересекают р. Лысутейвис.

По данным региональных исследований район участка относится к зоне массивно-островного распространения ММП (распространение ММП по площади 1-10 %).

Территория изысканий располагается в южной лесотундровой природной зоне, для которой характерно сочетание тундровой и лесной растительности, где преобладают леса и редколесья еловые и елово-березовые, болота травяно-моховые и торфяники выпукло- и плоскобугристые кустарниково-кустарничково-моховые с тундрами пологоволнистыми кустарниково-кустарничково-травяно-моховыми и плоскими кустарниково-кустарничково-мохово-лишайниковыми.

Климатические условия. Климат района умеренно-континентальный с коротким прохладным летом и длинной, холодной зимой с устойчивым снежным покровом.

В соответствии с СП 131.13330.2020 «Строительная климатология» изыскиваемая площадка находится в северной строительно-климатической зоне и относится к климатическому району 1Г (район с суровыми условиями).

Среднемесячная температура воздуха – минус 19,7°С в январе, среднемесячная температура воздуха – 14,1°С в июле, среднегодовая температура воздуха – минус 3,9°С, относительная влажность воздуха – 82%, средняя скорость ветра – 4,4 м/с.

Подробная климатическая характеристика района изысканий по метеостанциям Мишвань, Усть-Уса представлена в таблицах 7.

Таблица 7 – Климатические параметры холодного и теплого периодов года

Климатические параметры холодного периода года		Усть-Уса
Температура воздуха наиболее холодных суток, °С, обеспеченностью 0,98		-47
Температура воздуха наиболее холодных суток, °С, обеспеченностью 0,92		-45
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки, °С, обеспеченностью 0,98		-44

Взам. инв. №							Лист
Подп. и дата							37
Инв. № подл.							27-04-2НИПИ/2022-2-ГОЧС.Т
	Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	

Климатические параметры холодного периода года		Усть-Уса
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки, °С, обеспеченностью 0,92		-41
Температура воздуха, °С, обеспеченностью 0,94		-27
Абсолютная минимальная температура воздуха, °С		-53
Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее холодного месяца, °С		8,3
Продолжительность, сут, периода со средней суточной температурой воздуха $\leq 0^{\circ}\text{C}$		211
Средняя температура воздуха, °С, периода со средней суточной температурой воздуха $\leq 0^{\circ}\text{C}$		-11,4
Продолжительность, сут, периода со средней суточной температурой воздуха $\leq 8^{\circ}\text{C}$		277
Средняя температура воздуха, °С, периода со средней суточной температурой воздуха $\leq 8^{\circ}\text{C}$		-7,7
Продолжительность, сут, периода со средней суточной температурой воздуха $\leq 10^{\circ}\text{C}$		297
Средняя температура воздуха, °С, периода со средней суточной температурой воздуха $\leq 10^{\circ}\text{C}$		-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 средней суточной температурой воздуха $\leq 8^{\circ}\text{C}$		3,9
Характеристика теплого периода		
Барометрическое давление, гПа		1003
Температура воздуха, °С, обеспеченностью 0,95		18
Температура воздуха, °С, обеспеченностью 0,98		23
Средняя максимальная температура воздуха наиболее теплого месяца, °С		20,5
Абсолютная максимальная температура воздуха, °С		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

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

27-04-2НИПИ/2022-2-ГОЧС.Т

Согласно СП 50.13330.2012 «Тепловая защита зданий» район изысканий по карте зон влажности относится к зоне 2 (нормальная).

Согласно СП 20.13330.2016 «Нагрузки и воздействия» район изысканий относится:

- по весу снегового покрытия – к V району;
- по давлению ветра – к III району;
- по толщине стенки гололеда – к III району.

Опасные природные гидрометеорологические процессы и явления. К опасным гидрометеорологическим явлениям (ОЯ) относятся явления погоды, которые интенсивностью, продолжительностью и временем возникновения представляют угрозу безопасности людей, а также могут нанести значительный ущерб отраслям экономики.

Чрезвычайные ситуации нередко возникают также под влиянием комплексов неблагоприятных явлений (КНЯ), каждое из которых не обязательно носит экстремальный характер. К числу наиболее часто повторяющихся опасным явлениям в районе изысканий относятся: очень сильный ветер и метель. Часто наблюдались условия, благоприятные для возникновения чрезвычайной пожарной опасности при длительном периоде отсутствия эффективных осадков и высоком фоне дневных температур.

1. Фактических сведений и наблюдений за смерчами в районе предполагаемого строительства не имеется. Рассматриваемая территория не выделена как смерчеопасная зона или район, а отнесена к районам, где смерчи возможны в принципе.

2. Сильные скоростью не менее 20 м/с в районе работ наблюдаются ежегодно. Сильный ветер при скорости более 30 м/с наблюдается в районе работ редко (в отдельные месяцы). За весь период наблюдений максимальная скорость ветра по метеостанции Мишвань составила 25 м/с, порыв ветра – 30 м/с.

3. Снежные заносы образуются зимой, при метелях, как с выпадением снега, так и без него, когда под действием ветра переносится ранее выпавший снег с поверхности и откладывается у препятствий. Для арктических условий метели начинаются при скорости ветра более 7 м/с на высоте 10 м от земли, но уже при скорости 6 м/с наблюдается поземок

Повторяемость скоростей ветра 6 м/с и более за холодный сезон (октябрь-май) составляет для МС Мишвань 18,6%. Доля более сильных метелеобразующих ветров (8 м/с и более) составляет по МС Мишвань 6,5%. В среднем метели наблюдаются до 8,09 дней за год по МС Мишвань. Максимальное число дней с метелью составляет 32 дня.

4. Гололед и сложное отложение в регионе имеют фронтальное происхождение и наблюдаются в холодное время года при прохождении теплых фронтов. Сильный гололед диаметром 20 мм и более может наблюдаться очень редко, 1-2 раза за 20 лет.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

27-04-2НИПИ/2022-2-ГОЧС.Т

5. Дождь. Рассматриваемый район не относится к ливнеопасным, где критерием опасности является показатель более 30 мм за 12 часов и менее. Поэтому в соответствии с СП 11-103-97 «Инженерно-гидрометеорологические изыскания для строительства» принят общий критерий опасности более 50 мм за 12 часов и менее. Суточный максимум осадков по району равен 109,7 мм, что равно 1% обеспеченности (1 раз в 100 лет), по МС Мишвань. Наблюденный максимум составил 31,2 мм (16 июля 2001 года).

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

Процесс морозного пучения происходит во время осенне-зимнего промерзания дисперсных грунтов. Наиболее подвержены данному процессу участки, сложенные с дневной поверхности до глубины сезонного промерзания пылеватыми и глинистыми грунтами и торфами.

Площадная пораженность трассы процессами морозного пучения грунтов более 75 %. Процесс отнесен к весьма опасным.

Критический уровень подтопления по трассам НСК принят ниже глубины промерзания. Критический уровень подтопления на переходах через водотоки, для запорной арматуры в местах подключения, отключения и перспективного подключения коммуникаций принят на глубине заложения опор – 10,0 м.

Район сейсмически не активный. В соответствии с СП 14.13330.2018 «Строительство в сейсмических районах» сейсмическая активность в пределах территории изысканий по картам ОСР-2015 (А, В, С) - 5 баллов.

Грунты геологического разреза по сейсмическим свойствам отнесены:

- ИГЭ- 5в, 5г, 6в, 6г – ко II категории;
- ИГЭ-1, 3а, 3б, 5б, – к III категории.

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

Категория сложности инженерно-геологических условий исходя из совокупности факторов – II-III (средняя-сложная).

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

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

27-04-2НИПИ/2022-2-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.

Основным процессом является процесс транспортировки нефтяной эмульсии. Технологический процесс перекачки нефтяной эмульсии характеризуется повышенным давлением, высокой интенсивностью транспортировки продукции, наличием большого количества нефти между отключающими задвижками. Добываемая среда характеризуется высокой коррозионной активностью (по причине совместного присутствия пластовой воды, солей, хлоридов, углекислого газа).

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), сероводород, пластовой воды. Среда характеризуется высокой коррозионной активностью (по причине присутствия пластовой воды, солей, мехпримесей, углекислого газа, сероводорода).

В районе расположения проектируемого оборудования присутствуют грунты с высокой и средней коррозионной активностью.

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, предохранительных и обратных клапанов, неполадки и отказ задвижек.

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

- некачественная диагностика и выявление дефектов во время эксплуатации;

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

27-04-2НИПИ/2022-2-ГОЧС.Т

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

- ошибки операторов (например, резкое повышение давления, сверх нормативного, переполнение емкостного оборудования и автоцистерн, неверная последовательность пуска/остановка оборудования, неверное освобождение оборудования от опасных веществ при подготовке к регламентным работам);

- механическое повреждение.

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

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

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

– землетрясение, оползневые и карстовые явления. Объект находится не в сейсмоопасной зоне оползневых и карстовых явлений в зоне расположения не наблюдалось.

– диверсии и террористические акты, акты вандализма (для рассматриваемого региона маловероятны).

К основным факторам, способствующим возникновению и развитию аварий на линейной части трубопроводов относятся:

– 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;

– наличие в нефти большого количества агрессивных примесей, абразивных частиц, сероводорода, пластовой воды, что обуславливает повышенный коррозионный износ трубопроводов;

– непосредственный контакт трубопроводов 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

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

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

27-04-2НИПИ/2022-2-ГОЧС.Т

короткий промежуток времени в окружающую среду больших количеств взрывоопасных веществ;

- наличие сложных по условиям строительства и труднодоступных участков трасс трубопроводов, что предопределяет возможность появления дефектов уже при транспортировке труб к месту СМР и в ходе СМР и обуславливает трудности при проведении профилактических работ и ремонтов;

- непредсказуемость местоположения потенциального разрыва относительно точки территории, в которой определяется риск.

Возможные причины и факторы, способствующие возникновению и развитию аварий при проведении работ по строительству проектируемого объекта в условиях эксплуатации существующего оборудования, связаны с ошибочными действиями персонала:

- механическое повреждение оборудования и трубопроводов при проведении строительно-монтажных работ, повреждение оборудования грузоподъемными механизмами и строительной техникой;

- повреждение сетей электроснабжения, заземления и молниезащиты, КИПиА, пожарной сигнализации при проведении строительно-монтажных работ;

- падение грузоподъемных механизмов;

- нарушение технологической и трудовой дисциплины, неосторожные или несанкционированные действия работников строительно-монтажных специальностей при проведении СМР;

- нарушение регламента проведения работ при зачистке и демонтаже нефтяных резервуаров, емкостей и др. технологического оборудования.

Определение сценариев аварийных ситуаций с участием опасных веществ

В результате анализа ранее определенных событий (причин, факторов), обусловленных конкретным инициирующим событием, в качестве моделей гипотетических аварий к рассмотрению приняты группы сценариев аварий, приведенные в таблице 8.

Таблица 8 – Группы сценариев аварий

№ сценария	Схема развития сценария	Поражающий фактор
С1 Разлитие опасного вещества без воспламенения	Полная или частичная разгерметизация трубопровода → выброс опасного вещества и его растекание → загрязнение окружающей природной среды → локализация и ликвидация аварийной ситуации	Экологическое загрязнение
С2 Пожар разлития	Полная или частичная разгерметизация трубопровода → выброс опасного вещества и его растекание → воспламенение опасного вещества при условии	Экологическое загрязнение, тепловое

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

№ сценария	Схема развития сценария	Поражающий фактор
опасного вещества	наличия источника зажигания → пожар разлива → термическое поражение оборудования и персонала, экологическое загрязнение	загрязнение + прямое огневое действие
Примечания: При описании схем развития большинства типовых сценариев аварий в качестве инициирующего события не рассматривается образование неплотностей во фланцевых соединениях оборудования и коммуникаций, т.к. при идентичности схем развития аварий, ожидаемые последствия будут менее катастрофичны. Сделанное допущение будет в дальнейшем определять выбор наиболее вероятного сценария аварии не из всего возможного множества аварийных ситуаций, а из представленного перечня аварий с наиболее значительными последствиями.		

Оценка количества опасных веществ, участвующих в авариях

Для определения количества опасного вещества, участвующего в авариях использовались данные ожидаемой производительности межпромыслового нефтепровода.

Расчёт количества опасных веществ, обращающихся в нефтепроводе, проводится, исходя из количества опасного вещества, которое одновременно находится на опасном производственном объекте (п.1 Приложения 2 ФЗ от 21.07.1997 №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»).

Прогнозирование объема разлива нефти при порыве нефтепровода проводилось из расчета 25% максимального объема прокачки в течение 6 часов и объема нефтепродукта между запорными задвижками на прорванном участке трубопровода.

Расчетные данные по количеству опасных веществ, участвующих в авариях для наиболее опасных по последствиям сценариев возникновения и развития аварий при полной разгерметизации оборудования, приведены ниже (таблица 9).

Таблица 9 – Максимально возможные разливы нефти при аварии на проектируемых нефтепроводах

Наименование трубопровода	Длина, м	Диаметр, м	Суточный объем прокачки, т/сут	Максимально возможный разлив нефти при аварии, т
ПК0+00.00 - ПК0+36.0	360	0,4	3216,74	238,123
ПК0+36.0 - ПК30+43.26	2686,26	0,4	3216,74	477,401
ПК30+43.26 - ПК35+88.0	541,74	0,4	3216,74	257,150
ПК35+88.0 - ПК45+75.0	987	0,5	3216,74	359,879
ПК45+75.0 - ПК51+34.0	559	0,5	3216,74	291,003
ПК51+34.0 - ПК74+74.0	2340	0,5	3216,74	577,611
ПК74+74.0 - ПК75+80.7	106,7	0,5	3216,74	217,798

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	27-04-2НИПИ/2022-2-ГОЧС.Т	Лист
							44

Расчет вероятных зон действия поражающих факторов

Определение зон поражения осуществлялось с помощью Программного комплекса «Риск-нефть-трубопровод» разработанного ООО НПО «ДИАР». Программный комплекс разработан в соответствии с требованиями и положениями действующих нормативных правовых и руководящих документов.

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

- загрязнение окружающей природной среды (атмосферы, земельных ресурсов, водотоков);
- образование зоны термического поражения при пожарах.

В качестве основных поражающих факторов аварий на проектируемом объекте рассматриваются:

- прямое огневое воздействие и тепловой поток с поверхности пламени при пожарах.

При анализе воздействия поражающих факторов оценке подвергалось:

- воздействие на человека (тяжесть поражения);
- воздействие на окружающую среду.

Расчет вероятных зон загрязнения территории

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, м^3 .

Результаты расчетов площадей загрязнения при аварийных проливах горючих жидкостей приведены в таблице 10.

Расчет вероятных зон действия поражающих факторов пожара разлития

Для расчетов по модели "горение жидкости при проливе" принималось, что горение происходит по всей поверхности пролива.

Расчеты вероятных зон действия поражающих факторов пожаров разлития при разгерметизации оборудования, объединенного в единый технологический блок,

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	27-04-2НИПИ/2022-2-ГОЧС.Т	Лист
										45

производились для аварии, характеризующейся максимальным количеством выброшенного вещества.

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.

Результаты расчетов определения зон действия поражающих факторов для максимально возможного разлива нефти по трассе проектируемого нефтесборного коллектора «ЗУ к. 1 до УПН «Восточный-Ламбейшор» представлены в таблице 10.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
			27-04-2НИПИ/2022-2-ГОЧС.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				

Таблица 10 - Результаты расчетов определения зон действия поражающих факторов для максимально возможной аварии

Показатели	Нефтеcборный коллектор от т.вр. к. №4, 65 до УПН «Восточный-Ламбейшор»
	ПК0+36.0 - ПК30+43.26
С1 Разлитие опасного вещества без воспламенения	
Разгерметизация трубопровода → выброс опасного вещества и его растекание → загрязнение окружающей природной среды → локализация и ликвидация аварийной ситуации	
Протяженность участка, м	2686,26
Количество опасных веществ, участвующих в аварии, т	477,401
Площадь пролива, м ²	2910,979
С2 Пожар разлития опасного вещества	
Разгерметизация трубопровода → выброс опасного вещества и его растекание → воспламенение опасного вещества при условии наличия источника инициирования → пожар разлития → термическое поражение оборудования и персонала, экологическое загрязнение	
Параметры воспламенения пролива	
Эффективный диаметр пролива, м	119,59
Зона действия поражающих факторов	
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), м	-
Непереносимая боль через 20-30 с Ожог 1 степени через 15-20 с Ожог 2 степени через 30-40 с (7,0 кВт/м ²), м	72,9
Безопасно для человека в брезентовой одежде (4,2 кВт/м ²), м	105,16
Без негативных последствий в течение длительного времени (1,4 кВт/м ²), м	166,0

Зоны действия поражающих факторов наиболее опасной аварийной ситуации для проектируемого нефтеcборного коллектора от т.вр. к. №4, 65 до УПН «Восточный-Ламбейшор» представлены в графической части настоящего тома (27-04-2НИПИ/2022-2-ГОЧС.ГЗ).

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	27-04-2НИПИ/2022-2-ГОЧС.Т	Лист
										47

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

Обслуживание проектируемого объекта будет осуществляться существующим персоналом бригады №2 по добыче нефти и газа (Восточно-Ламбейшорское НМ) комплексного цеха по добыче нефти и газа № 3 (КЦДНГ-3) ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».

Увеличения численности персонала не предусматриваются.

Для проектируемых трубопроводов предусматривается непрерывный круглосуточный режим работы. Автоматизация и управление технологическим процессом транспорта продукции позволяет эксплуатировать технологическое оборудование без постоянного присутствия обслуживающего персонала.

Пребывание обслуживающего персонала на объекте – периодическое. Персонал находится на объекте в течение времени, необходимого для визуального осмотра трассы, контроля технологического режима работы и для проведения ремонтно-профилактических работ. Техническое обслуживание и устранение нештатных ситуаций выполняется оперативно-выездной бригадой (в составе 2 чел).

На прилегающей территории к проектируемым объектам население отсутствует. В случае реализации аварий на проектируемых трубопроводах, поражения населения ближайших населенных пунктов не ожидается.

Мирное и гражданское население в зоны риска возможных аварий не попадает. Сторонние организации, расположенные вне территории объекта, в зону действия поражающих факторов максимальной гипотетической аварии не попадают.

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».

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

27-04-2НИПИ/2022-2-ГОЧС.Т

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

- постоянного присутствия персонала 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 на проектируемых трубопроводах в зоны безвозвратных и санитарных потерь, приведено в таблице 11.

Таблица 11 – Результаты оценки возможного числа пострадавших на объекте

Наименование трубопровода	Сценарий	Поражающий фактор	Число погибших	Число пострадавших
Нефтесорбный коллектор от т.вр. к. №4, 65 до УПН «Восточный-Ламбейшор» (ПК0+36.0 - ПК30+43.26)	С1	Экологическое загрязнение	0	0
	С2	Тепловое излучение	0	2

На территории строительства и прилегающих территориях постоянное население отсутствует. Ближайший населенный пункт – вахтовый поселок Верхнеколвинск, расположен в 32 км к юго-востоку от участка строительства.

Сторонние организации, расположенные вне территории объекта, в зону действия поражающих факторов максимальной гипотетической аварии не попадают.

Мирное и гражданское население в зоны риска возможных аварий не попадает.

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

							27-04-2НИПИ/2022-2-ГОЧС.Т	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата			49

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, по количеству опасных веществ проектируемый объект «Строительство и реконструкция нефтесборных коллекторов Восточно-Ламбейшорского месторождения. Нефтесборный коллектор от т.вр. к. №4, 65 до УПН Восточный Ламбейшор» относится ко второму классу опасности.

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

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

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

В соответствии с п. 43 Приказа МЧС РФ от 10.07.2009 N 404 уровень социального пожарного риска нормируется по поражению не менее десяти человек в течении года. Уровень социального пожарного риска в соответствии с «Техническим регламентом о требованиях пожарной безопасности» нормируется только для людей находящихся в селитебной зоне вблизи объекта. Т.к. риск поражения персонала сторонних организаций и населения отсутствует и ожидаемое число пострадавших, при реализации наиболее крупных аварий, составит не более 1 человека, то расчет социального риска не проводится.

Оценка вероятности (частоты) возникновения аварий

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

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

Основываясь на анализе имеющейся статистической информации, а также использовании логических схем возникновения крупных аварий из системы «некритических» промежуточных событий в таблице 12 представлены характерные частоты аварий основных технологических элементов.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

27-04-2НИПИ/2022-2-ГОЧС.Т

Таблица 12– Ожидаемые частоты инициирования аварий типового оборудования

Тип аварии	Диаметр отверстия истечения, мм	Частота аварии, 1/год	Источник данных
Нефтеcборный коллектор	25	$7,9 \times 10^{-7}$	Методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах. Зарегистрировано в Минюсте РФ 10.07.2009 г., №404
	Полное разрушение	$2,5 \times 10^{-8}$	

Для оценки вероятности реализации рассмотренных сценариев аварий использовался метод логических деревьев событий. Сценарий возникновения и развития аварийной ситуации и аварии на логическом дереве отражается в виде последовательности событий от исходного до конечного события (ветвь дерева событий). При построении логического дерева учитывается условная вероятность реализации различных ветвей логического дерева событий и перехода аварии в ту или иную стадию развития. Для вычисления вероятности конечного события (экологическое загрязнение, пожар пролива) были использованы условные вероятности, приведенные ниже (таблица 13).

Таблица 13– Расчет вероятности конечного события

Массовая скорость истечения кг/с		Вероятность мгновенного воспламенения			Вероятность последующего воспламенения, при отсутствии мгновенного воспламенения			Вероятность взрыва, при последующем воспламенении		
Диапазон	Номинальное среднее значение	газ	двухфазная смесь	жидкость	газ	двухфазная смесь	жидкость	газ	двухфазная смесь	жидкость
Малая (< 1,0)	0,5									
Средняя (1-50)	10	0,035	0,035	0,015	0,036	0,036	0,015	0,240	0,240	0,050
Большая (> 50)	100	0,150	0,150	0,040	0,176	0,176	0,042	0,600	0,600	0,050
Полный разрыв	Не определено	0,200	0,200	0,050	0,240	0,240	0,061	0,540	0,540	0,100

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

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
			27-04-2НИПИ/2022-2-ГОЧС.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				

Частичное разрушение нефтесборного коллектора

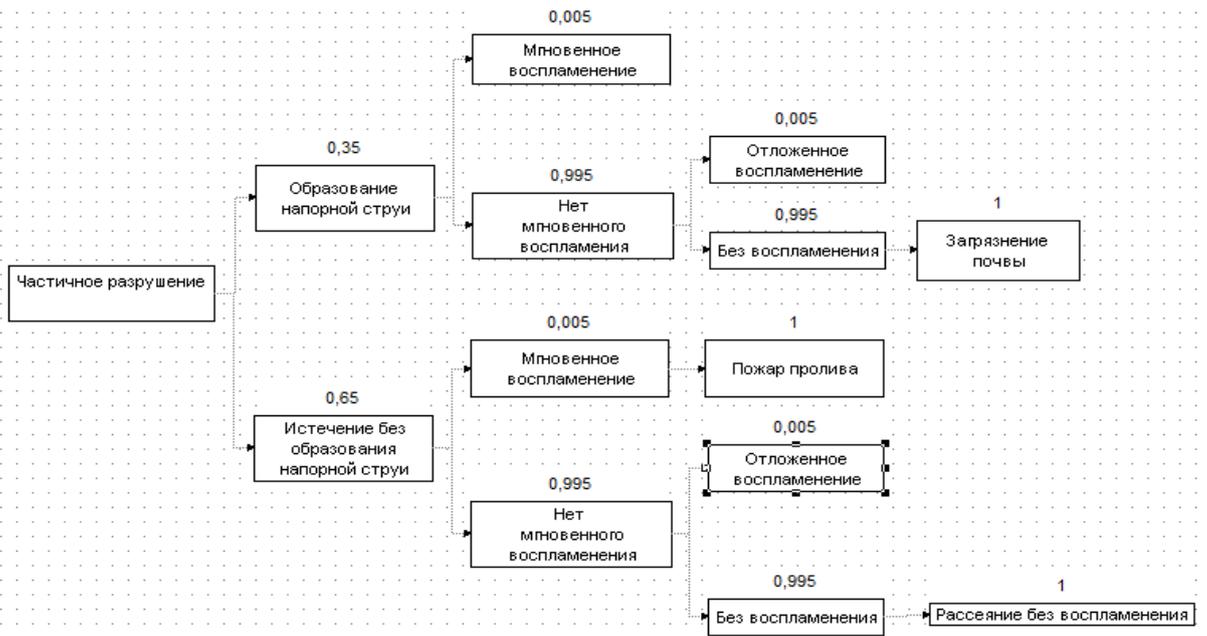


Рисунок 2 - Дерево событий для частичного разрушения оборудования, содержащего нефтяную эмульсию

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

27-04-2НИПИ/2022-2-ГОЧС.Т

ПОЛНОЕ разрушение участка трубопровода

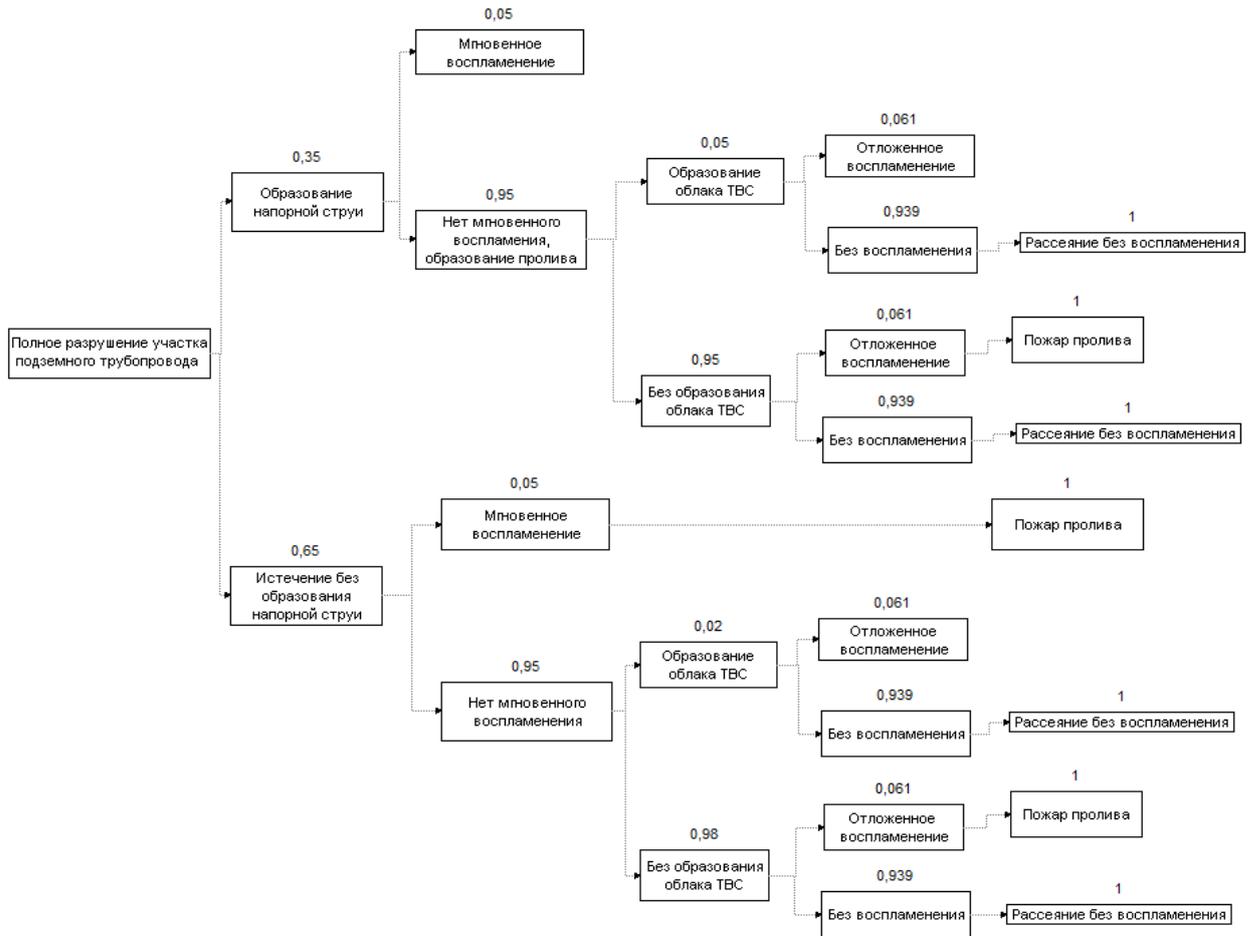


Рисунок 3 - Дерево событий для полного разрушения оборудования, содержащего нефтяную эмульсию

Итоговые частоты реализации сценариев аварийных ситуаций возможных на составляющих проектируемого объекта, представлены в таблице 14.

Таблица 14 - Итоговые частоты реализации сценариев аварийных ситуаций

Оборудование	Сценарий	Описание сценария аварии	Частота аварии, 1/год
ПК0+00.00 - ПК0+36.0	С1-Ч	Экологическое загрязнение при частичной разгерметизации нефтепровода	2,82E-04
	С2-Ч	Пожар пролива при частичной разгерметизации нефтепровода	2,84E-06
	С1-П	Экологическое загрязнение при полной разгерметизации нефтепровода	8,03E-06
	С2-П	Пожар пролива при полной разгерметизации нефтепровода	4,01E-07
ПК0+36.0 - ПК30+43.26	С1-Ч	Экологическое загрязнение при частичной разгерметизации нефтепровода	2,10E-03
	С2-Ч	Пожар пролива при частичной разгерметизации	2,12E-05

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

27-04-2НИПИ/2022-2-ГОЧС.Т

Лист

53

Оборудование	Сценарий	Описание сценария аварии	Частота аварии, 1/год
		нефтепровода	
	С1-П	Экологическое загрязнение при полной разгерметизации нефтепровода	5,99E-05
	С2-П	Пожар пролива при полной разгерметизации нефтепровода	2,99E-06
ПК30+43.26 - ПК35+88.0	С1-Ч	Экологическое загрязнение при частичной разгерметизации нефтепровода	4,24E-04
	С2-Ч	Пожар пролива при частичной разгерметизации нефтепровода	4,27E-06
	С1-П	Экологическое загрязнение при полной разгерметизации нефтепровода	1,21E-05
	С2-П	Пожар пролива при полной разгерметизации нефтепровода	6,03E-07
ПК35+88.0 - ПК45+75.0	С1-Ч	Экологическое загрязнение при частичной разгерметизации нефтепровода	7,72E-04
	С2-Ч	Пожар пролива при частичной разгерметизации нефтепровода	7,78E-06
	С1-П	Экологическое загрязнение при полной разгерметизации нефтепровода	2,20E-05
	С2-П	Пожар пролива при полной разгерметизации нефтепровода	1,10E-06
ПК45+75.0 - ПК51+34.0	С1-Ч	Экологическое загрязнение при частичной разгерметизации нефтепровода	4,37E-04
	С2-Ч	Пожар пролива при частичной разгерметизации нефтепровода	4,41E-06
	С1-П	Экологическое загрязнение при полной разгерметизации нефтепровода	1,25E-05
	С2-П	Пожар пролива при полной разгерметизации нефтепровода	6,23E-07
ПК51+34.0 - ПК74+74.0	С1-Ч	Экологическое загрязнение при частичной разгерметизации нефтепровода	1,83E-03
	С2-Ч	Пожар пролива при частичной разгерметизации нефтепровода	1,84E-05
	С1-П	Экологическое загрязнение при полной разгерметизации нефтепровода	5,22E-05
	С2-П	Пожар пролива при полной разгерметизации нефтепровода	2,61E-06
ПК74+74.0 - ПК75+80.7	С1-Ч	Экологическое загрязнение при частичной разгерметизации нефтепровода	8,35E-05
	С2-Ч	Пожар пролива при частичной разгерметизации нефтепровода	8,41E-07
	С1-П	Экологическое загрязнение при полной разгерметизации нефтепровода	2,38E-06
	С2-П	Пожар пролива при полной разгерметизации нефтепровода	1,19E-07

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

27-04-2НИПИ/2022-2-ГОЧС.Т

Оценка индивидуального риска при различных сценариях аварии

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

$$R_{i=1} = \sum_{i=1}^n Q_{Vi} * Q_{VPi} * Q_{Hi},$$

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

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

Q_{VPi} – условная вероятность определенного вида поражения человека, находящегося в зоне аварии, при реализации указанной аварии i -го типа;

n – количество типов рассматриваемых аварий.

Условная вероятность нахождения людей в зоне аварии определялась исходя из территориально-временного распределения персонала по составляющим нефтяного промысла в течение суток, смены. Принято, что трубопроводчик линейный находится в зоне смертельного поражения опасных факторов аварийных ситуаций в среднем по 40 минут в смену и в зоне санитарного поражения опасных факторов аварийных ситуаций по 2 часа в смену. Суммарный индивидуальный риск поражения персонала представлен в таблице 15.

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

Таблица 15 – Суммарный индивидуальный риск поражения персонала

Персонал опасного производственного объекта	Индивидуальный риск смертельного поражения, 1/год	Индивидуальный риск санитарного поражения, 1/год
Трубопроводчик линейный	$1,03 \cdot 10^{-7}$	$3,10 \cdot 10^{-7}$

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

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			27-04-2НИПИ/2022-2-ГОЧС.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				

Определение уровня возможных ЧС.

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

4.7 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;
- все оборудование соответствует климатическим характеристикам (снеговые нагрузки, ветровые нагрузки, минимальная температура воздуха) и сейсмичности района размещения проектируемого объекта;
- все используемые материалы, оборудование и изоляционные покрытия рассчитаны на применение в транспортировке агрессивных сред с содержанием сероводорода более 6%;
- фундаменты рассчитаны на нагрузку, обеспечивающую безопасность оборудования и трубопроводов;
- все оборудование размещено с соблюдением соответствующих нормативных разрывов между сооружениями, что обеспечивает безопасное обслуживание, пожарную безопасность, а также компактное расположение с целью максимального сокращения отводимой территории;

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	27-04-2НИПИ/2022-2-ГОЧС.Т		Лист
											56

- система транспорта продукции напорная, что обеспечивает максимальную герметичность системы и минимальные выделения нефти в окружающую среду при нормальных условиях эксплуатации;
- 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 строительства прямолинейных участков проектируемых нефтесборных коллекторов проектом принята труба стальная прямошовная нефтегазопроводная повышенной эксплуатационной надежности, повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости из высококачественной стали, 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 и с наружным трехслойным антикоррозионным покрытием на основе экструдированного полиэтилена;
- применение антикоррозионных покрытий и протекторной защиты трубопроводов;
- для предотвращения термических деформаций, возможных при эксплуатации трубопроводов в силу климатических особенностей месторасположения, на трубопроводах предусмотрен монтаж отводов гнутых по всей длине трасс трубопроводов;
- для предотвращения вибрации, возможной при эксплуатации трубопроводов, на трубопроводах предусмотрено применение равнопроходной арматуры;
- применение теплоизоляции из негорючих материалов на надземных частях проектируемых трубопроводов для избегания резких перепадов температур;
- очистка внутренней полости трубопровода после строительства;
- принят оптимальный способ прокладки проектируемых трубопроводов, снижающий неблагоприятные внешние воздействия: подземный способ прокладки с минимальной глубиной 0,8 м;
- пересечения внутрипромысловых автомобильных дорог, технологических трубопроводов 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

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

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

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

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

27-04-2НИПИ/2022-2-ГОЧС.Т

защитного футляра выедены на расстояние не менее 5 м от подошвы насыпи земляного полотна;

- пересечение водной преграды предусматривается выполнить надземным способом на опорах в защитном кожухе из трубы стальной электросварной прямошовной диаметром;
- 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;
- в качестве запорной арматуры применяется арматура класс герметичности А;
- для удаления парафина, механических примесей, водяных и газовых в начале трассы нефтесборного коллектора и в конце трассы предусмотрены узлы пуска/приема СОД;
- контроль за соблюдением графиков планово-предупредительных ремонтов (ППР) оборудования со стороны технических служб обслуживающих цехов с целью своевременного проведения ремонтов;
- опрессовка технологических трубопроводов и аппаратов на герметичность после 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;
- в точках подключения к существующим трубопроводам предусматриваются узлы отключающих задвижек с обратными клапанами, что ограничивает объем проливов при аварийной разгерметизации трубопроводов. Для контроля давления предусмотрены манометры показывающие;

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

27-04-2НИПИ/2022-2-ГОЧС.Т

- на подходе к УПН (узел охранной запорной арматуры), а также на узлах береговых задвижек (переход через водную преграду) предусмотрена установка электроприводной запорной арматуры, обеспечивающей управление задвижкой электроприводной: открыта/закрыта; открыть/закрыть; неисправность; местный/дистанционный;
- проектируемый объект оборудован системой закрытого дренажа углеводородов, в которую производятся все выпуски из технологических аппаратов;
- вентиляционный патрубок дренажной емкости, оснащен предохранителем огневым, предназначенным для предотвращения проникновения пламени внутрь;
- на промышленных площадках, где возможно выделение сернистого водорода осуществляется постоянный контроль воздушной среды и сигнализация опасных концентраций сернистого водорода;
- предусмотрена аварийная и предупреждающая звуковая и световая сигнализация предельно допустимых концентраций вредных веществ (ПДК H₂S). Предусматривается по месту установки датчика загазованности с дополнительным вынесением сигнала о загазованности на диспетчерский пункт;
- патрулирование трасс – визуальные наблюдения с целью своевременного обнаружения опасных ситуаций, угрожающих целостности и безопасности трубопроводов;
- 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;
- 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/

Описание решений, направленных на обеспечение взрыво-пожаробезопасности.

Пожарная безопасность обеспечивается комплексом организационно-технических мероприятий, направленных на исключение возможности возникновения пожара, предотвращения воздействия на людей опасных факторов пожара и ограничения материального

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	Изм. инв. №	Подп. и дата	Изм. № подл.	27-04-2НИПИ/2022-2-ГОЧС.Т	Лист
										59

ущерба от него, для чего на оборудовании и в проектной документации реализуются следующие мероприятия:

- обеспечена транспортная сеть проектируемого объекта с внешней дорожной сетью посредством грунтовых и асфальтовых дорог круглогодичного действия;
- размещение технологического оборудования на открытых площадках;
- соблюдение нормативных безопасных разрывов между наружными установками, зданиями и сооружениями, с учетом принятых категорий по пожарной и взрывопожарной опасности;
- полная герметизация технологического оборудования и обвязочных трубопроводов;
- оснащение площадок первичными средствами пожаротушения;
- по подошве откоса насыпи проектируемых площадок узлов устраивается минерализованная полоса шириной 1,4м;
- проектной документацией предусматриваются мероприятия по выполнению системы защитного заземления, системы уравнивания потенциалов и снятия статического электричества;
- в качестве естественного заземляющего устройства используются проектируемые фундаменты сооружений, эстакад. Для проектируемых КТП-М, крановых узлов, узлов пуска и узла приема очистных устройств предусматривается искусственное заземляющее устройство, состоящее из вертикальных электродов и горизонтального заземлителя.;
- проектной документацией предусматривается заземление надземных участков трубопроводов;
- молниезащита технологических установок осуществляется присоединением к заземлителю.

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

- назначение ответственных за пожарную безопасность;
- обучение работников организации мерам пожарной безопасности;
- обеспечение обслуживающего персонала спецодеждой и спецобувью с защитными свойствами;
- регулярный инструктаж по противопожарной безопасности с рабочими и ИТР (с записью в журнал инструктажа);
- постоянный контроль над техническим состоянием трубопроводов;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
			27-04-2НИПИ/2022-2-ГОЧС.Т				
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		

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

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

Контроль и управление технологическими процессами объектов создается на базе современных средств контроля и автоматизации отечественного и 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.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

27-04-2НИПИ/2022-2-ГОЧС.Т

Получая информацию о состоянии объекта, оператор имеет возможность проанализировать эту информацию и принять соответствующее решение об управляющем воздействии на объект. Информация поступает на диспетчерский инженерный пункт (ДИП) АБК УПН «Ламбейшор».

Объем контроля и автоматизации

Объектами автоматизации и телемеханизации являются:

- камера пуска ОУ;
- камера приема/пуска ОУ;
- узел береговой задвижки (правый берег);
- узел береговой задвижки (левый берег);
- узел охранной запорной арматуры;
- емкость дренажная $V=5 \text{ м}^3$ (2 шт.);
- камера приема ОУ;
- КТП – М (2 шт.).

Камера пуска ОУ

Проектом предусматривается:

- контроль загазованности на площадке камеры пуска ОУ. Предусмотрена установка датчиков предельно допустимых концентраций вредных веществ и дозрывных концентрации (ПДК H_2S ; ДВК CH_4) на высоте 0,5 м и 0,8 м от земли;
- аварийная и предупреждающая звуковая и световая сигнализация ПДК и ДВК (5, 10 мг/м³ H_2S ; 20%, 50% НКПР CH_4). Предусматривается по месту установки датчиков загазованности с дополнительным вынесением сигнала о загазованности на диспетчерский пункт;
- опробование звуковой и световой сигнализации.

Камера приема/пуска ОУ

Проектом предусматривается:

- контроль загазованности на площадке камеры приема ОУ. Предусмотрена установка датчиков предельно допустимых концентраций вредных веществ и дозрывных концентраций (ПДК H_2S ; ДВК CH_4) на высоте 0,5 м и 0,8 м от земли;
- аварийная и предупреждающая звуковая и световая сигнализация ПДК (5, 10 мг/м³ H_2S ; 20%, 50% НКПР CH_4). Предусматривается по месту установки датчиков загазованности с дополнительным вынесением сигнала о загазованности на диспетчерский пункт;
- опробование звуковой и световой сигнализации.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	27-04-2НИПИ/2022-2-ГОЧС.Т						Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	62

Узел береговой задвижки (правый берег)

Проектом предусматривается следующий объем автоматизации:

- дистанционный контроль давления до задвижки;
- дистанционный контроль давления в защитном кожухе;
- сигнализация уровня в защитном кожухе;
- контроль загазованности на площадке береговой задвижки. Предусмотрена установка датчиков предельно допустимых концентраций вредных веществ и дозрывных концентраций (ПДК H₂S; ДВК CH₄) на высоте 0,5 м и 0,8 м от земли;
- аварийная и предупреждающая звуковая и световая сигнализация ПДК (5, 10 мг/м³ H₂S; 20%, 50% НКПР CH₄). Предусматривается по месту установки датчиков загазованности с дополнительным вынесением сигнала о загазованности на диспетчерский пункт;
- опробование звуковой и световой сигнализации;
- управление задвижкой электроприводной: в автоматическом режиме - автоматическое закрытие в случае аварии, а также в случае внештатных ситуаций технологического процесса; в ручном режиме – либо по месту, либо с АРМ-оператора;
- сигнализация состояния задвижки (открыто, закрыто, неисправность, местн./дист.).

Узел береговой задвижки (левый берег)

Проектом предусматривается следующий объем автоматизации:

- дистанционный контроль давления до и после задвижки;
- контроль загазованности на площадке береговой задвижки. Предусмотрена установка датчиков предельно допустимых концентраций вредных веществ и дозрывных концентраций (ПДК H₂S; ДВК CH₄) на высоте 0,5 м и 0,8 м от земли;
- аварийная и предупреждающая звуковая и световая сигнализация ПДК (5, 10 мг/м³ H₂S; 20%, 50% НКПР CH₄). Предусматривается по месту установки датчиков загазованности с дополнительным вынесением сигнала о загазованности на диспетчерский пункт;
- опробование звуковой и световой сигнализации;
- управление задвижкой электроприводной: в автоматическом режиме - автоматическое закрытие в случае аварии, а также в случае внештатных ситуаций технологического процесса; в ручном режиме – либо по месту, либо с АРМ-оператора;
- сигнализация состояния задвижки (открыто, закрыто, неисправность, местн./дист.).

Узел охранной запорной арматуры

Проектом предусматривается следующий объем автоматизации:

- дистанционный контроль давления после задвижки;

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
			27-04-2НИПИ/2022-2-ГОЧС.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				

- контроль загазованности на площадке дренажной емкости. Предусмотрена установка датчиков предельно допустимых концентраций вредных веществ и дозрывных концентраций (ПДК H₂S; ДВК CH₄) на высоте 0,5 м и 0,8 м от земли;
- аварийная и предупреждающая звуковая и световая сигнализация ПДК (5, 10 мг/м³ H₂S; 20%, 50% НКПР CH₄). Предусматривается по месту установки датчиков загазованности с дополнительным вынесением сигнала о загазованности на диспетчерский пункт;
- опробование звуковой и световой сигнализации;
- управление задвижкой электроприводной: в автоматическом режиме - автоматическое закрытие в случае аварии, пожара на УПН, а также в случае внештатных ситуаций технологического процесса УПН; в ручном режиме – либо по месту, либо с АРМ-оператора;
- сигнализация состояния задвижки (открыто, закрыто, неисправность, местн./дист.).

Камера приема ОУ

Проектом предусматривается:

- контроль загазованности на площадке камеры приема ОУ. Предусмотрена установка датчиков предельно допустимых концентраций вредных веществ и дозрывных концентраций (ПДК H₂S; ДВК CH₄) на высоте 0,5 м и 0,8 м от земли;
- аварийная и предупреждающая звуковая и световая сигнализация ПДК (5, 10 мг/м³ H₂S; 20%, 50% НКПР CH₄). Предусматривается по месту установки датчиков загазованности с дополнительным вынесением сигнала о загазованности на диспетчерский пункт;
- опробование звуковой и световой сигнализации.

Дренажная емкость (2 шт.)

Проектом предусматривается:

- сигнализация верхнего уровня в емкости;
- контроль загазованности на площадке дренажной емкости. Предусмотрена установка датчиков предельно допустимых концентраций вредных веществ и дозрывных концентраций (ПДК H₂S; ДВК CH₄) на высоте 0,5 м и 0,8 м от земли;
- аварийная и предупреждающая звуковая и световая сигнализация ПДК (5, 10 мг/м³ H₂S; 20%, 50% НКПР CH₄). Предусматривается по месту установки датчиков загазованности с дополнительным вынесением сигнала о загазованности на диспетчерский пункт;
- опробование звуковой и световой сигнализации.

КТП – М (2 шт.)

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

- дистанционное измерение напряжения по фазе А,В,С;

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			27-04-2НИПИ/2022-2-ГОЧС.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				

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

Телемеханизация нефтесборного коллектора

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.

Сбор информации и управления рассредоточенными объектами осуществляется системой телемеханики на базе логических контроллеров.

Для площадок узла береговой задвижки (правый берег), узла береговой задвижки (левый берег), камеры приема ОУ, узла охранного крана, камеры пуска ОУ, камеры приема/пуска ОУ система телемеханики разработана в томе 27-04-2НИПИ/2022-1-ТКР1.

Структурная схема системы АСУ ТП представлена на чертеже 27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Г19.

Система АСУ ТП построена по трехуровневому иерархическому принципу:

- нижний (полевой) уровень: датчики-преобразователи физических величин (полевое оборудование КИПиА), датчики сигнализации состояния оборудования, исполнительные механизмы, аппаратура местного управления (электроприводные задвижки);
- средний уровень – шкаф СУ ТМ, в состав которого входит программируемый логический контроллер, элементы автоматики, коммутации и защиты;
- верхний уровень - уровень автоматизированного оперативного управления (сервер, рабочие станции, базовое и сервисное программное обеспечение).

Функции нижнего уровня реализуются первичными датчиками и преобразователями, которые монтируются на контролируемых объектах.

Комплекс технических средств нижнего уровня включает в себя следующее оборудование и датчики:

- измерительные приборы, выходной сигнал 4-20мА;
- приборы КИП с выходным сигналом типа «сухой» контакт;
- посты управления и сигнализации;
- ЗРА запорно-регулирующая арматура.

Первичное преобразование физических величин в унифицированные электрические сигналы реализуются с помощью датчиков давления, температуры, расхода установленных непосредственно на технологическом оборудовании.

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

							27-04-2НИПИ/2022-2-ГОЧС.Т	Лист
								65
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата			

ЗРА позволяет управлять технологическим процессом.

Для сбора первичной информации от датчиков, а также для формирования управляющих воздействий на исполнительные механизмы объекта скважин использована СУ ТМ на базе программируемого логического контроллера и модулей ввода/вывода в составе шкафа телемеханики.

Система функционирует автономно, без участия человека.

Функции среднего уровня реализованы контроллерным оборудованием и специализированным программным обеспечением.

Основой СУ ТМ служит программируемый логический контроллер, выполняющий функции контроля цифровых, аналоговых и импульсных сигналов и выдачу команд управления на исполнительные механизмы.

Программа контроллера в реальном масштабе времени осуществляет сбор, первичную обработку, накопление, хранение текущих технологических данных, выполняет поступающие с верхнего уровня команды управления, выполняет автоматическое управление ЗРА, регулирует в заданных параметрах процесс и производит диагностику состояния оборудования СУ ТМ.

Шкафы СУ ТМ по заказу 27-04-2НИПИ/2022-1 представляет из себя электротехнический металлический шкаф со степенью защиты IP65, в котором установлен ПЛК с набором унифицированных модулей сопряжения с датчиками и приборами.

Шкаф СУ ТМ состоит из:

1) ПЛК:

- ЦПУ;
- модули дискретного ввода/вывода;
- модули аналогового ввода;

2) Дополнительное оборудование:

- барьеры искрозащиты;
- источник бесперебойного питания с АКБ;
- автоматические выключатели, промежуточные реле, лампы, переключатели, кнопки;
- источник питания полевого оборудования 24В.

Передача информации от СУ ТМ в диспетчерский пункт осуществляется по средствам комплекса технических средств системы передачи данных на базе системы широкополосного беспроводного доступа установленного в шкафу ТМ.

Подключение к оборудованию сетей связи выполнено по сети Ethernet TCP/IP.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
			27-04-2НИПИ/2022-2-ГОЧС.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				

Функции верхнего уровня, уровня диспетчерского пункта системы выполняются управляющим вычислительным комплексом (УВК ДПС), который включает в себя сервер, рабочую станцию диспетчера, рабочую станцию инженера.

На верхнем уровне система управления выполняет следующие функции:

- сбор информации с СУ ТМ технологических объектов, регистрация текущих значений технологических параметров;
- сигнализация отклонений технологических параметров за аварийные и технологические границы;
- телеуправление;
- ведение базы данных;
- наглядное представление хода технологического процесса;
- хранение информации по замерам технологических параметров, по изменению состояния оборудования, аварийной сигнализации;
- обслуживание информационных запросов обслуживающего персонала в диалоговом режиме;
- формирование регламентных отчетных документов;
- интерфейс с другими информационными системами.

Верхний уровень представлен серверным шкафом и АРМом оператора.

Сервер системы и АРМ диспетчера размещены в помещении диспетчерского инженерного пункта АБК УПН "Ламбейшор".

Решения по информационному обеспечению

Информационное обеспечение существующей системы телемеханики Восточно-Ламбейшорского нефтяного месторождения включает в себя возможность интеграции проектируемых площадок.

Решения по математическому обеспечению

Решение по математическому обеспечению разработаны в рамках существующей системы телемеханики Восточно-Ламбейшорского нефтяного месторождения.

Обмен информации между СУ ТМ и диспетчерским пунктом осуществляется по средствам сетей связи. Для площадок узла береговой задвижки (правый берег), узла береговой задвижки (левый берег), камеры приема ОУ, камеры пуска ОУ и узла охранной задвижки организация канала связи предусматривается по заказу 27-04-НИПИ/2021-1.

Объем информации, передаваемой в систему телемеханики, приведен в таблице 6.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
			27-04-2НИПИ/2022-2-ГОЧС.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				

Таблица 6 – Объем информации передаваемой с площадок в систему телемеханики

Наименование параметра	Функции системы телемеханики		
	ТИ	ТС	ТУ
<u>КАМЕРА ПУСКА ОУ</u>			
1,2 порог (авария) загазованности H ₂ S (обобщенный сигнал)	-	x	-
1,2 порог (авария) загазованности CH ₄ (обобщенный сигнал)	-	x	-
Загазованность на площадке камеры пуска ОУ (H ₂ S, CH ₄)	x	-	-
<u>ПЛОЩАДКА ДРЕНАЖНОЙ ЕМКОСТИ</u>			
Сигнализация уровня в дренажной емкости	-	x	-
Пожар (площадка дренажной емкости)	-	x	-
<u>КАМЕРА ПРИЕМА/ПУСКА ОУ</u>			
1,2 порог (авария) загазованности H ₂ S (обобщенный сигнал)	-	x	-
1,2 порог (авария) загазованности CH ₄ (обобщенный сигнал)	-	x	-
Загазованность на площадке камеры приема/пуска ОУ (H ₂ S, CH ₄)	x	-	-
<u>ПЛОЩАДКА ДРЕНАЖНОЙ ЕМКОСТИ</u>			
Сигнализация уровня в дренажной емкости	-	x	-
Пожар (площадка дренажной емкости)	-	x	-
<u>УЗЕЛ БЕРЕГОВОЙ ЗАДВИЖКИ (правый берег)</u>			
Давление линейное	x	x	-
Давление в защитном кожухе	-	x	-
Уровень в защитном кожухе	-	x	-
Загазованность на узле береговой задвижки (H ₂ S, CH ₄)	x	-	-
1,2 порог (авария) загазованности H ₂ S (обобщенный сигнал)	-	x	-
1,2 порог (авария) загазованности CH ₄ (обобщенный сигнал)	-	x	-
Опробование сигнализации загазованности	-	x	-
Управление /сигнализация электроприводной задвижки (открыть, закрыть; открыта, закрыта; местн./дист.; неисправность)	-	x	x
<u>УЗЕЛ БЕРЕГОВОЙ ЗАДВИЖКИ (левый берег)</u>			
Давление линейное	x	x	-
Загазованность на узле береговой задвижки (H ₂ S, CH ₄)	x	-	-
1,2 порог (авария) загазованности H ₂ S (обобщенный сигнал)	-	x	-

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

27-04-2НИПИ/2022-2-ГОЧС.Т

Наименование параметра	Функции системы телемеханики		
1,2 порог (авария) загазованности CH ₄ (обобщенный сигнал)	-	x	-
Опробование сигнализации загазованности	-	x	-
Управление /сигнализация электроприводной задвижки (открыть, закрыть;открыта, закрыта; местн./дист.; неисправность)	-	x	x
УЗЕЛ ОХРАННОЙ ЗАПОРНОЙ АРМАТУРЫ			
Давление линейное	x	x	-
Загазованность на узле охранной запорной арматуры (H ₂ S, CH ₄)	x	-	-
1,2 порог (авария) загазованности H ₂ S (обобщенный сигнал)	-	x	-
1,2 порог (авария) загазованности CH ₄ (обобщенный сигнал)	-	x	-
Опробование сигнализации загазованности	-	x	-
Управление /сигнализация электроприводной задвижки (открыть, закрыть;открыта, закрыта; местн./дист.; неисправность)	-	x	x
КАМЕРА ПРИЕМА ОУ			
1,2 порог (авария) загазованности H ₂ S (обобщенный сигнал)	-	x	-
1,2 порог (авария) загазованности CH ₄ (обобщенный сигнал)	-	x	-
Загазованность на площадке камеры приема ОУ (H ₂ S, CH ₄)	x	-	-
КТП –М (2 шт.)			
Напряжение по фазе А, В, С	x	-	-
Ток фазы А, В, С	x	-	-
Расход эл. энергии	x	-	-

Технические средства автоматизации

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

Для контроля технологических параметров предусматривается применение нижеперечисленных датчиков и приборов:

– для дистанционного измерения давления датчик избыточного давления АИР-10Н (1ExdIICT5X, IP66) производства ООО НПП «Элемер» Россия, или аналог согласно опросному листу рабочей документации;

– для беспроводной передачи данных от датчика загазованности, датчика давления, сигнализатора уровня, одноканальный автономный измеритель-коммутатор аналоговых (токовых и резистивных) сигналов производства ООО «РОССМА» Россия, или аналог.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

27-04-2НИПИ/2022-2-ГОЧС.Т

Лист

69

– для контроля уровня жидкости датчик уровня ПМП-052 (Ga/Gb Ex db IIВ ТЗ, IP66) производство ЗАО НПО «Сенсор», Россия, или аналог согласно опросному листу рабочей документации;

– для контроля загазованности и контроля паров углеводородов и метана предусматриваются датчик-газоанализатор стационарный ДГС ЭРИС-210 (1Exd[ia]IICT6, IP67) производства ГК «ЭРИС», Россия;

– пост аварийной сигнализации ПАСВ1 (2ExedmIICT5, IP66) производства ОАО «ВЭЛАН», Россия.

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

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

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

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

“Электроснабжение средств автоматизации и телемеханики предусматривается по 1-й категории надежности электроснабжения. 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, прокладываемых во взрывоопасных зонах, предусматривается кабель герметичный с заполнением внутренних промежутков негигроскопичным полимерным наполнителем КУВЭШВнг(A)-LS-XЛ Nx2xS (или аналогичный) соответствующий требованиям ГОСТ 31565-2012 и СП 423.1325800.2018 (п.10.2.11). Для кабельных линий, прокладываемых вне взрывоопасных зон, предусматривается кабель КВВГЭнг(A)-LS-XЛ, МКЭШВнг(A)-LS-XЛ Nx2xS (или аналогичные) соответствующий требованиям ГОСТ 31565-2012. Кабели прокладываются внутри производственных помещений в кабель-канале,

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

27-04-2НИПИ/2022-2-ГОЧС.Т

снаружи в коробе по эстакаде и в металлорукаве по металлоконструкциям. Жилы кабелей, прокладываемые во взрывоопасной зоне, в соответствии с СП 423.1325800.2018 имеют сечение не менее 1 мм². При этом концы каждой незадействованной жилы многожильного кабеля во взрывоопасной зоне заземляются согласно СП 77.13330.2016.

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

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

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

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.

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
			27-04-2НИПИ/2022-2-ГОЧС.Т				
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		

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.

Технологические решения

Принят оптимальный способ прокладки проектируемых трубопроводов, снижающий неблагоприятные внешние воздействия: подземная прокладка проектируемых трубопроводов с минимальной глубиной 0,8 м.

Для строительства прямолинейных участков проектируемых нефтесборных коллекторов проектом принята труба стальная прямошовная нефтегазопроводная повышенной эксплуатационной надежности, повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости из высококачественной стали, 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°C с системой защиты стыка втулкой и с наружным трехслойным антикоррозионным покрытием на основе экструдированного полиэтилена.

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 цилиндров теплоизоляционных из минеральной ваты на синтетическом связующем.

В качестве покровного слоя предусмотрено использование тонколистовой оцинкованной стали толщиной 0,7 мм.

Для теплоизоляции запорной арматуры по трассам проектируемых трубопроводов предусмотрено применение быстросъемных термочехлов на основе минеральной ваты.

Для защиты внутренней части сварных стыков от коррозии проектом предусмотрено применение втулок подкладных биметаллических. Для изоляции наружной поверхности сварных стыков трубопровода предусмотрено применение термоусаживающихся манжет ТИАЛ-М80.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

27-04-2НИПИ/2022-2-ГОЧС.Т

Решения по защите трубопровода от коррозии

Согласно техническому отчету (27-04-2НИПИ/2022-ИГИ) по трассе проектируемого нефтесборного коллектора от т.вр. к. №4, 65 до УПН «Восточный Ламбейшор» коррозионная агрессивность грунтов к углеродистой и низколегированной стали преимущественно средняя и высокая.

На данных участках среднее значение удельного электрического сопротивления грунта составляет от 8,7 Омхм до 45,3 Омхм. Выявленное удельное электрическое сопротивление грунта ниже 50 Омхм, что в соответствии с таблицей 1 ГОСТ 9.602-2016 относят данные грунты к грунтам средней и высокой коррозионной агрессивности.

В соответствии с п 6.6 ГОСТ 9.602-2016 стальные подземные трубопроводы, расположенные в грунтах средней и высокой коррозионной агрессивности, подлежат защите средствами электрохимической защиты (установками катодной защиты, установками дренажной защиты, протекторными установками).

Для электрохимической защиты вышеперечисленных трубопроводов проектной документацией предусматривается установка протекторной защиты типа ПМП-20У с шагом не более 1 км. Проекторы устанавливаются на глубину ниже глубины промерзания – 3,0 м. Данные решения обеспечивают поддержание защитного поляризационного потенциала трубопроводов согласно таблице 4 ГОСТ 9.602-2016 от -0,85 В до 1,2 В.

Для электрохимической защиты вышеперечисленных трубопроводов проектной документацией предусматривается установка протекторной защиты.

По результатам исследований, опасное влияние блуждающих токов на площадке строительства не зафиксировано. Защита от влияния блуждающих токов – не требуется.

В соответствии с п. 4.3 ВСН 39-1.8-008-2002 и п. 8.1.13 ГОСТ 9.602-2016 для увеличения срока службы протекторной защиты и электрического разъединения надземных и подменных участков трубопроводов проектной документацией предусматривается установка электроизолирующих вставок НЭМС.

Для контроля защитного потенциала на нефтепроводе предусматривается установка контрольно-измерительных пунктов (КИП). КИПы оборудуются стационарными двухкорпусными медно-сульфатными электродами сравнения длительного действия со встроенным вспомогательным электродом.

Для определения скорости и глубины коррозии подземных трубопроводов предусматривается применение индикатора коррозионных процессов серии ИКП.

Контрольно-измерительные пункты устанавливаются в соответствии с ГОСТ Р 51164-98.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
			27-04-2НИПИ/2022-2-ГОЧС.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				

Подключение установок протекторной защиты (УПЗ) к газопроводу осуществляется кабелем марки ВВГнг(А) сечением 2х6 мм. кв. через контрольно-измерительные пункты со встроенным блоком совместной защиты типа БСЗ.

Присоединение всех кабельных выводов непосредственно к трубопроводам осуществляется конденсаторной сваркой с использованием клеммы ЭХЗ-КТС и установки контактной точечной сварки ЭХЗ-КТС. Изоляция мест присоединений кабеля к трубам осуществляется термоусаживаемыми лентами с наполнителем.

Заземление и молниезащита

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

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;
- уравнивание потенциалов.

На проектируемом объекте применяется кабельная продукция производителей, прошедших сертификацию в установленном порядке.

В данном разделе проектной документации применяется силовой кабелей ВЗ-ВБШВнг(А)-LS-ХЛ для электрических сетей до 1 кВ, прокладываемых на открытом воздухе.

В качестве естественного заземляющего устройства используются проектируемые фундаменты сооружений, эстакад. Для проектируемых береговых узлов, охранных узлов, узла пуска и узла приема СОД предусматривается искусственное заземляющее устройство, состоящее из вертикальных электродов (круг диаметром 18 мм оцинкованный, длиной 5,0 м) и горизонтального заземлителя (полоса 5х40 мм оцинкованная). Значение сопротивления наружного контура заземления КТП не превышает 4 Ом.

Проектной документацией также предусматривается заземление надземных участков трубопроводов.

Неизолированные проводники системы уравнивания потенциалов в местах их присоединения к сторонним проводящим частям обозначаются жёлто-зелёными полосами, выполненными краской или клейкой двцветной лентой. Контактные соединения выполняются согласно требованиям ГОСТ 10434-82 и ПУЭ. Для предотвращения ослабления контакта в

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

27-04-2НИПИ/2022-2-ГОЧС.Т

болтовых соединениях предусмотрено использование контргаяк, пружинчатых шайб или тарельчатых пружин.

Молниезащита технологических установок осуществляется присоединением к заземлителю согласно РД 34.21.122-87 п. 2.15. На камере приёма молниезащиты дыхательной свечи проектируемой дренажной емкости осуществляется проектируемым молниеприёмником высотой 18 м. Надежность защиты от ПУМ для технологического оборудования принят 0,9 согласно СО153-34.21.122.

Строительные решения

Фундаменты запроектированы свайные. Сваи погружаются в грунт забивным и бурозабивным способом. Фундаменты рассчитаны по самой неблагоприятной схеме нагрузки и по наихудшей схеме грунтов, 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 грунте, окрасить эпоксидной грунт-эмалью за два раза (175 мкм) в построечных условиях с абразивоструйной очисткой поверхности до степени 2 по ГОСТ 9.402 (Sa 2 1/2 или Sa 2 по ISO 8501-1) с приданием шероховатости, обеспыливанием и обезжириванием.

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) в построечных условиях с абразивоструйной очисткой поверхности до степени 2 по ГОСТ 9.402 (Sa 2 1/2 или Sa 2 по ISO 8501-1) с приданием шероховатости, обеспыливанием и обезжириванием, в построечных условиях.

По периметру площадок обслуживания и переходных площадок предусмотрено металлическое ограждение высотой 1,25 м.

Для защиты проектируемых объектов от прямых ударов молний предусмотрена система молниезащиты с молниеотводом высотой 18,0 м.

Свайные фундаменты сооружений запроектированы с учетом действия сил морозного пучения.

На узлах пуска/приема СОД, узлах подключения, узлах береговых задвижек и охранном узле предусмотрены ограждения высотой 2,2 м от несанкционированного доступа к технологическому оборудованию на территории узла.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

27-04-2НИПИ/2022-2-ГОЧС.Т

Обеспечение надежной работы оборудования, приборов и средств автоматизации

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

Для взрывоопасных площадок 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.

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.

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

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.

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.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	27-04-2НИПИ/2022-2-ГОЧС.Т	Лист
										76

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

Таблица 17– 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.
7	Нефтесборщик	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	Нефтесборщик	«Фойлекс»	4 шт.

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

27-04-2НИПИ/2022-2-ГОЧС.Т

Лист

78

№ п/п	Наименование оборудования	Тип, марка	Количество
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. 18.

Таблица 18 – 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
Приемно-раздаточное устройство ПРУ	шт.	1
Кусторез типа «Jonsered»	шт.	1
Катамаран	шт.	1
II. Электротехника		
Мотопомпа типа «Robin»	шт.	1

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

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

27-04-2НИПИ/2022-2-ГОЧС.Т

Лист

79

Наименование технических средств	Кол-во		Наименование технических средств	Кол-во	
	штат	наличие		штат	наличие
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	Оптико-телевизионные антенны	-	-
Радиостанции автомобильные (собств.)	3	3	Акустические приборы	-	-
Пейджеры	-	-	Электромагнитные приборы	-	-
Спутниковые системы связи (собств.)	4	4	Поисковые собаки	-	-
Мобильные телефоны (собств.)	40	40	Бинокль, подзорная труба (собств.)	2	2
Водолазное оборудование			Средства защиты органов дыхания и кожи		
Гидрокостюмы, ласты, маски, баллоны, редукторы (комплект)	-	-	Дыхательные аппараты (собств.)	15	15
Переносные компрессоры	-	-	Противогазы (собств.)	40	40
Барокамеры	-	-	Костюмы защитные (собств.)	40	40
Наличие воздушных судов (ВС)			Приборы хим. и рад. контроля		
Вертолеты, самолеты	-	-	Приборы химического контроля (собств.)	3	3
Средства десантирования с ВС			Дозиметры (собств.)	2	2
Парашютно-грузовые системы	-	-	Средства обнаружения и обезвреж. ВВ		
Парашюты	-	-	Металлодетекторы, миноискатели	-	-
Горное, альпинистское снаряжение			Комплекты реанимирования	-	-
Индивидуальные системы	-	-	Минно-розыскные собаки	-	-
Карабин (собств.)	10	10	Медицинское обеспечение		
Зажимы (собств.)	-	-	Аппарат мешок АМБУ (собств.)	2	2
Веревка (м), собств.	1000	1000	Медицинская сумка (собств.)	2	2
Лебедки (собств.)	3	3	Носилки (собств.)	2	2
Средства жизнеобеспечения			Другое оборудование и снаряжение		
Вагон-дом передвижной	35	35	Установка по переработке	2	2

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

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

27-04-2НИПИ/2022-2-ГОЧС.Т

Лист
82

Наименование технических средств	Кол-во		Наименование технических средств	Кол-во	
	штат	наличие		штат	наличие
(собств.)			нефтешлямов, (собств.)		
Палатки (собств.)	4	4	Установка для сжигания отходов «Форсаж-1» (собств.)	1	1
Оборудование для приготовления пищи (собств.)	3	3	Нефтесборник, ед. (собств.)	20	20
Мешки спальные	20	20	Боновые ограждения, м	4000	4000
Пожарно-техническое оборудования			Вакуумный нефтесборщик, 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. Организация деятельности тушение пожаров, которые могут возникнуть в процессе эксплуатации решается силами ООО «Пожарная охрана» (п. Верхнеколвинск) на основании заключенного договора №21У1965 от 27.12.2021 г. Расстояние от пожарной части в п. Верхнеколвинск до проектируемого объекта составляет около 4 км.

При необходимости привлечения дополнительных сил и средств пожарных подразделений, к тушению возгораний привлекаются силы и средства 91-ПЧ ФКУ «9-ый отряд ФПС ГПС по РК», расположенной на территории Головных сооружений Усинского месторождения.

3. Проведение противofонтанных 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 № 19У3046 от 15.01.2020 г. на комплексное обслуживание по проведению противofонтанных работ на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

27-04-2НИПИ/2022-2-ГОЧС.Т

Лист

83

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 противодфонанных работ (рег. №0-111-075 от 19.12.2019г).

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

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

27-04-2НИПИ/2022-2-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 4.

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,

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	27-04-2НИПИ/2022-2-ГОЧС.Т		Лист
											85

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.	

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

27-04-2НИПИ/2022-2-ГОЧС.Т

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).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	27-04-2НИПИ/2022-2-ГОЧС.Т	

Для строительства сети линий связи для системы телемеханики приняты технические решения по организации канала широкополосного беспроводного доступа между сегментами АСУ ТП Восточно-Ламбейшорского месторождения на технологических площадках по трассе нефтесборного коллектора Восточно-Ламбейшорского нефтяного месторождения: переход через р. Лысутейвис (правый и левый берег) на базе оборудования SkyMAN по системе «точка-многоточка» с пропускной способностью радиоканала до 670 Мбит/с.

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

Автоматизация и управление технологическим процессом транспорта продукции позволяет эксплуатировать технологическое оборудование без постоянного присутствия обслуживающего персонала (работа в автоматическом режиме).

Контроль и управление технологическим процессом на проектируемых сооружениях осуществляется из существующей операторной в АБК УПН «Ламбейшор». Пункт управления расположен на достаточном удалении от проектируемых трубопроводов, в зону действия поражающих факторов в результате аварий на проектируемом объекте, рядом расположенных производственных объектах и транспортных коммуникациях, не попадает.

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. Дополнительных мероприятий по укреплению пунктов управления не требуется.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			27-04-2НИПИ/2022-2-ГОЧС.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				

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.

На проектируемом объекте не предусматривается постоянного нахождения персонала. Ввиду специфики объекта (линейная часть трубопроводов), эвакуация персонала оказавшегося в момент ЧС по трассе трубопровода, будет производиться после получения сигнала по мобильным радиостанциям.

Строительство зданий и сооружений на проектируемом объекте не предусматривается. Разработка мероприятий по эвакуации персонала из зданий не требуется.

Эвакуация персонала с места ЧС будет осуществляться автотранспортом, сопровождающим персонал при работах на удалённых участках нефтепровода. Проезд наземным транспортом возможен круглогодично по асфальтированной автодороге «Усинск - Харьяга, далее по профилированной грунтовой автомобильной дороге круглогодичного действия, построенной для обустройства Восточно-Ламбейшорского месторождения.

Для ориентирования водителей, проектом предусмотрена установка опознавательных знаков на каждом полукилометре и углах поворота трассы проектируемого нефтесборного коллектора, при пересечении с коммуникациями и на пересечении с автомобильными дорогами и водными преградами с двух сторон.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			27-04-2НИПИ/2022-2-ГОЧС.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				

Библиография

1. Федеральный закон от 12.02.1998 №28-ФЗ «О гражданской обороне».
2. Федеральный закон от 21.07.1997 №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;
3. Федеральный закон от 21.12.1994 №68-ФЗ «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера»;
4. Федеральный закон от 22.07.2008 №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;
5. Федеральный закон от 21.12.1994 №69-ФЗ «О пожарной безопасности»;
6. Федеральный закон от 30.03.1999 №52-ФЗ «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения»;
7. Федеральный закон от 30.12.2009 №384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»;
8. Указ Президента РФ от 15.02.2006 №116 «О мерах по противодействию терроризму»;
9. Постановление Правительства РФ от 24.11.1998 №1371 «О регистрации объектов в государственном реестре опасных производственных объектов»;
10. Постановление Правительства РФ от 21.05.2007 №304 «О классификации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера».
11. Постановление Правительства РФ от 18 декабря 2020 г. № 2168 «Правила организации и осуществления производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности»;
12. Постановление Правительства РФ от 30.12.2003 №794 «О единой государственной системе предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций»;
13. Постановление Правительства РФ от 16.09.2020 №1479 «Об утверждении Правил противопожарного режима в Российской Федерации»;
14. Приказ Ростехнадзора от 31.03.2016 №137 «Об утверждении Руководства по безопасности «Методика оценки последствий аварийных взрывов топливно-воздушных смесей»;
15. Приказ Ростехнадзора от 11.04.2016 №144 «Руководство по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах»;
16. Приказ Ростехнадзора от 16.10.2020 №414 «Порядок оформления декларации промышленной безопасности опасных производственных объектов и перечень включаемых в нее сведений»;

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
			27-04-2НИПИ/2022-2-ГОЧС.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				

17. ГОСТ Р 55201-2012 «Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Порядок разработки перечня мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера при проектировании объектов капитального строительства»;

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

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

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

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

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

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

24. СП 88.13330.2014 Защитные сооружения гражданской обороны;

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

26. СП 284.132580.2016. Трубопроводы промысловые для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ;

27. ГОСТ 32569-2013. Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах;

28. СП 76.13330.2016. Электротехнические устройства;

29. СП 77.13330.2016. Системы автоматизации;

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

31. СП 132.13330.2011 «Обеспечение антитеррористической защищенности зданий и сооружений. Общие требования проектирования»;

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

27-04-2НИПИ/2022-2-ГОЧС.Т

35. СТО ЛУКОЙЛ 1.6.6.1-2019 Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Документация предпроектная и проектная. Оценка риска аварий и чрезвычайных ситуаций на опасных производственных объектах.

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

37. СТО ЛУКОЙЛ 1.6.9.2-2019 Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Документация предпроектная и проектная. Требования к составу и содержанию обосновывающих материалов.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					27-04-2НИПИ/2022-2-ГОЧС.Т	Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док		Подп.

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

05.02.2022 № УВ-186-274
на № 03-3-01-0061 от 12.01.2022

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 – ПМ ГОЧС) по объекту проектирования «Реконструкция межпромыслового нефтепровода от КСП-74 до ДНС-7 «Возей».

Адрес объекта: Республика Коми, Возейское нефтяное месторождение, Лыаельская площадь.

1. Краткая характеристика объекта:

- проектом предусматривается реконструкция межпромыслового нефтепровода от КСП-74 до ДНС-7 «Возей».

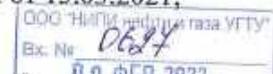
2. Исходные данные о состоянии потенциальной опасности объекта:

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



Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							27-04-2НИПИ/2022-2-ГОЧС.Т	Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		94

- по карте общего сейсмического районирования территории Российской Федерации – ОСП–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»;

- 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;

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

27-04-2НИПИ/2022-2-ГОЧС.Т

- 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 ПМГОЧС – 3 (три) года со дня их регистрации.

При изменении задания на проектирование и/или основных характеристик объекта, настоящие исходные данные по ПМГОЧС 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»;

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

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

27-04-2НИПИ/2022-2-ГОЧС.Т

Лист
96

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»;

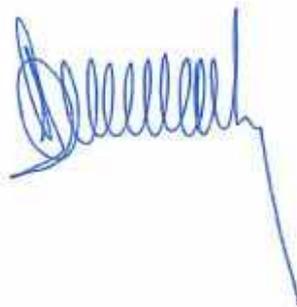
СП «Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования ПБ», утвержденные приказом МЧС России от 17.06.2015 № 302;

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.

Начальник Главного управления



А.А. Пархомович

Н.Ю. Булгаков
40-98-72

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

27-04-2НИПИ/2022-2-ГОЧС.Т

Лист

97

Приложение Б

Письмо ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» о категорировании по ГО



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
ЛУКОЙЛ-Коми

№ 07-03-36356а Дата 11.11.2016
на № _____ от _____

Санкт-Петербургский филиал
ФАУ «Главгосэкспертиза России»

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», ННУ «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. Нефтянников, д. 31

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

E-mail: Usn.postman@lukoil.com

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

27-04-2НИПИ/2022-2-ГОЧС.Т

Лист

98

Ситуационный план
М1:25000

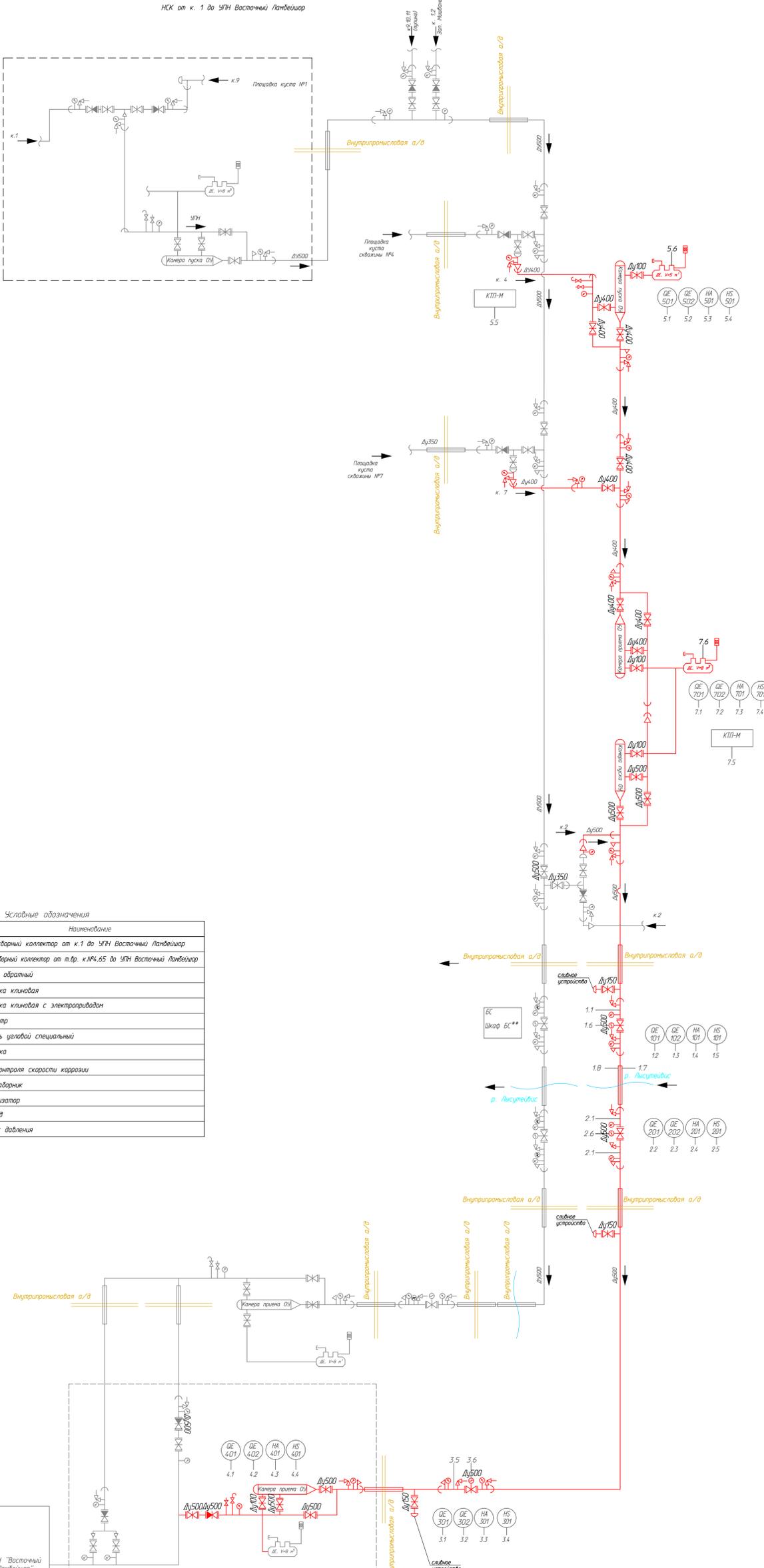


Согласовано	
Взам. инв.№	
Подпись и дата	
Инв.№ подл.	

27-04-2НИПИ/2022-2-ГОЧС.Г2					
"Строительство и реконструкция нефтедоборных коллекторов Восточно-Ламдейшорского месторождения". Нефтедоборный коллектор от т.вр. к.№4, 65 до УПН "Восточный Ламдейшор"					
Изм.	Кол.уч.	Лист	Док.	Подпись	Дата
					10.23
Разраб.	Миронов				
Проверил	Новоселова				10.23
				Стадия	Лист
				П	1
				Листов	1
Н. контр.				Салдаева	10.23
				Ситуационный план М1:25000	
				ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"	

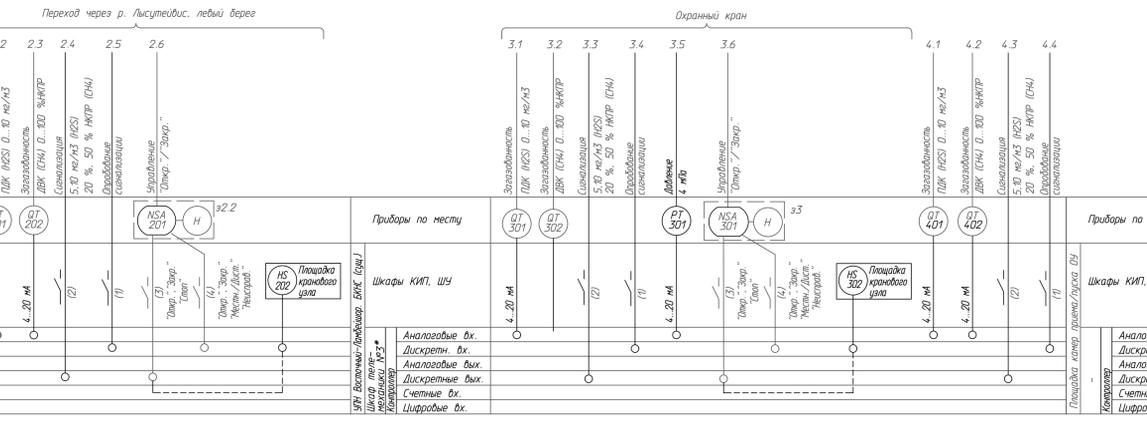
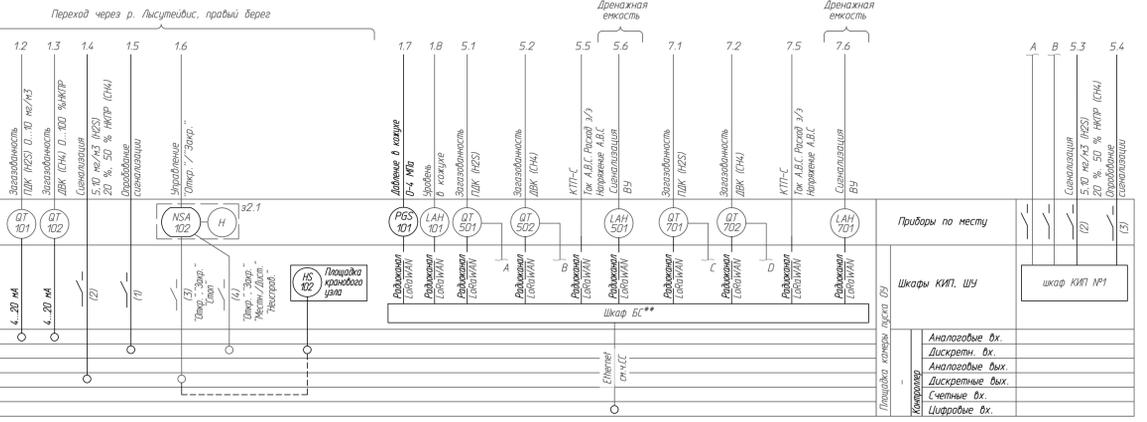
Схема линейного объекта и схема автоматизации

НСК от к. 1 до УГН Восточный Ландейшор



Условные обозначения

Обозначение	Наименование
—	Нефтепроводный коллектор от к.1 до УГН Восточный Ландейшор
—	Нефтепроводный коллектор от т.в.р. №4.65 до УГН Восточный Ландейшор
⊗	Клапан обратный
⊕	Задвижка клапанная
⊕	Задвижка клапанная с электроприводом
⊙	Манометр
⊕	Вентиль угловой специальный
⊕	Заглушка
⊕	Узел контроля скорости коррозии
⊕	Пробозабарник
⊕	Сигнализатор
⊕	Переход
⊕	Датчик давления

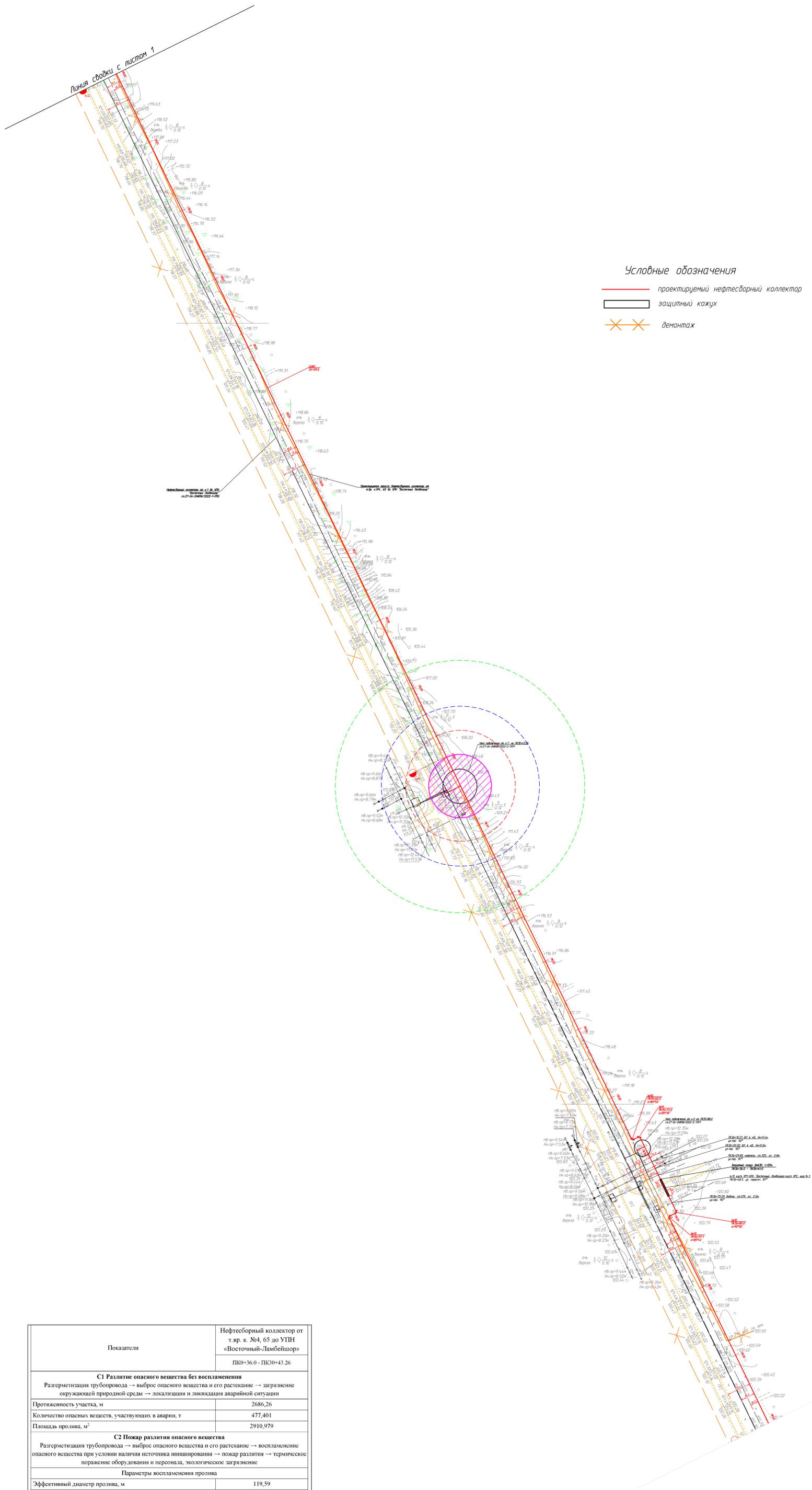


27-04-2НИПИ/2022-2-ГОЧС.ГЗ					
Строительство и реконструкция нефтепроводного коллектора					
Восточно-Ландейшорского месторождения. Нефтепроводный коллектор					
от т. в. р. к. №4, 65 до УГН Восточный Ландейшор					
Им.	Качч.	Лист	УР	Вид	Дата
Разработ.	Хлоп	№	11	22	11.22
Проверил	Нобеслова				11.22
Н. контр.	Салгвева				11.22
Схема линейного объекта и схема автоматизации				Лист	1
				Лист	1

1. ** - учтено в томе 27-04-2НИПИ/2022-1-ТКР1.
 2. ** - учтено в томе 27-04-2НИПИ/2022-1-ТКР4.
 3. "К" - поставляется в комплекте с КТП-С.



Республика Коми
МО ГО "Усинск"
ГУ "Усинское лесничество"
Восточно-Ламбейшорское месторождение



Условные обозначения

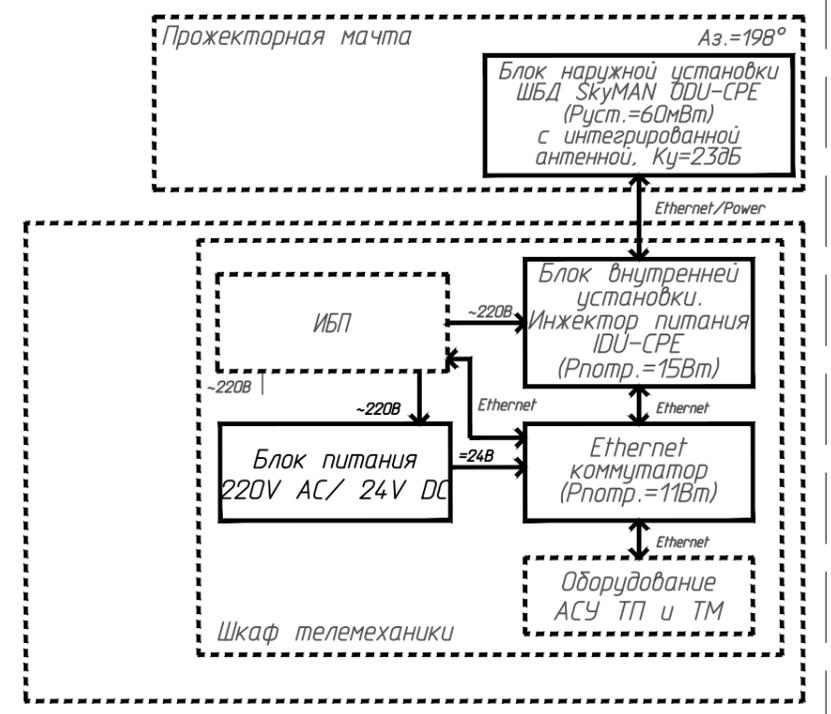
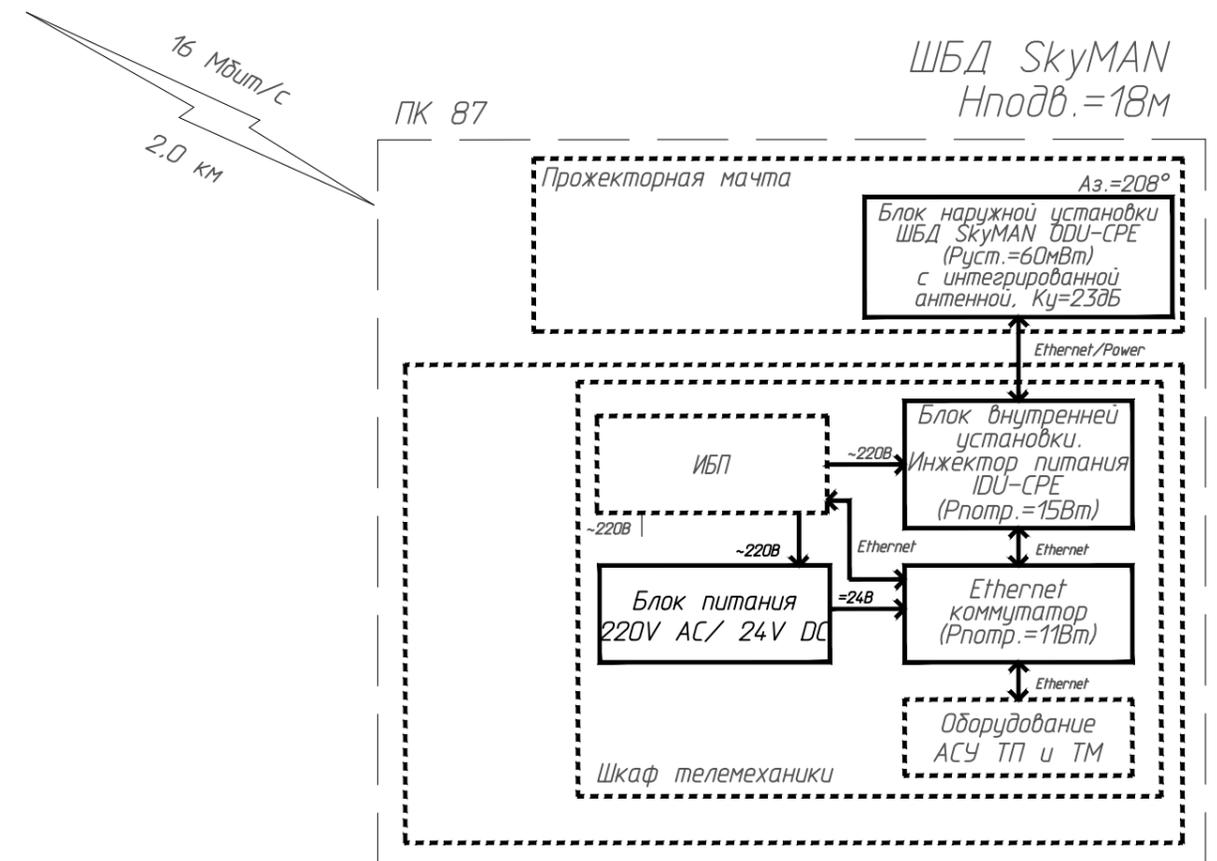
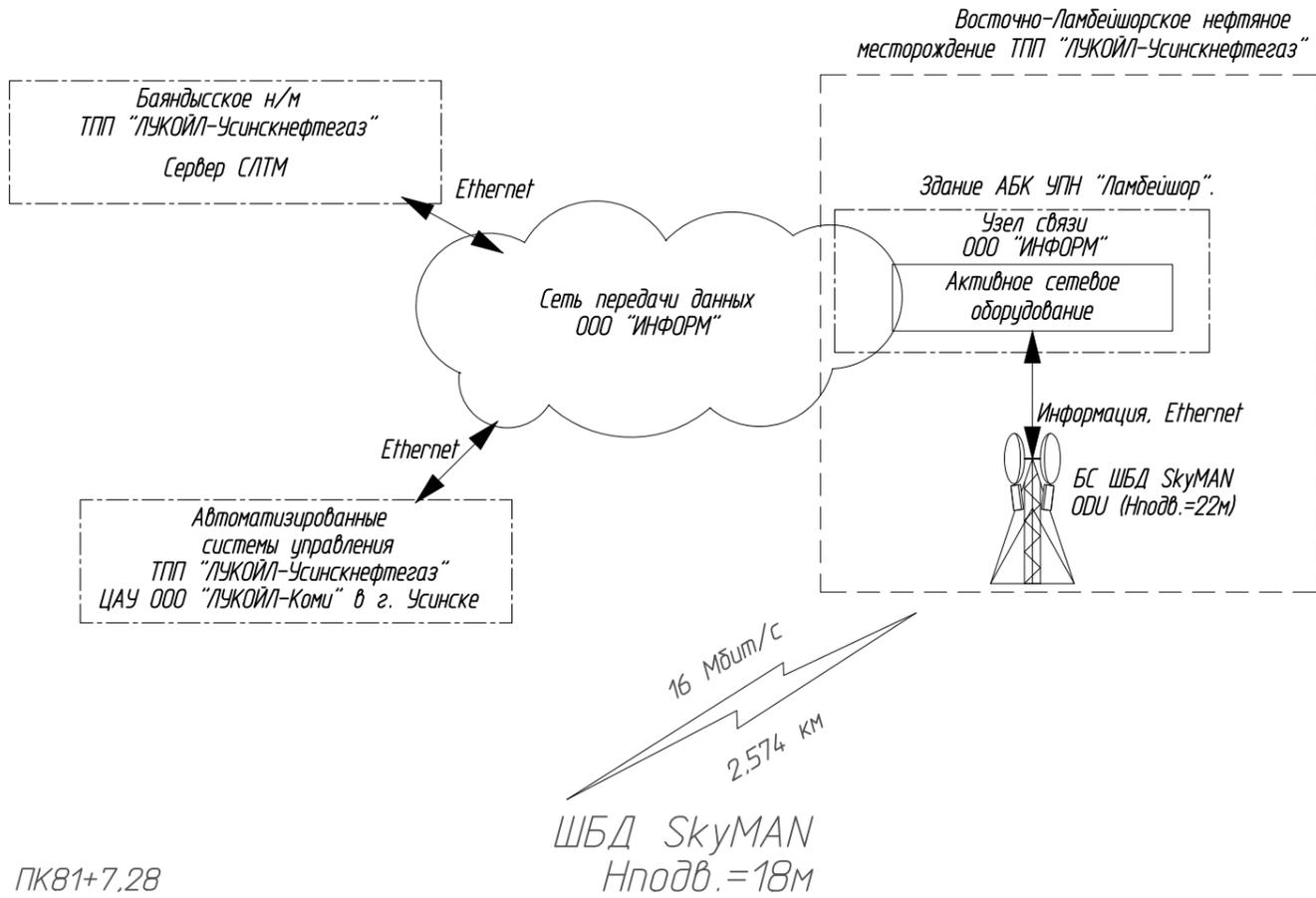
- проектируемый нефтесборный коллектор
- защитный кожух
- X демонтаж

Показатели	Нефтесборный коллектор от т.вр. к. №4, 65 до УПН «Восточный-Ламбейшор» ПК0+36.0 - ПК30+43.26
C1 Разлитие опасного вещества без воспламенения Разгерметизация трубопровода → выброс опасного вещества и его растекание → загрязнение окружающей природной среды → локализация и ликвидация аварийной ситуации	
Протяженность участка, м	2686,26
Количество опасных веществ, участвующих в аварии, т	477,401
Площадь пролива, м ²	2910,979
C2 Пожар разлития опасного вещества Разгерметизация трубопровода → выброс опасного вещества и его растекание → воспламенение опасного вещества при условии наличия источника инициирования → пожар разлития → термическое поражение оборудования и персонала, экологическое загрязнение	
Параметры воспламенения пролива	
Эффективный диаметр пролива, м	119,59
Зона действия поражающих факторов	
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), м	
Непереносимая боль через 20-30 с	
Ожог 1 степени через 15-20 с	72,9
Ожог 2 степени через 30-40 с (7,0 кВт/м ²), м	
Безопасно для человека в брезентовой одежде (4,2 кВт/м ²), м	105,16
Без негативных последствий в течение длительного времени (1,4 кВт/м ²), м	166,0

1 Система координат – СК-63
2 Система высот – Балтийская 1977 г.
3 Сплошные сарказитилы професены через 0,5 м
4 Продольный профиль "Нефтесборный коллектор от т.вр. к.№4, 65 до УПН Восточный Ламбейшор" от 27-04-2НИПИ/2022-2-ПЮ.Г.3

27-04-2НИПИ/2022-2-ГОЧС.Г.4				Статус		Лист	
Изм.	Контр.	Лист	Док.	Подпись	Дата	П	1
Разраб.	Матус						
Н. контр.	Салдаева	10.23					

Структурная схема организации сети линий связи для АСУ ТП и ТМ (ШБД SkyMAN)



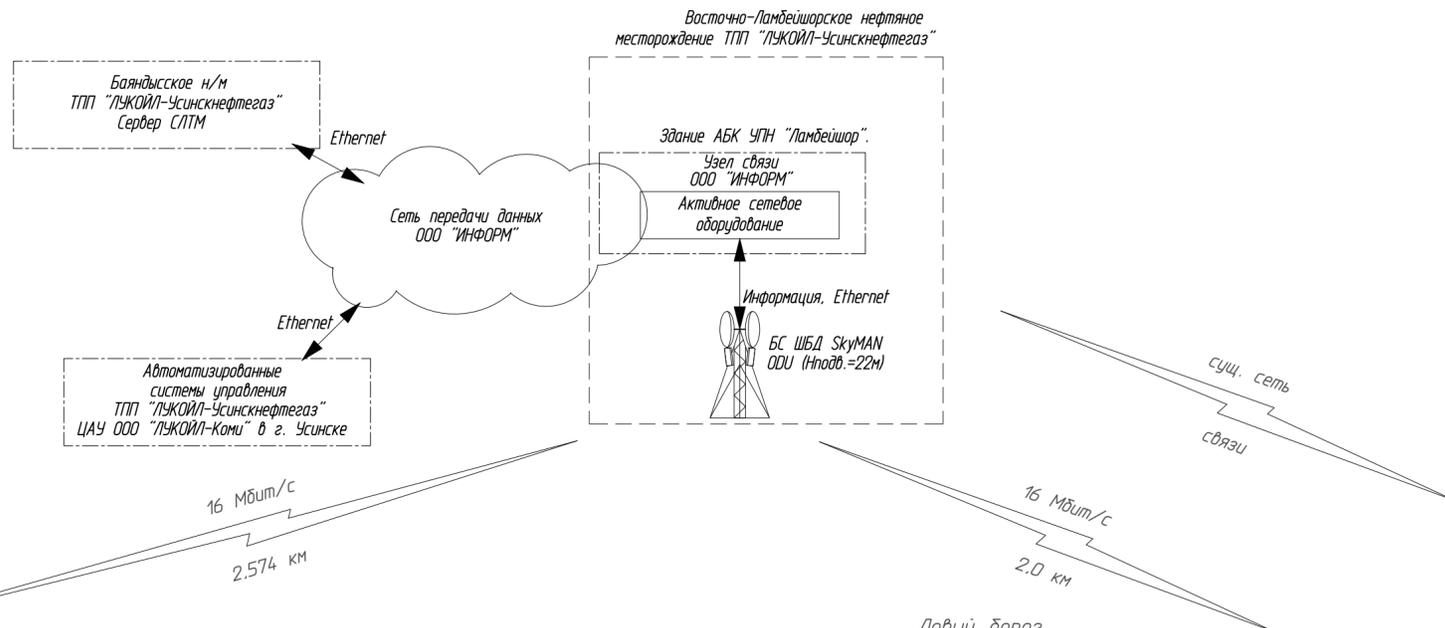
Условные обозначения:

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

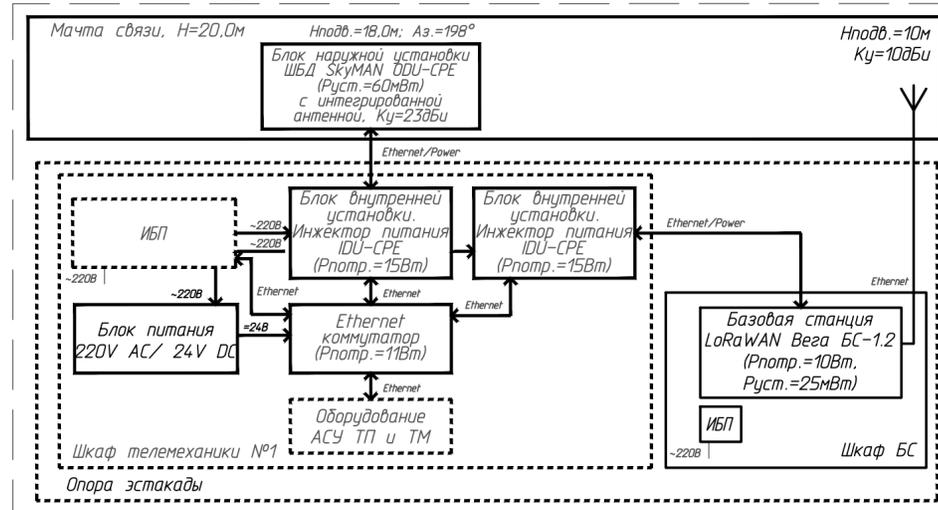
Согласовано
 №
 Взам. инв. №
 Подп. и дата
 Инв. № подл.

						27-04-2НИПИ/2022-1			
						Строительство и реконструкция нефтесборных коллекторов Восточно-Ламдейшорского месторождения. Нефтесборный коллектор от к.1 до УПН Восточный Ламдейшор			
Изм.	Кол.ч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Морокова			08.22				
Проверил		Конанов			08.22		ОТР		1
Нач.отд.		Попков			08.22				
Н. контр.		Салдаева			08.22	Структурная схема организации сети линий связи для АСУ ТП и ТМ (ШБД SkyMAN)		ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"	

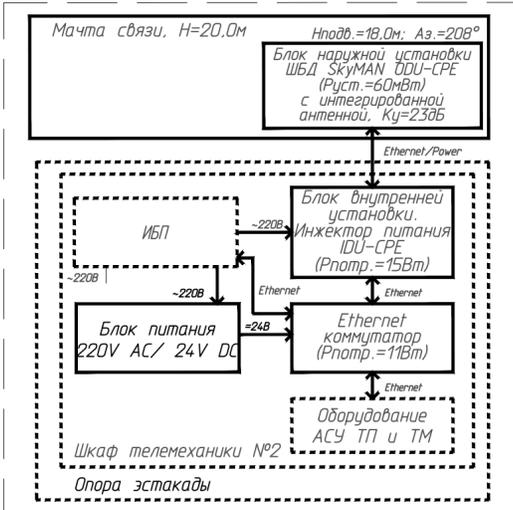
Структурная схема организации сети линий связи для АСУ ТП и ТМ



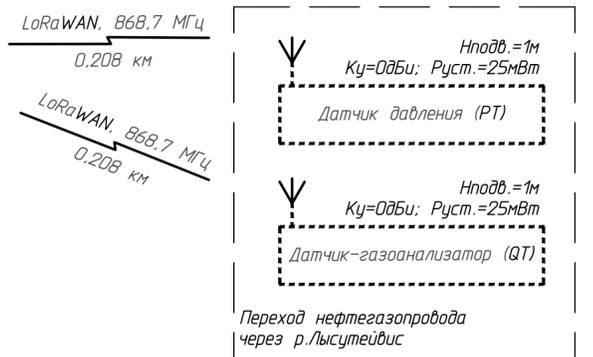
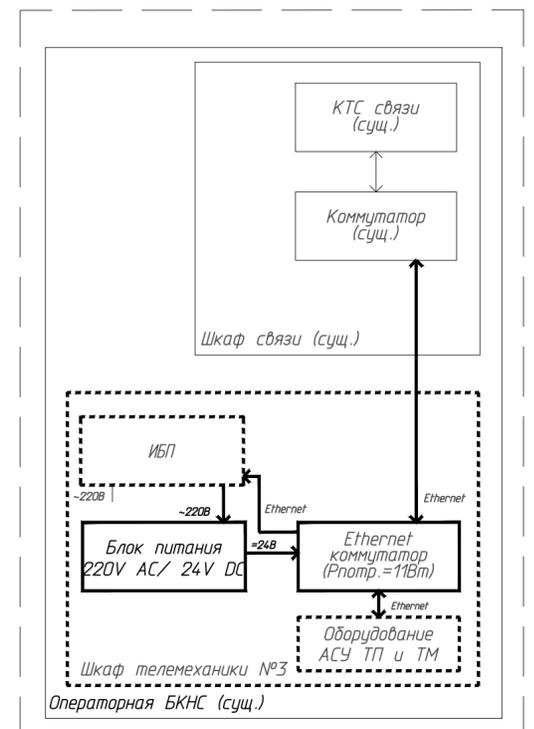
Правый берег



Левый берег



Конец трассы ПК112+98.91



Условные обозначения:

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

27-04-2НИПИ/2022-2-ГОЧС.Г5					
"Строительство и реконструкция нефтесборных коллекторов Восточно-Ламдейшорского месторождения". Нефтесборный коллектор от т.др. к.№4, 65 до УПН "Восточный Ламдейшор"					
Изм.	Копч.	Лист	№ дж.	Подп.	Дата
Разраб.	Морокова				
Проверил	Конанов				
Нач.отд.	Полков				
Н. контр	Салдаева				
Структурная схема организации сети линий связи для АСУ ТП и ТМ				Стадия	Лист
				П	1
				Листов	
				1	
				ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"	
Формат А2					

Согласовано

Изм. №

Подп. и дата

Взам. инв. №

№ подл.