



**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 8 «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности»

27-04-2НИПИ/2022-2-ПБ

Том 8

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

2023

Обозначение	Наименование	Примечание
27-04-2НИПИ/2022-2-ПБ-С	Содержание тома 8	1 л.
27-04-2НИПИ/2022-2-ПБ.Т	Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности. Текстовая часть.	62 л.
27-04-2НИПИ/2022-2-ПБ.Г	Графическая часть	5 л.
	Общее количество листов документов, включенных в томе 8	68 л.

Согласовано			

Взам. инв. №	
Подп. и дата	

27-04-2НИПИ/2022-2-ПБ-С								
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата			
Инв. № подл.	Разраб.	Матус		Содержание тома 8		Стадия	Лист	Листов
						П		1
	Н. контр.	Салдаева				ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»		
	ГИП	Худяев						

во время пожара направлена на обеспечение безопасной эвакуации людей, тушение пожара и ограничение его развития, а также порядок работы технических систем (средств) для работы автоматических систем пожаротушения и пожарной техники (при наличии таких систем)..... 42

11 Описание технических решений по противопожарной защите технологических узлов и систем 54

12 Описание организационно-технических мероприятий по обеспечению пожарной безопасности линейного объекта, обоснование необходимости создания пожарной охраны объекта, расчет ее необходимости сил и средств..... 56

13 Определение пожарных рисков угрозы жизни и здоровью людей, уничтожения имущества (расчет пожарных рисков не требуется при выполнении обязательных требований пожарной безопасности, установленных техническими регламентами, и выполнения в добровольном порядке требований нормативных документов по пожарной безопасности) 59

Библиография 60

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

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

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

Перечень проектируемых трубопроводов с характеристиками представлен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень проектируемых трубопроводов с характеристиками

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

Таблица 2 – Проектные мощности проектируемого трубопровода

Наименование	Назначение	Проектные мощности		
		Добыча жидкости, м ³ /сут	Добыча нефти, т/сут	Закачка воды, м ³ /сут
Нефтеcборный коллектор от т.вр. к.№ 4, 65 до УПН «Восточный-Ламбейшор»	Н	4184,03	3216,74	-

Рабочее давление нефтегазопровода 4,0 МПа. Гидравлические потери давления не превышают 0,12 МПа/км.

В транспортируемом нефтегазовом флюиде объемная концентрация содержания сероводорода 9,1 %. Проектируемые нефтегазопроводы согласно приложению № 4 к Федеральным нормам и правилам таблица №1 (таблица 2) при концентрации сероводорода $S(H_2S \text{ объемное}) < 0,075\%$ (об) и парциальном давления в трубопроводе $P(H_2S) > 345$ Па требуется выполнить в исполнении, стойком к сульфидно-коррозионному растрескиванию. Также для защиты трубопроводов от локальной коррозии предусмотрено применение внутреннего антикоррозионного покрытия трубопровода.

Настоящим проектом предусмотрена подземная прокладка проектируемых нефтегазопроводов с минимальной глубиной 0,8 м.

Пересечения внутрипромысловых автомобильных дорог в настоящем проекте предусматривается подземным способом в защитных кожухах. Минимальная глубина заложения футляра составляет не менее 1,4 м от дорожного полотна до верха трубы защитного

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

27-04-2НИПИ/2022-2-ПБ.Т

Лист
3

кожуха. Концы защитного футляра выедены на расстояние не менее 5 м от подошвы насыпи земляного полотна.

Прокладка перехода через р. Лысителейвис, камер пуска и приема очистных устройств и запорной арматуры проектируется надземно на опорах типа КХм.

Рабочее давление проектируемого нефтегазопровода – 4,0 МПа.

Настоящим проектом приняты следующие параметры труб для участков проектируемого трубопровода:

НСК от т.вр. к.№4, 65 до УПН «Восточный-Ламбейшор» – Ø426x10 мм, Ø530x11 мм.

Для строительства прямолинейных участков проектируемого нефтесборного коллектора проектом принята труба стальная бесшовная повышенной коррозионной стойкости из высококачественной стали с минимальным пределом прочности – 470 Н/мм², минимальным пределом текучести – 338 Н/мм², классом прочности К48, группой коррозионной стойкости – 1, прошедшая 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 гарантией обеспечения ударной вязкости основного металла трубы не ниже KCU=34,3 Дж/см² (3,5 кгс с/см²) при температуре испытания 60°С, с внутренним двухслойным заводским антикоррозионным покрытием на основе эпоксидных порошковых материалов (наплавляемых красок) по фенольному праймеру с температурой длительной эксплуатации внутреннего покрытия до 80°С с системой защиты стыка втулкой и с наружным трехслойным антикоррозионным покрытием на основе экструдированного полиэтилена.

Устройство углов поворота трасс проектируемого нефтесборного коллектора в вертикальной и горизонтальной плоскостях организовано при помощи:

- отводов гнутых, с радиусомгиба 5Du из высококачественной стали с минимальным пределом прочности – 470 Н/мм², минимальным пределом текучести – 338 Н/мм², классом прочности К48, группой коррозионной стойкости – 1, 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 (углы от 1 до 90 градусов, шаг 1 градус);

- отводов крутоизогнутых с радиусомгиба 1,5Du из высококачественной стали с минимальным пределом прочности – 470 Н/мм², минимальным пределом текучести – 338 Н/мм², классом прочности К48, группой коррозионной стойкости – 1, с приварными катушками по 150 мм, 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 для трубопроводов всех диаметров (углы 45, 60, 90 градусов).

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

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

27-04-2НИПИ/2022-2-ПБ.Т

Лист
4

Для фитингов в качестве внутреннего покрытия принято заводское антикоррозионное покрытие на основе эпоксидных порошковых материалов (наплавляемых красок) по фенольному праймеру с температурой длительной эксплуатации внутреннего покрытия до 80°С. В качестве наружного принято трехслойное полиэтиленовое покрытие усиленного типа.

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

Настоящим проектом предусмотрено пересечение трассой существующих технологических проездов на ПК60+07.5, ПК75+59.5 и автодороги на ПК36+48.5. Толщина стенки защитных кожухов принята 10 мм.

При пересечении дорог принято заглубление проектируемых трубопроводов не менее 1,4 м от верха покрытия дорог до верхней образующей защитного футляра методом продавливания, концы защитных кожухов, устанавливаемых на участках переходов проектируемых трубопроводов через автомобильные дороги, выводятся не менее чем на 5 метров от подошвы насыпи земляного полотна. Пересечения выполнены подземным способом в защитных кожухах из труб стальных электросварных прямошовных 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.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

27-04-2НИПИ/2022-2-ПБ.Т

Лист
5

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 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 II.

Настоящим проектом предусмотрено пересечение с р. Лысудейвис 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

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

27-04-2НИПИ/2022-2-ПБ.Т

Лист
6

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 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).

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	27-04-2НИПИ/2022-2-ПБ.Т	Лист	7	
									Взам. инв №
									Подп. и дата
Инд. № подл.									

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.

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;

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

27-04-2НИПИ/2022-2-ПБ.Т

Лист
8

- 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 подменных участков трубопроводов проектной документацией предусматривается уставного электроизолирующих вставок НЭМС.

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.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Взам. инв №

Подп. и дата

Инв. № подл.

27-04-2НИПИ/2022-2-ПБ.Т

Лист

9

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 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-ПБ.Т					10
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		

2 Описание системы обеспечения пожарной безопасности линейного объекта и обеспечивающих его функционирование зданий, строений и сооружений, проектируемых в составе линейного объекта

Пожарная безопасность проектируемого объекта «Строительство и реконструкция нефтесборных коллекторов Восточно-Ламбейшорского месторождения. Нефтесборный коллектор от т.вр. к. №4, 65 до УПН Восточный Ламбейшор» обеспечивается выполнением требований пожарной безопасности, установленных федеральными законами о технических регламентах, требований нормативных документов по пожарной безопасности, в т.ч. сводов правил и национальных стандартов.

В соответствии с требованиями ст. 5 ФЗ от 22.07.08г.№123-ФЗ "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» проектируемый объект имеет систему обеспечения пожарной безопасности, направленную на предотвращение пожара, обеспечение безопасности людей и защиту имущества при пожаре. Система обеспечения пожарной безопасности, с учетом специфики проектируемого объекта, включает в себя:

- систему предотвращения пожара;
- систему противопожарной защиты;
- комплекс организационно-технических мероприятий.

Система обеспечения пожарной безопасности проектируемого объекта содержит комплекс мероприятий, исключающих возможность превышения значений допустимого пожарного риска, установленного ФЗ №123-ФЗ, и направленных на предотвращение опасности причинения вреда третьим лицам в результате пожара.

Раздел проектной документации «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности» разработан с целью оценки опасности возникновения пожара и оценки соответствия принятых проектных решений требованиям пожарной безопасности в соответствии:

- Федеральным законом от 21.12.1994 №69-ФЗ «О пожарной безопасности»;
- Федеральным законом 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 16.09.2020 №1479 «Об утверждении Правил противопожарного режима в Российской Федерации»;

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №							Лист	
			27-04-2НИПИ/2022-2-ПБ.Т							11
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- ГОСТ Р 12.3.047-2012 «Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля»;
- СП 2.13130.2020 «Системы противопожарной защиты. Обеспечение огнестойкости объектов защиты»;
- СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности» (с изм.№1 от 01.02.2011);
- СП 231.1311500.2015 «Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности».

2.1 Система предотвращения пожара

Целью создания системы предотвращения пожара является исключение условий возникновения пожаров, что достигается исключением условий образования горючей среды и исключением условий образования в горючей среде (или внесения в нее) источников зажигания (гл.13 ФЗ №123-ФЗ).

Способы исключения условий образования горючей среды:

- материальное исполнение, выбор конструкционных материалов соответствует регламентным условиям технологического процесса, физико-химическим свойствам рабочей среды температуры окружающей среды;
- применение негорючих строительных материалов;
- изоляцией горючей среды от источников зажигания (максимально герметичная технологическая система);
- поддержание регламентируемых параметров температуры и давления среды;
- оборудование оснащено контрольно-измерительными приборами, необходимыми для безопасного ведения процесса;
- защита трубопроводов и арматуры антикоррозионными покрытиями, средствами протекторной защиты.

Способы исключения условий образования в горючей среде (или внесения в нее) источников зажигания:

- отсутствие условий для теплового самовозгорания обращающихся веществ и материалов;
- проектными технологическими решениями принята максимально герметичная система транспорта продукции;
- проектом принята подземная прокладка проектируемых трубопроводов;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					Лист	
			27-04-2НИПИ/2022-2-ПБ.Т					12
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		

- для строительства прямолинейных участков проектируемого нефтегазопровода проектом принята труба стальная бесшовная горячедеформированная повышенной эксплуатационной надежности, повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости из высококачественной стали 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.
- применение антикоррозионных покрытий и протекторной защиты трубопроводов;
- для тепловой изоляции проектируемых трубопроводов предусмотрены негорючие материалы;
- обеспечена возможность отключения отдельных участков трубопроводов (на узлах отключения и подключения предусмотрена установка фланцевой запорной арматуры надземного исполнения). Для контроля давления предусмотрены манометры;
- в точках подключения к обвязкам существующих скважин предусматриваются узлы отключающих задвижек с обратными клапанами;
- выдержаны нормативные противопожарные расстояния до рядом расположенных сооружений и наружных установок во избежание возможности распространения пожара, в т.ч. до параллельных и пересекаемых коммуникаций;
- пересечения внутрипромысловых автомобильных дорог в настоящем проекте предусматривается подземным способом в защитных кожухах. Минимальная глубина заложения футляра составляет не менее 1,4 м от дорожного полотна до верха трубы защитного кожуха. Концы защитного футляра выведены на расстояние не менее 5 м от подошвы насыпи земляного полотна
- пересечение водных преград предусматривается подводным способом, пересечение рек - подводным способом в защитном кожухе;
- при проведении ремонтных работ применяются искробезопасные материалы и инструменты.

2.2 Система противопожарной защиты

Целью создания системы противопожарной защиты является защита людей и имущества от воздействия опасных факторов пожара и (или) ограничение его последствий (гл.14 Ф3 №123-ФЗ), что на проектируемом объекте в целом обеспечивается снижением динамики

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					Лист	
			27-04-2НИПИ/2022-2-ПБ.Т					13
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		

нарастания опасных факторов пожара, эвакуацией людей и имущества в безопасную зону и (или) тушением пожара и достигается нижеперечисленными способами.

Перед началом основных строительных работ в полосе отвода проектируемых трасс трубопроводов выполняются следующие подготовительные работы:

- расчистка от леса и кустарника, корчевка пней;
- уборка валунов.

Основные строительные работы по монтажу проектируемых трубопроводов не предусматривают дополнительные решения по организации рельефа.

Настоящим проектом предусмотрена подземная прокладка проектируемых нефтегазопроводов с минимальной глубиной 0,8 м.

Выбор технологического оборудования произведен на базе стандартного оборудования, выпускаемого заводами-изготовителями, по техническим характеристикам, удовлетворяющим проведению технологического процесса.

Все выбранное технологическое оборудование имеет сертификаты соответствия требованиям промышленной безопасности и разрешение на применение.

Все технологическое оборудование соответствует климатическим характеристикам (снеговые нагрузки, ветровые нагрузки, минимальная температура воздуха) и сейсмичности района размещения проектируемого объекта.

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. Конструкции узлов представлены на чертежах 27-04-2НИПИ/2022-ТКР1.Г4, 27-04-2НИПИ/2022-ТКР1.Г6, 27-04-2НИПИ/2022-ТКР1.Г9.

Продукты очистки нефтегазопровода из камер пуска/приема 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 Ду100 мм, Ру4,0 МПа. Конструкция дренажной емкости V=5 м3 представлена на чертеже 27-04-2НИПИ/2022-ТКР1.Г10.

Продукты очистки нефтегазопровода из камеры приема очистных устройств Ду500 через дренажный трубопровод Ду100 мм поступают в существующую дренажную емкость.

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

27-04-2НИПИ/2022-2-ПБ.Т

Лист
14

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 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 II.

Предусмотрена защита трубопроводов и арматуры антикоррозионными покрытиями, средствами протекторной защиты.

Защита оборудования от эрозии осуществляется подбором оптимальных скоростей движения среды, выбором необходимого сечения трубопроводов и параметров оборудования.

Система транспорта продукции обеспечивает максимальную герметичность системы, и минимальные выделения технологической среды в окружающую среду при нормальных условиях эксплуатации.

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

Расчетный срок службы проектируемых технологических и промышленных 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:

- крепление надземных частей трубопроводов корпусно-хомутowymi технологическими опорами, расположенными на строительных конструкциях;

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

27-04-2НИПИ/2022-2-ПБ.Т

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

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.

Теплоизоляция надземных участков трубопроводов предусмотрена в трассовых условиях.

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.

Персонал ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», обслуживающий линейный объект оснащен средствами индивидуальной защиты людей от пожара (защиты органов дыхания и зрения).

Организация деятельности подразделений пожарной охраны: тушение пожаров, которые могут возникнуть в процессе эксплуатации проектируемого объекта, будет решаться силами ООО «Пожарная охрана» на основании договора. К тушению возгораний могут привлекаться так же добровольные пожарные дружины и нештатные аварийно-спасательные формирования, оснащенные пожарной техникой, укомплектованные теплоотражающими костюмами, средствами связи, боевой одеждой.

Таким образом, система противопожарной защиты обеспечивает защиту от воздействия опасных факторов пожара на рассматриваемом объекте.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

27-04-2НИПИ/2022-2-ПБ.Т

Лист
16

3 Характеристика пожарной опасности технологических процессов, используемых на линейном объекте

Проектируемый промысловый нефтегазопровод предназначен для транспортировки продукции от контрольного пункта сбора до центрального пункта сбора Возейского нефтяного месторождения.

Перечень проектируемых трубопроводов с характеристиками представлен в таблице 1 подраздела 1. Проектные максимальные мощности проектируемых трубопроводов представлены в таблице 2 подраздела 1.

По пожаровзрывоопасности технологической среды (по наличию нефти и попутного нефтяного газа) объект относится к группе пожаровзрывоопасных – возможно образование смесей окислителя с горючими газами, парами легковоспламеняющихся жидкостей, в которых при появлении источника зажигания возможно инициирование взрыва и (или) пожара (п.3 ст. 16 №123-ФЗ от 22.07.2008 г.).

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

Трасса проектируемого трубопровода пересекает водную преграду.

Ведомость пересечений водных преград представлена в таблице 3.

Таблица 3 - Ведомость пересечений водных преград

Пикет трассы	Протяжение водной поверхности	Наименование и характеристики водотока	Отметка дна	Урез воды
Нефтеборный коллектор от т.вр. к.№4,65 до УПН «Восточный-Ламбейшор»				
ПК47+46,9	2,83	р. Лысугейвис	93,33	93,98

Трассы проектируемых трубопроводов пересекают автомобильные дороги. Пересечения предусмотрены закрытым способом подземно в защитных кожухах.

Проектируемый трубопровод пересекает искусственные преграды и сооружения. Перечень преград и сооружений, пересекаемых проектируемым трубопроводом, представлен в таблице 4.

Таблица 4 – Перечень преград и сооружений

Пикет трассы	Преграда/сооружение	Владелец	Исполнение
Нефтеборный коллектор от т.вр. к. №4, 65 до УПН «Восточный-Ламбейшор»			
ПК0+15,72	Водовод, ст.219 гл.=2,0м, уг. пересеч. 90°	ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» КЦДНГ № 3	подземный

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

27-04-2НИПИ/2022-2-ПБ.Т

Лист
17

ПК36+10,21	ВЛ- 6кВ, 3 пр., h=9,4 м, уг. пересеч. 90°	ООО «ЛУКОЙЛ-ЭНЕРГОСЕТИ» РЭС-2 ЦОЭ №1СЦ «Усинскэнергонефть»	надземное
ПК36+20,02	ВЛ- 6кВ, 3 пр., h=9,2 м, уг. пересеч. 90°		надземное
ПК36+29,85	Нефтепровод, ст.325 гл.=0,8 м., уг. пересеч. 87°	ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» КЦДНГ № 3	подземный
ПК36+48,5	Автодорога к.№1-УПН “Восточный Ламбейшоркуст№2”, IV кат, шир. пр.ч.14,1м, уг. пересеч. 87°		наземное
ПК36+70,59	Водовод, ст.219 гл.=2,0м, уг. пересеч. 90°		подземный
ПК59+81,89	Водовод, ст. 219 гл.=3,0м, уг. пересеч. 88°		подземный
ПК60+07,5	Технологический проезд, IV кат, шир.пр.ч. 9,3м., уг.пересеч. 87°		наземное
ПК60+66,19	ВЛ- 6кВ, 3 пр., h=9,6м, уг. пересеч. 86°	ООО «ЛУКОЙЛ-ЭНЕРГОСЕТИ» РЭС-2 ЦОЭ №1СЦ «Усинскэнергонефть»	надземное
ПК60+76,57	ВЛ- 6кВ, 3 пр., h=10,0м, уг. пересеч. 85°		надземное
ПК70+38,53	Нефтепровод, ст.530 гл.=2,3 м., уг. пересеч. 70°	ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» КЦДНГ № 3	подземный
ПК70+54,94	Водовод, ст.219 гл.=3,0м, уг. Пересеч. 71°		подземный
ПК70+62,30	Газопр, ст.325 гл.=1,5м, уг. Пересеч. 72°	ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» Усинский ГПЗ	подземный
ПК70+71,73	Нефтепровод, ст.219 гл.=1,3 м., уг. пересеч. 72°	ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» КЦДНГ № 3	подземный
ПК70+98,59	ВЛ- 6кВ, 3 пр., h=9,5м, уг. пересеч. 70°	ООО «ЛУКОЙЛ-ЭНЕРГОСЕТИ» РЭС-2 ЦОЭ №1СЦ «Усинскэнергонефть»	надземное
ПК71+9,33	ВЛ- 6кВ, 3 пр., h=9,4м, уг. пересеч. 70°		надземное
ПК71+28,66	Нефтепровод, ст.325 гл.=1,3 м., уг. пересеч. 89°	ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» КЦДНГ № 3	подземный
ПК75+59,5	Технологический проезд, цем.-бет.пл. шир.пр.ч. 3,9м., уг.пересеч. 90°		наземное

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

Настоящим проектом выдержаны нормативные расстояния при параллельной прокладке проектируемых трубопроводов относительно существующих коммуникаций:

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №						Лист	
			27-04-2НИПИ/2022-2-ПБ.Т						18
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.		

- от ВЛ 6 – не менее высоты опоры ВЛ до нефтепроводов и водоводов (согласно ПУЭ Издание седьмое);
 - от внутрипромысловых автомобильных дорог – не менее 10 метров от подошвы насыпи земляного полотна (согласно СП 284.1325800.2016).
 - от существующих подземных трубопроводов согласно СП 284.1325800.2016;
- Угол пересечения с коммуникациями составляет не менее 60°.

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

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

Таблица 5 – 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 разъема", присоединяемую на место заглушки при необходимости опорожнения участка. Надземное исполнение.
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.

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

27-04-2НИПИ/2022-2-ПБ.Т

Лист

19

Пикет трассы	Наименование сооружения, краткая характеристика
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.

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					Лист	
			27-04-2НИПИ/2022-2-ПБ.Т					20
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		

4 Описание и обоснование проектных решений, обеспечивающих пожарную безопасность линейного объекта

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

Ближайшие населенные пункты – г. Усинск и вахтовый поселок Верхнеколвинск – расположенные соответственно в 94 и 20 км к юго-востоку от объекта строительства.

Город Усинск – центр нефтедобывающего района Республики Коми с развитой инфраструктурой. В городе имеются: современный аэропорт с воздушным сообщением между городами Москва, Сыктывкар, Ухта, Нарьян-Мар и железнодорожная станция, принимающая грузопассажирыские поезда, а также порт на р. Уса.

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.

Объект строительства располагается на землях ГУ «Усинское лесничество», Усинское участковое лесничество.

Территория строительства располагается в лесотундровой природной зоне, для которой характерно сочетание тундровой и лесной растительности.

Проектируемый объект расположен на территории производственной деятельности ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз». Ситуационный план расположения проектируемого объекта представлен в графической части на чертеже 27-04-2НИПИ/2022-2-ПБ.Г2.

Населенные пункты, промышленные и сельскохозяйственные объекты, расположенные на расстоянии менее 100 метров от проектируемых трубопроводов, отсутствуют.

Ближайшими производственными объектами по отношению к проектируемым коммуникациям являются кусты скважин Восточно-Ламбейшорского месторождения. Расстояние до них приняты более 100 метров, что соответствует требованиям табл.7 СП 284.1325800.2016 (не менее 30 метров от трубопроводов класса III).

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

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

27-04-2НИПИ/2022-2-ПБ.Г

Лист
21

Настоящим проектом выдержаны нормативные расстояния при параллельной прокладке проектируемых трубопроводов относительно существующих коммуникаций:

- от ВЛ 6 – не менее высоты опоры ВЛ до нефтепроводов и водоводов (согласно ПУЭ Издание седьмое);
 - от внутрипромысловых автомобильных дорог – не менее 10 метров от подошвы насыпи земляного полотна (согласно СП 284.1325800.2016).
 - от существующих подземных трубопроводов согласно СП 284.1325800.2016;
- Угол пересечения с коммуникациями составляет не менее 60°.

Настоящим проектом предусмотрено пересечение трассой существующих технологических проездов на ПК60+07.5, ПК75+59.5 и автодороги на ПК36+48.5. Толщина стенки защитных кожухов принята 10 мм.

При пересечении дорог принято заглубление проектируемых трубопроводов не менее 1,4 м от верха покрытия дорог до верхней образующей защитного футляра методом продавливания, концы защитных кожухов, устанавливаемых на участках переходов проектируемых трубопроводов через автомобильные дороги, выводятся не менее чем на 5 метров от подошвы насыпи земляного полотна. Пересечения выполнены подземным способом в защитных кожухах из труб стальных электросварных прямошовных диаметром Ду600 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 предусмотрено пересечение с р. Лысудейвис 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).

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

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

27-04-2НИПИ/2022-2-ПБ.Т

Лист
22

Настоящим проектом предусмотрены узлы береговых задвижек 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. 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.

Подключения к существующим трубопроводам предусмотрено выполнить при помощи тройников. 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.

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.

Продукты очистки нефтегазопровода из камер пуска/приема 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 Ду100 мм, Ру4,0 МПа.

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.

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.

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

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

27-04-2НИПИ/2022-2-ПБ.Т

Лист
23

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

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

- крепление надземных частей трубопроводов корпусно-хомутовыми технологическими опорами, расположенными на строительных конструкциях;
- применение отводов гнутых, изготовленных из бесшовных труб, для максимального снижения гидравлического сопротивления;
- применение равнопроходной арматуры;
- применение единого диаметра труб на всём протяжении трасс трубопроводов;
- применение узлов выпуска воздуха для предотвращения образования воздушных пробок.

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

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					27-04-2НИПИ/2022-2-ПБ.Т	Лист
								24
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

5 Описание проектных решений по размещению линейного объекта, в том числе зданий, строений и сооружений в его составе, обеспечивающих пожарную безопасность линейного объекта

В составе линейного проектируемого объекта не предусматривается строительство зданий и сооружений, наружных установок.

Ближайшие населенные пункты – г. Усинск и вахтовый поселок Верхнеколвинск – расположенные соответственно в 94 и 20 км к юго-востоку от объекта строительства.

Город Усинск – центр нефтедобывающего района Республики Коми с развитой инфраструктурой. В городе имеются: современный аэропорт с воздушным сообщением между городами Москва, Сыктывкар, Ухта, Нарьян-Мар и железнодорожная станция, принимающая грузопассажирские поезда, а также порт на р. Уса.

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.

Объект строительства располагается на землях ГУ «Усинское лесничество», Усинское участковое лесничество.

Ситуационный план расположения проектируемых объектов представлен в графической части тома на чертеже 10-03-НИПИ/2019-ПБ.Г2.

Населенные пункты, промышленные и сельскохозяйственные объекты, расположенные на расстоянии менее 100 метров от проектируемых трубопроводов, отсутствуют.

Трассы проектируемых трубопроводов пересекают искусственные преграды и сооружения. Ведомость пересекаемых преград представлена в таблице 3 настоящего тома.

Настоящим проектом выдержаны нормативные расстояния при параллельной прокладке проектируемых трубопроводов относительно существующих коммуникаций:

- от ВЛ 6 – не менее высоты опоры ВЛ до нефтепроводов и водоводов (согласно ПУЭ Издание седьмое);

- от внутрипромысловых автомобильных дорог – не менее 10 метров от подошвы насыпи земляного полотна (согласно СП 284.1325800.2016).

- от существующих подземных трубопроводов согласно СП 284.1325800.2016;

Угол пересечения с коммуникациями составляет не менее 60°.

Для обеспечения нормальных условий эксплуатации и исключения возможности повреждения проектируемых трубопроводов частично или полностью вдоль трасс

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

27-04-2НИПИ/2022-2-ПБ.Т

Лист
25

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

Строительство зданий и строений в составе проектируемых линейных объектов не предусматривается. Установка трансформаторных подстанций, распределительных устройств не предусматривается.

Ведомость проектируемых сооружений по трассам проектируемых трубопроводов представлена в таблице 4 данного раздела.

По трассе проектируемого межпромыслового нефтепровода предусматривается строительство площадок, представленных в таблице 6.

Таблица 6 - Перечень проектируемых площадок

Пикет трассы	Наименование сооружения
<u>Нефтеборный 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
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

Узел пуска СОД ПК0+36,0

Проектируемый узел представляет собой открытую площадку в ограждении размерами 7,5x19,0м. Ограждение выполнено из секций "ЦеСИС МАХАОН-С150" по металлическим столбам. К узлу пуска запроектирован автоподъезд. В ограждении узла предусмотрены ворота и калитка.

Проектом принята сплошная система организации рельефа. Вертикальная планировка проектируемой площадки решена в насыпи. В основании насыпи учтена осадка основания 0.1м. Поверхностный водоотвод на территории узла осуществляется проектными уклонами в сторону понижения рельефа.

По периметру подошвы насыпи узла предусмотрена минерализованная полоса шириной 1,4м.

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

							27-04-2НИПИ/2022-2-ПБ.Т	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			26

Узел подключения от к.7 ПК30+43,26

Проектируемый узел представляет собой открытую площадку в ограждении размерами 5,5x11,5м. Ограждение выполнено из секций "ЦеСИС МАХАОН-С150" по металлическим столбам. Для входа на территорию узла предусмотрена калитка.

Проектом принята сплошная система организации рельефа. Вертикальная планировка проектируемой площадки решена в насыпи. В основании насыпи учтена осадка основания 0.1м. Поверхностный водоотвод на территории узла осуществляется проектными уклонами в сторону понижения рельефа.

По периметру подошвы насыпи предусмотрена минерализованная полоса шириной 1,4м.

Узел подключения от к.2 ПК35+88,00

Проектируемый узел представляет собой открытую площадку в ограждении размерами 5,5x11,5м. Ограждение выполнено из секций "ЦеСИС МАХАОН-С150" по металлическим столбам. Для входа на территорию узла предусмотрена калитка.

Проектом принята сплошная система организации рельефа. Вертикальная планировка проектируемой площадки решена в насыпи, площадка примыкает к ранее запроектированной площадке узла подключения №2 от к.2 ПК71+55.53 (з-з 27-04-2НИПИ/2022-1-ТКРЗ).

В основании насыпи предусмотрена прослойка из геотекстильного нетканого материала плотностью не менее 350г/см² с выпуском полотна за пределы подошвы откоса на 0,5м. Геотекстиль укладывается на песчаную подготовку толщиной h=0,1м. Проектом также учтена осадки основания насыпи 0,16м. Поверхностный водоотвод на территории узла осуществляется проектными уклонами в сторону понижения рельефа.

По периметру подошвы насыпи предусмотрена насыпная минерализованная полоса шириной 1,4м из привозного песчаного грунта.

Узел береговой задвижки ПК45+75,0. Узел береговой задвижки ПК51+34,0.

Проектируемый узел представляет собой открытую площадку в ограждении размерами 3,5x10,5м. Ограждение выполнено из секций "ЦеСИС МАХАОН-С150" по металлическим столбам. Для входа на территорию узла предусмотрена калитка.

Проектом принята сплошная система организации рельефа. Вертикальная планировка проектируемой площадки решена в насыпи. В основании насыпи учтена осадка основания 0.1м. Поверхностный водоотвод на территории узла осуществляется проектными уклонами в сторону понижения рельефа.

С нагорной стороны площадки узла береговой задвижки ПК51+34,0 предусмотрена водоотводная канава с шириной по дну 0,5м. Заложение откосов канавы принято 1:1,5.

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

Укрепление откосов и дна канавы производится почвенно-растительным грунтом толщиной слоя $h=0,1$ м, срезанным при устройстве данной канавы.

По периметру подошвы насыпи предусмотрена минерализованная полоса шириной 1,4м.

Охранный узел ПК74+74,0

Проектируемый узел представляет собой открытую площадку в ограждении размерами 3,5х10,5м. Ограждение выполнено из секций "ЦеСИС МАХАОН-С150" по металлическим столбам. К узлу пуска предусмотрен автоподъезд. Для входа на территорию узла предусмотрена калитка.

Проектом принята сплошная система организации рельефа. Вертикальная планировка проектируемой площадки решена в насыпи. В основании насыпи учтена осадка основания 0.1м. Поверхностный водоотвод на территории узла осуществляется проектными уклонами в сторону понижения рельефа. С нагорной стороны предусмотрена водоотводная канава с шириной по дну 0,5м. Заложение откосов канавы принято 1:1,5. Укрепление откосов и дна канавы производится почвенно-растительным грунтом толщиной слоя $h=0,1$ м, срезанным при устройстве данной канавы.

По периметру подошвы насыпи предусмотрена минерализованная полоса шириной 1,4м.

По периметру подошвы насыпи предусмотрена минерализованная полоса шириной 1,4м, заполненная щебнем фракции 40-60мм на глубину срезки почвенно-растительного слоя $h=0,2$ м.

Узел герметизации защитного кожуха на ПК47+22,0

Проектируемый узел представляет собой открытую площадку в ограждении размерами 5,5х4м. Ограждение выполнено из секций "ЦеСИС МАХАОН-С150" по металлическим столбам. По периметру проектируемой площадки устроено защитное обвалование высотой 0,80м в основании ширина обвалования 2,9 м, по верху 0,5м. (СП 116.13330.2012). Для перехода через обвалование разработана метало-конструкция перехода. Для входа на территорию узла предусмотрена калитка.

Проектом принята сплошная система организации рельефа. Вертикальная планировка проектируемой площадки решена в насыпи и выемке. В основании насыпи учтена осадка основания 0.1м. Поверхностный водоотвод на территории узла осуществляется проектными уклонами в сторону понижения рельефа. С нагорной стороны предусмотрен защитный валик из суглинка шириной по верху 1м. Заложение откосов валика принято 1:2. Укрепление откосов и верха защитного валика и откосов насыпи, откосов и верха обвалования площадки

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

27-04-2НИПИ/2022-2-ПБ.Т

Лист
28

предусмотрено укладкой пластмассового геосотового материала заполняемого щебнем фракции 40-60 мм.

Узел герметизации защитного кожуха на ПК47+74,0

Проектируемый узел представляет собой открытую площадку в ограждении размерами 5,5х4м. Ограждение выполнено из секций "ЦеСИС МАХАОН-С150" по металлическим столбам. По периметру проектируемой площадки устроено защитное обвалование высотой 0,80м в основании ширина обвалования 2,9 м, по верху 0,5м. (СП 116.13330.2012). Для спуска с обвалования на площадку узла разработана метало-конструкция. Для входа на территорию узла предусмотрена калитка. К узлу предусмотрен автоподъезд с разворотной площадкой 15х15м.

Проектом принята сплошная система организации рельефа. Вертикальная планировка проектируемой площадки решена в насыпи и выемке. В основании насыпи учтена осадка основания 0.1м. Поверхностный водоотвод на территории узла осуществляется проектными уклонами в сторону понижения рельефа.

С нагорной стороны предусмотрен защитный валик из суглинка шириной по верху 1м. Заложение откосов валика принято 1:2. Укрепление откосов и верха защитного валика и откосов насыпи, откосов и верха обвалования площадки узла, откосов автоподъезда предусмотрено укладкой пластмассового геосотового материала заполняемого щебнем фракции 40-60 мм.

По периметру подошвы насыпи предусмотрена минерализованная полоса шириной 1,4м, заполненная щебнем фракции 40-60мм на глубину срезки почвенно-растительного слоя $h=0,2м$.

Узлы представляют собой открытые площадки в ограждении. Ограждение выполнено из сетчатых панелей по металлическим столбам. Для входа на территорию узла предусмотрена калитка.

Проектом принята сплошная система организации рельефа. Вертикальная планировка проектируемой площадки решена в насыпи. Насыпь планировки выполняется из привозного песчаного грунта. Песчаный грунт площадки уплотняется до величины 0.95. Коэффициент относительного уплотнения равен 1,05. Крутизна откосов принята 1:2. Укрепление откосов предусмотрено торфо-песчаной смесью с посевом многолетних трав слоем $h=0,1м$. При возведении насыпи принят 1 принцип использования многолетнемерзлых грунтов (ММГ):

- без нарушения растительного покрова
- планировочные отметки назначаются с учетом возможности уплотнения грунта при оттаивании.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

27-04-2НИПИ/2022-2-ПБ.Т

Лист
29

ММГ основания используются в мерзлом состоянии, сохраняемом в процессе строительства и в течение всего периода эксплуатации сооружений. По подошве откоса насыпи предусмотрена минерализованная полоса шириной 1,4м.

Покрытие площадок узлов запроектировано из щебня фракции 20-40мм толщиной 20 см.

На площадках вдоль трасс проектируемых трубопроводов предусматривается идентичное оборудование, устанавливаемое на открытых площадках. Размещение сооружений является типовым, поэтому в графической части представлены проектные решения по генеральному плану следующих площадок:

- узел пуска СОД (ПК0+36.0);

Генеральные планы всех проектируемых площадок узлов вдоль трасс реконструируемых трубопроводов приведены в графической части раздела 3 книги 3 «Генеральные планы узлов линейной части трубопровода» (27-04-2НИПИ/2022-2-ТКРЗ).

В связи со спецификой линейного объекта, отсутствием зданий, сооружений и наружных установок, а также технологических площадок, подлежащих оборудованию источниками наружного противопожарного водоснабжения (в соответствии с ч.1 ст.99 123-ФЗ), проектные решения по наружному противопожарному водоснабжению не предусматриваются.

Инв. № подл.	Подп. и дата					Взам. инв №				
	Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	27-04-2НИПИ/2022-2-ПБ.Т			
						30				

6 Описание и обоснование объемно-планировочных и конструктивных решений, степени огнестойкости и класса конструктивной пожарной опасности, предела огнестойкости и класса пожарной опасности строительных конструкций обеспечивающих функционирование линейного объекта зданий, строений и сооружений, проектируемых и (или) находящихся в составе линейного объекта

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.

Настоящим проектом предусмотрена подземная прокладка проектируемых нефтегазопроводов с минимальной глубиной 0,8 м.

При пересечении автомобильной дороги принято заглубление проектируемого трубопровода не менее 1,4 м от верха покрытия дороги до верхней образующей защитного футляра.

Прокладка перехода через р. Лысителейвис, камер пуска и приема очистных устройств и запорной арматуры проектируется надземно на опорах типа КХм.

Система транспорта продукции обеспечивает максимальную герметичность системы, и минимальные выделения технологической среды в окружающую среду при нормальных условиях эксплуатации. Предусмотрена защита трубопроводов и арматуры антикоррозионными покрытиями, средствами протекторной защиты.

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

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

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

27-04-2НИПИ/2022-2-ПБ.Т

Лист
31

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.

Теплоизоляция надземных участков трубопроводов предусмотрена в трассовых условиях.

Архитектурно-строительная часть проекта разработана на основании технологических заданий на строительное проектирование.

Объемно-планировочные и конструктивные решения сооружений должны обеспечивать безопасность в процессе монтажа и эксплуатации и соответствовать требованиям действующих норм и правил.

К проектируемым сооружениям относятся:

- узел пуска СОД (ПК0+36,0);
- узел подключения от к.7 (ПК30+43,43);
- узел подключения от к.2 (ПК35+82,70);
- узел береговой задвижки (ПК45+75,0);
- узел береговой задвижки (ПК51+34,0);
- охранный узел (ПК74+74,0);
- узел приема СОД (ПК75+73,1);
- дренажная емкость $V=5 \text{ м}^3$;
- опоры под защитный кожух надземного перехода через р. Лысутейвис;
- узел сливного устройства (ПК36+63,0, ПК60+21,50, ПК75+53,0);
- молниеотвод;
- кабельная эстакада.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					Лист	
			27-04-2НИПИ/2022-2-ПБ.Т					32
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		

Узел пуска СОД (ПК0+36,0) - отсыпанная щебнем $b=200$ мм площадка с ограждением размерами 19,0x8,5 м высотой 2,2 м. На узле располагаются опоры под задвижки, опоры под камеру, опоры под кран и под тяговое устройство. Для обслуживания задвижек предусмотрены металлические площадки.

Узел подключения от к.7 (ПК30+43,43) - отсыпанная щебнем $b=200$ мм площадка с ограждением размерами 11,5x5,5 м высотой 2,2 м. На узле располагаются опоры под задвижки. Для обслуживания задвижек предусмотрена металлическая площадка.

Узел подключения от к.2 (ПК35+82,7) - отсыпанная щебнем $b=200$ мм площадка с ограждением размерами 41,5x18,5 м высотой 2,2 м. На узле располагаются опоры под задвижки, опоры под камеры пуска/приема СОД, опоры под кран и под тяговое устройство. Для обслуживания задвижек предусмотрены металлические площадки.

Узел береговой задвижки (ПК45+75,0) - отсыпанная щебнем $b=200$ мм площадка с ограждением размерами 12,0x3,5 м высотой 2,2 м. На узле располагается опора под задвижку. Для обслуживания задвижки предусмотрена металлическая площадка.

Узел береговой задвижки (ПК51+34,0) - отсыпанная щебнем $b=200$ мм площадка с ограждением размерами 12,0x3,5 м высотой 2,2 м. На узле располагается опора под задвижку. Для обслуживания задвижки предусмотрена металлическая площадка.

Охранный узел (ПК74+74,0) - отсыпанная щебнем $b=200$ мм площадка с ограждением размерами 12,0x3,5 м высотой 2,2 м. На узле располагается опора под задвижку. Для обслуживания задвижки предусмотрена металлическая площадка.

Узел приема СОД (ПК75+73,1) – ранее спланированная площадка с ограждением (предусмотрено расширение существующего ограждения). На узле располагаются опоры под задвижки и трубопровод, опоры под камеру, опоры под кран и под тяговое устройство. Для обслуживания задвижек предусмотрены металлические площадки.

Емкость дренажная $V=5$ м³ – стальная, горизонтальная, цилиндрическая. Устанавливается подземно. Вокруг горловины, от наезда техники, предусмотрено металлическое ограждение высотой 1,0 м.

Опоры под защитный кожух надземного перехода через р. Лысутейвис – кожух из стальной трубы $\phi.820$ (учтен в разделе ТКР1), уложенный на металлические ростверки с ложементами на стойках, устанавливаемые на оголовки забивных свай из стальных труб. В местах выхода трубопровода из земли наружу в целях несанкционированного доступа к технологическому оборудованию предусмотрено ограждение по типу "МАХАОН-С150" высотой 2,2. Ограждение представляет собой металлическую сварную сетку по стойкам, опираемым на оголовки забивных свай из стальных труб.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

27-04-2НИПИ/2022-2-ПБ.Т

Лист
33

Узел сливного устройства (ПК36+63,0, ПК60+21,50, ПК75+53,0) – место опорожнения трубопровода. На узле располагается опора под задвижку. Для защиты от наезда техники предусмотрено ограждение.

Молниеотвод М1 – молниеотвод полной заводской комплектации НФГ-14-3(4)-ц – стойка высотой 18,0 м устанавливается на оголовок забивной сваи из стальной трубы.

Кабельная эстакада выполняется из стальных балок на стойках, устанавливаемых на оголовки забивных свай из стальных труб. Низ балок эстакады от уровня земли 3,0 м.

Опоры под задвижки и кран выполняются в виде опорных пластин, устанавливаемые на забивные сваи из стальных труб.

Опоры под технологические трубопроводы и камеры выполняются в виде стальных траверс, устанавливаемых на забивные сваи из стальных труб.

Опора под тяговое устройство выполняется в виде металлического ростверка, устанавливаемого на оголовки забивных свай из стальных труб.

Вокруг территории узлов предусмотрено ограждение по типу "МАХАОН-С150" высотой 2,2 м. Ограждение представляет собой металлическую сварную сетку по стойкам, опираемым на оголовки забивных свай из стальных труб.

Перечень мероприятий по заземлению (занулению) и молниезащите объектов производственного назначения

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

27-04-2НИПИ/2022-2-ПБ.Т

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 5x40 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 болтовых соединениях предусмотрено использование контргаек, 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.

Инв. № подл.	Подп. и дата		Взам. инв №		
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
27-04-2НИПИ/2022-2-ПБ.Т					Лист
					35

7 Перечень мероприятий, обеспечивающих безопасность подразделений пожарной охраны при ликвидации пожара

Общие мероприятия по обеспечению безопасности подразделений пожарной охраны при ликвидации пожара сводится к следующему:

- беспрепятственный проезд к месту возникновения пожара;
- согласованность и оперативность в действиях подразделения пожарной охраны;
- систематическое проведение учений и учебных тревог с личным составом подразделения пожарной охраны совместно с производственным персоналом;
- соответствующая спец. одежда для ликвидации пожара;
- использование средств индивидуальной защиты при ликвидации пожара;
- мероприятия по обеспечению безопасности сотрудников пожарной охраны при ликвидации пожара должны соответствовать внутреннему регламенту ликвидации пожара;
- обеспеченность сооружений проектируемого объекта первичными средствами пожаротушения.

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

Ближайшие населенные пункты – г. Усинск и вахтовый поселок Верхнеколвинск – расположенные соответственно в 94 и 20 км к юго-востоку от объекта строительства.

Город Усинск – центр нефтедобывающего района Республики Коми с развитой инфраструктурой. В городе имеются: современный аэропорт с воздушным сообщением между городами Москва, Сыктывкар, Ухта, Нарьян-Мар и железнодорожная станция, принимающая грузопассажирские поезда, а также порт на р. Уса.

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.

Объект строительства располагается на землях ГУ «Усинское лесничество», Усинское участковое лесничество.

Территория строительства располагается в лесотундровой природной зоне, для которой характерно сочетание тундровой и лесной растительности.

Район строительства имеет развитую гидрографическую сеть, относящуюся к бассейнам рек Лая и Колва. Проектируемые трассы пересекают р. Лысутейвис.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

27-04-2НИПИ/2022-2-ПБ.Т

Лист
36

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

Территория строительства располагается в лесотундровой природной зоне, для которой характерно сочетание тундровой и лесной растительности.

Район строительства имеет развитую гидрографическую сеть, относящуюся к бассейнам рек Лая и Колва. Проектируемые трассы пересекает р. Лысудейвис.

Проектируемый объект расположен на территории производственной деятельности ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз». Ситуационный план расположения проектируемого объекта представлен в графической части на чертеже 27-04-2НИПИ/2022-2-ПБ.Г2.

ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» заключает договора с пожарной охраной на круглосуточное обслуживание объектов. В районе расположения проектируемого объекта находится место дислокации пожарной части ООО «Пожарная охрана» (пос. Верхнеколвинск).

Расстояние от пожарной части до наиболее удаленных проектируемых сооружений составляет не более 20 км по автодорогам круглогодичного действия, расчетное время прибытия пожарной части –70 минут.

Пожарная часть ООО «Пожарная охрана» укомплектована всеми необходимыми силами и средствами, пожарной техникой, оборудованием, средствами тушения для обеспечения возможности тушения пожаров на проектируемых объектах.

При необходимости привлечения дополнительных сил и средств пожарных подразделений, ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» имеет договор с Федеральным казённым учреждением «9 отряд федеральной противопожарной службы по Республике Коми (договорной)». Для проведения работ возможно привлечение сил и средств 91-ПЧ ФКУ «9-отряд ФПС ГПС по РК», расположенной на Головных сооружениях Усинского месторождения (90 км от проектируемого объекта).

В соответствии с приказом ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» №166 от 18.03.2011 г. во всех цехах созданы временные добровольные противопожарные формирования, определены зоны ответственности цехов за предотвращение и ликвидацию лесных пожаров в районах их работ и используемых ими дорог. На каждом объекте имеется список техники, привлекаемой к ликвидации пожара, разработаны перечни первичных средств пожаротушения, в соответствии с которыми цеха и участки обеспечиваются средствами пожаротушения, определен порядок контроля за состоянием первичных средств пожаротушения, в обязательном порядке работники ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» проходят периодические инструктажи по противопожарной безопасности, составлены графики проведения тренировок по ликвидации пожаров, огневые работы на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» проводятся только с составлением наряд-допусков

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

27-04-2НИПИ/2022-2-ПБ.Т

Лист
37

на производство огневых работ с обязательным инструктажем лиц задействованных при производстве работ и обеспечением мероприятий по пожарной безопасности указанных в наряде допуске.

В качестве мероприятий по обеспечению деятельности и безопасности привлекаемых пожарных подразделений на территории проектируемого объекта, предусматривается:

1. Круглогодичный подъезд к проектируемому объекту обеспечен посредством круглогодичных автодорог и проездов в зоне производственной деятельности на Восточно-Лабейшорском месторождении (часть 1 п.1 ст. 90 Федерального закона №123 ФЗ от 22.07.2008г.).

2. Пожаротушение на объекте предусматривается при помощи передвижной пожарной техники (пожарные автомобили ООО «Пожарная охрана»), а также первичных средств пожаротушения (пп.7.4.1, 7.4.5 СП 231.1311500.2015).

4. Проектом предусмотрен необходимый объем противопожарных технических решений, обеспечивающих безопасную эксплуатацию объектов:

- конструкции и опоры под задвижки выполняются из негорючих материалов;
- для тепловой изоляции проектируемых трубопроводов предусмотрены негорючие материалы;
- площадки обслуживания трубопроводной арматуры оборудованы ограждением, молниезащитой, заземлением.

5. На каждом полукилометре и углах поворота трасс трубопроводов, на пересечении автомобильных дорог и водных преград с двух сторон, при пересечениях с коммуникациями необходимо установить опознавательные знаки. Знаки устанавливаются с правой стороны по ходу движения среды перпендикулярно трубопроводу на расстоянии не более 4 м от его оси.

6. Безопасность деятельности пожарных подразделений обеспечивается также наличием средств индивидуальной защиты пожарных, соблюдением требований пожарной безопасности к пожарной технике, оборудованию и инструменту. Данные мероприятия обеспечиваются пожарными подразделениями самостоятельно.

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

27-04-2НИПИ/2022-2-ПБ.Т

Лист
38

8 Сведения о категории оборудования и наружных установок по критерию взрывопожарной и пожарной опасности

Характеристика запроектированных объектов по пожарной и взрывопожарной опасности определена в соответствии с ФЗ от 22.07.2008г №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».

В таблице 7 для зданий, сооружений и наружных установок приведены:

- категория пожарной и взрывопожарной опасности (гл.7, 8 № 123-ФЗ)
- группа технологической среды по пожаровзрывоопасности (ст.16 № 123-ФЗ)
- класс пожароопасных и взрывоопасных зон (гл.5 № 123-ФЗ)

Таблица 7 – Характеристика сооружений по пожарной и взрывопожарной опасности

Наименование объекта	Категория и группа смеси	Класс пожароопасных и взрывоопасных зон (ФЗ №123 ст.18, 19/ПУЭ)	Категория по пожарной и взрывопожарной опасности (ФЗ № 123, ст. 24-27, СП 12.13130.2009)	Класс технологической среды по взрывопожароопасности (ФЗ № 123, ст. 16)
Емкость дренажная	ПА-ТЗ	П-III / В-Іг	Ан	пожаровзрывоопасная

Таблица 8 – Взрывоопасные зоны и их классы, группы взрывоопасных смесей

Наименование объекта	Категория и группа смеси	Класс взрывоопасных зон (ПУЭ)	Класс технологической среды по взрывопожароопасности (ФЗ № 123, ст. 16)	Класс пожароопасных и взрывоопасных зон (гл.5 № 123-ФЗ)
Камеры пуска-приема очистных устройств	ПА-ТЗ	В-Іг	пожаровзрывоопасная	2 класс
Узлы задвижек				
Дренажные емкости				

Класс пожаров (ст. 8 № 123-ФЗ) – В, С.

Опасные факторы пожара (ст.9 №123-ФЗ): пламя и искры, тепловой поток, повышенная температура окружающей среды, повышенная концентрация токсичных продуктов горения и

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

27-04-2НИПИ/2022-2-ПБ.Т

Лист
39

термического разложения, снижение видимости в дыму. Сопутствующие проявления опасных факторов пожара: осколки, части разрушившегося оборудования, опасные факторы взрыва, произошедшие вследствие пожара.

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

9 Перечень оборудования, подлежащего защите с применением автоматических установок пожаротушения и автоматической пожарной сигнализации

В соответствии с п.7.2.9 СП 231.1311500.2015 проектом предусматривается установка ручного пожарного извещателя на путях эвакуации с площадки дренажной емкости (наружной установки Ан), извещатель устанавливается на расстоянии более 5 м от границы дренажной емкости.

Проектом предусматриваются следующие средства технической системы противопожарной защиты:

- извещатель пожарный ручной ИП 535-88-А (8-30В, 50мкА, Токр. ср -55°...+85°С, IP68).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					Лист	
								41
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	27-04-2НИПИ/2022-2-ПБ.Т		

10 Описание и обоснование технических систем противопожарной защиты (автоматических систем пожаротушения, пожарной сигнализации, оповещение и управление эвакуацией людей при пожаре, внутреннего противопожарного водопровода, противодымной защиты), описание размещения технических систем противопожарной защиты, систем их управления, а также способа взаимодействия с инженерными системами зданий и оборудованием, работа которого во время пожара направлена на обеспечение безопасной эвакуации людей, тушение пожара и ограничение его развития, а также порядок работы технических систем (средств) для работы автоматических систем пожаротушения и пожарной техники (при наличии таких систем)

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. 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:

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

27-04-2НИПИ/2022-2-ПБ.Т

- контроль загазованности на площадке камеры пуска ОУ. Предусмотрена установка датчиков предельно допустимых концентраций вредных веществ и дозрывных концентрации (ПДК H2S; ДВК СН4) 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 H2S; 20%, 50% НКПР СН4). 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 H2S; ДВК СН4) 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 СН4). Предусматривается по месту установки датчиков загазованности с дополнительным вынесением сигнала о загазованности на диспетчерский пункт;
- опробование звуковой и световой сигнализации.

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 СН4) 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 СН4). 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)

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

27-04-2НИПИ/2022-2-ПБ.Т

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;
- 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;

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №							Лист	
			27-04-2НИПИ/2022-2-ПБ.Т							44
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- аварийная и предупреждающая звуковая и световая сигнализация ПДК (5, 10 мг/м³ H₂S; 20%, 50% НКПР СН₄). 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 СН₄) 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 СН₄). 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;
- 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:

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

27-04-2НИПИ/2022-2-ПБ.Т

Лист
45

– 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.

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.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

27-04-2НИПИ/2022-2-ПБ.Т

Лист
46

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.

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.

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

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.

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	-

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

27-04-2НИПИ/2022-2-ПБ.Т

Наименование параметра	Функции системы телемеханики		
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	-
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 ОХРАННОЙ ЗАПОРНОЙ АРМАТУРЫ</u>			
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
<u>КАМЕРА ПРИЕМА 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 ОУ (H ₂ S, CH ₄)	X	-	-
<u>КТП –М (2 шт.)</u>			

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

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

27-04-2НИПИ/2022-2-ПБ.Т

Лист
49

Наименование параметра	Функции системы телемеханики		
Напряжение по фазе А, В, С	х	-	-
Ток фазы А, В, С	х	-	-
Расход эл. энергии	х	-	-

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.

- для контроля уровня жидкости датчик уровня ПМП-052 (Ga/Gb Ex db IIB T3, 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

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

27-04-2НИПИ/2022-2-ПБ.Т

Лист
50

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(А)-LS-ХЛ Nх2хS (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(А)-LS-ХЛ, МКЭШВнг(А)-LS-ХЛ Nх2хS (или аналогичные) соответствующий требованиям ГОСТ 31565-2012. Кабели прокладываются внутри производственных помещений в кабель-канале, снаружи в коробе по эстакаде и в металлорукаве по металлоконструкциям. Жилы кабелей, прокладываемые во взрывоопасной зоне, в соответствии с СП 423.1325800.2018 имеют сечение не менее 1 мм². При этом концы каждой незадействованной жилы многожильного кабеля во взрывоопасной зоне заземляются согласно 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.

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

27-04-2НИПИ/2022-2-ПБ.Т

Лист
51

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.

Алгоритм пожарной сигнализации

В соответствии с п.7.2.9 СП 231.1311500.2015 проектом предусматривается установка ручного пожарного извещателя на путях эвакуации с площадки дренажной емкости (наружной установки Ан), извещатель устанавливается на расстоянии более 5 м от границы дренажной емкости.

Проектом предусматриваются следующие средства технической системы противопожарной защиты:

- извещатель пожарный ручной ИП 535-88-А (8-30В, 50мкА, Токр. ср -55°...+85°С, IP68);

При поступлении в шкаф ПС площадки приема очистных устройств сигнала о пожаре на площадке дренажной емкости системой противопожарной защиты (пожарной сигнализации) без выдержки времени формируется сигнал, который по средствам проектируемого оборудования связи (ROSSMA ИОТ-AMS Dry Contact Relay, пр-во Россия), комплекса технических средств связи, запроектированного по заказу 27-04-2НИПИ/2022-1 ("Строительство и реконструкция нефтесборных коллекторов Восточно-Ламбейшорского месторождения. Нефтесборный коллектор от к.1 до УПН Восточный Ламбейшор"), и существующей сетевой инфраструктуры ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» передается на диспетчерский пункт УПН «Восточный Ламбейшор» (в помещении с круглосуточным пребыванием дежурного персонала), где осуществляется свето-звуковое оповещение о пожаре.

Для кабельных линий пожарной сигнализации, прокладываемых во взрывоопасных зонах, предусмотрен кабель герметичный с заполнением внутренних промежутков негигроскопичным полимерным наполнителем СКАБ250Кнг(А)-FRHF-ХЛ Nx2xS (или аналогичный) соответствующий требованиям ГОСТ 31565-2012 и СП 423.1325800.2018 (п.10.2.11). Жилы кабелей, прокладываемые во взрывоопасной зоне, в соответствии с СП 423.1325800.2018 имеют сечение не менее 1 мм². При этом концы каждой незадействованной

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

27-04-2НИПИ/2022-2-ПБ.Т

Лист
52

жилы многожильного кабеля во взрывоопасной зоне заземляются согласно СП77.13330.2016. Кабели прокладываются внутри производственных помещений в кабель-канале, снаружи в коробе по эстакаде и в металлорукаве по металлоконструкциям.

Перечень сигналов технической системы противопожарной защиты, передаваемых в систему телемеханики, представлен в таблица 6 данного тома.

Структурная схемы технической системы противопожарной защиты куста скважин представлена в графической части данного тома (см. 27-04-2НИПИ/2022-2-ПБ.ГХ).

Инв. № подл.	Подп. и дата					Взам. инв №	
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	27-04-2НИПИ/2022-2-ПБ.Т	Лист
							53

11 Описание технических решений по противопожарной защите технологических узлов и систем

Решения по противопожарной защите проектируемых трубопроводов обеспечиваются прежде всего на уровне проектных технических решений:

- технологическая система сбора продукции (напорная герметичная);
- материалы для строительства трубопровода, запорной арматуры, теплоизоляционные материалы, конструкции и опоры предусматриваются из негоряемых материалов;
- способ прокладки трубопроводов – подземный;
- пересечения внутрипромысловых автомобильных дорог предусматривается подземным способом в защитных футлярах, на глубине не менее 1,4 м от дорожного полотна до верха трубы защитного кожуха. Концы защитного футляра выведены на расстояние не менее 5 м от подошвы насыпи земляного полотна;
- пересечения технологических проездов и дорог в пределах технологических площадок предусматривается подземным способом в защитных футлярах. Минимальная глубина заложения футляра составляет не менее 0,5 м от дорожного полотна до верха трубы защитного кожуха. Концы защитного футляра выведены на расстояние не менее 2 м от бровки обочины дороги;
- пересечение водных преград предусматривается подводным способом, пересечение рек - подводным способом в защитном кожухе;
- пересечения с существующими коммуникациями выполнены не менее 350 мм в свету, угол пересечения с коммуникациями составляет не менее 60°;
- выдержаны нормативные противопожарные расстояния до рядом расположенных сооружений и наружных установок во избежание возможности распространения пожара, в т.ч. до параллельных и пересекаемых коммуникаций;
- предусмотрены мероприятия по выполнению системы защитного заземления, системы уравнивания потенциалов и снятия статического электричества.

Для обеспечения противопожарной защиты линейного объекта, в части возможности аварийного отключения отдельных участков трубопровода, предусмотрены следующие технические решения:

- обеспечена возможность отключения отдельных участков трубопроводов (на узлах отключения и подключения, узлах береговых предусмотрена установка фланцевой

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №							Лист	
			27-04-2НИПИ/2022-2-ПБ.Т							54
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

запорной арматуры надземного исполнения). Для контроля давления на всех узлах подключений предусмотрены манометры, показывающие;

- в точках подключения к обвязкам существующих скважин предусматриваются узлы отключающих задвижек с обратными клапанами.

На каждом полукилометре и углах поворота трасс трубопроводов, на пересечении автомобильных дорог и водных преград с двух сторон, при пересечениях с коммуникациями необходимо установить опознавательные знаки. Знаки устанавливаются с правой стороны по ходу движения среды перпендикулярно трубопроводу на расстоянии не более 4 м от его оси.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					Лист	
								55
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	27-04-2НИПИ/2022-2-ПБ.Т		

12 Описание организационно-технических мероприятий по обеспечению пожарной безопасности линейного объекта, обоснование необходимости создания пожарной охраны объекта, расчет ее необходимости сил и средств

Комплекс организационно-технических мероприятий включает:

- технические, технологические, организационные, противопожарные и природоохранные решения утвержденного проекта являются окончательными и обязательными для выполнения всеми организациями (в том числе подрядными), принимающими участие в реализации проекта;
- отклонения от проектной документации в процессе производства не допускаются;
- приказом руководителя предприятия назначаются лица, ответственные за пожарную безопасность зданий, сооружений, помещений, установок и за функционирование системы пожарной безопасности всего объекта в целом;
- организация надзора за соблюдением норм и правил пожарной безопасности;
- регулярный инструктаж по противопожарной безопасности с рабочими и ИТР (с записью в журнал инструктажа);
- разработка плана тушения пожара (в указанном плане особо должны быть отмечены действия руководства и соответствующих служб в случае, если пожар или авария приобретает катастрофический характер, а имеющихся в наличии штатных сил и средств недостаточно);
- постоянный контроль над техническим состоянием трубопроводов;
- установка опознавательных-предупредительных знаков вдоль трассы коммуникаций и контроль над их состоянием;
- наличие укомплектованного штата сотрудников, удовлетворяющих квалификационным требованиям и не имеющих медицинских противопоказаний;
- все работники, занятые работами на объектах нефтегазопровода должны пройти противопожарный инструктаж и сдать зачет по пожарно-техническому минимуму, знать и выполнять инструкции по пожарной безопасности на рабочем месте, уметь пользоваться первичными средствами пожаротушения.
- по окончании работ площадки для обслуживания должны очищаться от промасленных обтирочных материалов и разлитых жидкостей. Протирочные средства, использованные для очистки и протирки после окончания работ, должны быть удалены с территории объекта, вывезены и утилизированы;

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

- средства пожаротушения должны находиться в готовности (исправном состоянии) на всем протяжении работ;
- персонал и машины линейной службы должны быть обеспечены переносными предупредительными знаками для обозначения на местности аварийно-опасных участков нефтегазопровода;
- обеспечение надежного круглогодичного транспортного сообщения (подъезды, дороги) с базами материально-технического обеспечения и местами дислокации производственных служб организации;
- своевременная модернизация и реновация морально устаревшего и изношенного оборудования;
- мероприятия по подготовке к зиме должны обеспечивать нормальную работу нефтегазопровода и возможность контроля за технологическим процессом в зимний период.

Эксплуатация и техническое обслуживание трубопровода будут осуществляться персоналом, обслуживающим систему нефтесбора Восточно-Ламбешорского месторождения. Дополнительного персонала для обслуживания проектируемых коммуникаций не требуется.

Обслуживание проектируемых трубопроводов должно производиться в соответствии с правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности, в соответствии с технологическими регламентами, производственными инструкциями.

При эксплуатации трубопровода должна быть обеспечена его работоспособность на проектном уровне путем своевременного проведения мероприятий планового технического обслуживания и ремонта согласно утвержденному регламенту работ.

На подразделение, обслуживающее трубопровод, возлагаются следующие обязанности:

- периодический осмотр трубопровода и его сооружений;
- техническое обслуживание и текущий ремонт трубопровода, а также ликвидация отказов;
- контроль над состоянием переходов через искусственные и естественные препятствия;
- содержание трассы и охранной зоны трубопровода в состоянии, отвечающему требованиям правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности;
- осуществление мероприятий по подготовке трубопровода к работе в осенне-зимний период и к весеннему паводку;
- проведение в установленные графиком сроки учебно-тренировочных занятий с целью проверки готовности технического персонала к выполнению работ по ликвидации возможных аварий.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					Лист	
			27-04-2НИПИ/2022-2-ПБ.Т					57
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		

Работники, выполняющие техническое обслуживание и ремонт трубопровода, обязаны знать трассу, технологические схемы сооружений, устройство и работу арматуры, находящейся на обслуживаемом трубопроводе.

Инв. № подл.	Подп. и дата					Взам. инв №	
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	27-04-2НИПИ/2022-2-ПБ.Т	Лист
							58

13 Определение пожарных рисков угрозы жизни и здоровью людей, уничтожения имущества (расчет пожарных рисков не требуется при выполнении обязательных требований пожарной безопасности, установленных техническими регламентами, и выполнения в добровольном порядке требований нормативных документов по пожарной безопасности)

Данным проектом «Строительство и реконструкция нефтесборных коллекторов Восточно-Ламбейшорского месторождения. Нефтесборный коллектор от т.вр. к. №4, 65 до УПН Восточный Ламбейшор» в полном объеме выполняются требования пожарной безопасности, установленные техническими регламентами, и требования нормативных документов по пожарной безопасности, в связи с чем расчет пожарных рисков угрозы жизни и здоровья людей, уничтожения имущества не требуется (ст.6 п.3 Федеральный закон №123-ФЗ от 22.07.2008 г. «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», п.41 подпункт «м» Постановления Правительства РФ от 16.02.2008 №87 «О составе разделов проектной документации и требования к их содержанию»).

В соответствии со ст.6 п.1 Федерального закона № 123-ФЗ от 22.07.2008 г. «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» пожарная безопасность проектируемого объекта считается обеспеченной.

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

Библиография

1. Федеральным законом от 21.12.1994 №69-ФЗ «О пожарной безопасности»;
2. Федеральный закон от 22.07.2008 №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;
3. Федеральный закон от 30.12.2009 №384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»;
4. Постановление Правительства РФ от 16.02.2008 №87 «О составе разделов проектной документации и требования к их содержанию»;
5. Постановление Правительства РФ от 16.09.2020 №1479 «Об утверждении Правил противопожарного режима в Российской Федерации»;
6. Постановление Правительства РФ от 04.07.2020 №985 «Об утверждении перечня национальных стандартных и сводов правил (частей таких стандартов и сводов правил), в результате применения которых на обязательной основе обеспечивается соблюдение требований федерального закона «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» и о признании утратившими силу некоторых актов Правительства Российской Федерации»;
7. Приказ Росстандарта от 14.07.2020 №1190 «Об утверждении перечня документов в области стандартизации, в результате применения которых на добровольной основе обеспечивается соблюдение требований федерального закона от 22.07.2008 №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;
8. Приказ Росстандарта от 02.04.2020 №687 «Об утверждении перечня документов в области стандартизации, в результате применения которых на добровольной основе обеспечивается соблюдение требований федерального закона от 30.12.2009 №384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»;
9. ГОСТ 12.1.010-76 «Система стандартов безопасности труда. Взрывобезопасность. Общие требования»;
10. ГОСТ Р 12.3.047-2012 «Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля»;
11. ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах»;
12. СП 284.1325800.2016 «Трубопроводы промышленные для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ»;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					27-04-2НИПИ/2022-2-ПБ.Т	Лист
								60
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

13. СП 2.13130.2020 «Системы противопожарной защиты. Обеспечение огнестойкости объектов защиты»;
14. СП 5.13130.2009 «Системы противопожарной защиты. Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования»;
15. СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности»;
16. СП 231.1311500.2015 «Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности»;
17. ПУЭ «Правила устройства электроустановок» Издание седьмое;
18. ППБО-85 «Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности».

Инв. № подл.	Подп. и дата					Взам. инв №	
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	27-04-2НИПИ/2022-2-ПБ.Т	Лист
							61

Ведомость документов графической части

Обозначение	Наименование	Примечание
27-04-2НИПИ/2022-2-ПБ.Г1	Ведомость документов графической части	
27-04-2НИПИ/2022-2-ПБ.Г2	Ситуационный план. М 1:25000	
27-04-2НИПИ/2022-2-ПБ.Г3	Узел пуска СОД ПКД+36.0. Схема эвакуации людей и материальных средств и пути подъезда пожарной техники	
27-04-2НИПИ/2022-2-ПБ.Г4	Структурная схема технической системы противопожарной защиты	

Согласовано

Взам. инв.№

Подпись и дата

Инв.№ подл

							27-04-2НИПИ/2022-2-ПБ.Г1				
							"Строительство и реконструкция нефтесборных коллекторов Восточно-Ламдейшорского месторождения". Нефтесборный коллектор от т.вр. к.№4, 65 до УПН "Восточный Ламдейшор"				
Изм.	Кол.уч	Лист	Док.	Подпись	Дата			Стадия	Лист	Листов	
Разраб.	Матус							П		1	
Н. контр.	Салдаева					Ведомость документов графической части		ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"			

Ситуационный план
М1:25000



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

27-04-2НИПИ/2022-2-ПБ.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
Разраб.		Миронов			11.22
Проверил		Новоселова			11.22
				Стадия	Лист
				П	1
				Н. контр.	Салдаева
				11.22	
				Ситуационный план М1:25000	
				ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"	

Экспликация зданий и сооружений

Номер по ген-плану	Наименование	Координаты
1	Узел пуска СОД ПК0+36.0	
2	Дренажная емкость V=5 м3	
M1	Молниезащитой H=18.0м	

Условные обозначения

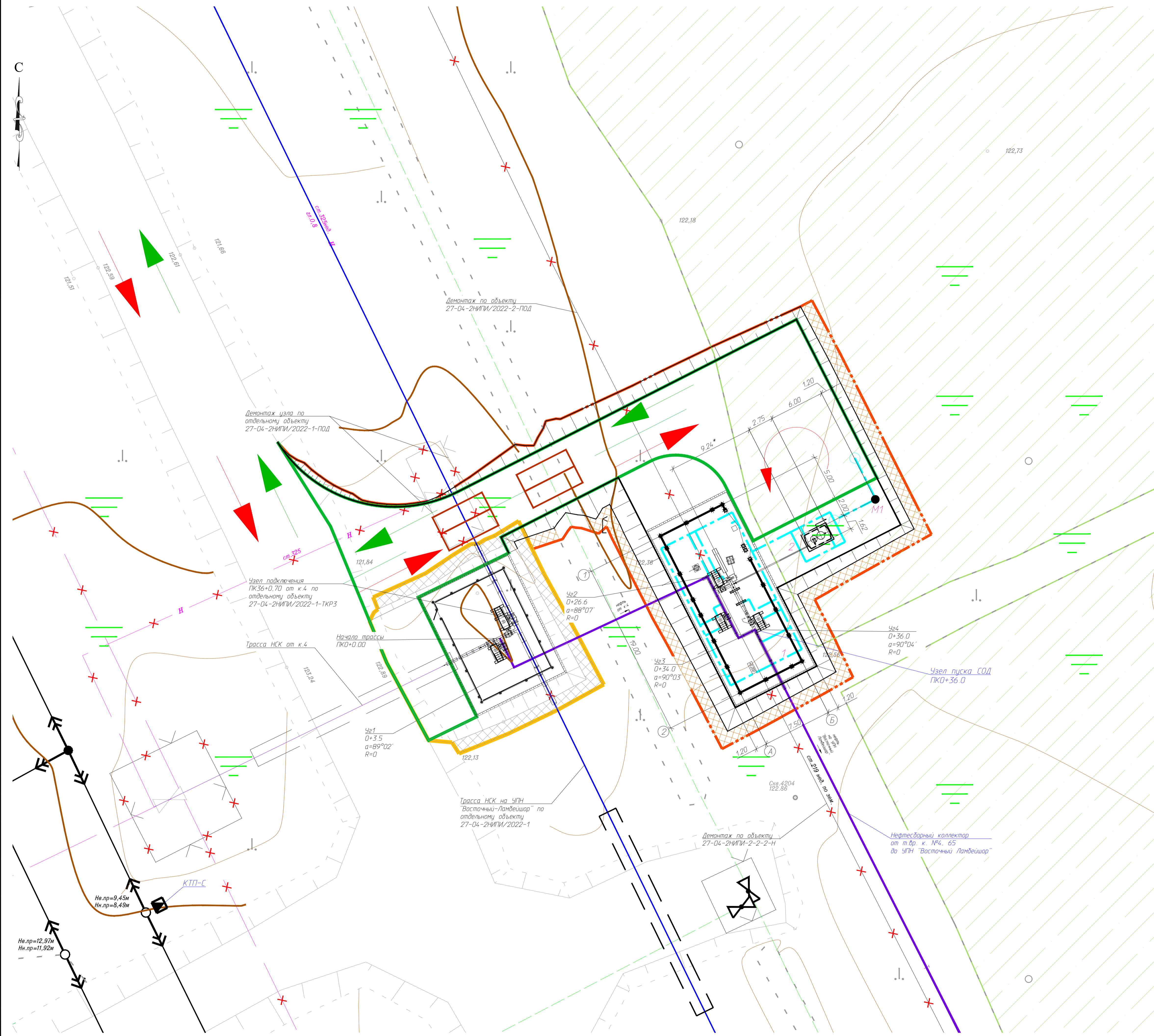
Обозначение	Наименование
	Условная граница проектирования
	Условная граница проектирования по объекту 27-04-2НИПИ/2022-1-ТКРЗ
	Автопроезды
	Демонтаж сущ. коммуникаций
	Ограждение узла
	Минерализованная полоса
	Минерализованная полоса по объекту 27-04-2НИПИ/2022-1-ТКРЗ
	Плита ПДН-14 ГОСТ Р 56600-2015
	Расчистка территории от лесных насаждений на противопожарной полосе
	Кабель КИП, проложенный подземно
	Заземление

Технико-экономические показатели:

Узел пуска СОД ПК0+36.0		
Наименование показателей	Ед. изм.	Количество
Площадь территории в границах проектирования	га	0.1325
Площадь застройки	га	0.0166
(в т.ч. в ограждении - 0.0143 га)		
Площадь проездов и площадок с переходным покрытием	га	0.0580
Площадь проездов и площадок с твердым покрытием	га	0.0048
Площадь свободная от застройки	га	0.0531

- 1 Система координат - СК-63
- 2 Система высот - Балтийская 1977 г.
- 3 Сплошные горизонталы проведены через 0.5 м
- 4 Полевые работы выполнены в мае 2022 г.

27-04-2НИПИ/2022-2-ПБ ГЗ				
Строительство и реконструкция нефтесборных коллекторов Восточно-Ламбейшорского месторождения. Нефтесборный коллектор от т.вр. к. №4. 65 до УПН "Восточный Ламбейшор"				
Изм.	Колуч.	Лист № док	Подп.	Дата
Разраб.	Жигарская			
Нач. отд.	Менькина			
Н. контр.	Сайдаева			
Узел пуска СОД ПК0+36.0 Схема эвакуации людей и материальных средств и пути подъезда пожарной техники				Страницы Лист Листов П 1



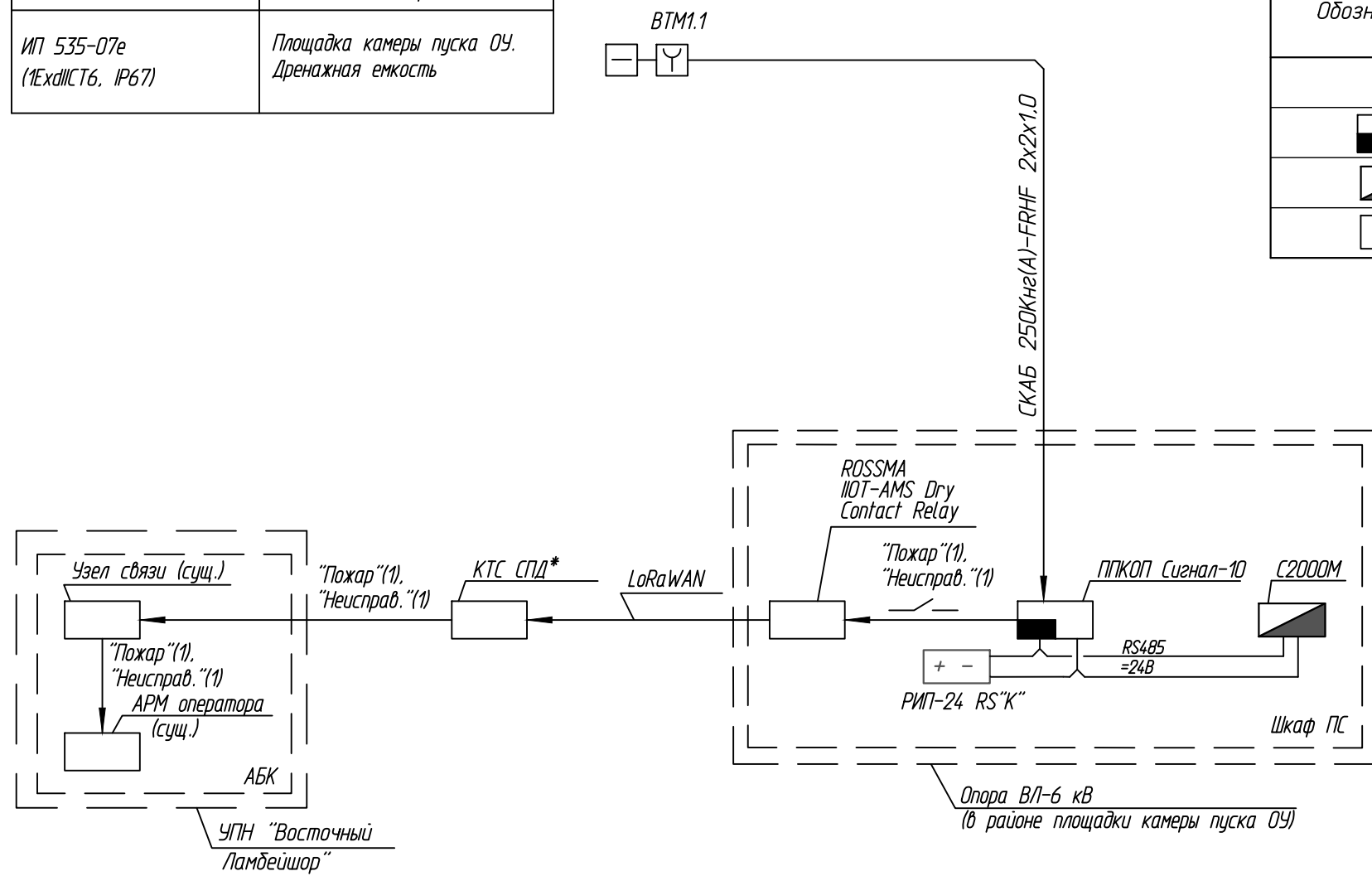
Составитель
Взам. инж. №
Лист № док
Лист № в дата

Пожарная сигнализация

Тип датчиков	Зона защиты
ИП 535-07e (1ExdIICT6, IP67)	Площадка камеры пуска ОУ. Дренажная емкость

Условные обозначения

Обозначение	Наименование
	Извещатель пожарный ручной
	Приборы, шкафы пожарной автоматики и сигнализации
	Пульт управления
	Источник питания



Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

1. "*" - оборудование связи предусмотренное по заказу 27-04-2НИПИ/2022-1 "Строительство и реконструкция нефтесборных коллекторов Восточно-Ламдейшорского месторождения. Нефтесборный коллектор от к.1 до УПН Восточный Ламдейшор."

						27-04-2НИПИ/2022-2-ПБ.Г2		
						«Строительство и реконструкция нефтесборных коллекторов Восточно-Ламдейшорского месторождения. Нефтесборный коллектор от т.вр. к. №4, 65 до УПН «Восточный Ламдейшор»		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Конанов					П		1
Проверил	Конанов							
Нач.отд.	Попков							
Н. контр	Салдаева					Структурная схема технической системы противопожарной защиты		ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"