



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

**(ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»)**

---

**«РЕКОНСТРУКЦИЯ ГАЗОПРОВОДА ОТ СЕВЕРНОЙ ДО ЮЖНОЙ  
ЗАЛЕЖИ ВОЗЕЙСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ»**

*ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ*

**Раздел 8 «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности»**

**10-11-2НИПИ/2021-ПБ**

**Том 8**



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

**(ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»)**

**«РЕКОНСТРУКЦИЯ ГАЗОПРОВОДА ОТ СЕВЕРНОЙ ДО ЮЖНОЙ  
ЗАЛЕЖИ ВОЗЕЙСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ»**

*ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ*

**Раздел 8 «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности»**

**10-11-2НИПИ/2022-ПБ**

**Том 8**

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

2023





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)..... 30

11 Описание технических решений по противопожарной защите технологических узлов и систем ..... 35

12 Описание организационно-технических мероприятий по обеспечению пожарной безопасности линейного объекта, обоснование необходимости создания пожарной охраны объекта, расчет ее необходимости сил и средств..... 37

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) ..... 42

Библиография ..... 43

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

10-11-2НИПИ/2022-ПБ.Т

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

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

Ближайший населённый пункт – п. Верхнеколвинск, расположенный в 3,8 км к северо-востоку от района работ, а также административный центр – г. Усинск, который находится в 74 км к юго-востоку от исследуемой территории. 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 по железнодорожной магистрали «Москва – Воркута», а также порт на р. Уса. Подъезд к участку осуществляется от г. Усинск по автодороге «Усинск – Харьяга».

В настоящей проектной документации предусматривается реконструкция подводного перехода Газопровода от Северной до Южной залежи на переходе через реку Колва-3 в части прокладки защитного кожуха методом ГНБ (горизонтально-направленного бурения).

Участок работ расположен в пределах Возейского нефтяного месторождения, осваиваемого ООО «ЛУКОЙЛ-Коми». На его территории расположены площадные и линейные объекты нефтедобычи.

В настоящем томе предусматривается строительство подводного перехода газопровода от Северной до Южной залежи.

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	ГОСТ Р 55990-2014		Рабочее давление, МПа
				Класс	Категория по назначению	
Газопровод от Северной до Южной залежи	Г	530x8	1170,0	IV	Н	2,5

Проектные мощности проектируемых трубопроводов определены в соответствии с техническими условиями на проектирование объекта и представлены в таблице 2.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Взам. инв №	Подп. и дата	Инва. № подл.	10-11-2НИПИ/2022-ПБ.Т						Лист
															3

Таблица 2 – Проектные мощности проектируемого трубопровода

Наименование	Назначение	Проектные мощности	
		Добыча жидкости, м <sup>3</sup> /сут	Добыча газа, т/сут
Газопровод от Северной до Южной залежи	Г	-	500
Плотность газа – 0,879 кг/м <sup>3</sup>			

Согласно ГОСТ 55990-2014 проектируемый газопровод по давлению относится к IV классу, по назначению – к категории Н, по классификации транспортируемых продуктов – к категории 4.

Согласно PAOL-ALLP-00-LUEN-GENL-000-000-PL-PDR-00001рев 3 Временные нормы проектирования, строительства и эксплуатации Переходы магистральных и промысловых трубопроводов, транспортирующих углеводороды, через водные преграды. Часть I. Проектирование утвержденные Обществом с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» проектируемый переход газопровода через водную преграду относится к категории I.

Настоящим разделом проектной документации предусмотрена подземная прокладка проектируемого газопровода методом ГНБ, рабочее давление – 2,5 МПа.

Для строительства прямолинейных участков газопровода принята труба стальная электросварная прямошовная, экспандированная, с гарантией обеспечения ударной вязкости основного металла трубы не ниже KCU=34,3 Дж/см<sup>2</sup> (3,5 кгс м/см<sup>2</sup>) при температуре испытания минус 60°С с наружным трехслойным антикоррозионным покрытием на основе экструдированного полиэтилена.

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

– отводов гнутых, с радиусомгиба 5Du из стали прямошовной с минимальным пределом прочности – 510 Н/мм<sup>2</sup>, минимальным пределом текучести – 360 Н/мм<sup>2</sup>, классом прочности K52 (углы от 1 до 90 градусов, шаг 1 градус);

– отводов крутоизогнутых с радиусомгиба 1,5Du из высококачественной стали с минимальным пределом прочности – 510 Н/мм<sup>2</sup>, минимальным пределом текучести – 360 Н/мм<sup>2</sup>, классом прочности K52 (углы 45, 60, 90 градусов).

Для изоляции наружной поверхности сварных стыков трубопровода предусмотрено применение термоусаживающихся манжет.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	10-11-2НИПИ/2022-ПБ.Т	Лист
							4

Настоящим проектом предусмотрено пересечение трассой проектируемого газопровода с существующей а/д, озером и р.Колва-3 выполнить подземным способом методом ГНБ в защитном кожухе из трубы стальной электросварной прямошовной диаметром Ду800 для проектируемого трубопровода Ду500. Толщина стенки защитного кожуха 24 мм. Проектные отметки верха трубопровода на переходе с применением наклонно-направленного бурения согласно ГОСТ Р 55990-2014 и СП 422.1325800.2018 приняты ниже предельного профиля деформации русла и берегов более 2 м.

Согласно PAOL-ALLP-00-LUEN-GENL-000-000-PL-PDR-00001 рев 3 Временные нормы проектирования, строительства и эксплуатации Переходы магистральных и промысловых трубопроводов, транспортирующих углеводороды, через водные преграды. Часть I. Проектирование утвержденные Обществом с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» при бестраншейной прокладке, заглубление трубопровода до верхней образующей должно приниматься не менее 6 м на всем протяжении руслового участка и не менее 3 м от линии предельного размыва русла (рассчитанной на срок службы перехода) или прогнозируемого дноуглубления русла.

Для защитного футляра  $\varnothing 820 \times 24$  мм, прокладываемого методом ГНБ, в качестве изоляционного покрытия трубопровода принято наружное трехслойное покрытие усиленного типа из экструдированного полиэтилена.

Для наружной изоляции сварных стыков защитного футляра диаметром  $820 \times 24$  мм в полевых условиях предусмотрено использование специальных термоусаживающихся манжет, используемых для получения покрытия специального исполнения.

Изоляцию сварных стыков в полевых условиях необходимо производить с использованием портативных пескоструйных аппаратов и подогревом пламенем горелки трубы и изоляционного материала.

Для сохранности наружной изоляции при протаскивании рабочей трубы в защитный футляр необходимо применять опорно-направляющие кольца 530/820. На входе и выходе трубной плети из защитного кожуха следует устанавливать по 2 кольца на расстоянии 0,5-1,0 м во внутрь от торца кожуха и на расстоянии 5-10 мм друг от друга.

Данным проектом предусмотрена герметизация межтрубного пространства между трубой и футляром на существующем трубопроводе и вынос концов кожуха за 1% уровень ГВВ. Для этого предусмотрено наращивание трубопровода и защитного кожуха на проложенный методом ГНБ трубопровод и монтаж отводов для вывода трубопровода на поверхность.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

10-11-2НИПИ/2022-ПБ.Т

Лист  
5

Для наращиваемой части трубопровода принята труба стальная электросварная прямошовная, экспандированная, с гарантией обеспечения ударной вязкости основного металла трубы не ниже KCU=34,3 Дж/см<sup>2</sup> (3,5 кгс м/см<sup>2</sup>) при температуре испытания минус 60°С без наружного покрытия.

Устройство углов вывода трассы трубопровода в вертикальной плоскости на поверхность организовано при помощи отводов гнутых, с радиусом гиба 5Du из стали прямошовной с минимальным пределом прочности – 510 Н/мм<sup>2</sup>, минимальным пределом текучести – 360 Н/мм<sup>2</sup>, классом прочности K52 без наружного покрытия.

За пределами точек входа и выхода кожуха Ду800 и вывода его на поверхность земли проектом предусматривается монтаж кожуха секциями длиной 10 м, разрезанных вдоль оси на две равные половины, полуфутляров 820х24 мм.

Изготовление полуфутляров для наращивания на проектируемый кожух, то есть, разрезание секций труб вдоль оси и разделку кромок под сварку рекомендуется выполнить в заводских или базовых условиях из трубы стальной электросварной прямошовной без наружного покрытия. Далее полуфутляры свариваются между собой сплошными продольными швами, а секции - поперечными (кольцевыми) швами. При подготовке полуфутляров необходимо проследить за тем, чтобы расстояние между вновь заваренными и заводскими продольными швами было не менее 100 мм.

Кольца опорно-направляющие устанавливаются на всем подземном участке кожуха (ГНБ). Кольца диэлектрические полиуретановые устанавливаются на надземных участках кожуха (наращивание). Кольцо предохранительное установить на монтажный коврик, выполненный из обертки полиэтиленовой изоляционной (толщина не менее 0,6мм).

После монтажа и сварки кожуха Ø820×24 мм производится 100% визуальное измерительный (ВИК) и радиографический контроль (РК) сварных стыков трубопровода. И 25% дублирующий контроль ультразвуковым методом.

Контроль осуществляется при помощи передвижной лаборатории персоналом, имеющим соответствующую квалификацию и разрешение на этот вид контроля. Результаты контроля оформляются актом.

Для поддержки наращиваемой части футляров на период монтажа и эксплуатации предусмотрено монтировать технологические опоры под трубопроводы.

Для герметизации межтрубного пространства согласовано применение сальникового уплотнения.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	10-11-2НИПИ/2022-ПБ.Т	Лист
							6

Сальниковые уплотнения устанавливаются на концах защитных кожухов. Резкое падение давления послужит сигналом о разгерметизации футляра. Благодаря герметичной системе, транспортируемая среда не попадет в окружающую среду.

Наращиваемую часть кожуха, сальниковые уплотнения и основной трубопровод, выходящий за пределы поверхности земли, необходимо покрыть цинкнаполненной полиуретановой грунтовкой, полиуретановой эмалью и защитно-декоративной акрилуретановой эмалью с защитой к УФ-излучению.

Настоящим проектом предусмотрены подземные пересечения проектируемого газопровода с автодорогой и коммуникациями закрытым способом в защитном футляре из труб стальных электросварных прямошовных диаметром Ду800 для проектируемого трубопровода Ду500 мм с заводским трехслойным антикоррозионным покрытием на основе экструдированного полиэтилена. Толщина стенки защитного кожуха 10 мм.

Для прокладки трубопровода внутри защитного кожуха предусмотрено применение колец электрических полиуретановых. Для герметизации межтрубного пространства на концах кожуха предусмотрено применение манжет защитных герметизирующих в комплекте со стяжными хомутами и метизами. Для защиты герметизирующих манжет от механических повреждений предусмотрено применение укрытий защитных.

При пересечении автомобильных дорог принято заглубление проектируемых трубопроводов не менее 1,4 м от верха покрытия дорог до верхней образующей защитного футляра, концы защитных кожухов, устанавливаемых на участках переходов проектируемых трубопроводов через автомобильные дороги, выводятся на 5 метров от подошвы насыпи земляного полотна. Угол пересечения с автодорогами – не менее 60°.

При пересечении с существующими коммуникациями принято заглубление не менее 0,8 м от поверхности земли и не менее 0,35 м от коммуникаций. Угол пересечения с коммуникациями – не менее 60°.

На одном из концов проектируемых футляров устраивается вытяжная свеча Ду150. На вытяжной свече с кожуха на переходе через водные преграды, выполняемые методом ГНБ, предусматривается установка газоанализатора.

На автодорогах свечу вывести на расстоянии 25 м от подошвы земляного полотна дороги по горизонтали и высотой не менее 5 м от уровня земли, концы защитных кожухов вывести на расстояние не менее 25 метров от бровки земляного полотна и не менее 2 м от подошвы насыпи.

Вытяжные свечи предусмотреть высотой от уровня земли не менее 5 м, на расстоянии не менее 25 м от подошвы земляного полотна автодороги и 2,5 м от оси трубопроводов.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	10-11-2НИПИ/2022-ПБ.Т	Лист 7

На переходах трубопроводов через водные преграды, для исключения поступления транспортируемого продукта в водоем, с каждой стороны перехода предусмотрена установка равнопроходной запорной арматуры на отметках выше ГВВ 10%-ной обеспеченности (согласно ГОСТ Р 55990-2014). В качестве запорной арматуры предусмотрен крановый узел, состоящий, из шаровых кранов с пневмогидроприводом в подземном исполнении, с концами под приварку, исполнения УХЛ, диаметром Ду500, продувочных линий Ду150, а также продувочных свечей на расстоянии не менее 15 м от запорной арматуры согласно нормативной документации и не менее 300 м от крайних неотклоненных проводов ВЛ согласно требованию п.2.5.285 Правилам устройства электроустановок. Свечной кран – шаровый с пневмогидроприводом в подземном исполнении, с концами под приварку, исполнения УХЛ. Основная линия кранового узла оснащена стояками отбора газа, сигнализаторами прохождения ОУ и манометрами.

Для работы пневмогидропривода крановые узлы оснащены импульсной обвязкой Ду25 с кранами шаровыми Ду25 с ручным приводом, обратными клапанами Ду25, фильтрами-осушителями, изолирующими монолитными муфтами и стояками отбора импульсного газа.

Надземную часть крановых узлов, вытяжных и продувочных свечей необходимо покрыть цинкнаполненной полиуретановой грунтовкой, полиуретановой эмалью и защитно-декоративной акрилуретановой эмалью с защитой к УФ-излучению.

#### **Электроснабжение**

Электроснабжение проектируемых объектов выполняется от ВЛИ-0,4 кВ и кабельных линий 0,4 кВ. Для электроснабжения потребителей АСУТП, КИПиА, связи, пожарсигнализации (при наличии) предусматривается использование статического источника бесперебойного питания (ИБП).

В качестве аппаратов защиты отходящих линий применяются автоматические выключатели. РУНН оснащено вводными автоматическими выключателями с электронными расцепителями с функциями защиты LSIT. Все защиты селективные и имеют регулируемую выдержку времени. Защиты, выполненные на базе электронных расцепителей, являются селективными и имеют регулируемую выдержку времени.

На вводах РУНН предусматривается технический учет электроэнергии, выполненный на базе трехфазных многотарифных счетчиков активной и реактивной энергии с классом точности 0,5S типа МИР С-03.05D-EQTLBMN-RR-1Т-Н. Счетчик оборудован цифровым портом с интерфейсом RS-485 для возможности работы в составе системы телемеханики.

#### **Общие сведения**

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

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	10-11-2НИПИ/2022-ПБ.Т	Лист 8

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

Проектом предусмотрена очистка внутренней полости трубопровода после строительства.

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-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.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					10-11-2НИПИ/2022-ПБ.Т	Лист
								9
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

## 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 «Реконструкция газопровода от Северной до Южной залежи Возейского нефтяного месторождения» обеспечивается выполнением требований пожарной безопасности, установленных федеральными законами и 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»;
- ГОСТ Р 12.3.047-2012 «Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля»;

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					10-11-2НИПИ/2022-ПБ.Т	Лист
								10
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

- 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;
- для строительства прямолинейных участков газопровода принята труба стальная электросварная прямошовная, экспандированная;

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

10-11-2НИПИ/2022-ПБ.Т

Лист  
11

- 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.

## 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 ФЗ №123-ФЗ), что на проектируемом объекте в целом обеспечивается снижением динамики 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.

По окончании основных строительных работ необходимо выполнить рекультивацию нарушенных земель с целью восстановления их продуктивности и улучшения условий окружающей среды.

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.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					10-11-2НИПИ/2022-ПБ.Т	Лист
								12
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

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

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 тепловых потерь и замерзания транспортируемого продукта настоящим проектом предусмотрена тепловая изоляция всех надземных участков проектируемого трубопровода.

Для тепловой изоляции проектируемого трубопровода предусмотрено применение матов из минеральной ваты на синтетическом связующем.

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

Для теплоизоляции запорной арматуры предусмотрено применение быстросъемных термочехлов на основе минеральной ваты.

Теплоизоляция надземных участков трубопроводов предусмотрена в трассовых условиях.

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. Для изоляции сварных стыков кожуха, прокладываемого методом ГНБ, предусмотрено использование специальных термоусаживающихся манжет, используемых для получения покрытия специального исполнения.

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

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

10-11-2НИПИ/2022-ПБ.Т

Лист  
13

Организация деятельности подразделений пожарной охраны: тушение пожаров, которые могут возникнуть в процессе эксплуатации проектируемого объекта, будет решаться силами на основании договора ПЧ № 91 Федерального казенного учреждения «9 отряд федеральной противопожарной службы государственной противопожарной службы по Республике Коми (договорной)» - договор № 16У3175 от 13 января 2017 года. 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.

Инв. № подл.	Подп. и дата					Взам. инв №	
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	10-11-2НИПИ/2022-ПБ.Т	Лист
							14

### 3 Характеристика пожарной опасности технологических процессов, используемых на линейном объекте

В настоящей проектной документации предусматривается реконструкция подводного перехода Газопровода от Северной до Южной залежи на переходе через реку Колва-3 в части прокладки защитного кожуха методом ГНБ (горизонтально-направленного бурения).

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

Основные опасные составляющие объекта представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные опасные составляющие проектируемого объекта

Составляющие проектируемого объекта	Краткая характеристика составляющих объекта	
	Назначение	Проектная мощность
Газопровод от Северной до Южной залежи на переходе через реку Колва-3	Транспорт газа	Подземный переход Рабочее давление – 2,5 МПа Протяженность – 1170 м Диаметр - 530x8 мм Мощность - 500 тыс.м <sup>3</sup> /сут

По пожаровзрывоопасности технологической среды (по наличию нефти) 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.).

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

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					10-11-2НИПИ/2022-ПБ.Т	Лист
								15
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

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

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

Ближайший населённый пункт – п. Верхнеколвинск, расположенный в 3,8 км к северо-востоку от района работ, а также административный центр – г. Усинск, который находится в 74 км к юго-востоку от исследуемой территории. 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 по железнодорожной магистрали «Москва – Воркута», а также порт на р. Уса.

Подъезд к участку изысканий осуществляется от г. Усинск по автодороге «Усинск – Харьяга».

Ситуационный план размещения проектируемого объекта представлен в графической части на чертеже 10-11-2НИПИ/2022-ГОЧС.Г1.

В настоящей проектной документации предусматривается реконструкция подводного перехода Газопровода от Северной до Южной залежи на переходе через реку Колва-3 в части прокладки защитного кожуха методом ГНБ (горизонтально-направленного бурения).

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
Газопровод от Северной до Южной залежи			
ПК0+16,0	Трубопровод, ст.219 уг. пересеч. 87°, гл. 2,0	ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» КЦДНГ № 3	подземный
ПК11+39,3	Трубопровод, ст.219 уг. пересеч. 88°, гл. 2,0	ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» КЦДНГ № 3	подземный
ПК11+44,8	Трубопровод, ст.273 уг. пересеч. 88°, гл. 2,0	ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» КЦДНГ № 3	подземный

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

10-11-2НИПИ/2022-ПБ.Т

Лист  
16

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

Угол пересечения с коммуникациями составляет не менее 60°.

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

Для обеспечения нормальных условий эксплуатации и исключения возможности повреждения проектируемых трубопроводов частично или полностью вдоль трасс установлена охранная зона в виде участка земли, ограниченного условными линиями, находящимися в 50 м от оси трубопроводов с каждой стороны.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					Лист	
								17
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	10-11-2НИПИ/2022-ПБ.Т		

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

Проектируемые сооружения:

- Узел береговой запорной арматуры (правый берег) на ПК1+01,0;
- Узел установки герметизатора ПК1+22,0;
- Узел береговой запорной арматуры (левый берег) на ПК10+75,0 и узел установки герметизатора ПК10+57,0;
- Опоры под кожух;
- Опоры под вытяжную свечу;
- Узел крепления электрооборудования;
- Фундаменты опор ВЛИ-0,4 кВ;
- Кабельные эстакады.

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

Таблица 5 – Ведомость проектируемых сооружений

Пикет трассы	Наименование сооружения, краткая характеристика
ПК0+98.0	Узел береговой запорной арматуры. Включает в себя кран шаровый Ду500 с пневмогидроприводом, кран шаровый Ду25 с ручным приводом, кран шаровый Дн14, стояки отбора импульсного газа, фильтр осушитель, клапан обратный Ду25, изолирующую монолитную муфту, сигнализатор прохождения ОУ, манометр. Подземное исполнение.
ПК1+57,6, ПК3+10,0, ПК6+60,6	Переход проектируемого трубопровода методом ГНБ через дорогу, озеро и р. Колва-3 в защитном кожухе Ду800 мм, L=935м, сальниковое уплотнение. Подземное исполнение.
ПК10+13.3	Узел береговой запорной арматуры. Включает в себя кран шаровый Ду500 с пневмогидроприводом, кран шаровый Ду25 с ручным приводом, кран шаровый Дн14, стояки отбора импульсного газа, фильтр осушитель, клапан обратный Ду25, изолирующую монолитную муфту, сигнализатор прохождения ОУ, манометр. Подземное исполнение.
ПК10+49,7	Переход проектируемого трубопровода через автодорогу в защитном кожухе Ду800 мм, L=59 м. Подземное исполнение.
ПК11+39.3, ПК11+44.8	Переход проектируемого трубопровода через коммуникации в защитном кожухе Ду800 мм, L=27 м. Подземное исполнение.

Трассы проектируемых трубопроводов по своей протяженности пересекают искусственные преграды и сооружения. Перечень и характеристики пересекаемых

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	10-11-2НИПИ/2022-ПБ.Т	Лист
							18

автомобильных дорог и коммуникаций представлены в разделе 2 «Проект полосы отвода (10-11-2НИПИ/2022-ППО).

Поверхностный водоотвод с площадок осуществляется проектными уклонами в сторону пониженных участков планировки.

Грунт, используемый для отсыпки, не должен содержать плодородный грунт, мусор, отходы производства, мерзлые комья. Отсыпка производится песчаным грунтом слоями толщиной 0,30 м с уплотнением каждого слоя с обязательным контролем качества. Коэффициент уплотнения грунта - 0,95 при оптимальной влажности по ГОСТ 22733-2016. Отсыпка производится песчаным грунтом с коэффициентом фильтрации не менее 0,5 м/сут. Для отсыпки допускается использовать мерзлые песчаные грунты с небольшим содержанием комьев, цементированных льдом, если они находятся в сыпуче- или сухомерзлом состоянии, либо в смеси сыпучемерзлого с комьями сухо- и твердомерзлого грунта. Содержание мерзлых комьев не должно превышать 20% от общего объема отсыпаемого грунта. Наличие снега и льда в насыпи не допускается. Размер мерзлых комьев не должен превышать 30см.

Узел представляет собой открытую площадку в ограждении с покрытием. Ограждение выполнено из секций по металлическим столбам. Для входа на территорию узла предусмотрена калитка, по периметру предусмотрено защитное обвалование.

К узлам предусмотрен подъезд с существующей внутрипромысловой автодороги. Покрытие автоподъезда - гравийно-песчаная смесь С2 h=0,3м.

Покрытие узла запроектировано из щебня фракции 20-40мм толщиной 20 см (учтено в марки АС).

Укрепление откосов насыпи предусмотрено укладкой пластмассового геосотового материала высотой 10 см, заполненного гравийно-песчаной смесью С2, по нетканому иглопробивному геотекстильному материалу плотностью 250 г/м<sup>2</sup>.

По периметру узлов предусмотрена насыпная минерализованная полоса шириной 1,4м высотой h=0,2м.

Типы конструкции дорожной одежды на площадках узлов назначены исходя из транспортно-эксплуатационных требований, категорий и по заданию заказчика.

Транспортная схема площадок узлов тупиковая с разворотными площадками 15x15м. Ко всем проектируемым сооружениям предусмотрен подъезд.

Пешеходное движение к зданиям и сооружениям осуществляется по пешеходным дорожкам шириной 1 м из щебеночно-песчаной смеси С5 (ГОСТ 25607-2009) h=0,1 м, на песчаном основании.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

10-11-2НИПИ/2022-ПБ.Т

Лист  
19

Для организации благоустройства узлов предусматривается металлическое ограждение с калитками.

Откосы насыпей и обвалований укрепляются посевом многолетних трав на торфо-песчанной смеси.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					10-11-2НИПИ/2022-ПБ.Т	Лист
								20
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

**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**

Настоящей проектной документацией предусматривается строительство трубопроводов на Усинском нефтяном месторождении:

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

Конструктивные решения сооружений должны обеспечивать безопасность в процессе монтажа и эксплуатации и соответствовать требованиям действующих норм и правил.

Узел береговой запорной арматуры (правый берег) на ПК1+01,0 – отсыпанная щебнем б=200 мм площадка узла с ограждением размерами 5,2x9,7 м. На узле располагаются опора под задвижку, поры под кабельные эстакады опора под вытяжную свечу.

Узел установки герметизатора ПК1+22,0 – отсыпанная щебнем б=200 мм площадка узла с ограждением размерами 5,5x10,0 м. На узле располагаются опора под кожух, опора под задвижку, опора под трубопровод, опора под сигнализатор и площадка обслуживания.

Узел береговой запорной арматуры (левый берег) на ПК10+75,0 и узел установки герметизатора ПК10+57,0 – отсыпанная щебнем б=200 мм площадка узла с ограждением сложной конфигурации. На узле располагаются опора под кожух, опора под трубопровод, опора под задвижку, опора под вытяжную свечу.

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. Через проезды предусмотрены переходы  $L_{max} = 7,0$  м и высотой 5,5 м от полотна проезда.

Опоры под кожух трубопровода выполняются в виде стальных траверс, устанавливаемых на забивные сваи из стальных труб.

Опоры под задвижки устанавливают подземно, выполняются в виде опорных пластин, устанавливаемых на металлические траверсы опираемые на оголовки забивные сваи из стальных труб.

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

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

10-11-2НИПИ/2022-ПБ.Т

Лист  
21



заземлителя из оцинкованной полосы 5x40 мм, проложенного на глубине 0,7 м от планировочной отметки земли. Сопротивление существующего заземляющего устройства КТП 6(10)/0,4кВ составляет не более 4 Ом в любое время года.

В составе проектируемых объектов предусматриваются устройства защиты от импульсных и грозовых перенапряжений. Защита оборудования осуществляется:

- в РУНН устройствами защиты от импульсных и грозовых перенапряжений УЗИП класса 1+2 типа SPC3-90.0.

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.

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

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

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

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.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	10-11-2НИПИ/2022-ПБ.Т	Лист
							23

Сооружения, не оборудованные стержневыми молниеотводами, защищаются от ПУМ посредством строительных металлоконструкций, образующих крышу здания и конструкций, имеющих контакт с землей, которые выполняют функции молниеприемника и молниеотвода. Молниезащита технологического оборудования при толщине металла корпуса 4 мм и более осуществляется присоединением к наружному заземляющему устройству согласно РД 34.21.122-87 п. 2.15.

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

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

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

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

Для обеспечения безопасности обслуживающего персонала и предотвращения возгораний, вызванных длительно протекающими токами утечки, проектом предусматривается применение дифференциальных автоматических выключателей с дифференциальным током отключения равным 30мА. Дифференциальные автоматы устанавливаются в розеточных цепях, сетях электрообогрева трубопроводов.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					10-11-2НИПИ/2022-ПБ.Т	Лист
								24
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

## 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 МО ГО «Усинск» Республики Коми на землях лесного фонда ГУ «Усинское лесничество».

Ближайший населённый пункт – п. Верхнеколвинск, расположенный в 3,8 км к северо-востоку от района работ, а также административный центр – г. Усинск, который находится в 74 км к юго-востоку от исследуемой территории. 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 по железнодорожной магистрали «Москва – Воркута», а также порт на р. Уса. Подъезд к участку осуществляется от г. Усинск по автодороге «Усинск – Харьяга».

Участок работ расположен в пределах Возейского нефтяного месторождения, осваиваемого ООО «ЛУКОЙЛ-Коми». На его территории расположены площадные и линейные объекты нефтедобычи.

Существующие сооружения расположены в пределах отсыпанных площадок. Линейные сооружения в основном проложены подземно.

Проектируемый объект расположен на территории производственной деятельности ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз». Ситуационный план расположения проектируемого объекта представлен в графической части на чертеже 10-11-2НИПИ/2022-ПБ.Г1.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					10-11-2НИПИ/2022-ПБ.Т	Лист	
									25
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.			

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

ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» заключает договора с пожарной охраной на круглосуточное обслуживание объектов. Для тушения пожаров, проведения связанных с ними первоочередных аварийно-спасательных работ, а также пожарно-профилактического обслуживания объектов ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» привлекается на договорной основе пожарная часть № 91 Федерального казенного учреждения «9 отряд федеральной противопожарной службы государственной противопожарной службы по Республике Коми (договорной)» - договор № 16У3175 от 13 января 2017 года.

Участок проектирования находится в районе существующих объектов обустройства, имеющих круглогодичную транспортную связь с Головными сооружениями Усинского нефтяного месторождения (место дислокации пожарной части ПЧ-91).

Пожарная часть укомплектована всеми необходимыми силами и средствами, пожарной техникой, оборудованием, средствами тушения для обеспечения возможности тушения пожаров на проектируемых объектах. Сведения о привлекаемых пожарных подразделениях приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Сведения о привлекаемых пожарных подразделениях

№ п/п	Подразделение	Место дислокации	Тип техники	Численность личного состава, чел.
1	ПЧ-91 ФКУ «9 отряд ФПС ГПС по РК»	Головные сооружения Усинского нефтяного месторождения	АЦ-7,5-40 – 1 ед. Автомобиль пожарный газоводяного тушения – 1 ед. АЦ-6,0-40 – 1 ед. Станция насосная пожарная ПНС-	17

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

10-11-2НИПИ/2022-ПБ.Т

Лист  
26

№ п/п	Подразделение	Место дислокации	Тип техники	Численность личного состава, чел.
			110 – 2 шт. АЦ 6,0-100 – 2 ед. АЦ 10,0-100 – 1 ед.	

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

1. Круглогодичный по автомобильной дороге круглогодичного действия Усинск – Харьга, далее по профилированной грунтовой автомобильной дороге круглогодичного действия, построенной для обустройства Возейского месторождения. Ко всем проектируемым площадкам узлов обеспечены проезды и подъездные пути для пожарной техники, совмещенные с функциональными проездами и подъездами (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 ПЧ-91), а также первичных средств пожаротушения (п.7.4.1 СП 231.1311500.2015).

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

- конструкции и опоры под задвижки выполняются из несгораемых материалов;
- для тепловой изоляции проектируемых трубопроводов предусмотрены негорючие материалы.

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 №							10-11-2НИПИ/2022-ПБ.Т	Лист
										27
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

## 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 22.07.2008 №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 – 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)
Узлы задвижек, вытяжные свечи	ПА-Т1	В-Г	пожаровзрывоопасная	2 класс

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

Инв. № подл.						Взам. инв №
Подп. и дата						Лист
10-11-2НИПИ/2022-ПБ.Т						28
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

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

В составе проектируемого объекта не предусматривается применение оборудования, подлежащего защите с применением автоматических установок пожаротушения, автоматической пожарной сигнализации, в соответствии с п.4.8 СП 486.1311500.2020.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					10-11-2НИПИ/2022-ПБ.Т	Лист
								29
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

**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)**

В соответствии с Федеральным Законом №123-ФЗ, СП 484.1311500.2020 и СП 3.13130.2009 блок бокс ИБП подлежит защите с применением автоматических установок пожарной сигнализации (СПС) и системой оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре (СОУЭ).

Контроль и управление технологическими процессами объектов создается на базе современных средств контроля и автоматизации отечественного и зарубежного производства и удовлетворяет лучшим международным стандартам и соответствует Российским нормам и правилам. Проектом предусматривается нижний уровень контроля. Элементы нижнего уровня (приборы и средства автоматизации, установленные на технологическом оборудовании). Получая информацию о состоянии того или иного объекта, диспетчер имеет возможность проанализировать эту информацию и принять соответствующее решение об управляющем воздействии на объект.

**Объем контроля и автоматизации**

Объектами автоматизации и телемеханизации являются:

Переход межпромыслового газопровода «Газопровод от Северной до Южной залежи»:

- узел береговой запорной арматуры (правый берег);
- КТП (2 шт.);
- узел береговой запорной арматуры (левый берег).

Газопровод от Северной до Южной залежи:

Узел береговой запорной арматуры (правый берег)

Проектом предусматривается следующий объем автоматизации:

- дистанционный контроль давления до и после запорной арматуры;

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

10-11-2НИПИ/2022-ПБ.Т

Лист  
30

- дистанционный контроль температуры после запорной арматуры;
- дистанционный визуальный контроль доступа на территорию кранового узла (видеонаблюдение, с существующего АРМ поста охраны УГПЗ);
- дистанционный контроль доступа на узел береговой запорной арматуры (калитка);
- управление запорной арматурой: в ручном режиме – по месту с поста управления пневмогидропривода или с АРМ-оператора;
- сигнализация состояния запорной арматуры (открыто, закрыто).

### КТП

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

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

### Узел береговой запорной арматуры (левый берег)

Проектом предусматривается следующий объем автоматизации:

- дистанционный контроль загазованности в защитном кожухе (в трубопроводе на вытяжную свечу);
- дистанционный контроль давления после запорной арматуры;
- дистанционный контроль температуры после запорной арматуры;
- дистанционный визуальный контроль доступа на территорию кранового узла (видеонаблюдение, с существующего АРМ поста охраны УГПЗ);
- дистанционный контроль доступа на узел береговой запорной арматуры (калитка);
- управление запорной арматурой: в ручном режиме – по месту с поста управления пневмогидропривода или с АРМ-оператора;
- сигнализация состояния запорной арматуры (открыто, закрыто).

### Телемеханизация

Сбор информации и управления рассредоточенными объектами осуществляется системой телемеханики на базе логических контроллеров. Для площадок узлов береговой запорной арматуры (правый и левый берег) система телемеханики является проектируемой. 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.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

10-11-2НИПИ/2022-ПБ.Т

Лист  
31

Система АСУ ТП построена по трехуровневому иерархическому принципу:

– нижний (полевой) уровень: датчики-преобразователи физических величин (полевое оборудование КИПиА), датчики сигнализации состояния оборудования, исполнительные механизмы, аппаратура местного управления (электроприводные задвижки);

– средний уровень – шкаф СУ ТМ (шкаф телемеханики), 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 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,

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

10-11-2НИПИ/2022-ПБ.Т

Лист  
32

регулирует в заданных параметрах процесс и производит диагностику состояния оборудования СУ ТМ.

В проектируемом СУ ТМ установлено:

- контроллер;
- защита от перенапряжения;
- автоматические выключатели;
- клеммные зажимы пружинного типа;
- промежуточными реле;
- источник питания 24В;
- источник бесперебойного электропитания.

Преобразование интерфейса RS-485 в Ethernet производится контроллером в шкафу телемеханики.

Система предусматривает возможность получения/передачи данных во внешние информационные системы.

В качестве протоколов/технологии для обмена данными использованы:

- с локальными системами управления протоколы Modbus RTU;
- с внешними информационными системами (АСОДУ) протокол OPC, OPC XML Data

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.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Взам. инв №	Подп. и дата	Инва. № подл.	10-11-2НИПИ/2022-ПБ.Т						Лист
															33

Верхний уровень представлен серверным шкафом и АРМом оператора.

Сервер системы и АРМ диспетчера размещены в помещении диспетчерского инженерного пункта УГПЗ.

*Решения по информационному обеспечению*

Информационное обеспечение существующей системы телемеханики включает в себя возможность интеграции проектируемых площадок.

*Решения по математическому обеспечению*

Решение по математическому обеспечению разработаны в рамках существующей системы телемеханики.

Для интеграции береговой запорной арматуры в существующую систему телемеханики требуется применить существующие технические решения, ранее разработанные в проекте верхнего уровня АСУТП. Дополнения технических решений в рамках данного проекта не требуются.

Обмен информации между СУ ТМ и диспетчерским пунктом осуществляется по средствам сетей связи см. 10-11-2НИПИ/2022-ТКР4.

Объем информации, передаваемой в систему телемеханики, приведен в таблице 11.

Таблица 11 – Объем информации передаваемой с площадок в систему телемеханики

Наименование параметра	Функции системы телемеханики		
	ТИ	ТС	ТУ
<b>УЗЕЛ БЕРЕГОВОЙ ЗАПОРНОЙ АРМАТУРЫ (правый берег)</b>			
Давление до и после линейной задвижки	x	x	-
Температура после линейной задвижки	x	x	-
Несанкционированный доступ	-	x	-
Управление /сигнализация запорной арматурой (открыть, закрыть; открыта, закрыта) (4 шт.)	-	x	x
<b>КТП (2 шт.)</b>			
Напряжение по фазе А, В, С	x	-	-
Ток фазы А, В, С	x	-	-
Расход эл. энергии	x	-	-
<b>УЗЕЛ БЕРЕГОВОЙ ЗАПОРНОЙ АРМАТУРЫ (левый берег)</b>			
Загазованность в защитном кожухе	x	x	-
Давление после линейной задвижки	x	x	-
Температура после линейной задвижки	x	x	-

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

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

10-11-2НИПИ/2022-ПБ.Т

Лист  
34

Несанкционированный доступ	-	x	-
Управление /сигнализация запорной арматурой (открыть, закрыть; открыта, закрыта) (4 шт.)	-	x	x

### **Технические средства автоматизации**

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

Для контроля технологических параметров предусматривается применение нижеперечисленных датчиков и приборов:

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

– для дистанционного измерения температуры поверхностный датчик температуры ТСМУ 011 (1ExdIICT6X, IP66) производства ЗАО СКБ «Термоприбор» Россия, или аналог согласно опросному листу рабочей документации;

– для контроля загазованности в кожухе предусматривается датчик-газоанализатор стационарный ДГС ЭРИС-210 (1Exd[ia]IICT6, IP67) производства ГК «ЭРИС», 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, 100 В.

Заземление средств автоматизации и телемеханизации выполняется в соответствии с требованиями ПУЭ. По месту приборы заземляются согласно требованиям изготовителей приборов. Присоединение к заземляющему устройству осуществляется при помощи провода в желто-зеленой изоляции ПуГВ 1x6 и полосы Б2 4x20 (СтЗкп ГОСТ 535-2005, горячего цинкования ГОСТ 9.307-89). Монтаж выполняется согласно инструкции по монтажу зануления и защитного заземления ТИ4.25088.17000. Сопротивление заземляющего устройства площадок составляет не более 4,0 Ом.

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,

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

10-11-2НИПИ/2022-ПБ.Т

Лист  
35

обеспечивающие требуемую огнестойкость этих конструкций и предотвращение распространения огня, выполняется в соответствии с ПУЭ.

Типы кабелей СКАБ250нг(А)-HF-XЛ/СКАБ250Кнг(А)-HF-XЛ Nх2хS (или аналогичный) выбраны в соответствии с ГОСТ 31565-2012 и СП 423.1325800.2018 (п.10.2.11). Кабели прокладываются внутри производственных помещений в кабель-канале, снаружи в коробе по эстакаде и в металлорукаве по металлоконструкциям. На высоте до 2м снаружи прокладка кабельных линий осуществляется в коробе и металлорукаве, в помещениях в кабель-канале. Жилы кабелей, прокладываемые во взрывоопасной зоне, в соответствии с СП 423.1325800.2018, имеют сечение не менее 1 мм<sup>2</sup>. При этом концы каждой незадействованной жилы многожильного кабеля во взрывоопасной зоне заземляются согласно СП77.13330.2016. Согласно СП77.13330.2016 экраны кабелей заземляются со стороны шкафов телемеханики, шкафов АСУТП.

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

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

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

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №							Лист	
			10-11-2НИПИ/2022-ПБ.Т							36
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		



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

Инв. № подл.	Подп. и дата					Взам. инв №						
	Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	10-11-2НИПИ/2022-ПБ.Т				Лист	
						38						

## 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;
- наличие укомплектованного штата сотрудников, удовлетворяющих квалификационным требованиям и не имеющих медицинских противопоказаний;
- 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;
- регулярный инструктаж по противопожарной безопасности с рабочими и ИТР (с записью в журнал инструктажа);
- в обязательном порядке оформление наряд-допуска при направлении рабочих на огневые, газоопасные, восстановительные и ремонтные работы, определение мер безопасности при проведении огневых работ, порядок контроля воздушной среды и средств защиты;

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Взам. инв №	Подп. и дата	Интв. № подл.	10-11-2НИПИ/2022-ПБ.Т						Лист
									39						

- 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.

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.	Взам. инв №
	Подп. и дата

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

10-11-2НИПИ/2022-ПБ.Т

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	10-11-2НИПИ/2022-ПБ.Т	Лист
							41

**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 «Реконструкция газопровода от Северной до Южной залежи Возейского нефтяного месторождения» 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.

Инд. № подл.	Подп. и дата		Взам. инв №		Лист	
						42
	Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		
10-11-2НИПИ/2022-ПБ.Т						Лист



13. СП 2.13130.2020 «Системы противопожарной защиты. Обеспечение огнестойкости объектов защиты»;

14. 486.1311500.2020 «Системы противопожарной защиты. Перечень зданий, сооружений, помещений и оборудования, подлежащих защите автоматическими установками пожаротушения и системами пожарной сигнализации. Требования пожарной безопасности»;

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»;

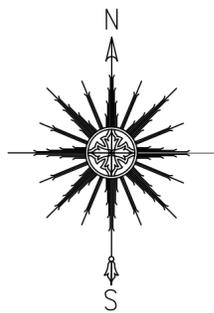
17. ПУЭ «Правила устройства электроустановок» Издание седьмое;

18. ППБО-85 «Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности».

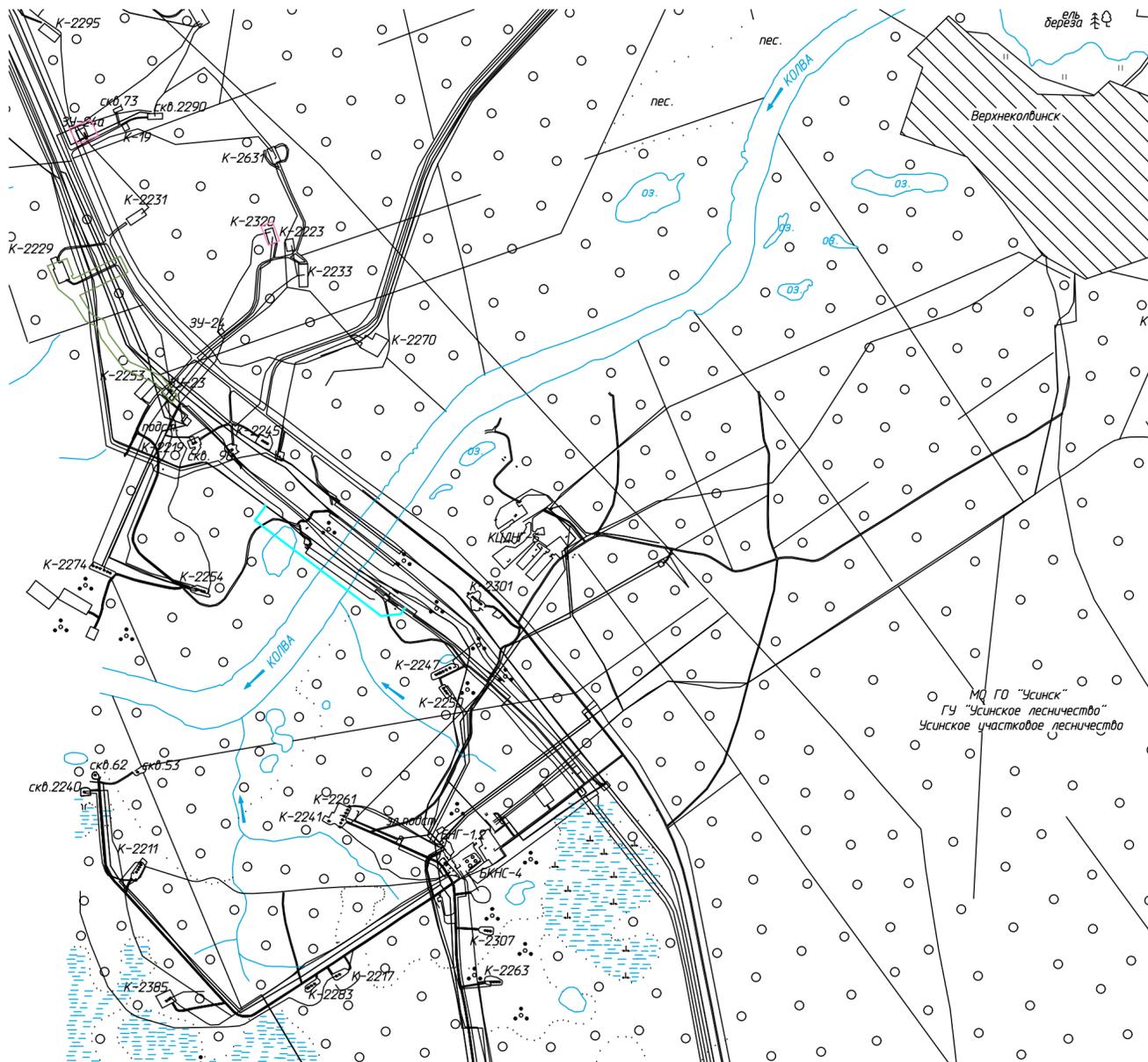
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					10-11-2НИПИ/2022-ПБ.Т	Лист
								44
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.



Ситуационный план  
М 1:25000



Республика Коми  
МО ГО "Усинск"  
ГУ "Усинское лесничество"  
Усинское участковое лесничество



Условные обозначения

— проектируемый газопровод

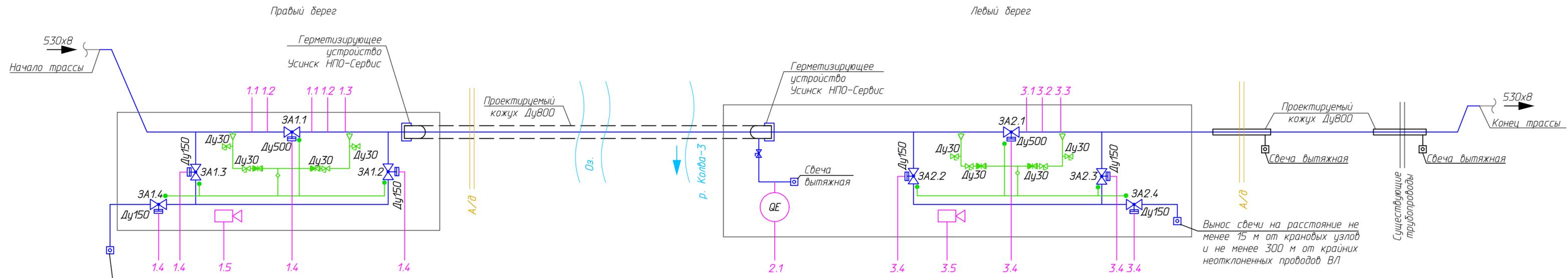
					<b>10-11-2НИПИ/2022-ПБ.Г1</b>				
					Реконструкция газопровода от Северной до Южной залежи Возейского нефтяного месторождения				
Изм.	Кол.уч.	Лист	Док.	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов	
				Рыжова	07.23	П		1	
				Новоселова	07.23				
Н. контр.	Салдаева				07.23	Ситуационный план М 1:25000			ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.



Вынос свечи на расстояние не менее 15 м от крановых узлов и не менее 300 м от крайних неотклоненных проводов ВЛ

Вынос свечи на расстояние не менее 15 м от крановых узлов и не менее 300 м от крайних неотклоненных проводов ВЛ

Условные обозначения

Обозначение	Наименование
	Проектируемый газопровод
	Линия импульсного газа
	Шаровый кран с пневмогидроприводом
	Шаровый кран под приварку с ручным приводом
	Продувочная свеча
	Стояк отбора импульсного газа
	Переход
	Фильтр-осушитель
	Обратный клапан

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Согласовано	Правый берег					Левый берег						
				1.1	1.2	1.3	1.4	1.5	2.1	3.1	3.2	3.3	3.4	3.5	
Приборы по месту	PG 101 2шт.	PT 101 102 2шт.	TT 101	НСУ 101...104 Н	ЗА1.1...ЗА1.4 4шт.	Видеонаблюдение см. 10-11-2НИПИ-2022-ТКР4	Охранная сигнализация кранового узла	QT 201	PG 301	PT 301	TT 301	НСУ 301...304 Н	ЗА2.1...ЗА2.4 4шт.	Видеонаблюдение см. 10-11-2НИПИ-2022-ТКР4	Охранная сигнализация кранового узла
Шкафы КИП, ШУ	4...20 мА	4...20 мА	"Откр.", "Закр."	"Откр.", "Закр."	ШТМ Коммутатор (см. 10-11-2НИПИ-2022-ТКР4)	"Доступ" (1)	4...20 мА	4...20 мА	4...20 мА	"Откр.", "Закр."	"Откр.", "Закр."	ШТМ Коммутатор (см. 10-11-2НИПИ-2022-ТКР4)	"Доступ" (1)		
Площадка под шкаф ТМ															
Шкаф телемеханики №1	Аналоговые вх.														
Шкаф телемеханики №2	Дискретн. вх.														
Контроллер	Аналоговые вых.														
	Дискретные вых.														
	Счетные вх.														
	Цифровые вх.														

10-11-2НИПИ/2022-ТКР1.Г2					
Реконструкция газопровода от Северной до Южной залежи Воейского нефтяного месторождения					
Изм.	Колч.	Лист № дж.	Подп.	Дата	
Разраб.	Рыжова			06.23	
Проверил.	Новоселова			06.23	
Н. контр.	Салдаева			06.23	
Схема линейного объекта и схема автоматизации					Стадия
					Лист
					Листов
					1
ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"					
Формат А4х3					

