



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

(ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»)

Регистрационный №П-125-001102065200-0274 от 12.02.2018 г.
Ассоциация «Объединение организаций выполняющих проектные работы в
газовой и нефтяной отрасли «Инженер-Проектировщик»
№ СРО-П-125-26012010

**Реконструкция подводного перехода напорного нефтепровода «УПН
«Баяндынская» до точки врезки в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса»
(участок от ДНС-8 до т. вр.в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса»)**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 1 «Пояснительная записка»

Книга 1 «Пояснительная записка»

28-02-2НИПИ/2022-ПЗ

Том 1.1

2022



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

(ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»)

Регистрационный №П-125-001102065200-0274 от 12.02.2018 г.
Ассоциация «Объединение организаций выполняющих проектные работы в газовой и
нефтяной отрасли «Инженер-Проектировщик»
№ СРО-П-125-26012010

**Реконструкция подводного перехода напорного нефтепровода «УПН
«Баяндыская» до точки врезки в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса»
(участок от ДНС-8 до т. вр.в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса»)**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 1 «Пояснительная записка»

Книга 1 «Пояснительная записка»

28-02-2НИПИ/2022-ПЗ

Том 1.1

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

Обозначение	Наименование	Примечание
28-02-2НИПИ/2022-ПЗ.Т	Пояснительная записка	Стр. 3

Согласовано			

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

						28-02-2НИПИ/2022-ПЗ-С			
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Разраб.	Худяев					Содержание тома 1.1	Стадия	Лист	Листов
							П		1
Н. контр.	Салдаева						ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»		

Оглавление

1	Основание для проектирования.....	3
2	Исходные данные и условия для подготовки проектной документации.....	4
3	Сведения о климатической, географической, инженерно-геологической характеристике района, на территории которого предполагается осуществлять строительство.....	5
4	Описание маршрутов прохождения линейного объекта по территории района реконструкции (далее - трасса), обоснование выбранного варианта трассы	7
5	Сведения о линейном объекте	8
6	Технико-экономические показатели проектируемых объектов капитального строительства.....	9
7	Сведения о комплексном использовании сырья, вторичных энергоресурсов, отходов производства	10
8	Сведения о земельных участках, испрашиваемых в краткосрочную (период строительства) и (или) долгосрочную (период эксплуатации) аренду	11
9	Сведения о категории земель, на которых планируется разместить (размещен) линейный объект.....	12
10	Сведения об использованных в проекте изобретениях, результатах проведенных патентных исследований	13
11	Сведения о наличии разработанных и согласованных специальных технических условий	14
12	Сведения о компьютерных программах, которые использовались при выполнении расчетов конструктивных элементов зданий, строений и сооружений	15
13	Описание принципиальных проектных решений, обеспечивающих надежность линейного объекта	16
14	Идентификационные признаки объекта капитального строительства.....	18
15	Сведения о разделах проектной документации, содержащих решения и мероприятия по обеспечению промышленной безопасности.....	19
16	Справка проектной организации.....	20

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

28-02-2НИПИ/2022-ПЗ.Т

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Пояснительная записка том 1.1

Текстовая часть.

Стадия	Лист	Листов
П	1	20
ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ		

ГИП	Худяев
-----	--------

Приложение А Выписка из реестра членов саморегулируемой организации	21
Приложение Б Задание на проектирование объекта	25
Приложение В Исходные данные на проектирование раздела организация строительства....	36
Приложение Г Технические условия на разработку проекта строительства трубопроводов...	38

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					28-02-2НИПИ/2022-ПЗ.Т	Лист
								2
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

1 Основание для проектирования

Основанием для проектирования объекта «Реконструкция подводного перехода напорного нефтепровода «УПН «Баяндыская» до точки врезки в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса» (участок от ДНС-8 до т. вр.в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса»)» послужила программа капитального строительства ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» на 2022-2024гг.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					28-02-2НИПИ/2022-ПЗ.Т	Лист
								3
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

2 Исходные данные и условия для подготовки проектной документации

Разработка проектной документации велась на основании:

- технического задания на проектирование от 30.12.2021, утвержденного Первым заместителем Генерального директора Главным инженером ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» Д.А. Баталовым (Приложение Б);

- материалов инженерных изысканий, выполненных Обществом с ограниченной ответственностью «Северо-Запад изыскания» (далее – ООО «СЗИ»):

28-02-2НИПИ/2022-ИГДИ Технический отчет по результатам инженерно-геодезических изысканий для подготовки проектной документации;

28-02-2НИПИ/2022-ИГИ Технический отчет по результатам инженерно-геологических изысканий для подготовки проектной документации;

28-02-2НИПИ/2022-ИГМИ Технический отчет по результатам инженерно-гидрометеорологических изысканий для подготовки проектной документации;

28-02-2НИПИ/2022-ИЭИ1.1 Технический отчет по результатам инженерно-экологических изысканий для подготовки проектной документации. Часть 1. Текстовая часть. Книга 1. Раздел 1-11;

28-02-2НИПИ/2022-ИЭИ1.2 Технический отчет по результатам инженерно-экологических изысканий для подготовки проектной документации. Часть 1. Текстовая часть. Книга 2. Текстовые приложения А-Д;

28-02-2НИПИ/2022-ИЭИ1.3 Технический отчет по результатам инженерно-экологических изысканий для подготовки проектной документации. Часть 1. Текстовая часть. Книга 3. Текстовые приложения Е-М;

28-02-2НИПИ/2022-ИЭИ2 Технический отчет по результатам инженерно-экологических изысканий для подготовки проектной документации. Часть 2. Графическая часть;

- технических условия на разработку раздела «Проект организации строительства», утвержденных заместителем директора по капитальному строительству ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» С.А. Шарпило (приложение В);

- исходных данных и технических условий на разработку проектной документации: строительство, реконструкция (модернизация, тех. перевооружение) магистральных и промысловых трубопроводов (газопроводов нефтегазопроводов, нефтепроводов, водоводов высокого и низкого давления), утвержденных Главным инженером ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» А.В. Косак (Приложение Г);

- выписки из реестра членов саморегулируемой организации. Регистрационный номер П-125-001102065200-0274 от 12.02.2018г (Приложение А).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №							Лист	
			28-02-2НИПИ/2022-ПЗ.Т							4
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

3 Сведения о климатической, географической, инженерно-геологической характеристике района, на территории которого предполагается осуществлять строительство

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

Ближайшие населённые пункты – п. Мичаэль и г. Усинск, расположенные в 15,5 км и 28 км к юго-востоку от исследуемой территории, соответственно.

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 изысканий возможен по железной дороге Москва-Печора-Усинск до станции Усинск, далее – по автомобильной асфальтовой дороге круглогодичного действия Усинск – Харьяга, далее по профилированной грунтовой автомобильной дороге круглогодичного действия.

Гидрографическая сеть района работ представлена р. Колвой и её притоками.

Естественный рельеф территории изысканий нарушен. Техногенные грунты слагают насыпи подъездных автодорог, площадок, навалов грунта. Имеется густая сеть подземных и надземных коммуникаций.

Территория изысканий располагается в зоне крайнесеверной тайги, где преобладают леса еловые и елово-березовые кустарниково-кустарничково-моховые, с тундрами пологоволнистыми кустарниково-кустарничково-травяно-моховыми и болота травяно-моховые, кустарниково-кустарничково-травяно-моховые, грядово-мочажинные и торфяники выпуклобугристые. На поймах и надпойменных террасах реки Колва преобладает долинный комплекс (интразональный) с лесным, поемным, болотным и луговым типом растительности.

Климат рассматриваемого района характеризуется как умеренно-континентальный. Лето короткое и прохладное, с небольшим количеством жарких дней, зима продолжительная и холодная с устойчивым снежным покровом.

В соответствии с СП 131.13330.2020 «Строительная климатология» участок изыскания относится к климатическому району 1Д.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

28-02-2НИПИ/2022-ПЗ.Т

Лист

5

Для расчета нормативной глубины промерзания и для определения степени морозной пучинистости грунтов использованы данные метеорологической станции Усть-Уса (таблица 3.1).

Таблица 3.1 – Средняя месячная и годовая температура воздуха по метеостанции Усть-Уса.

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
-18,8	-17,4	-9,7	-4,2	2,4	10,4	14,9	11,2	6,1	-1,7	-10,0	-15,0	-2,7

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

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

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

В тектоническом отношении район работ расположен в пределах Усинского вала Колвинского мегавала Печоро-Колвинского авлакогена Тимано-Печорской плиты.

По данным государственной геологической карты Российской Федерации масштаба 1:1000000 (карта плиоцен-четвертичных образований, уральская серия) в геоморфологическом отношении участок изыскания приурочен к аккумулятивной аллювиальной и озерно-аллювиальной равнине (поймы, первая - полярноуральская). Время формирования – поздний неоплейстоцен – голоцен (QIII-H).

В геологическом строении принимают участие:

Аллювий русел и пойм горбуновского горизонта голоцена (aHgr) и лимноаллювий, аллювий I надпойменной террасы полярноуральского горизонта верхнего звена четвертичной системы (Ia,a1IIIpu) – пески мелкие и средней крупности, супеси текучие и пластичные, суглинки туго- и мягкопластичные. Мощность вскрытых отложений до 16,8 м.

Участок изысканий расположен в пределах одного геоморфологического элемента.

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

Район сейсмически не активный. Грунты по сейсмическим свойствам отнесены ко II и III категориям.

В соответствии с СП 47.13330.2016 категория сложности инженерно-геологических условий – III (сложная).

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	28-02-2НИПИ/2022-ПЗ.Т	Лист				
								Взам. инв. №	Подп. и дата	Инд. № подл.	6

4 Описание маршрутов прохождения линейного объекта по территории района реконструкции (далее - трасса), обоснование выбранного варианта трассы

Начало, конец и положение трасс согласовывалось по результатам съемки с заказчиком.

Топогеодезические работы на объекте велись, избегая повреждений сооружений и различных коммуникаций.

При выборе трасс трубопроводов использовались картографические материалы изысканий, а также учитывалась существующая транспортная схема. Основными критериями выбора служили минимизация причиняемого ущерба окружающей среде и обеспечение высокой надежности на весь период эксплуатации.

На основании заключения ГБУ РК «Центр по ООПТ» в районе объектов проектирования в границах лицензионного участка отсутствуют особо охраняемые природные территории республиканского и местного значения, а также их охранные зоны.

Проведение мероприятий по сохранению объектов культурного наследия не требуется.

Проектируемый участок проходит вне участков распространения ценных в экологическом отношении лесов, вне территорий приоритетного природопользования.

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

28-02-2НИПИ/2022-ПЗ.Т

5 Сведения о линейном объекте

В настоящем проекте «Реконструкция подводного перехода напорного нефтепровода УПН "Баяндынская" до точки врезки в товарный нефтепровод "Харьяга-Уса" (участок от ДНС-8 до г. вр. в товарный нефтепровод "Харьяга-Уса")» предусматривается реконструкция дюкерного перехода межпромыслового нефтепровода «УПН «Баяндынская» до точки врезки в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса». 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	
Дюкерный переход межпромыслового нефтепровода «УПН «Баяндынская» до точки врезки в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса»	Н	325x10	902	III	II	4,0

В соответствии с заданием на проектирование и техническими требованиями Заказчика выделены следующие этапы строительства:

Первый этап строительства. Строительство дюкерного межпромыслового нефтепровода «УПН «Баяндынская» до точки врезки в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса».

Второй этап строительства. Герметизация межтрубного пространства между трубой и футляром на существующем нефтепроводе.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	28-02-2НИПИ/2022-ПЗ.Т	

6 Техничко-экономические показатели проектируемых объектов капитального строительства

Настоящим проектом предусмотрено пересечение трассой проектируемого нефтегазопровода реки Колва. Пересечение выполнены подземным способом методом ГНБ в защитном кожухе из трубы стальной электросварной прямошовной диаметром Ду500 для проектируемого трубопровода Ду300. Проектные отметки верха трубопровода на переходе с применением наклонно-направленного бурения согласно СП 284.1325800.2016 приняты ниже предельного профиля деформации русла и берегов более 2 м и не менее 6 м от естественных отметок дна.

Показатели	Параметры
Дюкерный переход межпромыслового нефтепровода «УПН «Баядынская» до точки врезки в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса»	
Диаметр трубопровода и толщина стенки, мм	325x10
Диаметр защитного кожуха и толщина стенки, мм	530x10
Плановая протяженность, м	902
Материал	Труба стальная бесшовная повышенной коррозионной стойкости из высококачественной стали с минимальным пределом прочности – 510 Н/мм ² , минимальным пределом текучести – 353 Н/мм ² , классом прочности K52 с внутренним двуслойным заводским антикоррозионным покрытием В2 на основе эпоксидных порошковых материалов (наплавляемых красок) по фенольному праймеру с температурой длительной эксплуатации с системой защиты стыка втулкой и наружным трехслойным антикоррозионным покрытием на основе экструдированного полиэтилена с системой защиты стыка

Инв. № подл.						Взам. инв №	
							Подп. и дата
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	28-02-2НИПИ/2022-ПЗ.Т	Лист
							9

7 Сведения о комплексном использовании сырья, вторичных энергоресурсов, отходов производства

Вторичные энергоресурсы не используются.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	28-02-2НИПИ/2022-ПЗ.Т	

8 Сведения о земельных участках, испрашиваемых в краткосрочную (период строительства) и (или) долгосрочную (период эксплуатации) аренду

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

Исходные данные для расчета представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Исходные данные для расчета земельных участков, предоставленных для размещения линейных объектов

Наименование	Назначение	Диаметр и толщина стенки, мм	Протяженность, м	Ширина полосы отвода, м
Дюкерный переход межпромыслового нефтепровода «УПН «Баядынская» до точки врезки в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса»	Н	325x10	902	24,0

Согласно расчетов нормативная площадь полосы отвода земельного участка не превышает площадь, предоставленную для строительства.

Выбор земельного участка осуществлен в соответствии с действующим законодательством Российской Федерации.

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					28-02-2НИПИ/2022-ПЗ.Т	Лист
								11
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

9 Сведения о категории земель, на которых планируется разместить (размещен) линейный объект

Участок работ, на котором будут располагаться линейные объекты, относится к землям лесного фонда.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					28-02-2НИПИ/2022-ПЗ.Т	Лист
								12
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

10 Сведения об использованных в проекте изобретениях, результатах проведенных патентных исследований

Новые изобретения и патентные исследования при разработке проектной документации не использовались.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					Лист	
								13
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		
28-02-2НИПИ/2022-ПЗ.Т								

11 Сведения о наличии разработанных и согласованных специальных технических условий

Специальные технические условия не разрабатывались.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	28-02-2НИПИ/2022-ПЗ.Т	

12 Сведения о компьютерных программах, которые использовались при выполнении расчетов конструктивных элементов зданий, строений и сооружений

Для разработки проектной документации использовался стандартный пакет программ MS Office (Word, Excel).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					Лист	
								15
			28-02-2НИПИ/2022-ПЗ.Т					
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

13 Описание принципиальных проектных решений, обеспечивающих надежность линейного объекта

В соответствии с Заданием на проектирование и техническими требованиями Заказчика выделены следующие этапы строительства:

Первый этап строительства. Строительство дюкерного межпромыслового нефтепровода «УПН «Баяндынская» до точки врезки в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса».

Второй этап строительства. Герметизация межтрубного пространства между трубой и футляром на существующем нефтепроводе.

Настоящим разделом проектной документации предусмотрено строительство дюкерного перехода через р.Колва из стальной рабочей трубы 325×10 мм в стальном защитном кожухе 530×10 мм из труб стальных методом ГНБ.

Схема линейного объекта представлена на чертеже 28-02-2НИПИ/2022-ТКР.Г2.

Проектные мощности проектируемых трубопроводов определены в соответствии с техническими условиями на проектирование объекта и представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Проектные мощности проектируемого трубопровода

Наименование	Назначение	Проектные мощности		
		Добыча жидкости, м ³ /сут	Добыча нефти, т/сут	Закачка воды, м ³ /сут
Дюкерный переход межпромыслового нефтепровода «УПН «Баяндынская» до точки врезки в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса»	Н	5000	-	-

Рабочее давление нефтегазопровода 4,0 МПа.

Для строительства прямолинейных участков проектируемого нефтегазопровода проектом принята труба стальная бесшовная повышенной коррозионной стойкости из высококачественной стали с минимальным пределом прочности - 510 Н/мм², минимальным пределом текучести - 372 Н/мм², классом прочности K52 с внутренним двуслойным заводским антикоррозионным покрытием В2 на основе эпоксидных порошковых материалов (наплавляемых красок) по фенольному праймеру с температурой длительной эксплуатации с системой защиты стыка втулкой и наружным трехслойным антикоррозионным покрытием на основе экструдированного полиэтилена с системой защиты стыка.

Для защиты внутренней части сварных стыков от коррозии настоящим проектом предусмотрено применение втулок подкладных биметаллических. Для изоляции наружной

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №							Лист	
			28-02-2НИПИ/2022-ПЗ.Т							16
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

поверхности сварных стыков трубопровода предусмотрено применение термоусаживающихся манжет ТИАЛ-М80.

Настоящим проектом предусмотрено пересечение трассой проектируемого нефтесборного коллектора реки Колва. Пересечение выполнены подземным способом методом ГНБ в защитном кожухе из трубы стальной электросварной прямошовной диаметром Ду500 для проектируемого трубопровода Ду300. Проектные отметки верха трубопровода на переходе с применением наклонно-направленного бурения согласно СП 284.1325800.2016 приняты ниже предельного профиля деформации русла и берегов более 2 м и не менее 6 м от естественных отметок дна.

Для защитного футляра $\varnothing 530 \times 10$ мм в качестве изоляционного покрытия трубопровода принято наружное трехслойное покрытие усиленного типа из экструдированного полиэтилена.

Для наружной изоляции сварных стыков защитного футляра диаметром $\varnothing 530 \times 10$ мм в полевых условиях предусмотрено использование специальных термоусаживающихся манжет для сварных стыков футляра ТЕРМА СТАР-530.

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

После монтажа и сварки кожуха $\varnothing 530 \times 10$ мм производится 100% визуально 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 сохранности наружной изоляции при протаскивании рабочей трубы в защитный футляр необходимо применять опорно-направляющие кольца (ОНК) ПМТД 325/530 Тип 2. На входе и выходе трубной плети из защитного кожуха следует устанавливать по 2 ОНК на расстоянии 0,5-1,0 м во внутрь от торца кожуха и на расстоянии 5-10 мм друг от друга.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист	
			28-02-2НИПИ/2022-ПЗ.Т					17
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		

14 Идентификационные признаки объекта капитального строительства

Идентификационные признаки проектируемого объекта представлены в таблице 3.

Признаки идентификации	Идентификация
Назначение	Объекты нефтегазодобывающего комплекса
Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности, которых влияют на их безопасность	Не относится к объектам транспортной инфраструктуры (ст. 1 Федерального закона от 09.02.2007 № 16-ФЗ «О транспортной безопасности»)
Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий: территория расположена в субарктическом климатическом поясе и относится к Атлантико-арктической климатической области. Сильные ветры, ливневые дожди, град, сильные снегопады, наледообразование, сильные морозы, затяжные метели, опасность природных пожаров; территория объекта незатопляемая. Землетрясение, сели, лавины для данной местности не характерны. Район не относится к сейсмоактивным (фоновая сейсмичность не превышает 6 баллов)
Принадлежность к опасным производственным объектам	Относится к опасному производственному объекту в соответствии с ФЗ от 21.07.1997 №116-ФЗ
Пожарная и взрывопожарная опасность	Технологические среды по пожарной опасности относятся к взрывопожароопасным в соответствии со ст. 16 Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».
Наличие зданий/помещений с постоянным пребыванием людей	Отсутствует
Уровень ответственности (согласно Федерального закона № 384-ФЗ)	Нормальный

Согласно СП 284.1325800.2016 проектируемый нефтесборный коллектор по диаметру относится к III классу, по назначению – к категории III.

В соответствии с требованиями СП 284.1325800.2016 предусмотрено повышение категории проектируемого нефтесборного коллектора до категории II на все протяженности трассы трубопровода.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инд. № подл.	28-02-2НИПИ/2022-ПЗ.Т	Лист
										18

15 Сведения о разделах проектной документации, содержащих решения и мероприятия по обеспечению промышленной безопасности

Проектом предусматривается разработка раздела 28-02-2НИПИ/2022-МПБ «Мероприятия промышленной безопасности».

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					28-02-2НИПИ/2022-ПЗ.Т	Лист
								19
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

16 Справка проектной организации

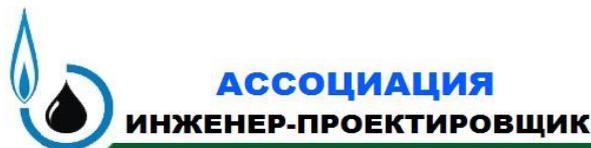
Технические решения, принятые в проектной документации, соответствуют требованиям экологических, санитарно-гигиенических, противопожарных и других норм, действующих на территории Российской Федерации, и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объекта при соблюдении предусмотренных рабочими чертежами мероприятий.

Данная проектная документация разработана по заказу ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ». Право на проектирование подтверждено выпиской из реестра членов саморегулируемой организации. Регистрационный номер П-125-001102065200-0274 от 12.02.2018 г. (приложение А).

Инв. № подл.	Подп. и дата		Взам. инв №		Лист	
						20
	Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		
28-02-2НИПИ/2022-ПЗ.Т						

Приложение А

Выписка из реестра членов саморегулируемой организации



Ассоциация «Объединение организаций выполняющих проектные работы в газовой и нефтяной отрасли
«Инженер-Проектировщик»
(Ассоциация «Инженер-Проектировщик»)

ул. Угрешская, д.2, стр.53, оф.430, г. Москва, РФ, 115088; тел./факс: (495)259-40-91; info@ipsro.ru

Форма утверждена
приказом Федеральной службы
по экологическому, технологическому
и атомному надзору
от «04» марта 2019 г. № 86

Выписка из реестра членов саморегулируемой организации

27.12.2021
(дата)

722
(номер)

Ассоциация
«Объединение организаций выполняющих проектные работы
в газовой и нефтяной отрасли «Инженер-Проектировщик»
Ассоциация «Инженер-Проектировщик»

(полное и сокращенное наименование саморегулируемой организации)

СРО, основанная на членстве лиц, выполняющих подготовку проектной документации

(вид саморегулируемой организации)

115088, г.Москва, ул.Угрешская, д.2, стр. 53, офис 430, www.ipsro.ru, info@ipsro.ru

*(адрес места нахождения саморегулируемой организации, адрес официального сайта
в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет», адрес электронной почты)*

№ СРО-П-125-26012010

(регистрационный номер записи в государственном реестре саморегулируемых организаций)

выдана **Общество с ограниченной ответственностью "Научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа Ухтинского государственного технического университета"**

*(фамилия, имя, (в случае, если имеется) отчество заявителя - физического лица
или полное наименование заявителя - юридического лица)*

Наименование	Сведения
1. Сведения о члене саморегулируемой организации:	
1.1. Полное и (в случае, если имеется) сокращенное наименование юридического лица или фамилия, имя, (в случае, если имеется) отчество индивидуального предпринимателя	Общество с ограниченной ответственностью "Научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа Ухтинского государственного технического университета" ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"
1.2. Идентификационный номер налогоплательщика (ИНН)	1102065200
1.3. Основной государственный регистрационный номер (ОГРН) или основной государственный регистрационный номер индивидуального предпринимателя (ОГРНИП)	1101102000889

1

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№	Подп.	Дата

28-02-2НИПИ/2022-ПЗ.Т

Лист

21

1.4. Адрес места нахождения юридического лица	169300, РФ, Республика Коми, г. Ухта, ул. Октябрьская, д. 14	
1.5. Место фактического осуществления деятельности (только для индивидуального предпринимателя)	нет	
2. Сведения о членстве индивидуального предпринимателя или юридического лица в саморегулируемой организации:		
2.1. Регистрационный номер члена в реестре членов саморегулируемой организации	284	
2.2. Дата регистрации юридического лица или индивидуального предпринимателя в реестре членов саморегулируемой организации (число, месяц, год)	12.02.2018	
2.3. Дата (число, месяц, год) и номер решения о приеме в члены саморегулируемой организации	09.02.2018 Протокол заседания Совета № 11-02/2018 от 09.02.2018	
2.4. Дата вступления в силу решения о приеме в члены саморегулируемой организации (число, месяц, год)	12.02.2018	
2.5. Дата прекращения членства в саморегулируемой организации (число, месяц, год)	нет	
2.6. Основания прекращения членства в саморегулируемой организации	нет	
3. Сведения о наличии у члена саморегулируемой организации права выполнения работ:		
3.1. Дата, с которой член саморегулируемой организации имеет право выполнять инженерные изыскания, осуществлять подготовку проектной документации , строительство, реконструкцию, капитальный ремонт, снос объектов капитального строительства по договору подряда на выполнение инженерных изысканий, подготовку проектной документации, по договору строительного подряда, по договору подряда на осуществление сноса (нужное выделить):		
в отношении объектов капитального строительства (кроме особо опасных, технически сложных и уникальных объектов, объектов использования атомной энергии)	в отношении особо опасных, технически сложных и уникальных объектов капитального строительства (кроме объектов использования атомной энергии)	в отношении объектов использования атомной энергии
12.02.2018	12.02.2018	нет

2

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№	Подп.	Дата	28-02-2НИПИ/2022-ПЗ.Т	

3.2. Сведения об уровне ответственности члена саморегулируемой организации по обязательствам по договору подряда на выполнение инженерных изысканий, **подготовку проектной документации**, по договору строительного подряда, по договору подряда на осуществление сноса, и стоимости работ по одному договору, в соответствии с которым указанным членом внесен взнос в компенсационный фонд возмещения вреда (*нужное выделить*):

а) первый	нет	стоимость работ по одному договору не превышает 25 000 000 руб.
б) второй	нет	стоимость работ по одному договору не превышает 50 000 000 руб.
в) третий	нет	стоимость работ по одному договору не превышает 300 000 000 руб.
г) четвертый	да	стоимость работ по одному договору составляет 300 000 000 руб. и более
д) пятый*	нет	нет
е) простой*	нет	в случае если член саморегулируемой организации осуществляет только снос объекта капитального строительства, не связанный со строительством, реконструкцией объекта капитального строительства

* Заполняется только для членов саморегулируемых организаций, основанных на членстве лиц, осуществляющих строительство

3.3. Сведения об уровне ответственности члена саморегулируемой организации по обязательствам по договору подряда на выполнение инженерных изысканий, **подготовку проектной документации**, по договору строительного подряда, по договору подряда на осуществление сноса, заключенным с использованием конкурентных способов заключения договоров, и предельному размеру обязательств по таким договорам, в соответствии с которым указанным членом внесен взнос в компенсационный фонд обеспечения договорных обязательств (*нужное выделить*):

а) первый	да	предельный размер обязательств по договорам не превышает 25 000 000 руб.
б) второй	нет	предельный размер обязательств по договорам не превышает 50 000 000 руб.
в) третий	нет	предельный размер обязательств по договорам не превышает 300 000 000 руб.
г) четвертый	нет	предельный размер обязательств по договорам составляет 300 000 000 руб. и более
д) пятый*	нет	нет

* Заполняется только для членов саморегулируемых организаций, основанных на членстве лиц, осуществляющих строительство

3

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№	Подп.	Дата

28-02-2НИПИ/2022-ПЗ.Т

Лист

23

4. Сведения о приостановлении права выполнять инженерные изыскания, осуществлять подготовку проектной документации, строительство, реконструкцию, капитальный ремонт, снос объектов капитального строительства:	
4.1. Дата, с которой приостановлено право выполнения работ (число, месяц, год)	нет
4.2. Срок, на который приостановлено право выполнения работ*	нет
* указываются сведения только в отношении действующей меры дисциплинарного воздействия	

Директор
(должность уполномоченного лица)



А.П. Петров
(инициалы, фамилия)

М.П.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№	Подп.	Дата

28-02-2НИПИ/2022-ПЗ.Т

Лист

24

Приложение Б

Задание на проектирование объекта

СОГЛАСОВАНО:

Заместитель генерального
директора по капитальному строительству
ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»

« 20 » _____ 2021 А.Б. Клюев

УТВЕРЖДАЮ:

Первый заместитель генерального
директора / Главный инженер
ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»

« 20 » _____ 2021 Д.А. Баталов



ЗАДАНИЕ

на проектирование объекта

«Реконструкция подводного перехода напорного нефтепровода УПН «Баяндыская» до точки врезки в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса» (участок от ДНС-8 до т. вр. в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса»)»

Перечень основных данных и требований	Показатели
1. Основание для проектирования	1.1. Согласно Программе капитального строительства ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» 2022-2024.
2. Вид строительства	2.1. Реконструкция.
3. Стадийность проектирования	3.1. Инженерные изыскания. 3.2. Проектная документация. 3.3. Рабочая документация.
4. Срок начала строительства	4.1. Согласно Программы капитального строительства ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» 2022-2024.
5. Застройщик/Технический Заказчик проекта	5.1. ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз».
6. Юридическая принадлежность объекта	6.1. ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».
7. Генеральная проектная организация	7.1. ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ».
8. Местоположение объекта	8.1. Республика Коми. Инфраструктурный.
9. Генеральная строительная организация	9.1. По итогам проведения тендера.
10. Особые условия строительства	10.1. Природно-климатические условия Крайнего Севера. 10.2. Определить категорию грунта по результатам выполнения инженерных изысканий.
11. Основные технико-экономические показатели	11.1. Проектом предусмотреть реконструкцию подводного перехода. Технико-экономические показатели: Дюкерный переход межпромыслового нефтепровода - «УПН "Баяндыская" до точки врезки в товарный нефтепровод "Харьяга-Уса" (резервная нитка). (Ø 273 x 8мм, L – 650 м – определить с учетом ГВВ) толщину стенки трубопровода применить на 2-3 мм больше основного трубопровода;

Реконструкция подводного перехода напорного нефтепровода УПН «Баяндыская» до точки врезки в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса» (участок от ДНС-8 до т. вр. в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса»)»

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

28-02-2НИПИ/2022-ПЗ.Т

Лист

25

Перечень основных данных и требований	Показатели
	<p>- Объем перекачки нефти (т/сут) - 5000 м3/сут (уточнить на дату проектирования);</p> <p>- Фактическое рабочее давление на выходе – 0,8 Мпа</p> <p>- Давление в точке подключения проектируемого трубопровода – 0,9 Мпа</p> <p>- предусмотреть камеру пуска/приема очистных и диагностических устройств.</p> <p>11.2. При проектировании дюкерного перехода «УПН "Баяндыская" до точки врезки в товарный нефтепровод "Харьяга-Уса" (резервная нитка) учесть ранее разработанный проект:</p> <p>- 13У0935 «Нефтепровод от УПН «Баяндыская» до точки врезки в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса».</p> <p>11.3. Проектирование дюкерных переходов выполнить согласно требований «Норм проектирования строительства и эксплуатации. Переходы магистральных и промышленных трубопроводов, транспортирующих углеводороды через водные преграды» ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг».</p> <p>11.4. Дюкерные переходы:</p> <p>- предусмотреть герметизацию межтрубного пространства между трубой и футляром до рабочего давления. Выполнить расчет максимального избыточного давления внутри патрона. На основании расчетов предложить надежную систему герметизации. Необходимость установки клапанов сброса избыточного давления, дренажей, емкостей определить проектом, согласовать с Заказчиком.</p>
12. Расчетная стоимость строительства	<p>12.1. Стоимость строительства определить проектом.</p> <p>12.2. Сметная документация должна быть разработана базисно-индексным методом на основе сметно-нормативной базы ФСНБ-2001 по Методике определения сметной стоимости строительства, реконструкции, капитального ремонт на территории Российской Федерации от 4.08.2020 № 421/пр. В объектных сметах пересчет в текущий уровень цен с применением индексов по письму Министра России (Республика Коми 4 зона) на момент составления сметной документации.</p> <p>12.3. Сметную документацию разработать на основании исходных данных для составления сметной документации по объекту, выданных ОПиОС и ТУ на ПОС, выданных ПООМиР.</p> <p>12.4. Сметную документацию предоставлять после согласования с Застройщиком/Техническим Заказчиком рабочей документации с учетом всех внесенных корректировок по замечаниям. В сводном сметном расчете предусмотреть стоимость рекультивации земель.</p> <p>12.5. Для проверки сметной документации предоставлять сводную спецификацию на материалы и оборудование, участвующее в строительстве и ведомости объемов работ (ВР) к рабочей документации с указанием полного комплекта выполняемых работ. ВР должны соответствовать согласованной рабочей документации.</p> <p>12.6. Стоимость материала и оборудования, применять</p>

Реконструкция подводного перехода напорного нефтепровода УПН «Баяндыская» до точки врезки в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса» (участок от ДНС-8 до т. вр. в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса»)

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№	Подп.	Дата

28-02-2НИПИ/2022-ПЗ.Т

Лист

26

Перечень основных данных и требований	Показатели
	<p>согласно базе ФСНБ-2001. При отсутствии материалов в базе ФСНБ необходимо производить мониторинг рыночных цен. Стоимость материалов и оборудования предоставляется по прайс-листам завода-изготовителя на момент составления сметной документации, с указанием даты запроса коммерческого предложения с пересчетом на индекс, и приведением к базисному уровню цен на 2001 года. Стоимость с НДС или без учета НДС должна быть указана обязательно.</p> <p>12.7. Стоимость грунта, расстояние транспортировки от карьеров до площадки строительства принять согласно ТУ на ПОС, выданных ПООМиР и ИД для составления смет, выданных ОПиОС.</p> <p>12.8. Сметной документацией предусмотреть поставку оборудования и материалов Застройщика/Технического Заказчика, с предоставлением подтверждающих прайс-листов и указанием в ВОР.</p> <p>12.9. В сметной документации предусмотреть отдельным расчетом проведение работ по предпусковой диагностике, в соответствии с пунктом 890 ПБНПП (Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 №534).</p>
13. Основные требования по инженерному обеспечению	<p>13.1. Проектную документацию разработать с учетом требований международного стандарта ISO 14001:2015, ГОСТа Р 58367-2019 (утвержден Приказом № 82-ст от 12.03.2019) «Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование» и СП 284.1325800.2016 «Трубопроводы промышленные для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ». Категорию и проектирование трубопровода принять согласно ГОСТ Р 55990-2014 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Трубопроводы промышленные. Нормы проектирования».</p> <p>13.2. Требования по инженерному обеспечению принять согласно технических условий профильных служб после защиты ОТР в ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз».</p> <p>13.3. Требования к проектированию дюкерных переходов: принять согласно техническим условиям; - разработать рабочую документацию в пределах ранее отведенного земельного участка. При необходимости предоставить расчет площадей на дополнительный отвод земельного участка; - физико-химические свойства жидкости принять согласно проекту разработки месторождения; - максимально рабочее проектное давление трубопровода – принять согласно техническим условиям ОППД и ТТ; - при проектировании трубопроводов учитывать Технологическую инструкцию входного контроля трубопроводной арматуры для нефтегазодобывающих обществ ЦАО «ЛУКОЙЛ» и подрядных организаций (Приказ от 30.09.2015 № 602); - при проектировании трубопроводов учесть требования Стандарта ОАО «ЛУКОЙЛ» СТО ЛУКОЙЛ 1.19.3-2013</p>

Реконструкция подводного перехода напорного нефтепровода УПН «Баяндыкая» до точки врезки в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса» (участок от ДНС-8 до т. вр. в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса»)

Взам. инв №		Подп. и дата		Инв. № подл.		<table border="1"> <tr> <td>Изм.</td> <td>Кол.уч</td> <td>Лист</td> <td>№</td> <td>Подп.</td> <td>Дата</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </table>	Изм.	Кол.уч	Лист	№	Подп.	Дата							28-02-2НИПИ/2022-ПЗ.Т	Лист 27
Изм.	Кол.уч	Лист	№	Подп.	Дата															

Перечень основных данных и требований	Показатели
	<p>«Трубопроводы промышленные из альтернативных материалов в нефтегазодобывающих организациях Группы «ЛУКОЙЛ». Порядок применения и эксплуатации» (прил. к Приказу от 26.06.2013 № 389);</p> <ul style="list-style-type: none"> - при разработке рабочей документации учесть требования международного стандарта ISO 14001:2015 и ГОСТа Р 58367-2019 (утвержден Приказом от 12.03.2019 № 82-ст) «Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование». <p>В составе ОТР представить:</p> <ul style="list-style-type: none"> - технологические схемы; - схемы АСУ ТП и ТМ; - карточку применяемых материалов; - схему электроснабжения; - согласованный теплогидравлический и прочностной расчет на трубопровод; - материалы, обосновывающие применение выбранного оборудования и технические характеристики; - предварительную стоимость строительства; - презентационный материал; - пояснительную записку. <p>Обеспечить прибытие специалистов подрядной организации на технический совет для защиты ОПР с закреплением решения в протоколе ТС.</p> <p>13.4. Требования к разработке опросных листов и технических требований на основное технологическое и вспомогательное оборудование:</p> <p>При составлении опросных листов на оборудование и материалы учесть нижеуказанные ЛНА:</p> <ul style="list-style-type: none"> - на запорно-регулирующую арматуру типовые альбомы оборудования по категориям «Запорная трубопроводная арматура и запорная арматура устьевого оборудования» для поставки нефтегазодобывающие общества ПАО «ЛУКОЙЛ». (утв. Приказом №892 от 10.09.2021); - на поставку центробежных насосов и насосных агрегатов типовые альбомы для нефтегазодобывающих обществ ПАО «ЛУКОЙЛ». (утв. Приказом №891 от 10.09.2021); - на поставку предохранительной арматуры при проектировании, изготовлении, испытаниях, приемке, транспортировке, хранении, монтаже и эксплуатации для предохранительной арматуры. (утв. Приказом №893 от 10.09.2021); - на поставку обратной трубопроводной арматуры прямого действия в нефтегазодобывающие ПАО «ЛУКОЙЛ» - учесть требования «Регламента формирования, согласования и утверждения технических заданий, технических требований и опросных листов на изготовление и поставку оборудования в ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» (утв. Приказом №767 от 10.09.2018); - проектом предусмотреть выдачу Застройщику/техническому заказчику Опросных листов (Технических требований) отдельно на каждую единицу оборудо-

Реконструкция подводного перехода напорного нефтепровода УПН «Баяндыская» до точки врезки в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса» (участок от ДНС-8 до т. вр. в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса»)

Взам. инв №		Подп. и дата		Инв. № подл.		<table border="1"> <tr> <td>Изм.</td> <td>Кол.уч</td> <td>Лист</td> <td>№</td> <td>Подп.</td> <td>Дата</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </table>	Изм.	Кол.уч	Лист	№	Подп.	Дата							28-02-2НИПИ/2022-ПЗ.Т	Лист 28
Изм.	Кол.уч	Лист	№	Подп.	Дата															

Перечень основных данных и требований	Показатели
	<p>вания или материала, электрооборудование, оборудование и приборы КИПиА, предварительно согласовав с Застройщиком/техническим заказчиком (ответственность Подрядчика);</p> <ul style="list-style-type: none"> - оплата работ Подрядчику по выполнению этапа «Рабочая документация» будет производиться с учетом визированных Застройщиком/Техническим заказчиком ОЛ и дальнейшей передачей согласованных ОЛ в ПООМнР; - для оперативного согласования Опросных листов (с отработкой замечаний специалистов ТПП и ЛК) обеспечить выезд специалиста проектной организации; - необходимо разработать полный сборник комплекта спецификаций на материалы и оборудование, разделив на «материалы» и «оборудование» и спецификации оборудования, не требующего монтажа. При разработке учесть требование п.4.1 ГОСТ 21.110-95. <p>13.5. При проектировании строительства и реконструкции трубопроводов предусматривать равномерный проходной диаметр и камеры пуска-приёма очистных и диагностирующих устройств с диаметром более 150 мм (D > 150 мм).</p>
14. Выделение очередей и пусковых комплексов	14.1. Не требуется
15. Уровень ответственности зданий и сооружений (требования Федерального закона от 30.12.2009 г. № 384)	<p>15.1. Идентификационные признаки проектируемых сооружений определить в соответствии со ст.4 от 30.12.2009 № 384 - ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) назначение – производственное; 2) принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры – не принадлежит; 3) возможность опасных природных процессов и явлений: территория расположена в субарктическом климатическом поясе и относится к Атлантико-арктической климатической области. Сильные ветры, ливневые дожди, град, сильные снегопады, наледообразование, сильные морозы, затяжные метели, опасность природных пожаров; территория объекта незатопляемая. Землетрясение, сели, лавины для данной местности не характерны. Район не относится к сейсмоактивным (фоновая сейсмичность не превышает 6 баллов); 4) принадлежность к опасным производственным объектам (ФЗ от 21.07.1997 г. № 116-ФЗ); 5) пожарная и взрывопожарная опасность – объект взрывопожароопасный (ФЗ от 22.07.2008 г. № 123-ФЗ); 6) наличие помещений с постоянным пребыванием людей – помещения с постоянным пребыванием людей отсутствуют; 7) уровень ответственности сооружений – нормальный (ФЗ от 30.12.2009 г. № 384-ФЗ).
16. Требования к архитектурно-строительным, объемно-планировочным и конструктивным решениям и гигиене труда.	16.1. Согласовать с Застройщиком/Техническим Заказчиком карточки применяемых строительных материалов и конструкций (сортамент металлопроката, материалы свай и несущих конструкций зданий и сооружений, номенклатуру сборных железобетонных конструкций, материалы теплоизоляции, материалы противопожарного и антикоррозионного покрытия).

Реконструкция подводного перехода напорного нефтепровода УПН «Баяндынская» до точки врезки в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса» (участок от ДНС-8 до т. вр. в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса»)

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№	Подп.	Дата

28-02-2НИПИ/2022-ПЗ.Т

Лист

29

Перечень основных данных и требований	Показатели
	16.2. Защиту строительных конструкций от коррозии предусмотреть в соответствии с требованиями от 30.12.2009 № 384-ФЗ и нормативными документами ПАО «ЛУКОЙЛ».
17. Требования и условия к разработке природоохранных мер и мероприятий.	<p>17.1. Разделы проектной документации "Перечень мероприятий по охране окружающей среды", "Оценка воздействия на окружающую среду" выполнить в соответствии с законом РФ №7-ФЗ от 10.01.2002 «Об охране окружающей среды» и Постановлением Правительства РФ от 16 февраля 2008 года № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию», природоохранного законодательства РФ и субъектов РФ, сводов правил и национальных стандартов, иных федеральных, территориальных и производственно-отраслевых нормативных правовых актов и нормативно-технических документов, включая нормативные акты «ЛУКОЙЛа», содержащих требования ООС».</p> <p>17.2. Проектную документацию разработать в соответствии со следующими Стандартами ПАО «ЛУКОЙЛ»: - СТО ЛУКОЙЛ 1.6.6.1-2019 «Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Документация предпроектная и проектная. Оценка риска аварий и чрезвычайных ситуаций на опасных производственных объектах». - СТО ЛУКОЙЛ 1.6.9.2-2019 «Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Документация предпроектная и проектная. Требования к составу и содержанию обосновывающих материалов». - СТО ЛУКОЙЛ 1.13 «Система управления проектной деятельностью в Группе «ЛУКОЙЛ». Проектирование разработки и обустройства месторождений нефти и газа».</p> <p>17.3. Разработать техническое задание на оценку воздействия на окружающую среду (ОВОС) в соответствии с Федеральным законом от 10.01.2002 №7-ФЗ «Об охране окружающей среды»; Федеральным законом от 23.11.1995 №174-ФЗ «Об экологической экспертизе» от 23.11.1995. Приказ Госкомэкологии РФ от 16.05.2000 №372 «Об утверждении Положения об оценке воздействия намечаемой хозяйственной и иной деятельности на окружающую среду в Российской Федерации».</p> <p>17.4. В составе проекта выполнить проект Санитарно-защитной зоны (с учетом шумового воздействия) в соответствии с СанПин 1.2.1/2.1.1.1200-03 (с учетом письма Роспотребнадзора №01/9550-12-32 от 24.08.2012) постановления Правительства РФ от 03.03.2018 №222 и согласовать с контролирующими органами в установленном порядке с получением заключения о необходимости или отсутствии необходимости установления изменения) СЗЗ.</p> <p>17.5. Выполнить расчет платежей за негативное воздействие на окружающую среду в двух вариантах: при строительстве и дальнейшей эксплуатации в соответ-</p>

Реконструкция подводного перехода напорного нефтепровода УПН «Баяндыская» до точки врезки в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса» (участок от ДНС-8 до т. вр. в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса»)

Взам. инв №		Подп. и дата		Инв. № подл.		<table border="1"> <tr> <td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td> </tr> <tr> <td>Изм.</td><td>Кол.уч</td><td>Лист</td><td>№</td><td>Подп.</td><td>Дата</td> </tr> </table>							Изм.	Кол.уч	Лист	№	Подп.	Дата	28-02-2НИПИ/2022-ПЗ.Т	Лист 30
Изм.	Кол.уч	Лист	№	Подп.	Дата															

Перечень основных данных и требований	Показатели
	<p>материалов» (приложение №8 к приказу ПАО «ЛУКОЙЛ» от 26.08.2019 № 149).</p> <p>- СТО ЛК 01-2019 (приложение к приказу от 27.09.2019 № 769).</p> <p>- СТО ЛК 23-2016 «Процедура управления деятельностью по рекультивации нефтезагрязнённых земель» в ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз».</p> <p>17.10. Если проектируемый объект соответствует требованиям ст. 64 от 22.07.2008 ФЗ № 123 «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» и ст. 49 Градостроительного кодекса РФ необходимо разработать декларацию пожарной безопасности в соответствии с Приказом МЧС РФ от 24.02.2009 № 91 «Об утверждении формы и порядка регистрации декларации пожарной безопасности» (п.3, ст.64 Федерального закона РФ от 22.08.08 №123-ФЗ).</p> <p>17.11. В случаях, если требуется отступление от требований промышленной безопасности, по согласованию с Застройщиком/техническим Заказчиком разработать в составе проекта обоснования безопасности.</p> <p>17.12. Разработать проект рекультивации земель отдельной книгой с последующим утверждением согласно действующего законодательства.</p> <p>17.13. При пересечении водных преград выполнить оценку воздействия на водные биологические ресурсы и среду их обитания на месте работ по реализации проектных решений и согласовать проектную документацию с ФА по рыболовству с получением заключения о согласовании деятельности.</p> <p>17.14. Заключение о согласовании деятельности со стороны ФА Росрыболовства направить в адрес отдела ООС для консолидации объемов по Обществу в части воспроизводства водных биоресурсов.</p> <p>17.15. «Меры по сохранению водных биологических ресурсов и среды их обитания» с расчетом ущерба на водные биоресурсы разработать отдельной книгой. Получить положительное заключение СЗТУ ФАР.</p> <p>17.16. Разработать разделы проектной документации: - консервация трубопровода; - ликвидация трубопровода.</p>
18. Дополнительные условия проектирования	<p>18.1. Перед подписанием договора на выполнение проектно-изыскательских работ Подрядчик обязан полностью ознакомиться с Задаaniem на проектирование, которое является неотъемлемой частью договора. Вся выданная информация в Задаании на проектирование и технических условиях устраивает проектную организацию в части полноты представления исходных данных.</p> <p>18.2. Все вопросы, возникающие в ходе проектирования после подписания договора, решаются за счет сил и средств проектной организации. Сбор недостающих данных подрядная организация осуществляет самостоятельно, предусмотрев выезд Подрядной организации к Застройщику/техническому Заказчику.</p> <p>18.3. Обеспечить прибытие специалистов подрядной организации на технический совет в</p>

Реконструкция подводного перехода напорного нефтепровода УПН «Баяндыская» до точки врезки в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса» (участок от ДНС-8 до т. вр. в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса»)

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					Лист 31
Изм.	Кол.уч	Лист	№	Подп.	Дата	28-02-2НИПИ/2022-ПЗ.Т	

Перечень основных данных и требований	Показатели
	<p>ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» перед началом проектно-изыскательских работ для сбора необходимых для дальнейшей работы дополнительных исходных данных.</p> <p>18.4. Требования к выполнению и сдаче комплексных инженерных изысканий:</p> <ul style="list-style-type: none"> - выполнить геодезические и геологические изыскания в соответствии с требованиями типовых технических условий «Выполнение и сдача материалов по инженерно-геодезическим изысканиям, выполняемым подрядными организациями»; - перед началом выполнения инженерных изысканий выполнить согласование с Застройщиком/техническим Заказчиком задания на изыскания, расположения и планировки объекта трассировки и точки подключения согласовать со службами ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» и КЦДНГ; - в задании на инженерные изыскания прописать идентификационные признаки проектируемых зданий и сооружений в соответствии со ст.4 от 30.12.2009 № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений», указанные в п. 15.1 (см. выше); - в соответствии с СП 47.13330.2012 «Инженерные изыскания для строительства» п.5.6, Подрядчику необходимо представить согласованный с представителями эксплуатирующих организаций Акт полноты и правильности нанесения коммуникаций, а также правильность нанесения точек врезок; - Подрядчик несет ответственность за правильность нанесения коммуникаций сторонних организаций (получает ТУ на пересечение проектируемых сооружений с существующими коммуникаций сторонних организаций, согласовывает РД со сторонними организациями в обязательном порядке с предоставлением в адрес Застройщику/техническому Заказчику соответствующих документов о согласовании); - оплата работ Подрядчику по выполнению этапа «Инженерные изыскания» будет производиться при наличии подписанного со стороны эксплуатирующих служб и Застройщика/технического Заказчика Акта согласований инженерных коммуникаций. <p>18.5. Требования к выполнению землеустроительных работ по объектам КС:</p> <p>В случае заключения договоров, предусматривающих оформление землеустроительной документации силами проектной организации, разработать землеустроительную документацию в соответствии с Требованиями к проектно-сметной документации (для целей землепользования) от УОИиЗУ (Согласно приложению №4 к приказу от 30.06.2021 № 623);</p> <ul style="list-style-type: none"> - Если изменения проектных решений влекут за собой изменения касаямо землеотвода, необходимо подготовить соответствующие письма в отдел землеустройства ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» с пояснениями причин коррек-

Реконструкция подводного перехода напорного нефтепровода УПН «Баявдыкая» до точки врезки в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса» (участок от ДНС-8 до т. вр. в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса»)

Инв. № инв	Взам. инв №	Подп. и дата		Инв. № подл.	
Изм.	Кол.уч	Лист	№	Подп.	Дата
28-02-2НИПИ/2022-ПЗ.Т					
Лист 32					

Перечень основных данных и требований	Показатели
	<p>тировок (для обоснования дополнительных работ по землеотводу со стороны отдела землеустройства);</p> <ul style="list-style-type: none"> - Предоставить расчет площадей земельного участка в формате MapInfo (*.tab) согласно формы заявки для организации землеустроительных работ и требований к её заполнению (Приказ от 30.06.2021 № 623); - При формировании и направлении расчета площадей осуществить разбивку проектной полосы для строительства и эксплуатации объекта. <p>18.6. ГИПу со специалистами проектной организации прибыть на технический совет в ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» для защиты выполнения этапов проектно-изыскательских работ, предусмотренных календарным планом, предварительно обеспечив рассмотрение результатов работ, специалистами ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» и КЦДНГ. Оплата работ Подрядчику по выполнению этапов будет производиться только после согласования проектно-сметной документации на Техническом совете.</p> <p>18.7. Проектировщик осуществляет сопровождение проектной документации в органах ГГЭ до получения положительного заключения.</p> <p>18.8. С вступлением в силу Федерального закона от 13.07.2020 № 194-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона «О государственной поддержке предпринимательской деятельности в Арктической зоне РФ» проектировщик осуществляет сопровождение проектной документации на экологическую экспертизу.</p> <p>18.9. В случае получения отрицательного заключения ГГЭ и экологической экспертизы, расходы на повторное проведение экспертизы возлагаются на Проектировщика.</p> <p>18.10. При отклонениях от разрабатываемой проектной документации, норм и правил явившимися причиной в отказе приемки документации уполномоченными государственными органами контроля и надзора при согласовании, утверждении разработанной проектной документации, при получении отрицательных заключений Подрядчик самостоятельно и за свой счет устраняет все допущенные несоответствия и отклонения в срок, установленный для их устранения и исправления.</p> <p>18.11. В соответствии с Приказом «Об утверждении положения об оценке воздействия намечаемой хозяйственной и иной деятельности на окружающую среду в РФ» от 16.05.2000 № 372 при необходимости Подрядчик инициирует проведение Общественных и/или Публичных слушаний по рассмотрению проектной документации, а именно, за 1,5 – 2 месяца до даты проведения направляет уведомление в адрес Застройщика/Техническому заказчику о необходимости организа-</p>

Реконструкция подводного перехода напорного нефтепровода УПН «Баяндынская» до точки врезки в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса» (участок от ДНС-8 до т. вр. в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса»)

Взам. инв №	Подп. и дата	Инв. № подл.					Лист 33	
			Изм.	Кол.уч	Лист	№	Подп.	Дата
							28-02-2НИПИ/2022-ПЗ.Т	

Перечень основных данных и требований	Показатели
	ции и проведении Общественных и/или Публичных слушаний.
19. Исходные материалы, выдаваемые заказчиком.	19.1. ТУ ОПН; 19.2. ТУ ОАиМ; 19.3. ТУ ОГЭ; 19.4. ТУ ПООМиР; 19.5. ТУ ООТ, ПБ и ООС; 19.6. ТУ ОПиОС; 19.7. Типовые ТУ УМГР. 19.8. Типовые ТУ и ИД на проектирование трубопроводов; 19.9. Распоряжение №75 от 22.08.2018 «Об утверждении единых Технических требований к материальному исполнению трубопроводов»; 19.10. Техническое задание на предпусковую внутритрубную диагностику (далее ВТД) напорных нефтепроводов и газопроводов, нефтегазопроводов и водопроводов (давлением рабочей среды не более 15 Мпа) диаметром 159 мм и выше (далее трубопроводов), имеющих камеры запуска и приема диагностических устройств, после строительства, реконструкции (модернизации, технического перевооружения) и капитального ремонта.
20. Требования к передаваемой Заказчику документации	20.1. Материалы геодезических и геологических изысканий представить: - в электронном виде для согласования с Застройщиком/Техническим Заказчиком на диске в 1-м экземпляре; - на бумажном носителе в 1-м экземпляре после согласования специалистами Застройщика/технического Заказчика и в электронном виде на диске в 1-м экземпляре. 20.2. Рабочую документацию представить: - в электронном виде для согласования с Заказчиком на диске в 1-м экземпляре; - на бумажном носителе в 2-х экземплярах после согласования специалистами Заказчика (окончательный вариант) и в электронном виде на диске в 1-м экземпляре. 20.3. После получения положительного заключения Главгосэкспертизы РФ, с учетом корректировки по замечаниям ГГЭ: с учетом корректировки по замечаниям экспертизы, Подрядчик передает рабочую и сметную документацию по накладной с аналитической таблицей внесенных изменений в ранее разработанную документацию: - ИИ в электронном виде на диске в 1-м экземпляре; - ПД на бумажном носителе в 2-х экземплярах, скрепленную подписями Подрядной организации и в электронном виде на диске в 1-м экземпляре; - РД на бумажном носителе в 3-х экземплярах, скрепленную подписями Подрядной организации и в электронном виде на диске в 1-м экземпляре. 20.4. Электронная версия комплекта документации передается на CD-R дисках. Допускается использовать носители формата CD-RW, DVD-R, DVD-RW. На лицевой поверхности диска должна быть нанесена печатным спо-

Реконструкция подводного перехода напорного нефтепровода УПН «Баяндынская» до точки врезки в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса» (участок от ДНС-8 до т. вр. в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса»)

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№	Подп.	Дата	28-02-2НИПИ/2022-ПЗ.Т	

Перечень основных данных и требований	Показатели
	<p>сбором маркировка с указанием: наименования проектной (и рабочей) документации, Застройщика/технического Заказчика, Подрядчика, даты изготовления электронной версии, шифра проекта. Диск должен быть упакован в пластиковый бокс, на лицевой поверхности которого также делается соответствующая маркировка.</p> <p>В корневом каталоге диска должен находиться текстовый файл содержания.</p> <p>Чертежи и схемы передаются в формате PDF и AutoCAD форматах.</p> <p>Состав и содержание диска должны соответствовать комплекту документации. Каждый раздел комплекта (том, книга, альбом чертежей и т.п.) должен быть представлен в отдельном каталоге диска файлом (группой файлов) электронного документа. Название каталога должно соответствовать названию раздела.</p>

Главный инженер
ТТП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»



А.В. Косак

Реконструкция подводного перехода напорного нефтепровода УПН «Баяндыская» до точки врезки в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса» (участок от ДНС-8 до т. вр. в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса»)

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					<table border="1"> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Изм.</td> <td>Кол.уч</td> <td>Лист</td> <td>№</td> <td>Подп.</td> <td>Дата</td> </tr> </table>							Изм.	Кол.уч	Лист	№	Подп.	Дата	<p>28-02-2НИПИ/2022-ПЗ.Т</p>	<p>Лист 35</p>
Изм.	Кол.уч	Лист	№	Подп.	Дата																

Приложение В

Исходные данные на проектирование раздела организация строительства

СОГЛАСОВАНО

Начальник ПООМ
ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»


_____ Н.С. Беседа
« _____ » _____ 20__ г.

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора
по капитальному строительству
ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»


_____ С.А. Шарпило
« _____ » _____ 20__ г.

Технические условия на разработку раздела «Проект организации строительства»

Наименование проекта: «Реконструкция дюкерных переходов Баяндыского нефтяного месторождения по ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»

Наименование объекта: «Дюкерный переход межпромыслового нефтепровода «УПН «Баяндыская» до точки врезки в товарный нефтепровод «Харьяга-Уса» (основная и резервная нитка)»

Содержание исходных данных и технических условий:

№ п/п	Наименование	Методология формирования стоимости
1	Наличие дирекции строящегося предприятия или отдела капитального строительства заказчика (адрес, телефон), включить ли затраты на технадзор	Республика Коми, г. Усинск, ул. Транспортная, д. 4 ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»
2	Сведения о местах расположения карьеров и отвалов грунта, а так же дальность транспортировки, их характеристика (объемный вес грунта), стоимость грунта с расшифровкой затрат	Баяндыское нефтяное месторождение, проектируемый карьер – «Селаель-2», дальность перевозки – 16,7 км
3	При применении вахтового метода осуществления строительства представляется:	
	- вид транспорта доставки работников на вахту от базового города	Авиатранспорт, железнодорожный транспорт, автотранспорт
	- местоположение вахтового жилья	Определяется проектом организации строительства (для размещения и проживания персонала строителей необходимо размещение собственного городка)
	- режим работы (продолжительность вахты, в днях, продолжительность рабочего дня на вахте в часах)	11 часов
	- затраты на содержание 1 места проживания в вахтовом поселке	Определяется проектом организации строительства
	- стоимость ежедневной доставки работников от вахтового поселка на рабочее место свыше 3-х километров	Определяется расчетом на основании ПОС, но не более 2,5% от стоимости строительно-монтажных работ по главам 1-8

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№	Подп.	Дата

28-02-2НИПИ/2022-ПЗ.Т

Лист

36

№ п/п	Наименование	Методология формирования стоимости
4	Данные о парке основных строительных машин и механизмов представляются подрядчиком	Определить проектом
5	Указать другие виды затрат сметной стоимости строительства, неучтенные вышеприведенными п.п., включаемые в 9 главу сводного сметного расчета в % к СМР	
6	Расстояние отвозки мусора и металлолома, образующихся в процессе производства строительно-монтажных работ	В соответствии с ТУ на размещение и утилизацию промышленных бытовых отходов, образующихся при проведении строительных работ производит строительная организация (определяется по окончании проведения тендерных торгов)

Начальник ОПиОС





Л.И. Сухорукова

Начальник ПООМиР

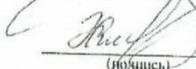
А.Ф. Гарифулин

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					28-02-2НИПИ/2022-ПЗ.Т	Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№		Подп.

Приложение Г

Технические условия на разработку проекта строительства трубопроводов

СОГЛАСОВАНО

Начальник УПиРНИГ
ООО «ЛУКОЙЛ-Комп»

И.А. Низамов
(подпись)

«28» 12 2021 г.

УТВЕРЖДАЮ

Главный инженер
ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»

А.В. Косак
(подпись)

«28» 12 2021 г.

Исходные данные и технические условия
на разработку проектной документации: строительство, реконструкция (модернизация, тех. перевооружение) магистральных и промысловых трубопроводов (газопроводов, нефтегазопроводов, нефтепроводов, водоводов высокого и низкого давления)

Наименование проекта: «Строительство подводного перехода межпромыслового нефтепровода «УПН "Баяндская" до точки врезки в товарный нефтепровод "Харьяга-Уса" (Дюкерный переход через реку Колва, резервная нитка)»

Наименование объекта: «Резервная нитка дюкерного перехода межпромыслового нефтепровода «УПН "Баяндская" до точки врезки в товарный нефтепровод "Харьяга-Уса"»

Содержание исходных данных:

№ п/п	Наименование	Значение
1	Техническое наименование трубопроводов	Резервная нитка дюкерного перехода межпромыслового нефтепровода «УПН "Баяндская" до точки врезки в товарный нефтепровод "Харьяга-Уса"
2	Наименование трубопровода по бух. учету, инв. № (для реконструируемых объектов)	Нефтепровод от УПН Баянды до т.вр. в нефтепровод Инв № 24015770
3	Вид работ (строительство, реконструкция, техническое перевооружение)	Реконструкция
4	Точка подключения трубопровода (указать наименование существующего или проектного трубопровода или объекта)	начало – береговая задвижка ПК 56+45,5 конец – береговая задвижка ПК60+28,5
5	Ориентировочный диаметр, толщина стенки и протяженность проектируемого трубопровода	Ду - 273х8мм; протяженность – 650 м (уточнить по результатам изысканий).
6	Объем перекачки жидкости, воды, газа (м ³ /сут) и нефти (т/сут) по каждой скважине, кусту, ГЗУ, БНГ и т.п. подключенных к проектируемому трубопроводу	5000 м ³ /сут (уточнить на дату проектирования)
7	Максимальное рабочее проектное давление трубопровода, МПа	4,0 МПа
8	Фактическое рабочее давление на входе (выходе) площадного объекта (ДНС, БКНС, ГКС и т.д.) рассматриваемой гидравлической ветви, МПа	выход в Терминал "Уса" – 0,8 МПа;
9	Давление в точке подключения проектируемого трубопровода, МПа	0,9 МПа (уточнить на дату проектирования)
10	Способ прокладки трубопровода	Подземный «труба в трубе»

Изм.	Кол.уч	Лист	№	Подп.	Дата

28-02-2НИПИ/2022-ПЗ.Т

Лист

38

11	Материал трубы для рабочей документации (сталь, ПАТ и т.д.)	Марка стали трубной продукции в соответствии с пунктом 9 протокола АШ-15П от 16.04.2021
12	Материал наружного изоляционного покрытия трубы и фасонных изделий	Покрытие из экструдированного полиэтилена
13	Материал и необходимость теплоизоляционного покрытия линейной части трубопровода	Предусмотреть теплоизоляцию надземных участков
14	Тип и необходимость внутреннего покрытия, температура длительной эксплуатации ($^{\circ}\text{C}$)	-
15	Необходимость и тип камер пуска/приема очистных и диагностических устройств	Да (согласовать с УТН)
16	Необходимость установки БДР	Нет
17	Необходимость системы телемеханики, системы обнаружения утечек	Согласно ТУ ОАиМ ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»
18	Необходимость системы ЭХЗ	Нет (подтвердить проектом) или согласно ТУ ОГЭ ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»
19	Дополнительные требования:	
19.1	Выполнить герметизацию межтрубного пространства между трубой и футляром до рабочего давления (основной и резервной нитки, оснащенной системой телемеханики и возможностью дистанционного закрытия задвижек (основной и резервной нитки), основную рабочую нитку переоборудовать в резервную.	
19.2	Необходимость установки клапанов сброса избыточного давления, дренажей, емкостей определить проектом, согласовать с Заказчиком	
19.3	Выполнить расчет максимального избыточного давления внутри патрона. На основании расчетов предложить надежную систему герметизации.	

Примечание: Проектирование трубопроводов выполнить в соответствии с «Типовыми техническими условиями на разработку проектной документации: строительство, реконструкция (модернизация, тех. перевооружение) магистральных и промышленных трубопроводов (газопроводов, нефтегазопроводов, нефтепроводов, водоводов высокого и низкого давления)» согласно Приказу №989 от 20.12.2017 г. и Приказу №95 от 1.02.2018 года «Об оптимизации затрат».

Начальник ОПН


(подпись)

Р.В. Софронов

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					Лист
			28-02-2НИПИ/2022-ПЗ.Т				
Изм.	Кол.уч	Лист	№	Подп.	Дата		

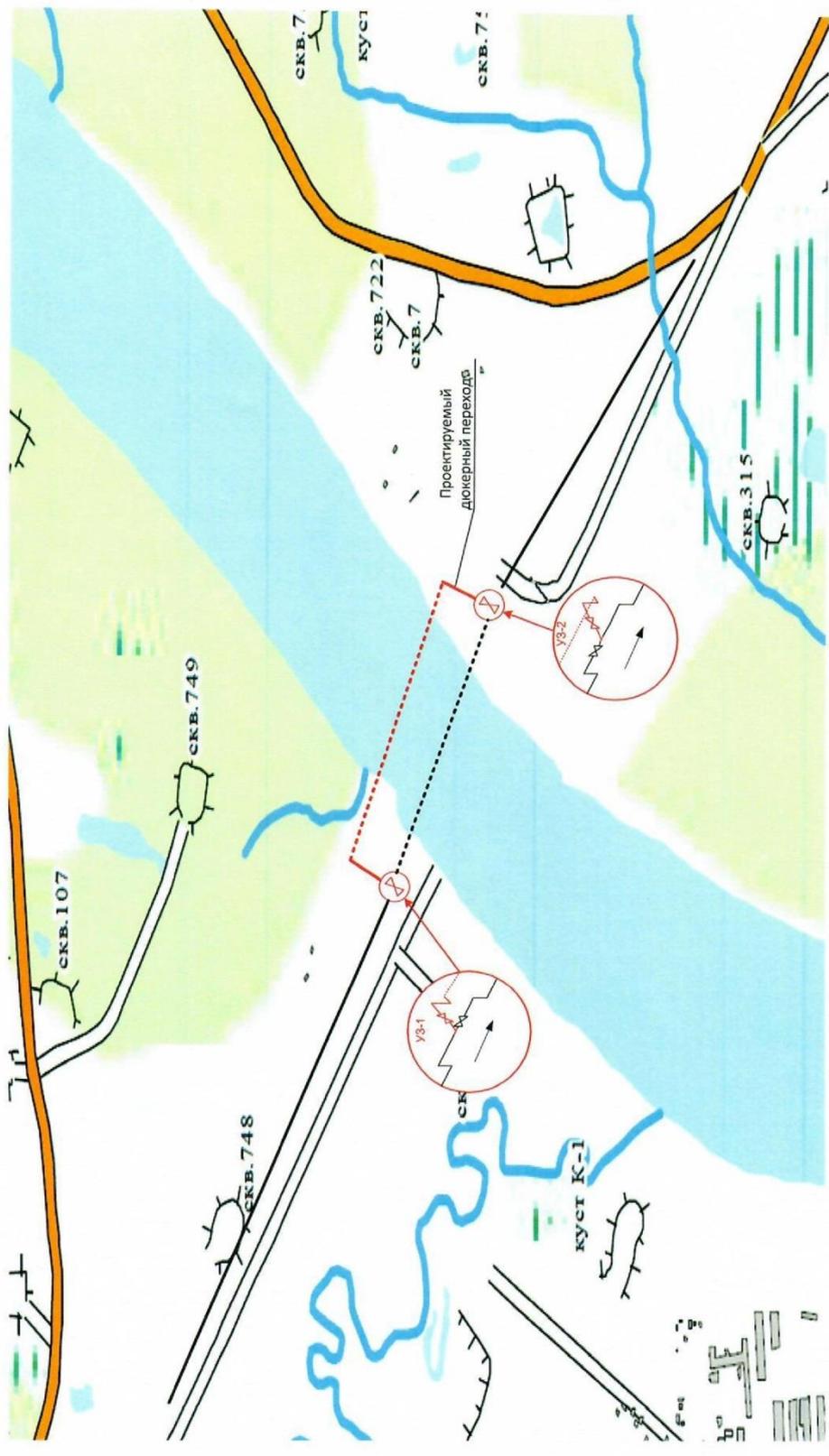
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №

Изм.	Кол.уч	Лист	№	Подп.	Дата

СОГЛАСОВАНО:
 Главный инженер
 ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»
 Р.В. Софронов
 2021 г.

УТВЕРЖДАЮ:
 Главный инженер
 ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»
 А.В. Косак
 2021 г.

Схема на проектирование трубопровода
 УПН "Баяндыская" до точки врезки в товарный нефтепровод "Харьяга-Уса"
 (участок от ДНС-8 до т. вр. в товарный нефтепровод "Харьяга-Уса")
 (Дюкерный переход через реку Колава, резервная нитка)
 ЦТТСН



Проектируемый нефтепровод
 Здания ЭОП

Заместитель начальника ЦТТСН

В.В. Тихонов

28-02-2НИПИ/2022-ПЗ.Т