



**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 дюкерного перехода через р. Колва в составе  
межпромыслового нефтепровода Харьяга КСП-100 по ТПП «ЛУКОЙЛ-  
Усинскнефтегаз»**

*ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ*

**Раздел 1 «Пояснительная записка»**

**Книга 1 «Пояснительная записка»**

**09-11-2НИПИ/2022-ПЗ**

**Том 1.1**



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 дюкерного перехода через р. Колва в составе  
межпромыслового нефтепровода Харьяга КСП-100 по ТПП «ЛУКОЙЛ-  
Усинскнефтегаз»**

*ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ*

**Раздел 1 «Пояснительная записка»**

**Книга 1 «Пояснительная записка»**

**09-11-2НИПИ/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
09-11-2НИПИ/2022-ПЗ.Т	Пояснительная записка	Стр. 3

Согласовано			

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

09-11-2НИПИ/2022-ПЗ-С					
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата
Разраб.	Худяев				
Н. контр.	Салдаева				
Содержание тома 1.1			Стадия	Лист	Листов
			П		1
			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 .....	9
5	Сведения о линейном объекте .....	10
6	Технико-экономические показатели проектируемых объектов капитального строительства.....	11
7	Сведения о комплексном использовании сырья, вторичных энергоресурсов, отходов производства .....	12
8	Сведения о земельных участках, испрашиваемых в краткосрочную (период строительства) и (или) долгосрочную (период эксплуатации) аренду .....	13
9	Сведения о категории земель, на которых планируется разместить (размещен) линейный объект.....	14
10	Сведения об использованных в проекте изобретениях, результатах проведенных патентных исследований .....	15
11	Сведения о наличии разработанных и согласованных специальных технических условий .....	16
12	Сведения о компьютерных программах, которые использовались при выполнении расчетов конструктивных элементов зданий, строений и сооружений .....	17
13	Описание принципиальных проектных решений, обеспечивающих надежность линейного объекта .....	18
14	Идентификационные признаки объекта капитального строительства.....	20
15	Сведения о разделах проектной документации, содержащих решения и мероприятия по обеспечению промышленной безопасности.....	21
16	Справка проектной организации.....	22

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

09-11-2НИПИ/2022-ПЗ.Т

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Пояснительная записка том 1.1

Текстовая часть.

Стадия	Лист	Листов
П	1	22
ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ		

Приложение А Выписка из реестра членов саморегулируемой организации .....	23
Приложение Б Задание на проектирование объекта .....	27
Приложение В Исходные данные на проектирование раздела организация строительства....	39
Приложение Г Технические условия на разработку проекта строительства трубопроводов...	41

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					Лист	
			09-11-2НИПИ/2022-ПЗ.Т					2
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		

## 1 Основание для проектирования

Основанием для проектирования объекта «Реконструкция дюкерного перехода через р. Колва в составе межпромыслового нефтепровода Харьяга КСП-100 по ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» послужила программа капитального строительства ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» на 2022-2024гг.

Инв. № подл.	Подп. и дата		Взам. инв №		Лист	
						3
	Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		
09-11-2НИПИ/2022-ПЗ.Т						

## 2 Исходные данные и условия для подготовки проектной документации

Разработка проектной документации велась на основании:

- технического задания на проектирование от 01.02.2022, утвержденного Первым заместителем Генерального директора Главным инженером ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» Д.А. Баталовым (Приложение Б);

- материалов инженерных изысканий, выполненных Обществом с ограниченной ответственностью «ГЕОСФЕРА» (далее – ООО «ГЕОСФЕРА»):

- 09-11-2НИПИ/2022-ИГДИ Технический отчет по результатам инженерно-геодезических изысканий для подготовки проектной документации;

- 09-11-2НИПИ/2022-ИГИ Технический отчет по результатам инженерно-геологических изысканий для подготовки проектной документации;

- 09-11-2НИПИ/2022-ИГМИ Технический отчет по результатам инженерно-гидрометеорологических изысканий для подготовки проектной документации;

- 09-11-2НИПИ/2022-ИЭИ Технический отчет по результатам инженерно-экологических изысканий для подготовки проектной документации;

- 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) (Приложение Г);

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

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					09-11-2НИПИ/2022-ПЗ.Т	Лист	
									4
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.			

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

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, находится в 8,5 км к югу от района работ.

Административный центр – г. Усинск находится в 85 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».

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

Гидрографическая сеть района работ представлена р. Колва, проходящей вблизи площадки работ. Рельеф территории слаборасчленённый. Местность заболочена.

Климат Республики Коми умеренно-континентальный с коротким и прохладным летом и продолжительной холодной зимой. Основное влияние на климат оказывают циклоническая деятельность Атлантики и арктические воздушные массы. С циклонами связана пасмурная с осадками погода, теплая и нередко с оттепелями зимой и прохладная летом.

Поступление воздушных масс арктического происхождения в любое время сопровождается холодными и сухими северо-восточными ветрами, приносящими резкие похолодания. Наиболее часто их вторжения наблюдаются в летнее время.

Частая смена воздушных масс придает погоде в течение всего года большую неустойчивость.

В соответствии со схемой климатического районирования (СП 131.13330.2020) для строительства, участок работ расположен в строительно-климатической зоне II-Б. Среднее за год число дней с переходом температуры воздуха через 0 °С – приблизительно 63.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					Лист	
			09-11-2НИПИ/2022-ПЗ.Т					5
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		



По весу снегового покрова, согласно карте 1 приложения Е СП 20.13330.2016, территория исследований относится к району V. Нормативное значение веса снегового покрова  $S_0$  согласно таблице 10.1 СП 20.13330.2016 для указанного района составляет 2,5 кПа (250 кгс/м<sup>2</sup>).

Согласно карте 2 приложения Е СП 20.13330.2016 территория исследований относится к району IV по ветровому давлению. Нормативное значение ветрового давления  $w_0$  согласно таблице 11.1 СП 20.13330.2016 рекомендуется принять равным 0,48 кПа (48 кгс/м<sup>2</sup>).

В соответствии с картой 3 приложения Е СП 20.13330.2016 район работ относится ко III району по толщине стенки гололеда (карта 4), нормативная толщина стенки гололеда для района – 10 мм (табл.12.1).

В геоморфологическом отношении участок изысканий приурочен к пойме, правобережному и левобережному склону долины р. Колва, осложненным многочисленными ручьями и озерами.

В формировании рельефа важную роль сыграли неоднократные колебательные движения севера низменности в четвертичный период, которые определили чередование периодов трансгрессий (наступления моря) и регрессий (континентального развития). Подстилающая поверхность материка представляет собой холмистую равнину, в течение 8-9 месяцев покрытую снежным покровом, а летом - тундровой растительностью.

Главной водной артерией на участке работ является р.Колва - правый приток р.Усы (бассейн р.Печоры), в долине которой приурочены минимальные отметки поверхности. Максимальные отметки характерны для водоразделов притоков р. Колвы. Участок проектируемого строительства расположен преимущественно в долине р. Колва.

Заболачивание широко развито и выражено в переувлажнении поверхности с накоплением растительных остатков в почвенном слое. К территориям заболачивания отнесены участки с переувлажненными торфяными почвами, с явно выраженной заочкаренной поверхностью, с приповерхностным слоем торфов. Главнейшими факторами развития процесса заболачивания являются общая выравненность поверхностей рельефа и значительное превышение осадков над инфильтрацией и испарением, в присклоновых понижениях к вышеперечисленным факторам добавляется высачивание грунтовых вод.

Высотные отметки поверхности составляют 44,56 – 73,64 м.

В геолого-литологическом строении до глубины 15,0 м принимают участие только отложения четвертичной системы (сверху-вниз): почвенно-растительный слой (solIV), техногенные отложения (tIV), аллювиальные (aH), озерно-аллювиальные (laIII) и ледниково-морские отложения (gmII).

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №							Лист	
			09-11-2НИПИ/2022-ПЗ.Т							6
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Проявление современных экзогенных процессов в значительной степени обусловлено геоморфологическими и климатическими особенностями, геологическим строением района.

Среди инженерно-геологических процессов и явлений, негативно влияющих на инженерно-геологическую обстановку на участке изысканий при инженерно-геологических изысканиях выявлены процессы заболачивания, подтопления и пучения грунтов в зоне сезонного промерзания.

Причинами *заболачивания* являются: зона избыточного увлажнения, затрудненный поверхностный сток, равнинный рельеф, близкое залегание подземных вод.

Болота низинного типа, мохово-травяные, сложены торфами до глубины 2,1 м (по данным архивных материалов).

Так же одним из основных процессов, осложняющих инженерно-геологические условия площадок, является *подтопление*.

Под подтоплением понимается процесс подъема уровня грунтовых вод выше некоторого критического положения, а также формирования верховодки и (или) техногенного водоносного горизонта, приводящий к ухудшению инженерно-геологических условий территории строительства, агро-мелиоративной и экологической обстановки. Подтопление обусловлено превышением приходных статей водного баланса над расходными, под влиянием комплекса природных и техногенных факторов.

В пределах участка изысканий грунты могут проявлять *пучинистые свойства*.

Морозное пучение грунтов следует рассматривать как опасный процесс. Напряжения, возникающие в грунтах при пучении, способны вызвать деформации сооружений. Непосредственно на инженерные сооружения процесс морозного пучения воздействует через касательные и нормальные силы пучения. При последующем оттаивании пучинистого грунта происходит его осадка.

Противопучинные мероприятия для зданий и сооружений назначают, если устойчивость сооружения, рассчитанная на действие сил морозного пучения, не обеспечивается нагрузкой от сооружения и силами заанкеривания фундамента в грунтах. Противопучинные мероприятия должны быть направлены на снижение касательных сил пучения и разработку конструктивных особенностей сооружений позволяющих удерживать их от выпучивания. При проектировании необходимо предусмотреть противопучинные мероприятия: инженерно-мелиоративные (тепломелиорация и гидромелиорация); конструктивные; физико-химические (гидрофобизация грунтов, добавки полимеров, засоление и др.); комбинированные (СП 116.13330.2012).

Мероприятиями, направленными на нейтрализацию и недопущение процессов пучения, являются:

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	09-11-2НИПИ/2022-ПЗ.Т	Лист	
								7
Взам. инв №	Подп. и дата	Инд. № подл.						

- выполнение земляных работ в теплое время года с целью исключения замачивания и дальнейшего промораживания грунтов естественного основания;
- подготовка грунтов естественного основания фундаментов путем отсыпки песчано-гравийной смеси с послойным уплотнением мощностью не менее 0,5 м;
- производство работ по сведению древостоя и корчевке только в холодное время года.

В соответствии с картами А, В, С общего сейсмического районирования (ОСР-97) СП 14.13330.2018 рассматриваемый участок характеризуется сейсмичностью менее 6 баллов.

Инв. № подл.	Подп. и дата					Взам. инв №				
	Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	09-11-2НИПИ/2022-ПЗ.Т			
						8				

#### 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	
			09-11-2НИПИ/2022-ПЗ.Т					9
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		

## 5 Сведения о линейном объекте

В настоящем проекте «Реконструкция дюкерного перехода через р. Колва в составе межпромыслового нефтепровода Харьяга КСП-100 по ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» предусматривается реконструкция дюкерного перехода "Харьяга-Терминал "Уса" Секция 1" на переходе через реку Колва в части прокладки защитного кожуха методом ГНБ (горизонтально-направленного бурения).

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	
Нефтегазопровод «Харьяга-Терминал «Уса» Секция 1	Н	530x12	715	II	II	6,3

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

Первый этап строительства. Строительство дюкерного перехода межпромыслового нефтепровода «Харьяга-Терминал «Уса» Секция 1;

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

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					Лист	
								10
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		

09-11-2НИПИ/2022-ПЗ.Т

## 6 Технико-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 Ду800 для проектируемого трубопровода Ду500. 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
<b>Дюкерный переход нефтепровода «Харьяга-Терминал «Уса» Секция 1 через р. Колва</b>	
Диаметр трубопровода и толщина стенки, мм	530x12
Диаметр защитного кожуха и толщина стенки, мм	820x12
Плановая протяженность, м	715
Материал	Труба стальная бесшовная повышенной коррозионной стойкости из высококачественной стали с минимальным пределом прочности – 510 Н/мм <sup>2</sup> , минимальным пределом текучести – 353 Н/мм <sup>2</sup> , 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

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

09-11-2НИПИ/2022-ПЗ.Т

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

Вторичные энергоресурсы не используются.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					09-11-2НИПИ/2022-ПЗ.Т	Лист
								12
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

## 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 3.

Таблица 3 – Исходные данные для расчета земельных участков, предоставленных для размещения линейных объектов

Наименование	Назначение	Диаметр и толщина стенки, мм	Протяженность, м	Ширина полосы отвода, м
Нефтегазопровод «Харьяга-Терминал «Уса» Секция 1	Н	530x12	715	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.

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					09-11-2НИПИ/2022-ПЗ.Т	Лист
								13
			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 №					Лист	
								14
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		
09-11-2НИПИ/2022-ПЗ.Т								

## 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	
								15
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		
09-11-2НИПИ/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	09-11-2НИПИ/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	
								17
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		
09-11-2НИПИ/2022-ПЗ.Т								

### 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 перехода межпромыслового нефтепровода «Харьяга-Терминал «Уса» Секция 1;

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 530×12 мм в стальном защитном кожухе 820×12 мм из труб стальных методом ГНБ.

Схема линейного объекта представлена на чертеже 09-11-2НИПИ/2022-ТКР.Г2.

Проектные мощности проектируемых трубопроводов определены в соответствии с техническими условиями на проектирование объекта и представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Проектные мощности проектируемого трубопровода

Наименование	Назначение	Проектные мощности		
		Добыча жидкости, м <sup>3</sup> /сут	Добыча нефти, т/сут	Закачка воды, м <sup>3</sup> /сут
Нефтегазопровод «Харьяга-Терминал «Уса» Секция 1	Н	15200	-	-

Рабочее давление нефтегазопровода 6,3 МПа.

Для строительства прямолинейных участков проектируемого нефтесборного коллектора проектом принята труба стальная бесшовная повышенной коррозионной стойкости из высококачественной стали с минимальным пределом прочности – 510 Н/мм<sup>2</sup>, минимальным пределом текучести – 353 Н/мм<sup>2</sup>, классом прочности К52 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	
			09-11-2НИПИ/2022-ПЗ.Т							18
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

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

Настоящим проектом предусмотрено пересечение трассой проектируемого нефтегазопровода реки Колва. Пересечение выполнены подземным способом методом ГНБ в защитном кожухе из трубы стальной электросварной прямошовной диаметром Ду800 для проектируемого трубопровода Ду500. 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  $\varnothing 820 \times 12$  мм в качестве изоляционного покрытия трубопровода принято наружное трехслойное покрытие усиленного типа из экструдированного полиэтилена.

Для наружной изоляции сварных стыков защитного футляра диаметром  $\varnothing 820 \times 12$  мм в полевых условиях предусмотрено использование специальных термоусаживающихся манжет для сварных стыков футляра ТЕРМА СТАР-830.

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  $\varnothing 820 \times 12$  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 530/820

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.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	09-11-2НИПИ/2022-ПЗ.Т	Лист				
								Взам. инв. №	Подп. и дата	Инд. № подл.	19

## 14 Идентификационные признаки объекта капитального строительства

Идентификационные признаки проектируемого объекта представлены в таблице 5.

Признаки идентификации	Идентификация
Назначение	Объект 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 нефтегазопровод по диаметру относится к II классу, по назначению – к категории III.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	09-11-2НИПИ/2022-ПЗ.Т	Лист
							20
Взам. инв №	Подп. и дата	Инд. № подл.					

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

Проектом предусматривается разработка раздела 09-11-2НИПИ/2022-МПБ «Мероприятия промышленной безопасности».

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					09-11-2НИПИ/2022-ПЗ.Т	Лист
								21
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			



## 16 Справка проектной организации

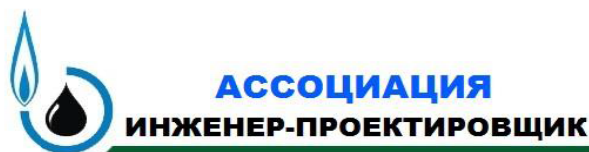
Технические решения, принятые в проектной документации, соответствуют требованиям экологических, санитарно-гигиенических, противопожарных и других норм, действующих на территории Российской Федерации, и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объекта при соблюдении предусмотренных 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 №					
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	09-11-2НИПИ/2022-ПЗ.Т					Лист
											22

## 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
<b>1. Сведения о члене саморегулируемой организации:</b>	
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

09-11-2НИПИ/2022-ПЗ.Т

Лист

23

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	
<b>2. Сведения о членстве индивидуального предпринимателя или юридического лица в саморегулируемой организации:</b>		
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	
<b>3. Сведения о наличии у члена саморегулируемой организации права выполнения работ:</b>		
3.1. Дата, с которой член саморегулируемой организации имеет право выполнять инженерные изыскания, <b>осуществлять подготовку проектной документации</b> , 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	
								24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№	Подп.	Дата	09-11-2НИПИ/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	<b>стоимость работ по одному договору составляет 300 000 000 руб. и более</b>
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	<b>предельный размер обязательств по договорам не превышает 25 000 000 руб.</b>
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

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№	Подп.	Дата

09-11-2НИПИ/2022-ПЗ.Т

Лист

25

**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)



М.П.

А.П. Петров  
(инициалы, фамилия)

4

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№	Подп.	Дата	09-11-2НИПИ/2022-ПЗ.Т	

## Приложение Б

### Задание на проектирование объекта


**СОГЛАСОВАНО:**

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

 А.Б. Клюев  
« 02 » \_\_\_\_\_ 2022

**УТВЕРЖДАЮ:**

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

 Д.А. Баталов  
\_\_\_\_\_ 2022

**ЗАДАНИЕ**

на проектирование объекта

**«Реконструкция дюкерного перехода через р. Колва в составе межпромыслового нефтепровода Харьяга КСП-100 по ТПП ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»**

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 основной нитки и строительство резервной нитки дюкерного перехода через р. Колва в составе межпромыслового нефтепровода Харьяга КСП-100. 11.2. Техничко-экономические показатели: - основная нитка дюкерного перехода через р. Колва в составе межпромыслового нефтепровода Харьяга - КСП-100 (Ø 530 x 8 мм, L – 650 м. ориентировочно); - резервная нитка дюкерного перехода через р. Колва в составе межпромыслового нефтепровода Харьяга - КСП-100 (Ø 530 x 8 мм, L – 650 м. ориентировочно);

«Реконструкция дюкерного перехода через р. Колва в составе межпромыслового нефтепровода Харьяга КСП-100 по ТПП ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»

Изм.	Кол.уч	Лист	№	Подп.	Дата

09-11-2НИПИ/2022-ПЗ.Т

Лист

27

Перечень основных данных и требований	Показатели
	<p>- Объем перекачки нефти (т/сут) - 15200 м3/сут (уточнить на дату проектирования);</p> <p>- Фактическое рабочее давление на выходе – 0,8 Мпа;</p> <p>- Давление в точке подключения проектируемого трубопровода – 1,2 Мпа;</p> <p>Толщину стенки трубопровода применить на 2-3 мм больше основного трубопровода;</p> <p>Длину трубопровода определить с учетом ГВВ.</p> <p>11.3. Предусмотреть камеру пуска/приема очистных и диагностических устройств.</p> <p>11.4. 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>11.5. 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>
<p>12. Расчетная стоимость строительства</p>	<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 Минстроя 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 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</p>

«Реконструкция дюкерного перехода через р. Колва в составе межпромыслового нефтепровода Харьга КСП-100 по ТПП ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№	Подп.	Дата

09-11-2НИПИ/2022-ПЗ.Т

Лист

28

Перечень основных данных и требований	Показатели
	<p>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 ПБНГП (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. <b>Требования по инженерному обеспечению</b> принять согласно техническим условиям профильных служб после защиты ОТР в ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз».</p> <p>13.3. <b>Требования к проектированию дюкерных переходов:</b>          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 ПАО «ЛУКОЙЛ» и подрядных организаций (Приказ от 30.09.2015 № 602);          - при проектировании трубопроводов учесть требования Стандарта ОАО «ЛУКОЙЛ» СТО ЛУКОЙЛ 1.19.3-2013 «Трубопроводы промышленные из альтернативных материалов в нефтегазодобывающих организациях Группы «ЛУКОЙЛ». Порядок применения и эксплуатации» (прил. к Приказу от 26.06.2013 № 389);          - при разработке рабочей документации учесть требо-</p>

«Реконструкция дюкерного перехода через р. Колва в составе межпромышленного нефтепровода Харьяга КСП-100 по ТПП ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»

Взам. инв №	Подп. и дата	Инв. № подл.					Лист
							29
Изм.	Кол.уч	Лист	№	Подп.	Дата	09-11-2НИПИ/2022-ПЗ.Т	



Перечень основных данных и требований	Показатели
	<p>вания 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> <p><b>В составе ОТР представить:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- технологические схемы;</li> <li>- схемы АСУ ТП и ТМ;</li> <li>- карточку применяемых материалов;</li> <li>- схему электроснабжения;</li> <li>- согласованный теплогидравлический и прочностной расчет на трубопровод;</li> <li>- материалы, обосновывающие применение выбранного оборудования и технические характеристики;</li> <li>- предварительную стоимость строительства;</li> <li>- презентационный материал;</li> <li>- пояснительную записку.</li> </ul> <p>Обеспечить прибытие специалистов подрядной организации на технический совет для защиты ОНР с закреплением решения в протоколе ТС.</p> <p><b>13.4. Требования к разработке опросных листов и технических требований</b> 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"> <li>- 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);</li> <li>- на поставку центробежных насосов и насосных агрегатов типовые альбомы для нефтегазодобывающих обществ ПАО «ЛУКОЙЛ». (утв. Приказом №891 от 10.09.2021);</li> <li>- на поставку предохранительной арматуры при проектировании, изготовлении, испытаниях, приемке, транспортировке, хранении, монтаже и эксплуатации для предохранительной арматуры. (утв. Приказом №893 от 10.09.2021);</li> <li>- на поставку обратной трубопроводной арматуры прямого действия в нефтегазодобывающие ПАО «ЛУКОЙЛ»</li> <li>- 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);</li> <li>- проектом предусмотреть выдачу Застройщику/техническому заказчику Опросных листов (Технических требований) отдельно на каждую единицу оборудования или материала, электрооборудование, оборудование и приборы КИПиА, предварительно согласовав с Застройщиком/техническим заказчиком (ответственность Подрядчика);</li> <li>- оплата работ Подрядчику по выполнению этапа «Рабочая документация» будет производиться с учетом завизированных Застройщиком/Техническим заказчиком ОЛ</li> </ul>

«Реконструкция дюкерного перехода через р. Колва в составе межпромыслового нефтепровода Харьга КСП-100 по ТПП ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»

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	09-11-2НИПИ/2022-ПЗ.Т	Лист 30
Изм.	Кол.уч	Лист	№	Подп.	Дата															

Перечень основных данных и требований	Показатели
	<p>и дальнейшей передаче согласованных ОЛ в ПООМир;</p> <p>- для оперативного согласования Опросных листов (с отработкой замечаний специалистов ТПП и ЛК) обеспечить выезд специалиста проектной организации;</p> <p>- 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> <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 &gt; 150 мм).</p>
14. Выделение очередей и пусковых комплексов	<p>14.1. Выделить в отдельные этапы строительства каждый трубопровод (этапы независимые):</p> <p>1 этап: основная нитка дюкерного перехода через р. Колва в составе межпромыслового нефтепровода Харьяга – КСП 100;</p> <p>2 этап: резервная нитка дюкерного перехода через р. Колва в составе межпромыслового нефтепровода Харьяга – КСП 100.</p>
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> <p>1) назначение – производственное;</p> <p>2) принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры – не принадлежит;</p> <p>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, наледеобразование, сильные морозы, затяжные метели, опасность природных пожаров; территория объекта незатопаемая. Землетрясение, сели, лавины для данной местности не характерны. Район не относится к сейсмоактивным (фоновая сейсмичность не превышает 6 баллов);</p> <p>4) принадлежность к опасным производственным объектам (ФЗ от 21.07.1997 г. № 116-ФЗ);</p> <p>5) пожарная и взрывопожарная опасность – объект взрывопожароопасный (ФЗ от 22.07.2008 г. № 123-ФЗ);</p> <p>6) наличие помещений с постоянным пребыванием людей – помещения с постоянным пребыванием людей отсутствуют;</p> <p>7) уровень ответственности сооружений – нормальный (ФЗ от 30.12.2009 г. № 384-ФЗ).</p>
16. Требования к архитектурно-строительным, объемно-планировочным и конструктивным решениям и гигиене труда.	<p>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).</p> <p>16.2. Защиту строительных конструкций от коррозии предусмотреть в соответствии с требованиями от</p>

«Реконструкция дюкерного перехода через р. Колва в составе межпромыслового нефтепровода Харьяга КСП-100 по ТПП ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»

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

09-11-2НИПИ/2022-ПЗ.Т

Лист

31

Перечень основных данных и требований	Показатели
	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 измещения) СЗЗ.</p> <p>17.5. Выполнить расчет платежей за негативное воздействие на окружающую среду в двух вариантах: при строительстве и дальнейшей эксплуатации в соответствии с законодательством РФ.</p> <p>17.6. Разработать отдельной книгой проект рекультивации земель, с последующим согласованием и утвержде-</p>

«Реконструкция докерного перехода через р. Колва в составе межпромыслового нефтепровода Харьяга КСП-100 по ТПП ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»

Изм.	Кол.уч	Лист	№	Подп.	Дата	09-11-2НИПИ/2022-ПЗ.Т	Лист
Взам. инв №	Подп. и дата						32
Инв. № подл.							

Перечень основных данных и требований	Показатели
	<p>нием, в соответствии с требованиями действующего законодательства РФ.</p> <p>17.7. При пересечении водных преград выполнить оценку воздействия на водные биологические ресурсы и среду их обитания на месте работ по реализации проектных решений и получить 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>17.8. При проектировании переходов коммуникаций через водные объекты отдавать предпочтение надводному исполнению (эстакада). При строительстве линейных объектов в местах перехода через водные объекты предусмотреть проектом решения по выполнению берегоукрепительных работ или обосновать отсутствие необходимости в выполнении данных работ.</p> <p>17.9. Рабочую документацию выполнить в соответствии с требованиями Приказа Ростехнадзора от 15.12.2020 № 536 "Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением", № 534 "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" (Зарегистрировано в Минюсте России 29.12.2020 № 61888), с учетом обновленной нормативной документации:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- СТО ЛУКОЙЛ 1.6.1-2019 «Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Руководство» (приложение №1 к приказу ПАО «ЛУКОЙЛ» от 26.08.2019 № 149).</li> <li>- 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» (приложение №2 к приказу ПАО «ЛУКОЙЛ» от 26.08.2019 № 149).</li> <li>- СТО ЛУКОЙЛ 1.6.6-2019 «Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Управление рисками и экологическими аспектами» (приложение №2 к приказу ПАО «ЛУКОЙЛ» от 24.07.2019 № 133).</li> <li>- СТО ЛУКОЙЛ 1.6.8.-2019 «Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Планирование мероприятий» (приложение №3 к приказу ПАО «ЛУКОЙЛ» от 24.07.2019 № 133).</li> <li>- 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» (приложение №7 к приказу ПАО «ЛУКОЙЛ» от 26.08.2019 № 149).</li> <li>- СТО ЛУКОЙЛ 1.6.9.3-2019 «Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Документация на ликвидацию объектов. Требования к составу и содержанию обосновывающих материалов» (приложение №8 к приказу ПАО «ЛУКОЙЛ» от 26.08.2019 № 149).</li> <li>- СТО ЛК 01-2019 (приложение к приказу от 27.09.2019</li> </ul>

«Реконструкция дюкерного перехода через р. Колва в составе межпромыслового нефтепровода Харьяга КСП-100 по ТПП ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»

Взам. инв №	Подп. и дата	Инв. № подл.																			Лист 33									
											09-11-2НИПИ/2022-ПЗ.Т																			
											Изм.	Кол.уч	Лист	№	Подп.	Дата														

Перечень основных данных и требований	Показатели
	<p>№ 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. 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>17.12. 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>17.13. В случаях, если требуется отступление от требований промышленной безопасности, по согласованию с Застройщиком/техническим Заказчиком разработать в составе проекта обоснования безопасности.</p> <p>17.14. Разработать проект рекультивации земель отдельной книгой с последующим утверждением согласно действующего законодательства.</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:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- консервация трубопровода;</li> <li>- ликвидация трубопровода.</li> </ul>
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 ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» перед началом проектно-изыскательских работ для сбора необходимых для дальнейшей работы дополнительных исходных данных.</p> <p>18.4. <b>Требования к выполнению и сдаче комплекс-</b></p>

«Реконструкция дюкерного перехода через р. Колва в составе межпромыслового нефтепровода Харьга КСП-100 по ТПП ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»

Инв. № инв №	Взам. инв №	Подп. и дата		Инв. № подл.	
Изм.	Кол.уч	Лист	№	Подп.	Дата
09-11-2НИПИ/2022-ПЗ.Т					
Лист 34					

Перечень основных данных и требований	Показатели
	<p><b>ных инженерных изысканий:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- выполнить геодезические и геологические изыскания в соответствии с требованиями типовых технических условий «Выполнение и сдача материалов по инженерно-геодезическим изысканиям, выполняемым подрядными организациями»;</li> <li>- 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;</li> <li>- 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);</li> <li>- в соответствии с СП 47.13330.2012 «Инженерные изыскания для строительства» п.5.6, Подрядчику необходимо представить согласованный с представителями эксплуатирующих организаций <b>Акт полноты и правильности нанесения коммуникаций, а также правильность нанесения точек врезок;</b></li> <li>- Подрядчик несет ответственность за правильность нанесения коммуникаций сторонних организаций (получает ТУ на пересечение проектируемых сооружений с существующими коммуникациями сторонних организаций, согласовывает РД со сторонними организациями в обязательном порядке с предоставлением в адрес Застройщику/техническому Заказчику соответствующих документов о согласовании);</li> <li>- 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.</li> </ul> <p><b>18.5. Требования к Исполнителю при подготовке проектно-сметной документации для целей землепользования:</b></p> <p>В случае заключения договоров, предусматривающих оформление землеустроительной документации силами проектной организации, разработать землеустроительную документацию в соответствии с требованиями к Исполнителю при подготовке проектно-сметной документации для целей землепользования от УОИиЗУ (Согласно приказу от 30.06.2021 № 623 приложению №4 к регламенту взаимодействия служб ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» по землепользованию);</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Если изменения проектных решений влекут за собой изменения касаясь существующего землеотвода, необходимо подготовить соответствующие письма в отдел землеустройства ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» с пояснениями причин корректировок (для обоснования дополнительных работ по землеотводу со стороны отдела землеустройства);</li> <li>- Предоставить расчет площадей земельного участка в</li> </ul>

«Реконструкция дюкерного перехода через р. Колва в составе межпромыслового нефтепровода Харьга КСП-100 по ТПП ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»

Инв. № инв	Взам. инв №	Подп. и дата		Изм.	Кол.уч	Лист	№	Подп.	Дата	09-11-2НИПИ/2022-ПЗ.Т	Лист 35

Перечень основных данных и требований	Показатели
	<p>формате MapInfo (*tab) согласно формы заявки для организации землеустроительных работ и требований к её заполнению (Приказ от 30.06.2021 № 623);</p> <p>- При формировании и направлении расчета площадей осуществить разбивку проектной полосы для строительства и эксплуатации объекта.</p> <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 Застройщику/Техническому заказчику о необходимости организации и проведении Общественных и/или Публичных слушаний.</p>
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;

«Реконструкция дюкерного перехода через р. Колва в составе межпромыслового нефтепровода Харьга КСП-100 по ТПП ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»

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	<table border="1"> <tr> <td>Лист</td> </tr> <tr> <td>36</td> </tr> </table>	Лист	36
Изм.	Кол.уч	Лист	№	Подп.	Дата																
Лист																					
36																					
09-11-2НИПИ/2022-ПЗ.Т																					

Перечень основных данных и требований	Показатели
	19.6. ТУ ОПиОС; 19.7. Типовые ТУ и ИД на проектирование трубопроводов; 19.8. Типовые ТУ УМГР; 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. <b>Материалы геодезических и геологических изысканий</b> 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. <b>Рабочую документацию</b> 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. <b>После получения положительного заключения Главгосэкспертизы РФ</b> , 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. <b>Электронная версия</b> 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 способом 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. В корневом каталоге диска должен находиться тексто-

«Реконструкция дюкерного перехода через р. Колва в составе межпромыслового нефтепровода Харьга КСП-100 пс ТПП ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»

Взам. инв №	Подп. и дата	Инв. № подл.					09-11-2НИПИ/2022-ПЗ.Т	Лист	
			Изм.	Кол.уч	Лист	№		Подп.	Дата



Перечень основных данных и требований	Показатели
	<p>ый файл содержания.                      Чертежи и схемы передаются в формате <b>PDF</b> и <b>AutoCAD</b> форматах.                      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  
 ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»



А.В. Косак

«Реконструкция докерного перехода через р. Колва в составе межпромыслового нефтепровода Харьга КСП-100 по ТПП ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№	Подп.	Дата

09-11-2НИПИ/2022-ПЗ.Т

Лист

38

## 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 «Харьяга-Терминал «Уса» Секция 1» Харьягинского нефтяного месторождения по ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»

**Наименование объекта:** «Дюкерный переход межпромыслового нефтепровода Харьяга-Терминал «Уса» Секция 1 (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	Харьягинское нефтяное месторождение, проектируемый карьер – «Кэрьюрвис-3», дальность перевозки – 29,4 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

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№	Подп.	Дата

09-11-2НИПИ/2022-ПЗ.Т

Лист

39

№ 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

Начальник ПООМиР


Л.И. Сухорукова

А.Ф. Гарифулин

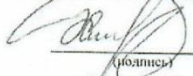
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					09-11-2НИПИ/2022-ПЗ.Т	Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№		

## Приложение Г

### Технические условия на разработку проекта строительства трубопроводов


## СОГЛАСОВАНО

Начальник УПпРНИГ  
ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»

  
И.А. Низамов  
(подпись)  
«24» 12 2021 г.

## УТВЕРЖДАЮ

Главный инженер  
ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»

  
А.В. Косак  
(подпись)  
« » 2021 г.

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

**Наименование проекта:** «Строительство подводного перехода межпромыслового нефтепровода «Харьяга-Терминал "Уса" Секция 1»

**Наименование объекта:** «Резервная нитка дюкерного перехода межпромыслового нефтепровода «Харьяга-Терминал "Уса" Секция 1»

## Содержание исходных данных:

№ п/п	Наименование	Значение
1	Техническое наименование трубопроводов	Резервная нитка дюкерного перехода межпромыслового нефтепровода «Харьяга-Терминал "Уса" Секция 1
2	Наименование трубопровода по бух. учету, инв. № (для реконструируемых объектов)	Межпромысловый н/провод Харьяга-КСП-100 Инв. № 88630 ПАО
3	Вид работ (строительство, реконструкция, техническое перевооружение)	Реконструкция
4	Точка подключения трубопровода (указать наименование существующего или проектного трубопровода или объекта)	начало – береговая задвижка ПК 380+62 конец – береговая задвижка ПК385+95
5	Ориентировочный диаметр, толщина стенки и протяженность проектируемого трубопровода	Ду - 530x8мм; протяженность – 650 м (уточнить по результатам изысканий).
6	Объем перекачки жидкости, воды, газа (м <sup>3</sup> /сут) и нефти (т/сут) по каждой скважине, кусту, ГЗУ, БНГ и т.п. подключенных к проектируемому трубопроводу	15200 м <sup>3</sup> /сут (уточнить на дату проектирования)
7	Максимальное рабочее проектное давление трубопровода, МПа	6,3 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	1,2 МПа (уточнить на дату проектирования)
10	Способ прокладки трубопровода	Подземный «труба в трубе»
11	Материал трубы для рабочей документации (сталь, ПАТ и т.д.)	Марка стали трубной продукции в соответствии с пунктом 9 протокола АИП-151П от 16.04.2021

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№	Подп.	Дата

09-11-2НИПИ/2022-ПЗ.Т


Лист

41

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 (°С)	-
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
Изм.	Кол.уч	Лист	№	Подп.	Дата	09-11-2НИПИ/2022-ПЗ.Т	

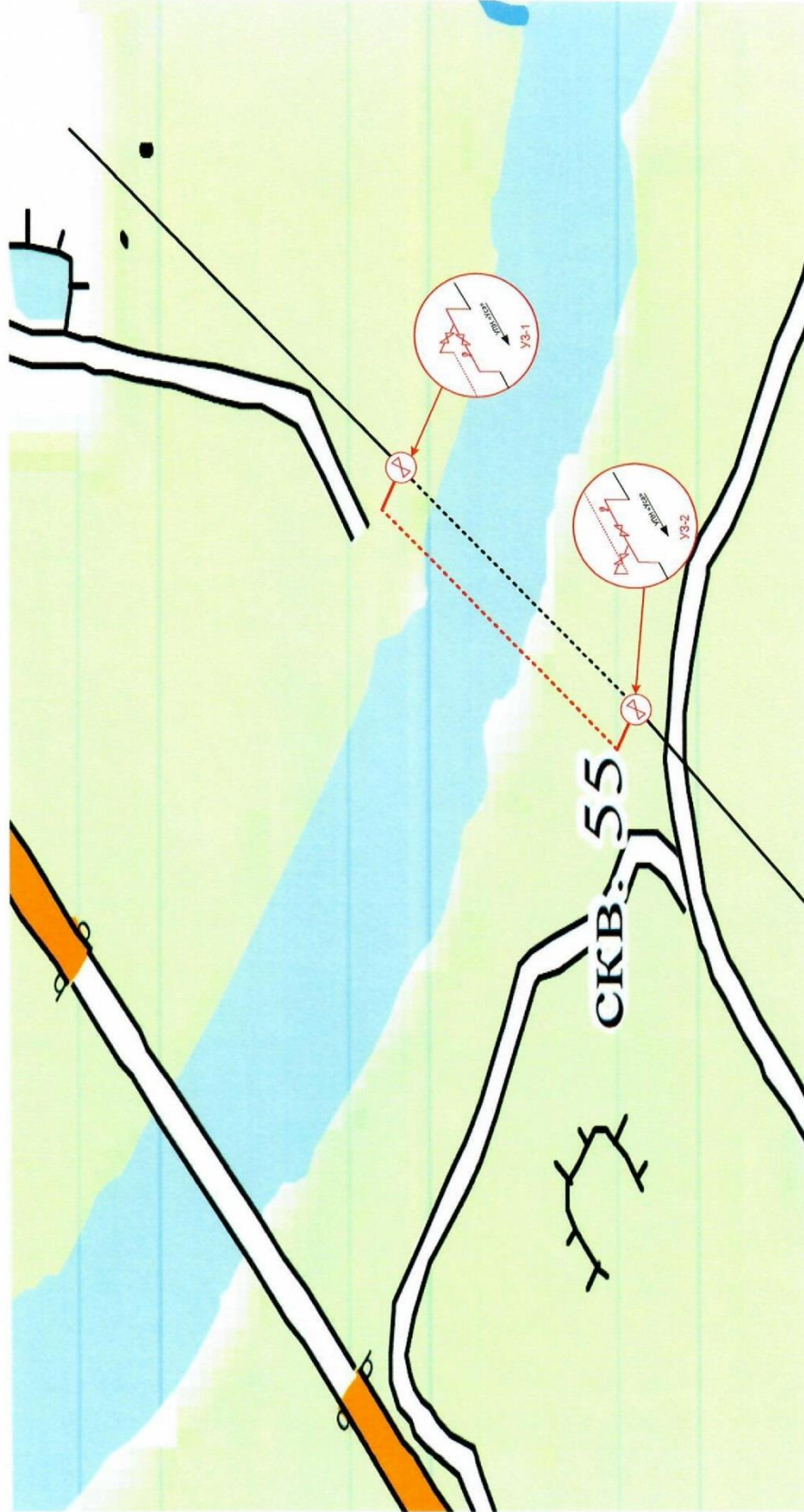
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №

Изм.	Кол.уч	Лист	№	Подп.	Дата

СОГЛАСОВАНО:  
Начальник ОПН  
ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»  
Р.В. Софронов  
\_\_\_\_\_ 2021 г.

УТВЕРЖДАЮ:  
Главный инженер  
ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»  
А.В. Косык  
\_\_\_\_\_ 2021 г.

Схема на проектирование магистрального нефтепровода  
"Харьяга-Терминал "Уса"  
Секция 1  
(Дюкерный переход через реку Колва, резервная нитка)  
ЦПТСН



----- Проектируемый нефтепровод  
X Здания ЗИП

Заместитель начальника ЦПТСН

В.В. Тихонова

09-11-2НИПИ/2022-ПЗ.Т

Лист

43