



**ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
ПРОЕКТНЫЙ ЦЕНТР УФИМСКОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО
НЕФТЯНОГО ТЕХНИЧЕСКОГО УНИВЕРСИТЕТА
«НЕФТЕГАЗИНЖИНИРИНГ»**

**«Реконструкция промышленных трубопроводов Возейского
месторождения ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» в 2023 году»**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 1 Пояснительная записка

У-НГИ-01-21-ПЗ

Том 1

2021



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
ПРОЕКТНЫЙ ЦЕНТР УФИМСКОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО
НЕФТЯНОГО ТЕХНИЧЕСКОГО УНИВЕРСИТЕТА
«НЕФТЕГАЗИНЖИНИРИНГ»

**«Реконструкция промышленных трубопроводов Возейского
месторождения ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» в 2023 году»**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 1 Пояснительная записка

У-НГИ-01-21-ПЗ

Том 1

Директор



/Д.С. Матвеев/





Главный инженер
проекта

/В.Р.Хисамов/

2021

СОДЕРЖАНИЕ ТОМА

Обозначение	Наименование	Прим.
У-НГИ-01-21-ПЗ.С	Содержание тома	
У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ	Текстовая часть	





Взам. инв. №								
	Подп. и дата							
Инв. № подл.		У-НГИ-01-21-ПЗ.С						
	Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата		
	Разработал	Хайруллин			04.2022	Стадия	Лист	Листов
	Проверил	Венжик			04.2022	П		1
	Н.контр.	Годжаев			04.2022	ООО ПЦ УГНТУ «Нефтегазинжиниринг»		
ГИП	Хисамов			04.2022				

Содержание тома

СОДЕРЖЕНИЕ

1 Реквизиты документа, на основании которого принято решение о разработке проектной документации.....	3
2 Исходные данные и условия для подготовки проектной документации на объекты строительства.....	4
3 Сведения о климатической, географической и инженерно-геологической характеристике района, на территории которого предполагается осуществлять строительство линейного объекта.....	6
3.2 Климатическая характеристика.....	7
3.3 Инженерно-геологическая характеристика.....	8
4 Описание вариантов маршрутов прохождения линейного объекта по территории района строительства, обосновании выбранного варианта трассы	11
5 Сведения о линейном объекте с указанием наименования, назначения и месторасположения начального и конечного пунктов линейного объекта.....	13
6 Сведения о земельных участка изымаемых во временное и долгосрочное пользование.....	16
7 Сведения о категории земель, на которых располагается (будет располагаться) объект КС. 18	
8 Сведения о размере средств, требующихся для возмещения убытков правообладателям земельных участков	19
9 Сведения об использованных в проекте изобретениях, результатах проведенных патентных исследований.....	20
10 Сведения о наличии разработанных и согласованных специальных технических условий ..	21
11 Сведения о компьютерных программах, которые использовались при выполнении расчетов конструктивных элементов зданий, строений и сооружений	22
12 Сведения о предполагаемых затратах, связанных со сносом зданий и сооружений, переселение людей, переносом сетей инженерно-технического обеспечения.....	23
13 Техничко-экономическая характеристика проектируемого линейного объекта.....	24
14 Описание принципиальных проеткных решений, обеспечивающих надежность линейного объекта, последовательность его строительства, намечаемые этапы строительства и планируемые сроки ввода их в эксплуатацию	26

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

						У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ			
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата		Стадия	Лист	Листов
					04.2022	Текстовая часть	П	1	136
					04.2022		ООО ПЦ УГНТУ «Нефтегазинжиниринг»		
					04.2022				
					04.2022				

15 Заверение проектной организации о том, что ОНР разработаны в соответствии с ЗП, градостроительным регламентом, техническими регламентами, в том числе устанавливающими требования по обеспечению безопасной эксплуатации зданий, строений, сооружений и безопасного использования прилегающих к ним территорий, и с соблюдением ТУ.....	35
Список ссылочных материалов	36
Приложение А. Задание на проектирование	39
Приложение Б. Типовые технические условия. Выполнение и сдача материалов по инженерно-геодезическим изысканиям, выполняемым подрядными организациями.....	52
Приложение В. Требования к проектно-сметной документации (для целей землепользователей)62	
Приложение Г. Перечень типовых технических условий и решенийнеобходимых при проектировании, строительстве, реконструкции, модернизации и эксплуатации НГПО курируемого службой главного механика (СГМ).....	69
Приложение Д. Исходные данные для разработки спецразделов к проектной документации... 75	
Приложение Е. Технические условия на разработку разделов по «Охране окружающей среды».....	77
Приложение Ж. Типовые Технические условия на разработку проектной документации: строительство, реконструкция магистральных и промысловых трубопроводов	80
Приложение И. Исходные данные / Технические условия на реконструкцию выкидных линий . 89	
Приложение К. Технические условия на проектирование раздела «автоматизация и метрология».....	113
Приложение Л. Технические условия №48/2020 на организацию связи	122
Приложение М. Технические условия на разработку раздела «Проект организации строительства».....	126
Приложение Н. Исходные данные для составления сметной документации	128
Приложение П. Технические условия для формирования штатного расписания.....	134

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.		Подп.

1 РЕКВИЗИТЫ ДОКУМЕНТА, НА ОСНОВАНИИ КОТОРОГО ПРИНЯТО РЕШЕНИЕ О РАЗРАБОТКЕ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ

Основанием для разработки проектной документации «Реконструкция промышленных трубопроводов Возейского месторождения ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» в 2023 году» являются:

- программе капитального строительства ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» 2021-2023.
- задание б/н от 25.11.2020 на проектирование объекта «Реконструкция промышленных трубопроводов Возейского месторождения ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» в 2023 году» утвержденного первым заместителем генерального директора – главным инженером ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» И.В. Шараповым.

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ	Лист
							3
Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

2 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ И УСЛОВИЯ ДЛЯ ПОДГОТОВКИ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ НА ОБЪЕКТЫ СТРОИТЕЛЬСТВА

Основными исходными данными для разработки проекта являются:

- программе капитального строительства ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» 2021-2023;
- задание б/н от 25.11.2020 на проектирование объекта «Реконструкция промышленных трубопроводов Возейского месторождения ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» в 2023 году» утвержденного первым заместителем генерального директора – главным инженером ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» И.В. Шарповым (Приложение А);
- типовые технические условия. Выполнение и сдача материалов по инженерно-геодезическим изысканиям, выполняемым подрядными организациями (Приложение Б);
- Требования к проектно-сметной документации (для целей землепользователей) (Приложение В);
- Перечень типовых технических условий и решений необходимых при проектировании, строительстве, реконструкции, модернизации и эксплуатации НГПО курируемого службой главного механика (СГМ) (Приложение Г);
- Исходные данные для разработки спецразделов к проектной документации (Приложение Д);
- Технические условия на разработку разделов по «Охране окружающей среды» (Приложение Е);
- Типовые Технические условия на разработку проектной документации: строительство, реконструкция магистральных и промышленных трубопроводов (Приложение Ж);
- Исходные данные / Технические условия на реконструкцию выкидных линий (Приложение И);
- Технические условия на проектирование раздела «автоматизация и метрология» (Приложение К);
- Технические условия №48/2020 на организацию связи (Приложение Л);
- Технические условия на разработку раздела «Проект организации строительства» (Приложение М);
- Исходные данные для составления сметной документации (Приложение Н);
- Технические условия для формирования штатного расписания (Приложение П).

Для разработки проектной документации использовались следующие законодательные и нормативно-методические документы:

- Градостроительный кодекс Российской Федерации от 29 декабря 2004 г. №190-ФЗ (с изменениями);

Взам. инв. №							
Подп. и дата							
Инв. № подл.							
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ	Лист
							4

- «Положение о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» утвержденное постановлением Правительства РФ от 16 февраля 2009 г. №87;
- Федеральный закон от 22 июля 2008г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;
- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» №534 от 15.12.2020 г.;
- ГОСТ Р 55990-2014 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования;
- ГОСТ Р 58367-2019 Обустройству месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование;
- Руководства по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»;
- ГОСТ 32569-2013 Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах;
- ГОСТ 30852.5-2002 Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 4 Метод определения температуры самовоспламенения;
- ГОСТ 30852.5-2002 Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 10. Классификация взрывоопасных зон;
- ГОСТ 30852.11-2002 Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 12 Классификация смесей газов и паров с воздухом по безопасным экспериментальным зазорам и минимальным воспламеняющим токам;
- ГОСТ 9544-2015 Арматура трубопроводная запорная. Классы и нормы герметичности затворов;
- СП 131.13330.2018 «СНиП 23-01-99* Строительная климатология»;
- СП 20.13330.2016 «СНиП 2.01.07-85* «Нагрузки и воздействия» (с изменениями N1, 2);
- СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности (с изменением N1).

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.		Подп.

3 СВЕДЕНИЯ О КЛИМАТИЧЕСКОЙ, ГЕОГРАФИЧЕСКОЙ И ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ХАРАКТЕРИСТИКЕ РАЙОНА, НА ТЕРРИТОРИИ КОТОРОГО ПРЕДПОЛАГАЕТСЯ ОСУЩЕСТВЛЯТЬ СТРОИТЕЛЬСТВО ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА

3.1 Сведения о местоположении района работ

В административном отношении участок работ расположен в Республике Коми на территории Усинского района Республики Коми Российской Федерации, на территории Возейского нефтяного месторождения, в 75 км севернее г. Усинск.

Усинский район расположен в северной части республики. Граничит с Ненецким автономным округом на севере, с Усть-Цилемским районом на западе, Ижемским районом на юго-западе, муниципальным районом (городом республиканского подчинения с подчинённой ему территорией) Печора на юге, городским округом (городом республиканского подчинения с подчинённой ему территорией) Инта на востоке.

Возейское нефтяное месторождение расположено в пяти километрах от села Усть-Уса на территории Усинского района Республики Коми Российской Федерации и входит в состав Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Площадь нефтегазоносной провинции составляет триста пятьдесят тысяч квадратных километров, и в ней выделено четыре нефтегазоносные области и один нефтегазоносный район. В Тимано-Печорской провинции найдено более семидесяти пяти месторождений нефти и порядка двухсот тридцати залежей газа.

Площадь месторождения входит в бассейн среднего течения р. Колва, правого притока р. Усы, впадающей в свою очередь в 20 км западнее от места их слияния в р. Печору. Районный и административно-хозяйственный центр – г. Усинск расположен в 75 км к югу от района работ и имеет воздушное, водное и железнодорожное сообщение.

Район изысканий расположен на территории Большеземельской Тундры – на территории бассейна нижнего течения реки Колва (правый приток нижнего течения р. Уса). Проектируемое строительство расположено в бассейне главной реки Печоры и относится к бассейну Баренцева моря. Район в целом характеризуется сложными природно-климатическими условиями лесотундры, суровым климатом, наличием многолетнемерзлых пород.

В геологическом отношении территория характеризуется широким распространением мощного слоя ледниково-морских отложений. Она входит в подзону островного распространения многолетнемерзлых грунтов (ММГ). Климат района имеет черты, обусловленные влиянием моря и материка. Для него характерна частая смена воздушных масс различного происхождения: морской и континентальной, арктической и морской полярной, сравнительно редко континентальной тропической. В целом климат отличается довольно продолжительной, многоснежной и холодной зимой и относительно прохладным летом.

Для местности характерно наличие верховых болот, занимающих до 20% территории, участков лесотундры. Значительное количество осадков, относительно малые потери на испарение, а также неблагоприятные условия стока поверхностных вод способствуют развитию

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ		Лист
											6

процессов заболачивания. Заболоченность здесь обычно поверхностная, а потому мощность торфа незначительна.

Дорожная сеть представлена автодорогами с твердым покрытием и грунтовыми внутрипромысловыми автодорогами. Автомобильный подъезд к участку проведения изысканий возможен в течении всего года.

3.2 Климатическая характеристика

Объект изысканий в административном отношении расположен на территории Усинского района Республики Коми.

Географическое положение территории на северо–восточной окраине Европейской территории России определяет особенность климата.

По условиям комфортности территория, в которую входит объект изысканий, относится к зоне Крайнего Севера. Рассматриваемая территория представляет собой огромную лесистую равнину, почти ничем не защищенную от западных и северо–западных ветров, с которыми связано поступление влажных воздушных масс. Территория Республики Коми входит в зону избыточного увлажнения, с огромным преобладанием количества осадков над испарением. Особенности климата определяются малым количеством солнечной радиации зимой, воздействием северных морей и интенсивным западным переносом воздушных масс. Характерна частая смена воздушных масс при прохождении циклонов со стороны Атлантики. С циклонами связана пасмурная с осадками погода, теплая и нередко с оттепелями зимой и прохладная летом. Циклоничность наиболее развита зимой и осенью, летом она ослабевает. Поступление воздушных масс арктического происхождения в любое время года сопровождается холодными и сухими северо–восточными ветрами, приносящими резкие похолодания. Наиболее часто их вторжение наблюдается в летнее время. Со стороны Сибири зимой нередко приходит континентальный воздух, принося сухую морозную погоду. С юга и юго–востока поступают преимущественно континентальные массы воздуха, охлажденные зимой и прогретые летом.

Территория расположена в зоне умеренно – континентального климата.

Участок работ, в соответствии с районированием территории страны по условиям для строительства (СП 131.13330.2020 [4]) расположен в районе I В.

Климатические характеристики приведены по данным метеостанций (МС) Усть-Уса, расположенной на расстоянии от 50 км (южная граница участка) до 95 км (северная граница участка) в южном направлении, и частично по МС Адзьва-Вом, расположенная на расстоянии 80 км в восточном направлении.

Таблица 3.1 - Климатические параметры холодного периода года по МС Усть-Уса [4]

Климатическая характеристика		Значение
Температура воздуха наиболее холодных суток, °С, обеспеченностью 0,98%		–47
Температура воздуха наиболее холодных суток, °С, обеспеченностью 0,92%		–45
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки, °С, обеспеченностью 0,98%		–44
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки, °С, обеспеченностью 0,92%		–41

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ	Лист
							7

Температура воздуха, °С, обеспеченностью 0,94%	-27
Абсолютная минимальная температура воздуха, °С	-53
Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее холодного месяца, °С	8,3
Продолжительность, сут., и средняя температура воздуха, °С, периода со средней суточной температурой воздуха ≤ 0°С	211/-11,4
То же, ≤ 8°С	277/-7,7
То же, ≤ 10°С	297/-6,5
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее холодного месяца, %	83
Средняя месячная относительная влажность воздуха в 15 часов наиболее холодного месяца, %	83
Количество осадков с ноября по март, мм	166
Преобладающее направление ветра с декабря по февраль	Ю
Максимальная из средних скоростей ветра по румбам за январь, м/с	4,5
Средняя скорость ветра, м/с, за период со среднесуточной температурой воздуха ≤ 8°С	3,9

Таблица 3.2 - Климатические параметры теплого периода года по МС Усть-Уса [4]

Климатическая характеристика	Значение
Барометрическое давление, гПа	1003
Температура воздуха, °С, обеспеченностью 0,99 %	18
Температура воздуха, °С, обеспеченностью 0,98%	23
Средняя максимальная температура воздуха наиболее теплого месяца, °С	20,5
Абсолютная максимальная температура воздуха, °С	34
Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее теплого месяца	10,0
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее теплого месяца, %	72
Средняя месячная относительная влажность воздуха в 15 ч. наиболее теплого месяца, %	59
Количество осадков с апреля по октябрь, мм	354
Суточный максимум осадков, мм	64
Преобладающее направление ветра за июнь – август	С
Минимальная из средних скоростей ветра за июль, м/с	4,3

3.3 Инженерно-геологическая характеристика

В строении геологического разреза на глубину до 10.0 м принимают участие среднечетвертичные ледниково-морские отложения (gm_{II}), представленными глинами, суглинками, мягкопластичными и тугопластичными. Они перекрыты межстадиальными аллювиально-морскими и озерно-аллювиальными осадками (am, la_{III-IV}): песками пылеватыми, влажными и водонасыщенными, средней плотности. С поверхности развиты современные биогенные образования (b_{IV}), основу которых составляют среднеразложившиеся торфы, мощностью до 5.0 м, почвенно-растительный слой толщиной 0.2 м. Обваловки пересекаемых трасс линейных сооружений и площадки нефтяных скважин сложены современными техногенными отложениями (t_{IV}) песчаного состава.

Подземные воды в разрезе установлены на глубинах 0.0–1.3 м от поверхности. Коллекторами являются современные биогенные торфы и межстадиальные песчаные грунты. По отношению к бетону марки W_4 воды обладают слабо- и среднеагрессивными свойствами по содержанию агрессивной уголекислоты, по отношению к арматуре железобетонных конструкций

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ	Лист
							8

не обладают агрессивными свойствами. Коррозионная агрессивность вод по отношению к свинцовой и алюминиевой оболочкам кабеля – высокая. В дождливые периоды года торф и песчаные грунты могут быть полностью обводнены.

Степень коррозионной активности грунтов по отношению к стали от низкой до высокой. По отношению к бетону марки W₄ грунты являются средой неагрессивной.

Территория проектируемого строительства относится к подзоне островного распространения ММГ. Непосредственно в разрезе участков проектируемого строительства на глубину до 10.0 м ММГ не вскрыты. Нормативная глубина сезонного промерзания в данном районе для суглинков и глин составляет 2.0 м, для песков пылеватых и мелких – 2.5 м. С учетом проектируемого типа фундамента и глубиной его заложения, развитие процессов сезонного промерзания–оттаивания грунтов не окажет существенного влияния на проектируемую реконструкция.

Из неблагоприятных инженерно-геологических процессов, способных осложнить проектируемую реконструкция (непосредственно в части производства строительного-монтажных работ) можно выделить подтопление и заболачивание.

Свойства грунтов

На основании полученных данных по геологическому строению, литологическим особенностям грунтов и анализа пространственной изменчивости частных показателей свойств грунтов в сфере взаимодействия с проектируемыми объектами пределах изученной толщи 12,0м, выделено 8 инженерно-геологических элемента (ИГЭ):

- ИГЭ 1 Торф среднеразложившийся
- ИГЭ 2 Суглинок тугопластичный
- ИГЭ 3 Суглинок мягкопластичный тяжелый
- ИГЭ 4 Суглинок текучепластичный
- ИГЭ 5 Супесь пластичная
- ИГЭ 6 песок пылеватый

Техногенный грунт (tQIV) представлен ИГЭ 7 – песок мелкий (насыпной грунт) и ИГЭ 8 – песок средний (насыпной грунт).

Почвенно-растительный слой подлежит выемке и складированию для последующего использования при рекультивации проектируемого участка.

Мощность инженерно-геологических слоев, распространение их в плане и разрезе на участке работ детально охарактеризованы на инженерно-геологических разрезах (см. графические приложения).

Согласно требованиям ГОСТ 20522-2012 п.5.2 в основу выделения инженерно-геологических элементов (ИГЭ) грунтовой толщи положено выделение ИГЭ на основе оценки характера пространственной изменчивости характеристик грунтов и их коэффициента вариации, а также номенклатурный вид грунта по ГОСТ 25100-2020, для глинистых грунтов показатель текучести и число пластичности.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ	Лист
							9

Коррозионная агрессивность грунтов, согласно СП 28.13330.2017: Приложение Л - степень агрессивного воздействия сульфатов в грунтах на бетоны марок по водонепроницаемости W4-W20 – слабоагрессивная (содержание сульфатов 13,1-366,1 мг/кг);

Приложение Л - степень агрессивного воздействия хлоридов в грунтах на стальную арматуру железобетонных конструкций (содержание хлоридов 51,6-321,7 мг/кг) для бетонов марок W4-W6 неагрессивная; для бетонов марок более W10 – неагрессивная. Показатели приведены для конструкций с защитным слоем толщиной 20 мм;

Приложение К - Степень агрессивного воздействия грунтов на металлические конструкции вод – неагрессивная (при средней годовой температуре свыше 0 до 6⁰С, при рН свыше 5 (7,6-8,1) при суммарной концентрации сульфатов и хлоридов менее 1 г/л.

Таблица 1 ГОСТ 9.902-2016 - коррозионная агрессивность грунта до глубины 15 м к углеродистой и низколегированной стали: – средняя и высокая (УЭС 12,6, 13,4, 13,6, 14,1, 14,5 Ом*м);

Качественных признаков наличия биокоррозионной агрессивности грунтов: окраска грунта (сероватый, зеленоватый, сизый), - наличие в грунте восстановленных соединений серы, являющихся продуктами жизнедеятельности сульфатвосстанавливающих бактерий, в грунте при выполнении отбора проб грунта не выявлено, согласно приложения В ГОСТ 9.602-2016.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.		Подп.

4 ОПИСАНИЕ ВАРИАНТОВ МАРШРУТОВ ПРОХОЖДЕНИЯ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА ПО ТЕРРИТОРИИ РАЙОНА СТРОИТЕЛЬСТВА, ОБОСНОВАНИИ ВЫБРАННОГО ВАРИАНТА ТРАССЫ

В административном отношении объект изысканий находится на территории МО ГО «Усинск» Республики Коми, на землях ГУ «Усинское лесничество». Участок работ расположен на территории Усинского нефтяного месторождения.

Проектом предусматривается реконструкция следующих трубопроводов:

- выкидная линия «к.1345 до т.вр.1345» Ø 89х6 мм;
- выкидная линия «к.3080 до т.вр. 3080» Ø 89х6 мм;
- выкидная линия «к.755 до УЗ к.4019» Ø 89х6 мм;
- выкидная линия «скв.1230 до т.вр.скв. 1230» Ø 89х6 мм;
- выкидная линия «скв.347 до ЗУ-52а» Ø 89х6 мм;
- выкидная линия «скв.347 до ЗУ-49» Ø 89х6 мм;
- выкидная линия «т.вр.к. 2оц до т.вр.1451» Ø 89х6 мм;
- выкидная линия «скв. 3082 до т.вр.378» Ø 89х6 мм.

Целью реконструкции трубопроводов является повышение надежности эксплуатационных показателей на участках нефтесборных сетей Усинского нефтяного месторождения.

Ближайшие населённые пункты – п. Верхнеколвинск, расположенный в 5 км к востоку, п. Возей и п. Приполярный, расположенные в 7 и в 9 км к югу соответственно и г. Усинск, находящийся в 60 км к юго-востоку от исследуемой территории.

Проезд к месту работы от г. Усинск возможен по автомобильной дороге круглогодичного действия «Усинск – Харьяга» с твердым покрытием, затем по внутрипромысловым автодорогам ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».

Выкидная линия «к. 1345 до т.вр. 1345». Проектируемая трасса протяжённостью 1287,8 м берет начало от куста 1345 проходит через угодья, представленные территорией с влаголюбивой растительностью и лесами высокоствольными, на ПК5+08.19 проектируемая трасса пересекает ручей без названия глубиной 0.3м. Заканчивается на ПК12+87.8 в точке врезке 1287. Абсолютные отметки от 43.20 до 63.47м.

Выкидная линия "к.3080 до т.вр. 3080". Проектируемая трасса протяженностью 105,6 берет начало от куста 3080, проходит через подъездную дорогу на куст 3080, далее проходит через угодья, представленные территорией с влаголюбивой растительностью и заканчивается в точке врезке 3080 на ПК1+05.6. Абсолютные отметки от 114.93 до 116.47м.

Выкидная линия «к.755 до УЗ. К. 4019» Проектируемая трасса протяжённостью 1180,3 м берет начало от куста 755, проходит через угодья, представленные территорией с влаголюбивой растительностью и лесами высокоствольными, на ПК0+55.04 проектируемая трасса пересекает промысловую автодорогу, а на ПК2+15.68 проектируемая трасса

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

пересекает ручей без названия глубиной 0.5м. Заканчивается на ПК11+80.3 в УЗ куста 4019. Абсолютные отметки от 53,64 до 69.04м.

Выкидная линия «Выкидная линия "скв.1230 до т.вр. скв.1230"» Проектируемая трасса протяженностью 948,3 м берет начало от скв.1230, пересекает озеро глубиной 3м, также пересекает асфальтированную автомобильную дорогу, проходит через угодья, представленные территорией с, луговой, а также влаголюбивой растительностью и лесами высокоствольными. Заканчивается на ПК9+48.3 в точке врезке скв.1230. Абсолютные отметки от 52.92 до 55,73м.

Выкидная линия "скв.347 до ЗУ-52". Проектируемая трасса протяженностью 661,6 берет начало от скв.347, проходит по территории кустовой площадки, далее проходит через угодья, представленные территорией луговой растительностью и лесами высокоствольными. Заканчивается в точке ЗУ-52 на ПК6+61.6. Абсолютные отметки от 74.27 до 95.00 м.

Выкидная линия "скв.374 до ЗУ-49". Проектируемая трасса протяженностью 634,6 берет начало от скв.374, проходит через промышленную автодорогу, далее проходит через угодья, представленные территорией с влаголюбивой растительностью вдоль промышленной дороги и заканчивается в точке ЗУ-49 на ПК6+34.6. Абсолютные отметки от 88,03 до 92,00.

Выкидная линия «т.вр. к. 20ц до т.вр. 1451». Проектируемая трасса протяженностью 996.40 берет начало т.вр. к. 20ц, проходит через угодья, представленные заболоченной территорией с влаголюбивой растительностью и заканчивается в точке врезке 1451 на ПК9+96,4. Абсолютные отметки от 97,77 до 98,99м.

Выкидная линия "к.3082 до т.вр. 378". Проектируемая трасса протяженностью 448,80 берет начало от куста 3082, проходит через подъездную промышленную дорогу, далее проходит через угодья, представленные территорией с луговой растительностью и лесами высокоствольными, заканчивается в точке врезке 378 на ПК4+48.8. Абсолютные отметки от 60,78 до 75,79м.

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.		Подп.

5 СВЕДЕНИЯ О ЛИНЕЙНОМ ОБЪЕКТЕ С УКАЗАНИЕМ НАИМЕНОВАНИЯ, НАЗНАЧЕНИЯ И МЕСТОРАСПОЛОЖЕНИЯ НАЧАЛЬНОГО И КОНЕЧНОГО ПУНКТОВ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА

В соответствии с п. 11 к заданию на проектирование объекта «Реконструкция промысловых трубопроводов Возейского месторождения ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» в 2023 году» б/н от 25.11.2020 утвержденного первым заместителем генерального директора – главным инженером ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» И.В. Шараповым проектной документацией предусматривается реконструкция следующих трубопроводов:

- выкидная линия «к.1345 до т.вр.1345» Ø 89х6 мм;
- выкидная линия «к.3080 до т.вр. 3080» Ø 89х6 мм;
- выкидная линия «к.755 до УЗ к.4019» Ø 89х6 мм;
- выкидная линия «скв.1230 до т.вр.скв. 1230» Ø 89х6 мм;
- выкидная линия «скв.347 до ЗУ-52а» Ø 89х6 мм;
- выкидная линия «скв.347 до ЗУ-49» Ø 89х6 мм;
- выкидная линия «т.вр.к. 2оц до т.вр.1451» Ø 89х6 мм;
- выкидная линия «скв. 3082 до т.вр.378» Ø 89х6 мм.

Таблица 5.1 – Сведения о сооружениях объекта строительства

№	Наименование	Почтовый (строительный) адрес	Функциональное назначение	Технико-экономические показатели	Уровень ответственности
1	Реконструкция выкидной линии «к.1345 до т.вр.1345»	Республика Коми, Усинский район Российской Федерации, Возейское нефтяное месторождение, выкидная линия «к.1345 до т.вр.1345»	Транспортирование (перекачка) нефти	Производительность, м3/сут – 175 Давление, МПа – 4,0 Диаметр, мм - 89 Толщина стенки, мм - 6 Протяженность: промышленная часть – 1287,8 м; технологическая часть – 68,9 м. Количество УЗА, шт - 5	Нормальный
2	Реконструкция выкидной линии «к.3080 до т.вр.3080»	Республика Коми, Усинский район Российской Федерации, Возейское нефтяное месторождение, выкидная линия «к.3080 до т.вр.3080»	Транспортирование (перекачка) нефти	Производительность, м3/сут – 73,7 Давление, МПа – 4,0 Диаметр, мм - 89 Толщина стенки, мм - 6 Протяженность: промышленная часть - 105,58 м; технологическая часть – 80,0 м. Количество УЗА, шт - 2	Нормальный

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ	Лист
							13

№	Наименование	Почтовый (строительный) адрес	Функциональное назначение	Технико-экономические показатели	Уровень ответственности
3	Реконструкция выкидной линии «к.755 до УЗ к.4019»	Республика Коми, Усинский район Российской Федерации, Возейское нефтяное месторождение, выкидная линия «к.755 до УЗ к.4019»	Транспортирование (перекачка) нефти	Производительность, м ³ /сут – 13,3 Давление, МПа – 4,0 Диаметр, мм - 89 Толщина стенки, мм - 6 Протяженность: промышленная часть – 1180,3 м; технологическая часть – 88,2 м. Количество УЗА, шт - 4	Нормальный
4	Реконструкция выкидной линии «скв.1230 до т.вр.скв. 1230»	Республика Коми, Усинский район Российской Федерации, Возейское нефтяное месторождение, выкидная линия «скв.1230 до т.вр.скв. 1230»	Транспортирование (перекачка) нефти	Производительность, м ³ /сут – 54 Давление, МПа – 4,0 Диаметр, мм - 89 Толщина стенки, мм - 6 Протяженность: промышленная часть – 948,3 м; технологическая часть – 38,0 м. Количество УЗА, шт - 3	Нормальный
5	Реконструкция выкидной линии «скв.347 до ЗУ-52а»	Республика Коми, Усинский район Российской Федерации, Возейское нефтяное месторождение, выкидная линия «скв.347 до ЗУ-52а»	Транспортирование (перекачка) нефти	Производительность, м ³ /сут – 122 Давление, МПа – 4,0 Диаметр, мм - 89 Толщина стенки, мм - 6 Протяженность: промышленная часть – 661,6 м; технологическая часть – 138,4 м. Количество УЗА, шт - 1	Нормальный
6	Реконструкция выкидной линии «скв.347 до ЗУ-49»	Республика Коми, Усинский район Российской Федерации, Возейское нефтяное месторождение, выкидная линия «скв.347 до ЗУ-49»	Транспортирование (перекачка) нефти	Производительность, м ³ /сут – 160 Давление, МПа – 4,0 Диаметр, мм - 89 Толщина стенки, мм - 6 Протяженность: промышленная часть – 634,64 м; технологическая часть – 39,1 м. Количество УЗА, шт - 1	Нормальный

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ

Лист

14

№	Наименование	Почтовый (строительный) адрес	Функциональное назначение	Технико-экономические показатели	Уровень ответственности
7	Реконструкция выкидной линии «т.вр.к. 2оц до т.вр.1451»	Республика Коми, Усинский район Российской Федерации, Возейское нефтяное месторождение, выкидная линия «т.вр.к. 2оц до т.вр.1451»	Транспортирование (перекачка) нефти	Производительность, м3/сут – 149 Давление, МПа – 4,0 Диаметр, мм - 89 Толщина стенки, мм - 6 Протяженность (промысловая часть) – 996,35 м; Количество УЗА, шт - 3	Нормальный
8	Реконструкция выкидной линии «скв. 3082 до т.вр.378	Республика Коми, Усинский район Российской Федерации, Возейское нефтяное месторождение, выкидная линия «скв. 3082 до т.вр.378	Транспортирование (перекачка) нефти	Производительность, м3/сут – 57 Давление, МПа – 4,0 Диаметр, мм - 89 Толщина стенки, мм - 6 Протяженность: промысловая часть – 448,87 м; технологическая часть – 105,0 м. Количество УЗА, шт - 2	Нормальный

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ	Лист
							15

6 СВЕДЕНИЯ О ЗЕМЕЛЬНЫХ УЧАСТКАХ, ИЗЫМАЕМЫХ ВО ВРЕМЕННОЕ И ДОЛГОСРОЧНОЕ ПОЛЬЗОВАНИЕ

Объект «Реконструкция промысловых трубопроводов Возейского месторождения ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» в 2023 году» находится на землях лесного фонда Усинского района Республики Коми.

Общая площадь земель, отводимых по проекту составляет 35,9787 га, из них:

- на период строительства – 30,5004 га;
- на период эксплуатации – 5,4783 га.

Полоса отвода (площадь) земельных угодий определена из технологии организации производства строительных работ.

Земли, отведённые на период строительства предназначены для:

- строительной полосы под выкидные линии;
- отвода под участки демонтируемых выкидных линий;
- площадок для складирования древесины;
- площадок для размещения ВЗиС.

Земли, отведённые на период эксплуатации предназначены для:

- выкидных линий;
- узлов запорной арматуры;
- площадок скважин.

Таблица 6.1 Потребность в земельных ресурсах

№ п/п	Название объекта	Всего испрашивается земель, в том числе, га							
		на период эксплуатации	на период строительства						
«Реконструкция промысловых трубопроводов Возейского месторождения ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» в 2023 году»									
1 этап: Выкидная линия «к.1345 до т.вр. 1345»									
1	РФ, Республика Коми, МО ГО «Усинск», ГУ «Усинское лесничество», Усинское участковое лесничество	0,7373	7,5942						
Итого:		0,7373	7,5942						
2 этап: Выкидная линия «к.3080 до т.вр. 3080»									
1	РФ, Республика Коми, МО ГО «Усинск», ГУ «Усинское лесничество», Усинское участковое лесничество	0,0058	0,9731						
2	РФ, Республика Коми, МО ГО «Усинск», ГУ «Усинское лесничество», Усинское участковое лесничество, Аренда ООО "ЛУКОЙЛ-Коми"	0,7822	3,4336						
Итого:		0,7880	4,4067						
3 этап: Выкидная линия «к.755 до УЗ. К. 4019»									
1	РФ, Республика Коми, МО ГО «Усинск», ГУ «Усинское лесничество», Усинское участковое лесничество, Аренда ООО "ЛУКОЙЛ-Коми"	0,1165	1,1482						
2	РФ, Республика Коми, МО ГО «Усинск», ГУ «Усинское лесничество», Усинское участковое лесничество	0,5952	3,6728						
Итого:		0,7117	4,8210						
Изм.		Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ		Лист
									16

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

№ п/п	Название объекта	Всего испрашивается земель, в том числе, га					
		на период эксплуатации	на период строительства				
4 этап: Выкидная линия «скв.1230 до т.вр. скв. 1230»							
1	РФ, Республика Коми, МО ГО «Усинск», ГУ «Усинское лесничество», Усинское участковое лесничество, Аренда ООО "ЛУКОЙЛ-Коми"	0,7546	3,1587				
Итого:		0,7546	3,1587				
5 этап: Выкидная линия «скв.347 до ЗУ-52а»							
1	РФ, Республика Коми, МО ГО «Усинск», ГУ «Усинское лесничество», Усинское участковое лесничество, Аренда ООО "ЛУКОЙЛ-Коми"	0,4001	3,8654				
Итого:		0,4001	3,8654				
6 этап: Выкидная линия «скв.374 до ЗУ-49»							
1	РФ, Республика Коми, МО ГО «Усинск», ГУ «Усинское лесничество», Усинское участковое лесничество, Аренда ООО "ЛУКОЙЛ-Коми"	0,3369	2,2351				
Итого:		0,3369	2,2351				
7 этап: Выкидная линия «т.вр.к.20ц до т.вр. 1451»							
1	РФ, Республика Коми, МО ГО «Усинск», ГУ «Усинское лесничество», Усинское участковое лесничество, Аренда ООО "ЛУКОЙЛ-Коми"	0,6316	2,5234				
Итого:		0,6316	2,5234				
8 этап: Выкидная линия «скв.3082 до т.вр. 378»							
1	РФ, Республика Коми, МО ГО «Усинск», ГУ «Усинское лесничество», Усинское участковое лесничество	0,1749	1,4318				
2	РФ, Республика Коми, МО ГО «Усинск», ГУ «Усинское лесничество», Усинское участковое лесничество, Аренда ООО "ЛУКОЙЛ-Коми"	0,9432	0,4641				
Итого:		1,1181	1,8959				
ИТОГО ПО ПРОЕКТУ:		5,4783	30,5004				
Отвод земель по видам угодий и землепользователям представлен в таблицах 1.25-1.27 тома ООС2.							
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ	Лист 17

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инд. № подл.

8 СВЕДЕНИЯ О РАЗМЕРЕ СРЕДСТВ, ТРЕБУЮЩИХСЯ ДЛЯ ВОЗМЕЩЕНИЯ УБЫТКОВ ПРАВООБЛАДАТЕЛЯМ ЗЕМЕЛЬНЫХ УЧАСТКОВ

Сведения о размере средств, требующихся для возмещения убытков правообладателям земельных участков во время строительства и эксплуатации объекта «Реконструкция промысловых трубопроводов Возейского месторождения ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» приведены в томе У-НГИ-01-21-ООС1.

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.		Подп.

9 СВЕДЕНИЯ ОБ ИСПОЛЬЗОВАННЫХ В ПРОЕКТЕ ИЗОБРЕТЕНИЯХ, РЕЗУЛЬТАТАХ ПРОВЕДЕННЫХ ПАТЕНТНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

В проекте применены оборудование, трубы и трубопроводная арматура, которые разработаны специализированными организациями и изготовлены заводами, имеющими длительный опыт работы. Все оборудование, трубы и трубопроводная арматура проходят заводские испытания и соответствуют всем требованиям Ростехнадзора по промышленной безопасности, имеют сертификат соответствия и Разрешение Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору на применение.

Разработка специальных технических устройств не требуется, патентные проработки не проводились, изобретения отсутствуют.

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ	Лист
							20
Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

10 СВЕДЕНИЯ О НАЛИЧИИ РАЗРАБОТАННЫХ И СОГЛАСОВАННЫХ СПЕЦИАЛЬНЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ

В проектной документации «Реконструкция промысловых трубопроводов Возейского месторождения ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» разработка и согласование специальных технических условий не требуется.

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №		У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ	Лист
											21

11 СВЕДЕНИЯ О КОМПЬЮТЕРНЫХ ПРОГРАММАХ, КОТОРЫЕ ИСПОЛЬЗОВАЛИСЬ ПРИ ВЫПОЛНЕНИИ РАСЧЕТОВ КОНСТРУКТИВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ ЗДАНИЙ, СТРОЕНИЙ И СООРУЖЕНИЙ

При выполнении проекта использовались следующие программные средства:

- гидравлический расчет проектируемых трубопроводов выполнен по программе Pipesim (Schlumberger);
- «АТП-Эколог» версии 3.10 фирмы «Интеграл»;
- «Сварка» версии 3.0 фирмы «Интеграл»;
- «Дизель» версии 2.0 фирмы «Интеграл»;
- «Лакокраска» версии 3.0 фирмы «Интеграл»;
- УПРЗА «Эколог» версии 4.60 фирмы «Интеграл»;
- «Эколог-Шум» версии 2.3 фирмы «Интеграл»;
- «Горение нефти» версии 1.0 фирмы «Интеграл».

Индв. № подл.		Подп. и дата		Взам. инв. №		У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ					Лист	
											22	
						Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	

12 СВЕДЕНИЯ О ПРЕДПОЛАГАЕМЫХ ЗАТРАТАХ, СВЯЗАННЫХ СО СНОСОМ ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ, ПЕРЕСЕЛЕНИЕ ЛЮДЕЙ, ПЕРЕНОСОМ СЕТЕЙ ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ

Проектом «Реконструкция промысловых трубопроводов Возейского месторождения ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» предусмотрен демонтаж:

- 1 этап строительства
 - демонтируемая выкидная линия «к.1345 до ГПЗУ-1 Ø 125x12 – 2025 м;
 - демонтаж существующего трубопровода Ø 89 мм – 38,1 м;
 - демонтаж существующего трубопровода Ø 89 мм – 50,9 м;
 - демонтаж задвижки клиновой DN80 PN4,0 – 2 шт;
- 2 этап строительства
 - демонтируемый нефтепровод «скв.3080 до т.вр.3080» Ø 95x12 – 627,6 м;
- 3 этап строительства
 - демонтируемая выкидная линия «к.755 до УЗ к.4019» Ø 95x12 – 1290 м;
- 4 этап строительства
 - демонтируемая выкидная линия «скв.1230 до т.вр.скв.1230» Ø 73x5,5 – 945,6 м;
 - демонтаж существующего трубопровода Ø 114 мм – 40,6 м;
 - демонтаж существующего трубопровода Ø 114 мм – 40,0 м;
- 5 этап строительства
 - демонтаж существующего трубопровода Ø 140x12,5 – 790,2 м;
 - демонтаж задвижки клиновой DN100 PN4,0 – 1 шт;
 - демонтаж задвижки клиновой DN80 PN4,0 – 1 шт;
- 6 этап строительства
 - демонтаж существующего трубопровода Ø 125x12,5 – 472,4 м;
- 7 этап строительства
 - демонтаж существующего нефтепровода «к.20Ц – т.вр.» Ø 89 мм – 985,19 м;
- 8 этап строительства
 - демонтируемая выкидная линия «скв.3082 до т.вр 378» Ø 89x6 мм – 459,0 м;
 - демонтаж задвижки клиновой DN50 PN4,0 – 1 шт.

Более подробные сведения представлены в томе 6 ПОД.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ	Лист
										23
			Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата		

13 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОЕКТИРУЕМОГО ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА

Основные технико-экономические показатели по проекту представлены в таблице 13.1.

Таблица 13.1 – Технико-экономические показатели

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Значение
1 этап. Выкидная линия «к.1345 до т.вр. 1345»			
1	Протяженность промыслового участка	м	1287,8
2	Протяженность технологического участка	м	68,9
3	Диаметр, толщина стенки	мм	89х6
4	Объем перекачки	м3/сут	175
5	Расчетное давление	МПа	4,0
2 этап. Выкидная линия «к.3080 до т.вр. 3080»			
1	Протяженность промыслового участка	м	105,58
2	Протяженность технологического участка	м	80,0
3	Диаметр, толщина стенки	мм	89х6
4	Объем перекачки	м3/сут	73,7
5	Расчетное давление	МПа	4,0
3 этап. Выкидная линия «к.755 до УЗ.К. 4019»			
1	Протяженность промыслового участка	м	1180,3
2	Протяженность технологического участка	м	88,2
3	Диаметр, толщина стенки	мм	89х6
4	Объем перекачки	м3/сут	13,3
5	Расчетное давление	МПа	4,0
4 этап. Выкидная линия «скв.1230 до т.вр. скв. 1230»			
1	Протяженность промыслового участка	м	948,3
2	Протяженность технологического участка	м	38,0
3	Диаметр, толщина стенки	мм	86х6
4	Объем перекачки	м3/сут	54,0
5	Расчетное давление	МПа	4,0
5 этап. Выкидная линия «скв. 347 до ЗУ-52а»			
1	Протяженность промыслового участка	м	661,6
2	Протяженность технологического участка	м	138,4
3	Диаметр, толщина стенки	мм	86х6
4	Объем перекачки	м3/сут	122,0
5	Расчетное давление	МПа	4,0
6 этап. Выкидная линия «скв. 374 до ЗУ-49»			
1	Протяженность промыслового участка	м	634,64
2	Протяженность технологического участка	м	39,1

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ	Лист
							24

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Значение
3	Диаметр, толщина стенки	мм	89х6
4	Объем перекачки	м3/сут	160,0
5	Расчетное давление	МПа	4,0
7 этап. Выкидная линия «т.вр. к. 20ц до т.вр. 1451»			
1	Протяженность промыслового участка	м	996,35
2	Протяженность технологического участка	м	-
3	Диаметр, толщина стенки	мм	86х6
4	Объем перекачки	м3/сут	149,0
5	Расчетное давление	МПа	4,0
8 этап. Выкидная линия «скв. 3082 до т.вр. 378»			
1	Протяженность промыслового участка	м	448,85
2	Протяженность технологического участка	м	105,0
3	Диаметр, толщина стенки	мм	86х6
4	Объем перекачки	м3/сут	57,0
5	Расчетное давление	МПа	4,0

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ	Лист
								25
			Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.		Подп.

14 ОПИСАНИЕ ПРИНЦИПИАЛЬНЫХ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ НАДЕЖНОСТЬ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА, ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ ЕГО СТРОИТЕЛЬСТВА, НАМЕЧАЕМЫЕ ЭТАПЫ СТРОИТЕЛЬСТВА И ПЛАНИРУЕМЫЕ СРОКИ ВВОДА ИХ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ

При разработке проектно-сметной документации по объекту «Реконструкция промысловых трубопроводов Возейского месторождения ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» предусмотрено выделение следующих этапов строительства:

1. Выкидная линия «к.1345 до т.вр. 1345»;
2. Выкидная линия «к.3080 до т.вр. 3080»;
3. Выкидная линия «к.755 до УЗ.К. 4019»;
4. Выкидная линия «скв.1230 до т.вр. скв. 1230»;
5. Выкидная линия «скв. 347 до ЗУ-52а»;
6. Выкидная линия «скв. 374 до ЗУ-49»;
7. Выкидная линия «т.вр. к. 2оц до т.вр. 1451»;
8. Выкидная линия «скв. 3082 до т.вр. 378».

Проект выполнен с учетом действующих норм и правил техники безопасности и производственной санитарии, правил устройства безопасной эксплуатации сооружений.

Предусмотренные проектом решения по промысловым трубопроводам соответствуют требованиям промышленной и пожарной безопасности, прочности, коррозионной стойкости и эксплуатационной надежности. Обеспечивается охрана труда при обслуживании трубопроводов и линейных сооружений.

Существующие трубопроводы в точках подключения проектируемых участков трубопроводов, на которые прилагаются акты обследования, соответствуют требованиям промышленной безопасности и пригодны к дальнейшей эксплуатации.

Проектные решения по трубопроводам приняты исходя из инженерно-геологических и климатических условий района строительства на основании заданий и технических условий ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» с учетом результатов гидравлического и механического расчетов при безусловном выполнении действующих нормативных документов.

Идентификационные признаки объектов в соответствии с Федеральным законом № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»:

- назначение – для технологических операций по добыче и транспортировке нефтегазоводяной эмульсии;
- принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых влияют на их безопасность – относится, в том числе и к объектам трубопроводного транспорта;
- возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения – отсутствует;

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ	Лист
							26

- помещения с постоянным пребыванием людей – отсутствуют.

Уровень ответственности зданий и сооружений: по ГОСТ Р 54257-2010 - нормальный.

Основные физические характеристики стали труб, принятые для расчета

Проектируемые выкидные линии приняты из труб стальных бесшовных нефтегазопроводных повышенной эксплуатационной надежности, повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости марок стали 20А класса прочности К48 с наружным трехслойным покрытием на основе экструдированного полиэтилена и внутренним двухслойным эпоксидным покрытием на основе порошковых красок с фенольным праймером с температурой длительной эксплуатации покрытия до +80°С, в устойчивом исполнении к сульфидно-коррозионному растрескиванию (парциальное давление сероводорода - 68000 Па).

Надземные участки выкидных линий запроектированы из труб стальных бесшовных нефтегазопроводных повышенной эксплуатационной надежности, повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости марок стали 20А класса прочности К48 с внутренним двухслойным эпоксидным покрытием на основе порошковых красок с фенольным праймером с температурой длительной эксплуатации покрытия до +80°С.

Соединительные детали трубопроводов предусмотрены с характеристиками, аналогичными основной трубе.

Выбор и размещение оборудования на трубопроводах приняты с учетом требований промышленной безопасности, климатических условий района строительства и эксплуатационных характеристик оборудования, а также с учетом возможности их нормальной эксплуатации, осмотра и ремонта. Все применяемое оборудование, арматура, трубы имеют сертификаты соответствия требованиям промышленной безопасности и разрешения Ростехнадзора на применение на опасном производственном объекте.

Ударная вязкость КСЧ не менее 34,8Дж/ см² (3,5 кгс·м/см²) при Т= -60 °С. Временное сопротивление разрыву 470 (48) Н/мм² (кгс/мм²). Предел текучести не менее 330 Н/мм². Относительное удлинение не менее 20%.

Монтаж трубопроводов

Монтаж, сварка и контроль сварных соединений проектируемых выкидных линий производится в соответствии с требованиями ВСН 005-88, ГОСТ Р 55990-2014, ГОСТ 32569-13.

Перед сборкой трубопровода для сварки необходим визуальный контроль поверхности труб, деталей трубопровода, запорной арматуры. Обнаруженные дефекты исправляются.

В процессе производства работ выполняется пооперационный контроль качества сборки и сварки трубопровода.

При укладке трубы необходимо обеспечить сохранность труб и изоляционного покрытия и проектное положение трубопровода. К моменту укладки дно траншеи должно быть очищено от веток и корней деревьев, камней, мерзлых комков, льда и других предметов, которые могут повредить антикоррозионное покрытие, и выровнено.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ	Лист
							27

Для выкидных линий монтаж производится способом электродуговой сварки, контроль сварных соединений трубопроводов производится в соответствии с требованиями ВСН 005-88, ГОСТ 55990-2014; СП 406.1325800.2018, ГОСТ 32569-13.

Контролю физическими методами подвергаются 100 % сварных стыков промышленных участков трубопроводов, из них:

- 100% радиографическим методом;
- 100% ВИК.

Контроль сварных соединений технологических трубопроводов категории I A(a) выполнить физическими методами - 100%: ВИК-100%, радиографическим методом - **100%**.

Гарантийные сварные соединения в местах подключения к фонтанной арматуре скважин, подключение к существующим узлам, существующим трубопроводам подвергнуть двойному контролю: радиографическим и ультразвуковым способами. При отрицательных температурах (ниже -5 °С) УЗД заменяется магнитографией по ГОСТ 25225-82 или производится двойной радиографический контроль.

Гарантийные сварные соединения испытать на герметичность под рабочим давлением транспортируемым продуктом в течении не менее 2 часов.

Защита трубопроводов от коррозии

Защита подземных стальных трубопроводов от почвенной коррозии осуществляется заводской трехслойной антикоррозионной изоляцией на основе экструдированного полиэтилена.

Соединение секций труб и соединительных деталей трубопроводов с внутренним антикоррозионным покрытием на сварке предусмотрено с применением биметаллических втулок. Втулки поставляются совместно с секциями труб с внутренним покрытием и деталями трубопровода.

Для защиты от атмосферной коррозии наружная поверхность надземного трубопровода, арматуры, защитного футляра на переходе через ручей очищается от продуктов коррозии, обезжиривается, покрывается Грунтом-эмалью СБЭ-111 «УНИПОЛ» марки В-СЭ толщиной 80 мкн в 2 слоя.

Срок службы антикоррозионных покрытий наружной поверхности трубопровода, арматуры, а также металлоконструкций должен составлять не менее 15-20 лет в атмосфере с категорией коррозионной активности С3 по ISO 12944-2:1998.

Перед началом работ производитель должен проверить все поверхности, предназначенные для нанесения ЛКП, и подготовить их согласно требованиям инструкции поставщика красок и Стандарта предприятия на покраску.

Участок трубопровода, выходящий на поверхность, а также запорная арматура, фланцевые соединения в местах измерения прокладываются в тепловой изоляции. В качестве тепловой изоляции приняты полуцилиндры из минеральной ваты толщиной 60 мм по ГОСТ

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.		Подп.

21880-2011. В качестве покровного слоя тепловой изоляции приняты листы из оцинкованной стали толщиной не менее 0,5 мм по ГОСТ 21631-76.

На переходном участке «земля-воздух» тепловая изоляция трубопровода выводится на 0,5 м ниже уровня земли, включая покровной слой. После этого поверх тепловой изоляции наносится гидроизоляция на 0,5 м выше и ниже уровня земли.

Основные проектные решения по прохождению трассы трубопровода

Основным критерием выбора трасс служили минимизация ущерба окружающей природной среде, обеспечение высокой эксплуатационной надежности.

Расстояния от оси проектируемых трубопроводов до населенных пунктов, автодорог и параллельно проходящих коммуникаций приняты из условий безопасности в период строительства и эксплуатации объекта в соответствии с требованиями табл. 6, 7 ГОСТ Р 55990-2014, табл. 2.5.39 ПУЭ (изд. 7).

Расстояние между осями трубопроводов составляет:

- не менее 5 м для трубопроводов диаметром менее 150 мм включительно.

Проектируемые трубопроводы пересекают действующие надземные коммуникации.

Проектируемые трубопроводы по трассе пересекают болота I типа и заливаемые участки местности, вода на которых появляется в период весеннего половодья – сезонные разливы. Классификация торфяных оснований болот с точки зрения прокладки трубопроводов приведена в таблице 2.18.

Согласно пункту 10.2.2 ГОСТ Р 55990-2014 проектом предусмотрена подземная прокладка трубопроводов в местах пересечения с болотами. Прокладка трубопроводов предусмотрена непосредственно в торфяном слое (болота I типа).

Прокладку трубопроводов на болотах и обводненных участках следует производить преимущественно в зимнее время после замерзания верхнего слоя грунта или торфяного покрова. В зимнее время, когда слабые грунты проморожены недостаточно для прохода землеройных машин, траншею разрабатывают по технологии летнего строительства.

Строительно-монтажные работы осуществляются с вдольтрассового проезда. При строительстве трубопроводов в зимний период времени и устройстве траншеи при промерзании грунта на всю глубину разработки необходимо использовать предварительное рыхление грунтов тракторными рыхлителями.

При засыпке траншей мерзлым грунтом первоначально выполняется засыпка размельченным грунтом высотой от 0,2 до 0,3 м из отвала, после чего производится остальная засыпка с устройством грунтового валика, с учетом последующей его осадки при оттаивании.

Прокладка трубопроводов на всех типах предусмотрена преимущественно прямолинейно с минимальным числом поворотов.

В соответствии с ГОСТ Р 55990-2014 (п.9.3.13) и требованиями заказчика по трассам трубопроводов на расстоянии не более 500 м и на всех углах поворота, на переходах через препятствия необходимо предусмотреть установку на местности линейных опознавательных

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.		Подп.

знаков. На опознавательном знаке указывается: назначение трубопровода, диаметр, глубина заложения, километр или пикет трассы, владелец трубопровода, контактный телефон. Знаки устанавливаются с правой стороны по ходу движения перекачиваемой среды, перпендикулярно к трубопроводу на расстоянии 1 м от его оси.

Пересечения с подземными коммуникациями

Расстояние по вертикали в свету между существующим и проектируемым трубопроводами не менее 0,35 м, а кабелями 0,5 м. Пересечения выполнены под углом не менее 60°.

Земляные работы в местах пересечения подземных коммуникаций производятся вручную без применения ударных механизмов на расстоянии не менее 2 м в обе стороны от наружной образующей стенки трубы.

Пересечения с наземными коммуникациями

При пересечении воздушных линий электропередачи в соответствии с ПУЭ, 7-е издание, таблица 2.5.40, расстояние от оси подземного трубопровода до подземной части фундамента опор принято:

- для ВЛ 6, 35 кВ – не менее 5 м;

Пересечение проектируемого трубопровода с ВЛ выполняется в соответствии со следующими требованиями:

- угол пересечения проектируемого трубопровода с ВЛ-6кВ, 35-кВ не нормируется.

Охранная зона ВЛ по обе стороны от крайних не отклоненных проводов составляет:

- ВЛ 6 кВ - 10кВ - 10 м;

- ВЛ 35 кВ - 10кВ - 15 м.

При производстве работ на пересечениях трубопровода с линиями электропередачи в пределах охранной зоны ВЛ работы ведутся вручную с соблюдением требований правил электробезопасности. При работе землеройной техники в охранной зоне ВЛ необходимо снять напряжение с ВЛ. Согласно СНиП 12-03-2001 при обоснованной невозможности снятия напряжения с ВЛ работу в охранной зоне ВЛ разрешается проводить при условии выполнения следующих требований: расстояние от подъемной или выдвигной части строительной машины в любом ее положении до находящейся под напряжением ВЛ должно быть не менее указанного в таблице 8.1 СНиП 12-03-2001. При невозможности соблюдения расстояний, указанных в таблице 8.1, земляные работы вести вручную. Корпуса машин, за исключением машин на гусеничном ходу, должны быть заземлены при помощи инвентарного переносного заземления.

Пересечения с водными преградами

Прокладка трубопроводов через водные преграды предусматривается надземным (воздушным) способом. Прокладка переходов через ручьи трубопроводов, транспортирующих жидкие сероводородсодержащие продукты, осуществляется надземным способом в футляре.

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ	Лист
							30
Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

Створы переходов через ручьи выбраны на прямолинейных устойчивых плесовых участках с пологими неразмываемыми берегами русла при минимальной ширине заливаемой поймы. Створ перехода должен быть максимально приближен к 90°, но не менее 60° к динамической оси потока.

В границы воздушного (надводного) перехода трубопровода через водную преграду входят надземная часть и участки подземного трубопровода длиной по 50 м от мест выхода трубопровода из земли.

Проектная отметка верха защитного футляра выкидных линий трубопровода принята на 0,5 м выше уровня воды при 1 %-ной обеспеченности и наивысшего горизонта ледохода, определяемого на основании инженерных изысканий с учетом возможных деформаций русла в течение 25 лет после окончания строительства перехода, но не менее 1 м от естественных отметок дна водоема.

Прокладка трубопроводов через ручьи осуществляется в защитных футлярах из труб стальных электросварных прямошовных по ГОСТ 10704-91 из стали класса прочности не менее К42.

Диаметр футляра принимается больше диаметра трубопровода не менее чем на 200 мм - диаметром 325 мм. Толщина стенки стальной трубы футляров принята 10 мм.

При прокладке трубопровода в защитном футляре применяются опорно-направляющие кольца в комплекте с защитными прокладками, на концах кожуха устанавливаются манжеты резиновые герметизирующие с защитными укрытиями для герметизирующих манжет. После установки манжет производится испытание на герметичность межтрубного пространства сжатым воздухом давлением 0,01 МПа в течение 6 ч. При этом потеря давления не должна превышать 1%.

Согласно требований п.9.5 СП 284.1325800.2016 для уменьшения теплотерь, предотвращения образования ледяных пробок, предотвращения конденсации влаги, надземные трубопроводы, защитные футляры теплоизолируются. Теплоизоляция разработана в соответствии с СП 61.13330.2012" Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов".

Конструкция принята сборно-разборной съемной, согласно требованиям СП 61.13330.2012. Тип изоляции: полуцилиндры из минеральной ваты по ГОСТ 21880-2011 толщиной 60 мм. Покровный слой – сталь тонколистовая оцинкованная по ГОСТ 14918-80.

Пересечения с автомобильными дорогами

выкидные линии пересекают автомобильные дороги.

Угол пересечения трубопроводов с автомобильными дорогами принят максимально близким к 90°.

Прокладка проектируемых выкидных линий на пересечении с автомобильными дорогами предусмотрена открытым способом.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ	Лист
							31

Прокладка трубопроводов через автомобильные дороги осуществляется в защитных футлярах из труб стальных электросварных прямошовных по ГОСТ 10704-91 из стали класса прочности не менее К42.

Диаметр футляра принимается больше диаметра трубопровода не менее чем на 200 мм диаметром 325 мм. Толщина стенки стальной трубы футляров принята 10 мм.

Концы футляров, устанавливаемые на участках переходов трубопроводов через автомобильные дороги V категорий, должны выводиться на 5 м от бровки земляного полотна.

Глубина заложения составляет не менее 1,4 м от верха покрытия дороги до верхней образующей защитного футляра, а в выемках и на нулевых отметках, кроме того, не менее 0,5 м от дна кювета, водоотводной канавы или дренажа.

При прокладке трубопровода в защитном кожухе применяются опорно-направляющие кольца в комплекте с защитными прокладками, на концах кожуха устанавливаются манжеты резиновые герметизирующие с защитными укрытиями для герметизирующих манжет. После установки манжет производится герметичность межтрубного пространства сжатым воздухом давлением 0,01 МПа в течение 6 ч. При этом потеря давления не должна превышать 1%.

Изоляцию защитных футляров выполнить комплектом изоляционных материалов на основе полимерных ленточных материалов по ГОСТ Р 51164-98 конструкция №15. Покрытие труб для устройства защитных футляров по ГОСТ Р 51164-98 - праймер НК – 50 в один слой, лента изоляционная Полилен 40-ЛИ-63 в 1 слой и обертка защитная Полилен 40-ОБ-63 в один слой.

Испытания трубопровода

Для промысловых участков трубопроводов предусматриваются испытания первым этапом гидравлическим способом (для особо опасных участков) и вторым этапом – гидравлическим способом (для всех участков).

Давления испытания на прочность и герметичность приведены в п.2.25 тома ТКР1.

Испытание на прочность, плотность и герметичность проектируемого трубопровода в пределах площадки кустов (участок категории I, группы АБ) необходимо проводить гидравлическим способом в соответствии с ГОСТ 32569-2013 "Трубопроводы технологические стальные".

Величина пробного давления на прочность давлением $R_{исп.} = 1,43 \times R_{расч.} = 5,72$ МПа.

Решения по автоматизации

Местный контроль давления на скважине и узлах запорной арматуры осуществляется показывающими манометрами. Согласно технологической схеме допустимый предел давления среды в трубопроводе 4,0 МПа, предусматривается установка показывающего манометра со шкалой от 0 до 6 МПа. Отметка верхнего предела давления 4,0 МПа отмечена красной чертой на шкале манометра;

Для контроля состояния ЭЦН используется индикатор тока ИТ-2Н Местный контроль давления осуществляется манометрами МП4-У. Измерение давления дистанционно

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ	Лист
							32

осуществляется датчиком Метран-150TG (или аналог). Измерение расхода выполняется расходомером с частотно-импульсным выходом. Измерение уровня в дренажной емкости - местным поплавковым индикатором уровня.

Для контроля наличия опасных концентраций углеводородных газов в воздухе на открытых площадках применяются переносной газоанализатор СГГ-20.

Системой АСУТП ведется журнал истории сигнализации и нарушений. В нем в хронологическом порядке выводятся записи о происходящих в трубопроводе событиях. Глубина журнала истории сигнализации и нарушений составляет не менее года.

Все датчики, преобразователи в том числе поставляемые комплектно, соответствуют требованиям по степени защиты от воздействия окружающей среды:

- по взрывопожаробезопасности;

Все датчики и преобразователи имеют исполнения соответствующие требованиям категории наружной установки и помещения по пожарной опасности и классам взрывоопасной зоны согласно ПУЭ и ГОСТ 30852.9, категориям и группам взрывоопасной смеси, согласно ПУЭ (датчики, преобразователи имеют вид взрывозащиты d - взрывонепроницаемая оболочка);

- по климатическому исполнению;

Все датчики и преобразователи имеют исполнения соответствующие требованиям категории наружной установки и помещения по пожарной опасности и классам взрывоопасной зоны согласно ПУЭ и ГОСТ 30852.9, категориям и группам взрывоопасной смеси, согласно ПУЭ (датчики, преобразователи имеют вид взрывозащиты d - взрывонепроницаемая оболочка);

- по климатическому исполнению;

Все датчики и преобразователи имеют исполнения соответствующие требованиям категории наружной установки и помещения по пожарной опасности и классам взрывоопасной зоны согласно ПУЭ и ГОСТ 30852.9, категориям и группам взрывоопасной смеси, согласно ПУЭ (датчики, преобразователи имеют вид взрывозащиты d - взрывонепроницаемая оболочка);

- по устойчивости к воздействию агрессивных сред.

Возможна замена приборного парка с аналогичными техническими характеристиками.

Предусматриваемые в проекте материалы, оборудование КИПиА, в том числе импортные, сертифицированы и имеют разрешение Ростехнадзора на их применение в соответствии с требованиями Положения о порядке выдачи разрешений на применение технических устройств на опасных производственных объектах.

Подробные решения по автоматизации, включая объемы автоматизации и телемеханики приведены в томе У-НГИ-01-21-ИЛО6.

Решения по электроснабжению

Напряжение питающей сети 6/0,4/Утр. Сеть 0,4кВ выполнена с глухозаземленной нейтралью трансформатора, система заземления TN-S.

Схема электроснабжения выполнена на основании задания на проектирование и технических условий.

В соответствии с техническими условиями ООО ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» электроснабжение проектируемых электроприемников выполняется от существующих КТП-6/0,4кВ кустовых площадок. Подключение предусматривается от вновь установленных на свободное место автоматических выключателей.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ	Лист
							33

Прокладка кабельных линий 0,4кВ от существующих КТП 6/0,4кВ до проектируемых электроприемников предусматривается по существующим и проектируемым кабельным эстакадам.

Проектируемые электроприемники относятся к III категории электроснабжения. Кроме этого на оборудование автоматизации назначена – I категория по надежности электроснабжения, которая обеспечивается комплектными источниками бесперебойного питания.

Электроприёмники III категории в нормальных режимах должны обеспечиваться электроэнергией от одного источника питания, при условии, что перерывы в электроснабжении не превышают 1 суток (п.1.2.21 ПУЭ, 7 издание).

Схема электроснабжения, оборудование и материалы, предусмотренные проектом, обеспечивают требуемое качество электроэнергии.

Напряжение силовой сети потребителей узлов запорной арматуры принято ~ 380/220 В, 50 Гц, напряжение цепей управления ~ 220 В, 50 Гц.

Требования к качеству электроэнергии установлены ГОСТ 32144-2013, согласно которому положительные и отрицательные отклонения напряжения в точке передачи электрической энергии не должны превышать 10 % номинального или согласованного значения напряжения в течение 100 % времени интервала в одну неделю.

Проектируемые электроустановки не искажают уровни показателей ГОСТ 32144-2013.

Принятый класс напряжения распределительной сети, сечения кабелей, выбор трассы кабельных линий, обеспечивают передачу электроэнергии от источника к потребителю с минимальной потерей напряжения.

Подробнее приведено в томе 4.3.1 ИЛОЗ.1 «Система электроснабжения».

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ	Лист
							34
Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

15 ЗАВЕРЕНИЕ ПРОЕКТНОЙ ОРГАНИЗАЦИИ О ТОМ, ЧТО ОПР РАЗРАБОТАНЫ В СООТВЕТСТВИИ С ЗП, ГРАДОСТРОИТЕЛЬНЫМ РЕГЛАМЕНТОМ, ТЕХНИЧЕСКИМИ РЕГЛАМЕНТАМИ, В ТОМ ЧИСЛЕ УСТАНОВЛИВАЮЩИМИ ТРЕБОВАНИЯ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЗДАНИЙ, СТРОЕНИЙ, СООРУЖЕНИЙ И БЕЗОПАСНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПРИЛЕГАЮЩИХ К НИМ ТЕРРИТОРИЙ, И С СОБЛЮДЕНИЕМ ТУ

Проектная документация разработана в соответствии с заданием на проектирование объекта «Реконструкция промысловых трубопроводов Возейского месторождения ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» в 2023 году» б/н от 25.11.2020, утвержденное первым заместителем генерального директора – главным инженером ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» И.В. Шарповым; градостроительным регламентом, действующими техническими регламентами, в том числе устанавливающими требования по обеспечению безопасной эксплуатации зданий, строений, сооружений и безопасного использования прилегающих к ним территорий, и с соблюдением технических условий.

Генеральный директор
ООО ПЦ УГНТУ
«Нефтегазинжиниринг»



/Д.С. Матвеев/

Главный инженер
проекта

В.Р. Хисамов

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ	Лист
							35
Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

СПИСОК ССЫЛОЧНЫХ МАТЕРИАЛОВ

Градостроительный кодекс Российской Федерации от 29 декабря 2004 г. №190-ФЗ (ред. от 02.07.2021);

«Положение о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» утвержденное постановлением Правительства РФ от 16 февраля 2008 г. №87 (с изменениями на 15 июля 2021 года);

Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" №534 от 15 декабря 2020 года;

Федеральный закон от 21 июля 1997г. №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» (с изменениями на 11 июля 2021 года);

Федеральный закон от 22 июля 2008г. №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» (с изменениями на 30 апреля 2021 года);

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

ГОСТ Р 55990-2014 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования;

СП 44.13330.2011 Административные и бытовые здания. Актуализированная редакция СНиП 2.09.04-87 (с Поправкой, с Изменениями N 1, 2, 3);

СП 284.1325800.2016 Трубопроводы промышленные для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ;

СП 411.1325800.2018 Трубопроводы магистральные и промышленные для нефти и газа. Испытания перед сдачей построенных объектов;

СП 406.1325800.2018 Трубопроводы магистральные и промышленные стальные для нефти и газа. Монтажные работы. Сварка и контроль ее выполнения;

СП 231.1311500.2015 Свод правил обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности;

СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95* (с Изменением N1);

СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности (с Изменением N 1);

СП 76.13330.2016 «Электротехнические устройства»;

СП 18.13330.2019 Производственные объекты. Планировочная организация земельного участка (Генеральные планы промышленных предприятий). СНиП II-89-80* (с Изменением N 1);

СП 34.13330.2012 Автомобильные дороги. Актуализированная редакция СНиП 2.05.02-85* (с Изменениями N 1, 2);

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.		Подп.

ГОСТ Р 52289-2019 Технические средства организации дорожного движения. Правила применения дорожных знаков, разметки, светофоров, дорожных ограждений и направляющих устройств;

ГОСТ Р 2.2.2006-05 Гигиена труда. Руководство, по гигиенической оценке, факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда;

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

ГОСТ 9544-2015 Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов;

ГОСТ 15150-69 Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды (с Изменениями N 1, 2, 3, 4, 5);

ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны;

ГОСТ 30852.11-2002 (МЭК 60079-12:1978) Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 12. Классификация смесей газов и паров с воздухом по безопасным экспериментальным максимальным зазорам и минимальным воспламеняющим токам;

ГОСТ 50571.5.54-2013 Электроустановки низковольтные. Часть 5-54. Выбор и монтаж электрооборудования. Заземляющие устройства, защитные проводники и защитные проводники уравнивания потенциалов;

Правила устройства электроустановок (ПУЭ). Глава 1.7 Заземление и защитные меры электробезопасности (Издание седьмое);

Постановлением Правительства РФ от 29.06.2018 г. № 758 «О ставках платы за негативное воздействие на окружающую среду при размещении твердых коммунальных отходов IV класса опасности (малоопасные) и внесении изменений в некоторые акты правительства Российской Федерации» (с изменениями от 16.02.2019);

Постановление Правительства РФ от 16.02.2019 N 156 «О внесении изменений в ставки платы за негативное воздействие на окружающую среду при размещении твердых коммунальных отходов IV класса опасности (малоопасные);

Постановление Правительства РФ от 3 марта 2018 г. № 222 «Об утверждении Правил установления санитарно-защитных зон и использования земельных участков, расположенных в границах санитарно-защитных зон» (с изменениями на 21 декабря 2018 года);

Водный Кодекс Российской Федерации №74-ФЗ от 03.06.2006 г. (редакция, действующая с 02.07.2021);

Закон РФ «Об охране окружающей среды» №7-ФЗ от 10.01.02 г. (редакция от 02.07.2021)

Федеральный закон "Об отходах производства и потребления" от 24.06.1998 N 89-ФЗ (редакция от 02.07.2021);

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ	Лист
							37
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата		

Взам. инв. №

Подп. и дата

Изм. № подл.

Земельный кодекс Российской Федерации от 25.10.2001 N 136-ФЗ (ред. от 02.07.2021)

Постановление Правительства РФ от 13.09.2016 N 913 "О ставках платы за негативное воздействие на окружающую среду и дополнительных коэффициентах" (ред. от 24.01.2020)

Постановление Правительства РФ от 24.07.2000 N 554 Об утверждении Положения о государственной санитарно-эпидемиологической службе Российской Федерации и Положения о государственном санитарно-эпидемиологическом нормировании (с изменениями на 15 сентября 2005 года);

Приказ Росприроднадзора от 22.05.2017 N 242 (ред. от 29.03.2021) "Об утверждении Федерального классификационного каталога отходов";

ГОСТ 17.2.1.01-76 Охрана природы (ССОП). Атмосфера. Классификация выбросов по составу;

Постановление Правительства РФ от 25.09.2007 N 74 СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов (с изменениями на 25.04.2014);

ГОСТ 17.2.4.02-81 Охрана природы (ССОП). Атмосфера. Общие требования к методам определения загрязняющих веществ.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.		Подп.

ПРИЛОЖЕНИЕ А. ЗАДАНИЕ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ

СОГЛАСОВАНО:

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

_____ А.Б. Клюев
« ____ » _____ 2020

УТВЕРЖДАЮ:

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

_____ И.В. Шарапов
« 26 » _____ 2020



ЗАДАНИЕ

на проектирование объекта

**«Реконструкция промышленных трубопроводов Возейского
месторождения ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»
в 2023 году».**

Перечень основных данных и требо- ваний	Показатели
1. Основание для проектирования	1.1. Согласно Программе капитального строительства ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» 2021-2023.
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 Программе капитального строительства ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» 2021-2023.
5. Застройщик/Технический заказчик	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. Возейское н.м.
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. Техничко-экономические показатели: - Выкидная линия «к.1345 до т.вр. 1345» (Ø 89 х 6мм, L – 700 м - ориентировочно); - выкидная линия «к.3080 до т.вр. 3080» (Ø 89 х 6мм, L – 150 м - ориентировочно); - выкидная линия «к.755 до УЗ. К. 4019» (Ø 89 х 6мм, L – 1300 м - ориентировочно); - выкидная линия «скв.1230 до т.вр. скв. 1230» (Ø 89 х

«Реконструкция промышленных трубопроводов Возейское месторождения
по ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» в 2023 году».

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ

Лист

39

Перечень основных данных и требований	Показатели
	<p>6мм, L – 1300 м - ориентировочно); - выкидная линия «скв. 347 до ЗУ-52а» (Ø 89 х 6мм, L – 800 м - ориентировочно); - выкидная линия «скв. 347 до ЗУ-49» (Ø 89 х 6мм, L – 500 м - ориентировочно); - выкидная линия «т.вр. к. 2оц до т.вр. 1451» (Ø 89 х 6мм, L – 1500 м - ориентировочно); - выкидная линия «скв. 3082 до т.вр. 378» (Ø 89 х 6мм, L – 400 м - ориентировочно). Протяженность уточнить после выполнения инженерных изысканий. Диаметр и толщину стенки определить на основании теплогидравлических и прочностных расчетов, согласовать с Заказчиком. 11.2. При реконструкции (строительстве) трубопровода предусмотреть демонтаж существующего, подлежащего реконструкции трубопровода.</p>
12. Расчетная стоимость реконструкции	<p>12.1. Стоимость реконструкции определить проектом. 12.2. Сметная документация должна быть разработана базисно-индексным методом в базе ФСНБ-2001, с пересчетом в текущий уровень цен на момент составления сметной документации в действующей редакции, с текущими изменениями в соответствии с МДС 81-35.2004 (с использованием текущих индексов Минстроя) в объектных сметах. 12.3. Сметную документацию разработать на основании исходных данных для составления сметной документации по объекту, выданных ОПиОС; ТУ к ПОС, выданных ПООМиР. 12.4. Сметную документацию предоставлять после согласования Застройщика/Технического заказчика, рабочая документация с учетом всех внесенных корректировок по замечаниям. В сводном сметном расчете предусмотреть стоимость рекультивации земель. 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 комплекса выполняемых работ. ВР должны соответствовать согласованной рабочей документации. 12.6. Стоимость материала и оборудования, применять согласно базе ФСНБ-2001. При отсутствии в базе, необходимо в расчет включать стоимость по прайс-листам, с указанием завода-изготовителя, даты запроса коммерческого предложения и уточнением применения НДС, согласованные с ОМТО Заказчика. 12.7. Стоимость грунта, расстояние транспортировки от карьеров до площадки строительства, необходимо применять согласно ТУ на ПОС, выданным ПООМиР и ИД, выданных ОПиОС. 12.8. В сметной документации предусмотреть отдельным расчетом проведение работ по предпусковой диагностики-</p>

«Реконструкция промышленных трубопроводов Возейское месторождения по ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» в 2023 году».

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	

У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ

Перечень основных данных и требований	Показатели
	ке, в соответствии с пунктом 723 ПБНГП (Приказ Ростехнадзора от 12.03.2013 N101).
13. Основные требования по инженерному обеспечению	<p>13.1. При проектировании предусмотреть коридорную прокладку коммуникаций, с единым отводом земли под весь коридор коммуникаций. До согласования технического задания на выполнение инженерных изысканий рассмотреть варианты прокладки коридоров трасс, утвердить наиболее оптимальную трассу прокладки согласовать с КЦДНГ и ОППДиТТ.</p> <p>13.2. Проектную документацию разработать с учетом требований международного стандарта ISO 14001:2015 и ГОСТа Р 58367-2019 (утвержден Приказом № 82-ст от 12.03.2019) «Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование».</p> <p>13.3. Разработать основные проектные решения (ОПР) с учётом технических условий ОППД и ТТ. В составе ОПР представить:</p> <ul style="list-style-type: none"> - предварительную стоимость реконструкции; - теплогидравлический и прочностной расчет; - карточку применяемых материалов; - схемы автоматизации и телемеханизации; - материалы, обосновывающие применяемое оборудование и технические характеристики; - технологические схемы; - вариант прокладки трубопроводов, обоснование прокладки трубопроводов; - схемы электроснабжения (при установке электроприборной ЗРА); - конструктивные строительные решения; - основные решения по организации строительства; - предварительные спецификации оборудования; - схемы связи; - 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. При разработке проектной документации предоставить обоснование (ТЭО) применения/неприменения и установки ЭХЗ.</p> <p>13.5. Проект разработать с учетом требований стандарта «Трубопроводы нефтепромысловые территориальных производственных предприятий ООО «ЛУКОЙЛ-Коми». Система коррозионного мониторинга» (утвержден Приказом № 125 от 08.02.2018).</p> <p>13.6. Требования к проектированию трубопроводов принять согласно техническим условиям ОППД и ТТ:</p> <ul style="list-style-type: none"> - физико-химические свойства нефти и жидкости принять согласно проекту разработки месторождения; - максимальное рабочее проектное давление выкидных линий – 4,0 Мпа; - материал труб принять на основании теплогидравли-

«Реконструкция промышленных трубопроводов Возейское месторождения по ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» в 2023 году».

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	

У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ

Перечень основных данных и требований	Показатели
	<p>ческих, прочностных и технико-экономических расчетов, а также в соответствии с едиными «Техническими требованиями к материальному исполнению труб и покрытий для строительства, реконструкции (модернизации, технического перевооружения), капитального и текущего ремонта промышленных, межпромышленных, магистральных, шахтных и технологических трубопроводов на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» (Распоряжение №75 от 22.08.2018). Тип и марку труб предоставить Заказчику на согласование;</p> <ul style="list-style-type: none"> - в случае пересечения проектируемыми объектами существующих коммуникаций ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» и сторонних организаций (при наличии таковых) запросить ТУ на пересечение и согласовать рабочую документацию с владельцами пересекаемых коммуникаций, предоставив в адрес Застройщика/технического заказчика, необходимые документы о согласовании пересечений существующих коммуникаций проектируемыми объектами сторонними организациями; - теплогидравлические расчеты на выкидные линии предоставлять в графическом и табличном виде с приложением исходных данных, использованных для расчета. Теплогидравлические расчеты согласовать с ОППДиТТ ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз». Для теплогидравлических расчетов необходимо использовать сертифицированный программный комплекс, позволяющий моделировать трехфазный поток с учетом пробковой структуры течения ГЖС, с учетом компонентного состава нефти, газа и воды, а также высотных отметок по профилю трассы трубопровода; - при проектировании трубопроводов учитывать требования регламента «По наименованию промышленных трубопроводов, составлению паспортов и схем трубопроводных систем ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» (приложение к приказу ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» от 05.12.2013); - при проектировании трубопроводов учитывать Технологическую инструкцию входного контроля трубопроводной арматуры для нефтегазодобывающих обществ ПАО «ЛУКОЙЛ» и подрядных организаций (Приказ №602 от 30 сентября 2015); - при проектировании трубопроводов учесть требования Стандарта ПАО «ЛУКОЙЛ» СТО ЛУКОЙЛ 1.19.3-2013 «Трубопроводы промышленные из альтернативных материалов в нефтегазодобывающих организациях Группы «ЛУКОЙЛ». Порядок применения и эксплуатации» (прил. к Приказу № 389 от 26.06.2013), руководящего документа «Практическое руководство по эксплуатации, ревизии и отбраковке нефтепромышленных трубопроводов из полимерно-армированных труб на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» (прил. к Приказу №723 от 29.12.2008); - при проектировании учесть требования Технической политики Группы «ЛУКОЙЛ» в области энергетической

«Реконструкция промышленных трубопроводов Возейское месторождения
по ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» в 2023 году».

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ

Перечень основных данных и требований	Показатели
	<p>эффективности.</p> <p>13.7. Проектные решения в части автоматизации и метрологии выполнить в соответствии с ТУ на автоматизацию и метрологию.</p> <p>13.8. Требования к разработке опросных листов и технических требований на основное технологическое и вспомогательное оборудование:</p> <ul style="list-style-type: none"> - при составлении опросных листов на запорно-регулирующую арматуру учесть требования Технической инструкции по заказу трубопроводной арматуры для нефтегазодобывающих обществ ПАО «ЛУКОЙЛ» (введен Приказом №678 от 09.11.2015); учесть требования Протокола №1 АШ-34П от 22.12.2016 «НГДО ПАО «ЛУКОЙЛ»; учесть технические требования для разработки унифицированных опросных листов на поставку ТПА в зависимости от перекачиваемых сред в ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» от 17.05.2017; учесть «Единые Технические требования на поставку задвижек для промышленных и технологических трубопроводов в нефтегазодобывающих обществах ПАО «ЛУКОЙЛ», обязательны к применению с 15.10.2017; - при составлении опросных листов 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 оборудования или материала, электрооборудование, оборудование и приборы КИПиА, предварительно согласовав с Застройщиком/техническим заказчиком (ответственность Подрядчика); - оплата работ Подрядчику по выполнению этапа «Рабочая документация» будет производиться с учетом завизированных Застройщиком/Техническим заказчиком ОЛ и дальнейшей передачей согласованных ОЛ в ПООМиР; - 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.
14. Выделение очередей и пусковых комплексов	<p>14.1. Проектом предусмотреть строительство и ввод отдельных объектов согласно наименованию каждого трубопровода по выданным ТУ отдела ОПД и ТТ.</p> <p>14.2. Выделить в отдельные этапы строительства каждый трубопровод:</p> <p>1 этап: Выкидная линия «к.1345 до т.вр. 1345»;</p> <p>2 этап: выкидная линия «к.3080 до т.вр. 3080»;</p>

«Реконструкция промышленных трубопроводов Возейское месторождения
по ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» в 2023 году».

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ

Перечень основных данных и требований	Показатели
	3 этап: выкидная линия «к.755 до УЗ. К. 4019»; 4 этап: выкидная линия «скв.1230 до т.вр. скв. 1230»; 5 этап: выкидная линия «скв.347 до ЗУ-52а»; 6 этап: выкидная линия «скв.347 до ЗУ-49»; 7 этап: выкидная линия «т.вр.к.2оц до т.вр. 1451»; 8 этап: выкидная линия «скв.3082 до т.вр. 378».
15. Уровень ответственности зданий и сооружений (требования Федерального закона от 30.12.2009 № 384)	15.1. Идентификационные признаки проектируемых сооружений определить в соответствии с частью 1 ст.4 №384 - ФЗ от 30.12.2009 «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»: - назначение: производственное; - принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры: не принадлежит; - возможность опасных природных процессов и явлений: согласно карте общего сейсмического районирования ОСР-97-13 5% СП 44-13330.2011 район строительства относится к 5-балльной зоне интенсивности; сильные ветры со скоростью 25-30 м/с (при порывах до 40 м/с), ливневые дожди, град, сильные снегопады, наледеобразование, сильные морозы, затяжные метели, опасность природных пожаров; - принадлежность к ОПО: определить проектом, согласно Федерального закона от 21.07.1977 №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»; - пожарная и взрывопожарная опасность: определить проектом; - наличие помещений с постоянным пребыванием людей (здания отсутствуют); - уровень ответственности сооружений: определить проектом.
16. Требования к архитектурно-строительным, объемно-планировочным и конструктивным решениям и гигиене труда.	16.1. Основные решения по компоновке оборудования принять в блочном исполнении полной заводской готовности, в т.ч. внешняя окраска блоков должна быть предусмотрена в соответствии с фирменным стилем ПАО «НК ЛУКОЙЛ» и отвечать требованиям «Правил противопожарного режима в РФ», утвержденные Постановлением Правительства РФ от 25.04.2012 №390 «О противопожарном режиме» и требованиям Федерального закона №123-ФЗ от 22.07.2008 «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности». 16.2. 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); Защиту строительных конструкций от коррозии предусмотреть в соответствии с требованиями №384-ФЗ от 30.12.2009 и нормативными документами ПАО «ЛУКОЙЛ».

«Реконструкция промышленных трубопроводов Возейское месторождения по ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» в 2023 году».

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	

У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ

Перечень основных данных и требований	Показатели
<p>17. Требования и условия к разработке природоохранных мер и мероприятий.</p>	<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 соответствии с законодательством РФ.</p> <p>17.6. Разработать отдельной книгой проект рекультива-</p>

«Реконструкция промысловых трубопроводов Возейское месторождения по ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» в 2023 году».

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ

Перечень основных данных и требований	Показатели
	<p>ции земель с последующим согласованием и утверждением, 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>18. Требования к режиму безопасности, организации и условиям труда, требования промышленной и пожарной безопасности</p>	<p>18.1. Раздел "Организация и условия труда, обеспечение газовой и пожарной безопасности при строительстве и эксплуатации производственных объектов" выполнить согласно Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору Приказ от 12 марта 2013 N 101 Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности":</p> <ul style="list-style-type: none"> - 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» № 149 от 26.08.2019); - 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» № 133 от 24.07.2019); - СТО ЛУКОЙЛ 1.6.8.-2019 «Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Планирование мероприятий». (приложение №3 к приказу ПАО «ЛУКОЙЛ» № 133 от 24.07.2019). - 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» № 149 от 26.08.2019); - 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» № 149 от 26.08.2019). <p>18.2. Разработать раздел «Перечень мероприятий по обеспечению пожарной безопасности» в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 16 февраля 2008 года № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию», Федеральным законом от 22.07.2008 №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», и другими дей-</p>

«Реконструкция промысловых трубопроводов Возейское месторождения по ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» в 2023 году».

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	

У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ

Перечень основных данных и требований	Показатели
	<p>ствующими нормативными документами РФ в области пожарной безопасности.</p> <p>18.3. Отнесение проектируемого объекта к категории по ГО определить проектом. Самостоятельно запросить исходные данные в Главном управлении МЧС России по Республике Коми.</p> <p>18.4. В случае отнесения объекта к 1-му или 2-му классу опасности (согласно Федеральному закону от 21.07.1997 №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов») разработать Декларацию промышленной безопасности с последующим внесением в Государственный реестр деклараций по промышленной безопасности.</p> <p>18.5. При необходимости в соответствии с законодательством РФ разработать Декларацию пожарной безопасности.</p>
<p>19. Требования по разработке инженерно-технических мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций</p>	<p>19.1. Работы выполнить согласно:</p> <ul style="list-style-type: none"> - СТО ЛК 01-2019 (приложение к приказу №769 от 27.09.2019), Стандарта ПАО "ЛУКОЙЛ" СТО ЛУКОЙЛ 1.6.15-2016 (приложение №5 к приказу № 106 от 09.06.2016) и ГОСТ 55201-2012, Стандарта ПАО "ЛУКОЙЛ" СТО ЛУКОЙЛ 1.6.9.1-2019 (приложение к приказу №149 от 26.08.2019), Стандарта ПАО "ЛУКОЙЛ" СТО ЛУ-КОЙЛ 1.6.11-2019 (приложение к приказу №133 от 24.07.2019); - СТО ЛК 01-2019 (приложение к приказу №769 от 27.09.2019); - 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» № 149 от 26.08.2019); - СТО ЛУКОЙЛ 1.6.8.-2019 «Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Планирование мероприятий». (приложение №3 к приказу ПАО «ЛУКОЙЛ» № 133 от 24.07.2019); - 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» № 149 от 26.08.2019); - 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» № 149 от 26.08.2019).
<p>20. Дополнительные условия проектирования</p>	<p>20.1. Перед подписанием договора на выполнение проектно-изыскательских работ Подрядчик обязан полностью ознакомиться с Заданием на проектирование, ко-</p>

«Реконструкция промысловых трубопроводов Возейское месторождения по ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» в 2023 году».

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ

Перечень основных данных и требований	Показатели
	<p>торое является неотъемлемой частью договора. Вся выданная информация в Задании на проектирование и технических условиях устраивает проектную организацию в части полноты представления исходных данных.</p> <p>20.2. 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. Данный факт не влияет на сроки и стоимость работ.</p> <p>20.3. Обеспечить прибытие специалистов подрядной организации на технический совет ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» перед началом проектно-изыскательских работ для сбора необходимых для дальнейшей работы дополнительных исходных данных.</p> <p>20.4. Выполнить согласование проектной документации со всеми государственными контролирующими органами в соответствии с Постановлением правительства РФ №145 от 05.03.2007 «О порядке согласования и проведения государственной экспертизы проектной документации и результатов инженерных изысканий» и получить положительное заключение Главгосэкспертизы.</p> <p>20.5. Требования к выполнению и сдаче комплексных инженерных изысканий:</p> <ul style="list-style-type: none"> - выполнить инженерные изыскания на основании Типовых технических условий маркшейдерско-геодезической службы; - предусмотреть выполнение инженерных изысканий с учетом Требований УОИиЗУ; - 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 сооружений в соответствии со ст.4 №384-ФЗ от 30.12.2009 «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений», указанные в п.15.1 в Задании на проектирование объекта; - 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; - 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>20.6. Требования к выполнению землеустроитель-</p>

«Реконструкция промышленных трубопроводов Возейское месторождения по ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» в 2023 году».

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	

Перечень основных данных и требований	Показатели
	<p>ных работ по объектам КС:</p> <ul style="list-style-type: none"> - 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; - Если изменения проектных решений влекут за собой изменения касемо 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); - Предоставить расчет площадей земельного участка в формате MapInfo (*.tab) согласно формы заявки для организации землеустроительных работ и требований к её заполнению (Приказ №467 от 22.07.2016); - При формировании и направлении расчета площадей осуществить разбивку проектной полосы для строительства и эксплуатации объекта. <p>20.7. 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>20.8. Проектировщик осуществляет сопровождение проектной документации в органах ГТЭ до получения положительного заключения.</p> <p>20.9. С вступлением в силу Федерального закона №194-ФЗ от 13.07.2020 «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>20.10. В случае получения отрицательного заключения ГТЭ и экологической экспертизы, расходы на повторное проведение экспертизы возлагаются на Проектировщика.</p> <p>20.11. 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 уста-</p>

«Реконструкция промысловых трубопроводов Возейское месторождения по ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» в 2023 году».

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	

У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ

Перечень основных данных и требований	Показатели
	<p>новленный для их устранения и исправления.</p> <p>20.12. В соответствии с Приказом «Об утверждении положения об оценке воздействия намечаемой хозяйственной и иной деятельности на окружающую среду в РФ» № 372 от 16.05.2000 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>
<p>21. Исходные материалы, выдаваемые Застройщиком/техническим заказчиком.</p>	<p>21.1. Исходные данные для разработки спецразделов к проектной документации: "Декларация промышленной безопасности"; "Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера"; "Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности"; "Организация и условия труда работников. Управление производством и предприятием"; "Идентификация и оценка производственных и профессиональных рисков".</p> <p>21.2. ТУ ОППДиТТ на реконструкцию промысловых трубопроводов.</p> <p>21.3. Исходные данные для составления сметной документации.</p> <p>21.4. ТУ на разработку раздела «Проект организации строительства».</p> <p>21.5. ТУ для формирования штатного расписания.</p> <p>21.6. Протокол №727 от 27.12.2017 «Рассмотрение предложений Службы заместителя генерального директора по капитальному строительству по оптимизации затрат за счет изменения проектных решений».</p> <p>21.7. Требования к проектно-сметной документации (для целей землепользования) от УОИиЗУ.</p> <p>21.8. Распоряжение №75 от 22.08.2018 «Об утверждении единых Технических требований к материальному исполнению трубопроводов».</p> <p>21.9. Распоряжение №100 от 29.11.2018 «О приемке в эксплуатацию трубопроводов после строительства и реконструкции».</p> <p>21.10. Типовые ТУ на разработку проектной документации: строительство, реконструкцию (модернизацию, тех. перевооружению) магистральных и промысловых трубопроводов (газопроводов, нефтегазопроводов, нефтепроводов, водоводов высокого давления и низкого давления) от 08.02.2018</p> <p>21.11. ТУ на проектирование раздела «Автоматизация и метрология».</p> <p>21.12. Типовые технические условия «Выполнение и сдача материалов по инженерно-геодезическим изысканиям, выполняемым подрядными организациями»;</p> <p>21.13. Технические условия на сети связи;</p>

«Реконструкция промысловых трубопроводов Возейское месторождения по ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» в 2023 году».

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ

Перечень основных данных и требований	Показатели
	21.14. Типовые технические условия и решения необходимые при проектирование, строительстве, реконструкции, модернизации и эксплуатации НГПО курируемого службой главного механика. 21.15. Технические условия на разработку разделов по «Охране окружающей среды».
22. Требования к передаваемой Застройщику/техническому заказчику документации	22.1. Материалы инженерных изысканий представить в электронном виде по накладной для согласования с Застройщиком/техническим заказчиком. 22.2. Проектную документацию представить в электронном виде по накладной для согласования с Застройщиком/техническим заказчиком. 22.3. Рабочую документацию представить по накладной: - в электронном виде для согласования с Застройщиком/техническим заказчиком; - на бумажном носителе после согласования специалистами Застройщика/технического заказчика (по запросу Застройщика/технического заказчика). 22.4. После получения положительного заключения Главгосэкспертизы РФ, с учетом корректировки по замечаниям ГГЭ: - 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. 22.5. После получения положительного заключения экспертизы, с учетом корректировки по замечаниям экспертизы, Подрядчик передает проектную, рабочую и сметную документацию по накладной с аналитической таблицей внесенных изменений в ранее разработанную документацию. 22.6. В электронном виде материалы должны быть оформлены в формате PDF, с использованием программ «Microsoft Word»- текстовые материалы, «Microsoft Excel»-табличные, «AutoCAD» (форм dwg) – графические.

Главный инженер
ТНП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»



А.В. Косак

«Реконструкция промысловых трубопроводов Возейское месторождения по ТНП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» в 2023 году».

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	

У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ

Лист

51

**ПРИЛОЖЕНИЕ Б. ТИПОВЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ. ВЫПОЛНЕНИЕ И
СДАЧА МАТЕРИАЛОВ ПО ИНЖЕНЕРНО-ГЕОДЕЗИЧЕСКИМ ИЗЫСКАНИЯМ,
ВЫПОЛНЯЕМЫМ ПОДРЯДНЫМИ ОРГАНИЗАЦИЯМИ**

УТВЕРЖДАЮ
Начальник Управления
маркшейдерско-геодезических работ –
Главный маркшейдер
ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»

 И.А. Озун
(подпись)

«__» _____ 20__ г.

**Типовые технические условия
Выполнение и сдача материалов по инженерно-геодезическим изысканиям,
выполняемым подрядными организациями**

- 1 Общие данные**
- 1.1 Инженерно-геодезические изыскания для строительства объектов нефтедобычи ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» следует выполнять в соответствии с требованиями строительных норм и нормативно-технических документов Федеральной службы геодезии и картографии России, регламентирующих производство геодезических и картографических работ федерального назначения, руководствуясь СП 47.13330.2012 «Инженерные изыскания для строительства. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 11-02-96», СП 11-104-97 «Инженерно-геодезические изыскания для строительства», ВСН 30-81 «Инструкция по установке и сдаче заказчику закрепительных знаков и реперов при изыскании объектов нефтяной промышленности», ГКИНП 02-033-82 «Инструкция по топографической съемке в масштабах 1:5000, 1:2000, 1:1000, 1:500».
- 1.2 Данные о пунктах государственной геодезической сети, необходимые для создания планово-высотного обоснования при инженерных изысканиях, запросить в Росреестре в установленном порядке;
- 1.3 При разработке проектных решений обустройства кустов скважин учесть проектные решения на строительство соответствующих скважин, согласно утвержденной типовой схеме (в частности расположение бурового оборудования, шламонакопителя, границ земельных участков).
- 1.4 Согласовать с Заказчиком техническое задание на выполнение инженерных изысканий подготовленное Главным инженером проекта, после предпроектных проработок.
- 1.5 Перед началом полевых работ по изысканиям направить Заказчику программу комплексных инженерных изысканий, в которой обосновать состав, объем, методы, технологию, последовательность, место и время производства отдельных видов работ, охарактеризовать степень изученности исследуемой территории на основе анализа имеющихся материалов изысканий прошлых лет. Согласовать программу инженерных изысканий.
- 1.6 До выполнения инженерных изысканий ГИП подготовить на топографической основе ситуационный план прохождения трасс коммуникаций и расположения оборудования на кустовых и промышленных площадках с отображением отведенных земельных участков, нерестоохраненных зон, водоохраненных зон, границ территорий особого режима использования и разрезов с расстояниями между коммуникациями. Данный план и технические решения по размещению сооружений вынести на технический совет для согласования с ответственными специалистами Заказчика.
- 1.7 В случае обнаружения постоянных мест стоянок коренных и малочисленных жителей, а также пунктов забоя скота, коралей и иных проявлений промыслово-хозяйственной жизнедеятельности, ведения оленеводства и рыболовства (оленьи тропы, оленьи переходы и т.д.). В обязательном порядке сообщить Заказчику и Генпроектировщику, с указанием размещения на топографических планах, представить координаты мест размещения и дать расстояние до проектируемых объектов.
- 1.8 По линейным объектам (трубопроводам, автодорог) оценить необходимость устройства

Изм.	Кол.уч.	Лист	Нодок.	Подп.	Дата

У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ

Лист

52

оленьих переходов. Конструктивные решения по переходам и предполагаемое местоположение линейных объектов согласовать с соответствующим СПК колхозом.

- 1.9 Организации, выполняющие инженерные изыскания, и их должностные лица несут установленную законодательством ответственность за полноту и достоверность материалов инженерных изысканий.
- 1.10 Закрепления сдать ответственному представителю отдела маркшейдерско-геодезических работ/маркшейдерской службы НШУ Управления маркшейдерско-геодезических работ ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» с оформлением акта приемки-передачи с организацией транспорта, как внутреннего, так и внешнего.
- 1.11 Планы согласовать с эксплуатирующими организациями на предмет полноты и достоверности нанесения сооружений и коммуникаций.
- 1.12 Ведомости пересечений (автодороги, ВЛ, коммуникации) должны содержать информацию о владельцах (адрес, телефон) и подписи владельцев.
- 1.13 Для минимизации ошибок в исходных данных при производстве работ по плано-высотному обоснованию на объекте в качестве исходных данных использовать или только пункты полигонометрии, или только пункты триангуляции. Определения координат и высот пунктов с применением спутниковых приемников выполнять обязательно с четырех исходных пунктов и более ГГС (или разрядной полигонометрии или триангуляции и полигонометрии 4 класса).
- 1.14 Инженерно-геодезические изыскания необходимо выполнять в Условной СК-63г (Усинский, Ухтинский регионы), в СК -42г (Северный регион), система высот Балтийская 1977г. (или в случае необходимости в иной системе координат по согласованию с Отделом МГР по региону и маркшейдерской службой НШУ).

2 Основные требования по выполнению топографических съемок

- 2.1 Выполнить рекогносцировку на местности, для определения возможности размещения проектируемых площадок в соответствии с требованиями технического задания. В случае обнаружения непредвиденной ситуации (большие перепады высот, заболоченность, наличие лесных посадок и другие сложные условия) незамедлительно информировать ГИПа.
- 2.2 Ситуация и рельеф местности, подземные и надземные сооружения должны изображаться на инженерно-топографических планах масштабными условными знаками, утвержденными или согласованными федеральной службой геодезии и картографии России.
- 2.3 Топографическая съемка выполняется в заданном масштабе с высотой сечения рельефа согласно ГКИНП 02-033-82 «Инструкция по топографической съемке в масштабах 1:5000, 1:2000, 1:1000, 1:500».
- 2.4 Местоположение подземных коммуникаций определять трубо-, кабелеискателем на прямолинейных участках, как правило, через 20, 30, 50 и 100 м при съемках в масштабах, соответственно, 1:500, 1:1000, 1:2000, 1:5000. Топографической съемке подлежат все колодцы, углы поворотов трасс, точки пересечения их с другими коммуникациями, места присоединений и аварийных выпусков.
- 2.5 Глубина заложения подземных коммуникаций на углах поворота в отсутствии смотровых камер определяется в местах резкого излома рельефа.
- 2.6 Предельные расхождения между значениями глубины заложения подземных сооружений, полученных с помощью трубо-, кабелеискателей во время съемки, и по данным контрольных полевых измерений, не должны превышать 15% глубины заложения.
- 2.7 Средняя величина расхождений в плановом положении скрытых точек подземных сооружений на инженерно-топографических планах с данными контрольных полевых определений с помощью трубо-, кабелеискателей относительно ближайших капитальных зданий (сооружений) и точек съемочного обоснования не должна превышать: 1 мм – в масштабе 1:500; 0,8 мм – в масштабе 1:1000; 0,6 мм – в масштабе 1:2000.
- 2.8 При топографической съемке в масштабе 1:500 и 1:1000 нанести плановое положение трасс всех подземных коммуникаций (включая временные и бездействующие) с указанием характеристик согласно Таблице 1.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.		Подп.

Таблица 1

по нефтепроводу	<ul style="list-style-type: none"> – материал и наружный диаметр труб; – направление движения продуктов по нефтепроводу; – глубину залегания нефтепровода;
по водоводу	<ul style="list-style-type: none"> – материал и наружный диаметр труб; – назначение (хозяйственно-питьевой, производственный); – глубину залегания водовода;
по канализации	<ul style="list-style-type: none"> – характеристика сети (напорная, самотечная); – назначение (бытовая, производственная, ливневая); – материал и диаметр труб; – глубину залегания канализации;
по теплосети	<ul style="list-style-type: none"> – тип прокладки (канальная или без канальная); – материалы и внутренние размеры канала; – количество и наружный диаметр труб; – глубину залегания теплосети;
по газопроводу	<ul style="list-style-type: none"> – наружный диаметр и материал труб; – давление газа (низкое, среднее, высокое); – глубину залегания газопровода;
по ВЛ и линиям связи	<ul style="list-style-type: none"> – опоры; – материал; – эскизы опор; – количество проводов; – напряжение; – отметки верхнего, нижнего провода; – отметки земли у опор; – №№ фидеров; – температуру воздуха на момент измерений;
по кабельным сетям	<ul style="list-style-type: none"> – напряжение электрических кабелей (высоковольтные 6кВ и выше, низковольтные); – направление (номера трансформаторных подстанций) для высоковольтных кабелей; – условия прокладки (в канализации, в коллекторах, бронированный кабель); – принадлежность кабельной связи; – глубину залегания кабельных сетей;
по подземному дренажу	<ul style="list-style-type: none"> – материал и наружный диаметр труб; – глубину залегания подземного дренажа.

- 2.9 При выполнении топографической съемки при высоте снежного покрова более 17 см, предусмотреть обновление топографических планов в благоприятный период года
- 2.10 На топографическом плане 1:500 и 1:1000 возле каждой опоры линии электропередач отобразить схематично абрис опоры.
- 2.11 Планы в масштабах 1:2000 и 1:5000, составляемые по данным съемки подземных коммуникаций на территории нефтепромыслов, должны содержать сведения о подземных коммуникациях в том же объеме, что и планы масштабов 1:1000, 1:500.
- 2.12 При нанесении однородных сетей, расположенных практически в одной траншее (на расстоянии 2 м и менее друг от друга), на плане проводится одна линия с указанием количества труб и их диаметров.
- 2.13 Основные технические характеристики коммуникаций выносятся в каталоги, если из-за плотности коммуникаций разместить их на плане не удастся.
- 2.14 Подписи на трубопроводах наносятся на расстоянии 8-10 см плана с указанием материала, диаметра, глубины заложения, а так же при изменении вышеупомянутых характеристик.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ

Лист

54

- 2.15 При обрывах коммуникаций и на краях планшетов (границах съемки) указывается направление следования трассы.
- 2.16 Требования к отображению дополнительных характеристик на планах масштаба 1:500 и 1:1000:
- назначение каждой технологической площадки и сооружения (ЗУ, операторная, пункт налива нефти и т.д.);
 - высота эстакад и наземных сетей с указанием диаметра труб и их назначение;
 - направление автодорог и сетей;
 - на электросетях – высота нижнего провода;
 - прожекторные, радиомачты и светильники;
 - пожарные гидранты;
 - переходные лестницы;
 - подпорные стенки с отметками верха, низа и указанием материала;
 - водоотводные канавы и кюветы с данными по глубине канавы, направления движения потока, материала укрепления;
 - закрепленные точки геодезической сети;
 - существующие станции катодной защиты (СКЗ), кабели (ЭХЗ);
 - ограждение показывать строго в соответствии с топографическими условными обозначениями и указанием его высоты.
- 2.17 На переходах через реки определить отметки дна с шагом 0,1 ширины реки в месте перехода. Определить урезы воды по оси переходов и по границам съемки площадок. При наличии на изыскиваемых территориях водоемов и котлованов различного назначения выполнить в них измерения глубин с целью использования результатов измерений для подсчета земляных масс при проведении проектных работ.
- 2.18 Топографическая съемка должна сопровождаться описанием ситуационно-морфологических признаков. Определить характеристики леса, кустарника, их густоты и высоты. По берегам водотоков определить наличие травяной растительности. Установить землевладельцев на изыскиваемой территории, границы землевладений с разбивкой по кварталам нанести на планы. В ведомостях угодий указать адреса и телефоны землевладельцев.
- 2.19 Количество пикетных точек при съемке рельефа должно соответствовать заданному масштабу в соответствии с указаниями, заданными в нормативной документации.
- 2.20 Полнота и достоверность нанесения инженерных коммуникаций на топографические планы должна быть согласована с эксплуатирующими организациями данных сетей и с отделами МГР по регионам / маркшейдерской службой НШУ в соответствии с территориальной принадлежностью инженерных сетей.
- 2.21 При съемке наземных существующих трубопроводных эстакад фиксировать провисы трубопровода с их координированием, определением отметки верха свайного оголовника в этом месте и фотофиксацией.
- 2.22 При завершении работ по инженерным изысканиям, предоставить в отдел МГР по региону полевые материалы в электронном виде в программе CREDO DAT (файл - *.gds, *.gds4), предоставить топографическую съемку объектов проектирования в программе AutoCAD 2007 (Civil 3D или ином ПО по согласованию с Отделом МГР) и получить положительное заключение по выполненным работам у представителя отдела маркшейдерско-геодезических работ по региону / маркшейдерской службы НШУ УМГР ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» с оформлением двухстороннего акта «Сдачи-приемки геодезических реперов (грунтовых, временных) для наблюдения за сохранностью» (Приложение 1,2).
- 3 Основные требования к закреплению трасс линейных коммуникаций**
- 3.1 После получения всех разрешительных документов и уточнения (согласования) расположения проектируемых объектов, закрепить временными знаками трассы проектируемых сооружений в соответствии с ТУ УМГР и ВСН-30-81.
- 3.2 Сдать по акту «Сдачи-приемки выноса в натуру проекта (закрепления площадок и трасс)

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.		Подп.

для наблюдения за сохранностью» представителю заказчика в соответствии с Приложением 1,2.

- 3.3 При оформлении акта сдачи-приемки предоставить фото фиксацию закреплений и выносов в электронном виде на диске CD-R с географическими координатами (WGS84) на фотографии.
- 3.4 Закрепление трасс выполняется с учетом следующих требований:
- 3.4.1 Закрепляются все трассы, даже если они проходят в одном коридоре.
- 3.4.2 На незастроенных территориях начальная и конечная точки трасс (если они не фиксированы на местности), вершины углов поворота, а также створные и выносные точки прямолинейных участков в пределах взаимной видимости (но не реже, чем 100 м) закреплять тремя знаками: одним закрепительным знаком (створ, вершина угла поворота, начало и конец трассы) и двумя выносными знаками в створе с определением их планово-высотного положения. Первый выносной знак должен находиться за пределами зоны строительных работ, а второй дальше на расстоянии 20-30 м от первого.
- 3.4.3 Закрепление трасс и площадок выполнять железными уголками с шириной полки не менее 40 мм. (закрепление деревянными вкопанными столбами диаметром не менее 120 мм выполнять по согласованию с Отделом МГР по региону / маркшейдерской службой НШУ). Допускается закрепление выполнять из свежеспиленного дерева с обязательным очищением от коры и изготовлением полки.
- 3.4.4 Углы, начало и конец трассы, створные знаки и выносы замаркировать масляной краской: название организации, название объекта, нумерация знака и год инженерно-геодезических изысканий (не допускается наносить подписи фломастером, маркером по металлу и т.д.).
- 3.4.5 Точкой планово-высотной привязки железного уголка будет служить угол пересечения 2-х перпендикулярных плоскостей. Заглубление знака необходимо произвести согласно Таблице 2.

Таблица 2

Наименование местности	Глубина заглубления
на суходолах	0,7-1,0 м
в болотистой местности при глубине болота от 0,5 до 1,0 м	1,5 -1,7 м
в болотистой местности при глубине болота более 1,1 м	от 1,5 м и более

- 3.4.6 Точкой планово-высотной привязки деревянного знака будет служить забитый в полку гвоздь L=10 см или вкрученный саморез (по согласованию с Отделом МГР по региону допускается точки планово-высотной привязки устраивать на торце пня).
- 3.4.7 Не допускается нанесение точки планово-высотной привязки краской.
- 3.4.8 Закрепительные знаки на застроенных территориях закрепляются металлическим уголком, либо арматурой с табличкой и, дублируется выносными знаками, установленными за пределами зоны строительных работ.
- 3.4.9 Начало и конец трассы, вершины углов поворота закреплять 3-мя знаками: одним закрепительным знаком (вершина угла поворота, начало и конец трассы) и двумя выносными знаками в створе с определением их планово-высотного положения. Первый выносной знак должен находиться за пределами зоны строительных работ, а второй дальше на расстоянии 10-30 м от 1-го.
- 3.4.10 Углы, начало и конец трассы, створные знаки и выносы замаркировать масляной краской: название организации, название объекта, нумерация знака и год инженерно-геодезических изысканий (не допускается наносить подписи фломастером, маркером по металлу и т.д.).
- 3.4.11 Обязательно к выносам прикрепить вехи с красным скотчем или красной материей. Прикреплять вехи к знакам металлической проволокой или пластиковыми стяжками. Применять скотч для крепления вех не допускается.
- 3.4.12 На сигнальных вехах углов поворотов и створных точек вязать 3 метки сигнального скотча, на выносных знаках – 2, на временных реперах – 4, на всех остальных – 1.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	Нодок.	Подп.	Дата

У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ

- 3.4.13 В случае попадания вершины углов на водные объекты (ручьи, болота) либо на другие объекты, препятствующие установке знаков, трассу допускается закреплять только 2-мя выносными знаками в створе с определением планово-высотного положения.
- 3.4.14 Не реже, чем через 100 м устанавливать по оси трассы объекта створные знаки, закрепленные 2-я выносами за границей строительных работ.
- 3.4.15 Геодезические знаки, закрепляющие ось трассы линейных сооружений, подлежат использованию в качестве разбивочной основы при последующем строительстве.
- 3.4.16 Створность при трассировании линейных объектов не должна превышать $180^{\circ} \pm 1,0'$.
- 3.4.17 При изыскании в лесном массиве по осям трасс прорубается визирка шириной 0,7-1,0м (по каждой трассе отдельно). Не реже, чем через 15 м на деревьях, стоящих по обеим сторонам створа (оси), делаются затесы или маркировка ярко-оранжевым скотчем, сигнальной лентой. Весь вырубленный лес должен быть обязательно очищен от сучьев и складирован на месте рубки.
- 3.4.18 Временные репера устанавливаются:
- 3.4.19 В начале и в конце трассы (два репера);
- 3.4.20 На пересечениях с трассой трубопровода, автомобильной дорогой, оврагом (два репера);
- 3.4.21 На переходах через железные дороги за временный репер принимается отметка головки рельса, которая должна быть замаркирована на шейке рельса и находиться в створе перехода;
- 3.4.22 При переходах через водные преграды (реки, озера, протоки и т.д.), при ширине водной преграды более 30 м репера устанавливать по два на каждом берегу.
- 3.4.23 Через каждые 2 км по ходу трассы (на пнях свежесрубленного дерева «на корню», а при наличии рядом существующих коридоров коммуникаций – на твердых предметах (опорах ЛЭП, задвижках и т.п., кроме ограждений крановых узлов)). Репера должны находиться вне зоны строительных работ с геометрическими параметрами: диаметром не менее 0,15 м, высотой не менее 0,7м., также они должны быть очищены от коры и замаркированы масляной краской. Обязательно к ним прикреплять веши с красным скотчем или красной материей.
- 3.4.24 На все заложенные и обследованные репера составляются кроки.
- 3.4.25 При выборе места закрепления реперов необходимо исходить из условия сохранности репера во время строительства и удобства его использования в работе.

4 Основные требования к закреплению площадных объектов

- 4.1 После получения всех разрешительных документов и уточнения (согласования) расположения проектируемых объектов, закрепить временными знаками площадки проектируемых сооружений в соответствии с ТУ УМГР и ВСН-30-81.
- 4.2 Сдать по акту «Сдачи-приемки выноса в натуру проекта (закрепления площадок и трасс) для наблюдения за сохранностью» представителю заказчика в соответствии с Приложениями 1,2.
- 4.3 При оформлении акта сдачи-приемки предоставить фото фиксацию закреплений и выносов в электронном виде на диске CD-R с географическими координатами (WGS84) на фотографии.
- 4.4 При изыскании площадного объекта (площадок КНС, ЦПС, кустов и т.д.) необходимо проводить следующие виды работ:
- 4.4.1 Вершины углов закреплять 3-мя знаками: одним закрепительным знаком (вершина угла) и двумя выносными знаками в створе с определением их планово-высотного положения. Первый выносной знак должен находиться за пределами зоны строительных работ, а второй дальше на расстоянии 10-30 м от первого выносного знака. Выноса замаркировать масляной краской с указанием расстояния до вершины угла.
- 4.4.2 Закладывать не менее 2-х реперов (вне зоны строительных работ), между которыми должна быть обеспечена взаимная видимость, репера должны быть очищены от коры и замаркированы масляной краской. Обязательно к ним прикреплять веши с красным скотчем или красной материей. На все заложенные и обследованные репера составляются кроки.
- 4.4.3 На сигнальных вежах углов поворотов и створных точек вязать 3 метки сигнального

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

- скотча, на выносных знаках – 2, на временных реперах – 4, на всех остальных – 1.
- 4.4.4 Обязательно к выносам прикрепить вехи с красным скотчем или красной материей. Прикреплять вехи к знакам металлической проволокой или пластиковыми стяжками. Применять скотч для крепления вех не допускается.
- 4.4.5 При уничтожении закрепления первой скважины выставленной Отделом МГР по региону / маркшейдерской службой НШУ, на площадке куста необходимо вынести первую скважину, закрепить её в створе НДС временными реперами за границей строительных работ.
- 4.5 При изыскании в лесном массиве по границам площадных объектов прорубается визирка шириной 0,7-1,0м (по каждой трассе и каждому контуру отдельно). Не реже, чем через 15 м на деревьях, стоящих по обеим сторонам створа (оси), делаются затесы или маркировка ярко-оранжевым скотчем, сигнальной лентой. Весь вырубленный лес должен быть обязательно очищен от сучьев и складирован на месте рубки.

5 Основные требования по сдаче материалов.


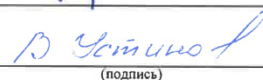


- 5.1 Материалы инженерно-геодезических изысканий организация – исполнитель работ предоставляет на бумажном носителе в виде технического отчета и в электронно-цифровом виде на диске CD или флэш накопителе, а именно:
- 5.2 Отчет об инженерно-геодезических изысканиях в формате MS Word с обязательными приложениями текстовой и графической части отчета:
- 5.2.1 В текстовой части приложить:
- Техническое задание на производство инженерно-геодезических изысканий;
 - Свидетельство СРО, лицензии;
 - Свидетельства о метрологических поверках применяемого оборудования;
 - Каталог координат и высот исходных пунктов ГГС;
 - Ведомость обследования исходных пунктов ГГС;
 - Карточки заложенных и обследованных реперов;
 - Карточки спутниковых наблюдений;
 - Отчет по решению базовых векторов ОГС;
 - Каталог координат и высот точек ОГС;
 - Каталог координат и высот закрепленных точек и выносок;
 - Ведомость теодолитных и нивелирных ходов;
 - Акт сдачи реперов и закреплений на сохранность
- 5.2.2 В графической части приложить:
- Ситуационный план;
 - Схема опорной геодезической сети;
 - Схема закрепления трассы;
 - План топографической съемки.
- 5.3 Предоставить обработанные полевые материалы в электронном виде в программе CREDO DAT (файл - *.gds, *.gds4).
- 5.4 Уравненные и трансформированные материалы GPS измерений пунктов ГГС и пунктов долговременного закрепления в формате RINEX, если такие работы выполнялись. Схему измерений в формате *.dwg и *.jrg.
- 5.5 Цифровой план местности, оформленный в соответствии с условными знаками для топографических планов масштабов 1:5000, 1:2000, 1:1000, 1:500 в формате AutoCad с расширением *.dwg (AutoCad Civil 3D или ином ПО по согласованию с Отделом МГР по региону / маркшейдерской службы НШУ).
- 5.6 Все графические материалы выполнить в соответствии с дополнительными требованиями по оформлению чертежей. Штамп и другое вспомогательное оформление выполняется в пространстве листа, а не в пространстве модели.
- 5.7 Представить ситуационный план изысканных объектов в М 1:25000 в реальных координатах в пространстве модели. Ситуационный план должен быть оформлен также в пространстве листа. На ситуационном плане отразить ситуацию, гидрографию, растительность, границы лесных угодий с указанием владельцев, ранее изысканные и

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ	Лист
							58

- существующие объекты обустройства.
- 5.8 На всех графических материалах должны быть указаны ссылки на соответствующие друг другу планы и профили. На планах более мелких масштабов в местах, где имеются планы более крупных масштабов, обязательно должны присутствовать ссылки на них (площадки переходов, кустов и т.д.).
 - 5.9 На планах нанести выполненные укрепления трасс и площадок с обозначением номера укрепления, абсолютной высоты укрепления и абсолютной высоты земли.
 - 5.10 Все плюсовки, показанные на продольных профилях, должны присутствовать на соответствующих им планах в тех же местах и отражать пересечения с преградами, перегибы рельефа, отметки на пикетах и через 50, 15 м соответственно масштабу съемки.
 - 5.11 Ведомости пересечений проектируемых трасс с коммуникациями, автодорогами и ВЛ в электронном виде составить в соответствии с шаблонами (шаблон). Организация, проводившая инженерные инженерно-геодезические изыскания несет полную ответственность за достоверность выполненной работы.
 - 5.12 Наименование изыскиваемых трасс в продольных профилях должно соответствовать их наименованию в техническом задании, обязательно указывать пикетажное содержание участка.
 - 5.13 Заполнение штампов графических приложений должно соответствовать ГОСТ Р21.1101-2009.
 - 5.14 На планах М 1:2000 не копировать информацию со съемки М 1:500. На площадках кустов показать контур, углы, временные репера. Если по площадке проходит трасса, то следует показать полосу съемки вдоль трассы шириной 50 м.
 - 5.15 Представить план смежных землепользователей.
 - 5.16 Титульный лист технического отчета должен оформляться в соответствии с ГОСТ 21.101-93 и иметь подписи руководителя или его заместителя, при необходимости и других должностных лиц и заверяться печатью исполнителя инженерных изысканий.
 - 5.17 Отчет по инженерным изысканиям – 3 экз. на бумажных носителях и 2 экз. в электронном виде на компакт диске с оформлением обложки и перечнем записанной информации: текстовые и табличные данные в форматах Word 2003, Excel 2003; цифровые планы (схемы, карты) в форматах AutoCAD, Arcgis (по согласованию с ОМГР); все подписанные и скрепленные печатью листы (титульные листы, копии документов, утвержденные схемы, планы, и т.д.) в отсканированном виде в формате PDF (цветовая схема - RGB, разрешение - 300dpi).
 - 5.18 Цифровые картографические отчетные материалы в форматах AutoCAD, Arcgis (по согласованию с ОМГР) оформить в соответствии с требованиями стандартов ПАО «ЛУКОЙЛ» СТО ЛУКОЙЛ 1.8-2008, СТО ЛУКОЙЛ, 1.8.1-2008, СТО ЛУКОЙЛ 1.8.2-2008.

- Приложения:
1. АКТ сдачи-приемки геодезических (грунтовых, временных) реперов для наблюдения за сохранностью на 1 л.
 2. АКТ сдачи-приемки выноса в натуру проекта (укрепление площадок и трасс) для наблюдения за сохранностью 1 л.

Главный маркшейдер по Ухтинскому региону – Начальник отдела МГР	 (подпись)	Е.Г. Лукашкин
Главный маркшейдер по Усинскому региону – Начальник отдела МГР	 (подпись)	В.В. Устинов
и.о. Главный маркшейдер по Северному региону – Начальник отдела МГР	 (подпись)	А.В. Лобода <i>А.С. Кузнецов</i>
Главный маркшейдер НШУ «Яреганефть»	 (подпись)	С.П. Финько <i>В.В. Мисеукин</i>

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

Приложение №1
к Типовым техническим условиям
по выполнению и сдаче материалов по инженерно-геодезическим изысканиям,
выполняемым подрядными организациями

Г. _____

20__ г.

АКТ
сдачи-приемки геодезических (грунтовых, временных) реперов
для наблюдения за сохранностью

Объект: _____

Комиссия в составе:

Комиссия в составе:

представителя Отдела маркшейдерско-геодезических работ по _____ региону
УМГР ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» _____ и
представителя проектно-изыскательской организации _____

произвела осмотр закрепленных на местности геодезических реперов в количестве:
установлено грунтовых реперов (Гр. Рп.) – кол-во шт.
установлено реперов (Рп.) – кол-во шт., в том числе:

1. Нефтепровод от скв.№... до ГЗУ... (Рп. – кол-во шт., Гр.Рп. – кол-во шт.);
2. ВЛ-6кВ от ПС... до куста №... (Рп. – кол-во шт., Гр.Рп. – кол-во шт.);
3. Площадка куста скважин №... (Рп. – кол-во шт., Гр.Рп. – кол-во шт.);
4.

Предъявленные к приемке геодезические репера закреплены в натуре:

грунтовые репера (Гр.Рп.) – металлическая труба с бетонным монолитом на нижнем основании и с просверленным центром в пластине на верхнем основании трубы, в том числе выполнена окопка в виде квадрата и установлена информационная табличка (либо другой способ согласно ВСН 30-81 по письменному согласованию с Отделом МГР по региону).

репера (Рп.) - на пнях свежеспиленных деревьев с забитым стальным гвоздем в центре полки и маркировкой масляной краской наименования подрядной организации, даты установки и название репера, в том числе установлена сигнальная вежа (либо другой способ согласно ВСН 30-81 по письменному согласованию с Отделом МГР по региону);

Их координаты, высотные отметки, места установки и способ закрепления соответствуют действующим законодательным и нормативным актам.

С момента подписания настоящего акта обеими сторонами - ОМГР по _____ региону УМГР ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» обеспечивает сохранность геодезических знаков (грунтовых, временных реперов) собственными силами.

Приложение:

1. План объекта изысканий в масштабе съемки (М 1:500 – М 1:2000).
2. Схема создания планово-высотного обоснования (ПВО).
3. Каталог координат реперов.
4. Кроки реперов (карточки закладки грунтовых реперов).

Представитель проектно-изыскательской организации:

Представитель Отдела маркшейдерско-геодезических работ

по _____ региону УМГР ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»:

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ

Лист

60

Приложение №2
к Типовым техническим условиям
по выполнению и сдаче материалов по инженерно-геодезическим изысканиям,
выполняемым подрядными организациями

г. _____

20__ г.

АКТ
сдачи-приемки выноса в натуру проекта (закрепление площадок и трасс) для наблюдения
за сохранностью

Объект: _____

Комиссия в составе:

представителя Отдела маркшейдерско-геодезических работ по _____ региону
УМГР ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» _____ и
представителя проектно-изыскательской организации _____

произвела осмотр вынесенного в натуру проекта (закрепление площадок и трасс):
Нефтепровод от скв. №... до ГЗУ...

(ВУ – кол-во шт., ВН – кол-во шт., СТВ – кол-во шт.)*;

2. ВЛ-6кВ от ПС... до куста скважин №... (...)*;
3. Площадка куста скважин №... (...)*.
4.

Примечание: * ВУ - вершина угла трассы (площадки), ВН – выносной знак вершины угла, СТВ – створный знак оси трассы.

Предъявленные к приемке геодезические знаки закреплены в натуре:

ВУ – металлическими уголками, с маркировкой масляной краской наименования подрядной организации, даты установки и название знака, в том числе установлена сигнальная веха (либо другой способ согласно ВСН 30-81 по письменному согласованию с Отделом МГР по региону);
ВН, СТВ - на пнях свежеспеленных деревьев (либо другой способ согласно ВСН 30-81 по письменному согласованию с Отделом МГР по региону).

Их координаты, высотные отметки, места установки и способ закрепления соответствуют действующим законодательным и нормативным актам.

С момента подписания настоящего акта обоими сторонами - ОМГР по _____ региону ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» обеспечивает сохранность знаков закреплений проектируемого объекта собственными силами.

Приложение:

План проектируемого объекта в масштабе съемки (М 1:500 – М 1:2000).

Схема закрепления проектируемого объекта.

Каталог координат знаков закреплений.

Фотографии знаков закрепления.

Представитель проектно-изыскательской организации:

Представитель Отдела маркшейдерско-геодезических работ
по _____ региону УМГР ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»:

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ

Лист


61

ПРИЛОЖЕНИЕ В. ТРЕБОВАНИЯ К ПРОЕКТНО-СМЕТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ (ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ЗЕМЛЕПОЛЬЗОВАТЕЛЕЙ)



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
ЛУКОЙЛ-Коми

УТВЕРЖДАЮ
Начальник Управления операций
с имуществом и земельными участками
ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»


А.Н. Усачев

Требования к проектно-сметной документации (для целей землепользования)

I. Требования к проведению Инженерных изысканий

В ходе проведения работ:

1. Предоставить схему расположения проектируемого объекта на кадастровом плане территории в масштабе не мельче 1:10000, в обменных форматах программ Mapinfo, AutoCAD, в местной системе координат принятой для ведения кадастрового учета, в бумажном виде и на электронном носителе, оформленной согласно требований к подготовке такой Схемы;

2. Предоставить кадастровый план района изысканий по данным ФБУ «Кадастровая палата Росреестра». Кадастровый план должен быть в масштабе, обеспечивающем читаемость месторасположения характерных точек границ земельного участка, на котором размещается объект, на листе формата А-4 или А-3 (в зависимости от размещения проектируемого объекта), на нескольких листах с указанием стыковки. Предоставить кадастровые планы территорий (КПТ) на изыскиваемые площади в формате *.xml.

3. По землям лесного фонда предоставить лесоустроительный план на изыскиваемую территорию в масштабе лесоустроительного планшета, на который нанести местоположение изыскиваемого объекта. Лесоустроительный план в масштабе выполненного лесоустройства на листе формата А-4 или А-3 (в зависимости от размещения проектируемого объекта) должен отображать местоположение изыскиваемого объекта, квартальную сеть, номера кварталов границы предоставленных в аренду лесных участков с наименованием Арендатора. При наличии участков с лесными культурами обозначить их границы, предусмотреть обход таких участков и незамедлительно информировать ГИПа и Заказчика. На местности закоординировать не менее двух ближайших квартальных столбов от изыскиваемой трассы (площадки).

4. Запросить информацию в Территориальном лесничестве и Органе местного самоуправления по местоположению объекта изысканий: о категории земель участков на которые накладываются границы изыскания, предоставить копии запросов и ответов гос. органов. Исключить наложения на земельные участки без установленной категории земель («белые пятна»), земли населенных пунктов (при возможности альтернативных вариантов размещения). Полученные ответы со схемами включаются в приложение отчету.

5. На плановые материалы нанести границы существующих и ранее образованных, учтенных в ГКН и лесоустройстве земельных участков и названия смежных землепользователей по материалам земельно-кадастрового учета и лесоустройства.

6. Составить ведомость занимаемых земель по трассам коммуникаций и площадным объектам по фактическим границам угодий и землепользованиям.

7. На плановых материалах (М 1:2000, 1:500) показать границы земельных участков, предварительно согласованных для предоставления в аренду и (или) установлению сервитута.

8. Произвести работы в соответствии с требованиями строительных норм и правил РФ установленных приказом Минстроя РФ от 30.12.2016 № 1033/пр с 01.07.2017г. введенного в

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

							У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата			62

действие СП 47.13330.2016 «Инженерные изыскания для строительства. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 11-02-96», в части СП 47.13330.2012 «Инженерные изыскания для строительства. Основные положения.» за исключением пунктов, включенных в Перечень национальных стандартов и сводов правил (частей таких стандартов и сводов правил), в результате применения которых на обязательной основе обеспечивается соблюдение требований Федерального закона "Технический регламент о безопасности зданий и сооружений", утвержденный постановлением Правительства Российской Федерации от 26.12.2014 N 1521 (далее Перечень), до внесения соответствующих изменений в данный Перечень. Сводь правил применяются до их замены иным нормативным актом, также регламентируются и детализируются сводами правил, в которых устанавливается состав и объем работ, технология и методика их выполнения для отдельных видов инженерных изысканий, в том числе для различных видов строительства, выполняемых в районах развития опасных природных и техно природных процессов, на территории распространения специфических грунтов, а также в районах с особыми природными и техногенными условиями, учитывая земельно-имущественный комплекс, оборот и регулирование земельных отношений в соответствии с нормативно-правовыми актами Российской Федерации и местного самоуправления.

9. До начала работ оформить разрешительную документацию на участок проведения изысканий (Решение об использовании участка без предоставления и установления сервитута, для геологического изучения недр, сроком на 11 месяцев) в соответствии с действующим законодательством.

10. В случае обнаружения постоянных мест стоянок коренных и малочисленных народов Севера, проживающих и осуществляющих традиционный образ жизни в районе проведения работ, нахождения жителей, а также пунктов забоя «коралей» и иных проявлений промыслово-хозяйственной жизнедеятельности, ведения оленеводства, рыболовства, в обязательном порядке сообщить заказчику и генпроектировщику с указанием размещения на топографических планах, представить координаты мест размещения и дать расстояние до проектируемых объектов.

11. По выявленным факторам жизнедеятельности произвести необходимые мероприятия по их документальному подтверждению, учитывая проекты организации оленьих пастбищ, пути миграции и выпаса при ведении оленеводства, мест стоянок бригад СПК, К(Ф)Х, семейно-родовых общин КМНС, организации коралей, баз, забойных пунктов, святых мест (святыниц), мест захоронений, иных значимых мест, с получением подтверждающих документов от уполномоченных представителей коренных и малочисленных народов Севера, СПК, К(Ф)Х, семейно-родовых общин КМНС в установленном порядке, от уполномоченных государственных органов исполнительной власти и местного самоуправления на стадии изысканий, получение сведений, выписок, архивных документов, при необходимости совместно с заказчиком по направлению производства проводимых работ.

12. Произвести определение и выявление зон с особыми условиями использования территории, природопользования, недропользования, существующих объектов (линий электропередач, нефтепроводов, газопроводов, водопроводов, автодорог, зимних дорог и т.д.), условия ограничений и обременений, зонирование территории.

13. Произвести Определение опорно-межевой сети (ОМС) являющейся геодезической сетью специального назначения, предназначенной для межевания земель, ведения государственного земельного кадастра и мониторинга земель, землеустройства, установления и уточнения административно-территориальных границ и решения других задач. Типы центров регламентируются Росреестром. При необходимости дополнительных данных о пунктах ОМС произвести запрос в установленном порядке о государственной геодезической сети или ОМС соответствующего класса.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ

II. Требования к проектной документации

1. Предусмотреть максимально возможное размещение проектируемых объектов в границах ранее предоставленных ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» земельных участков.

2. Разработать раздел - экспликация земельных участков с приложением табличных и графических материалов.

2.1. В графических материалах указать границы полосы отвода проектируемого объекта(ов), в т.ч. границы участков подлежащих образованию (новый отвод), границы участков используемых при строительстве из состава ранее предоставленных заказчику земель (существующий отвод), границы участков из существующих земельных участков не предоставленных заказчику (сторонний отвод). В составе данных участков выделить также участки используемые на период строительства и период эксплуатации проектируемых объектов. Сформировать отдельные контуры под линейные и площадные объекты. Графические материалы выполнить с использованием кадастрового плана территории и фрагмента лесоустроительных планшетов соответствующей территории, для всех обозначаемых земельных участков предусмотреть соответствующие условные обозначения.

2.2. В табличных материалах указать распределение проектируемых площадей, а именно площади подлежащие новому отводу (с указанием площади каждого обособленного контура), площади существующего отвода (с указанием используемой площади существующего отвода по каждому из участков/договоров аренды), стороннего отвода (с указанием информации по каждому землепользователю). Заполнить таблицы в разрезе типов объектов проектирования (линейные/площадные). (Приложение 1).

2.2.1. Приложить каталоги координат в отношении каждого из обозначенных в графических материалах земельных участков, в системе координат принятой для ведения кадастра недвижимости соответствующей территории.

3. На полосу строительства предоставляются актуальные аэрофотоснимки или космоснимки в доступном формате, из открытых источников и сервисов сети интернет, полученные способами установленными законодательством без грифов ограничений, выполненные с привязкой к местной системе координат, позволяющие идентифицировать объекты на местности, или полученных в ходе выполнения изыскательских работ, сборе информации и данных, в том числе от Заказчика, или иным законным способом. Схема расположения проектируемого объекта согласовывается представителями отдела землеустройства соответствующего региона и КЦДНГ. На схеме должны быть отражены существующие трассы и объекты нефтедобычи, проектные решения, уголья, ситуация, границы землепользований, кадастровая информация, зоны с особыми условиями использования территории.

4. На земельные участки, находящиеся в собственности или аренде физических или юридических лиц, приложить копии правоустанавливающих, правоудостоверяющих документов правообладателей:

- Выписка из Единого государственного реестра недвижимости;
- Решение о предоставлении земельного участка в аренду/собственность/либо постоянное (бессрочное) пользование и т.д.;
- Договор аренды/купли-продажи земельного участка;
- Договор с множественностью лиц на стороне арендатора/арендодателя;
- Согласие собственника на передачу земельного участка в субаренду;
- Документы, подтверждающие существование предприятия (устав) и документы, подтверждающие полномочия руководителя (СПК, ООО, КФХ), в т.ч. на совершение сделок с земельными долями от имени собственников, в соответствии с требованиями ФЗ от 24.02.2002г. № 101—ФЗ «Об обороте земель сельскохозяйственного назначения»;

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ

– Предварительное Согласие о предоставлении земельных участков на период строительства и эксплуатации объекта с предварительным расчетом размера убытков (рассчитанным землепользователями) и схемой испрашиваемых участков на КПТ.

– Решение о размещении объектов на землях или земельных участках, находящихся в государственной или муниципальной собственности, без предоставления земельных участков и установления сервитутов, которое предусмотрено ст. 39.36 Земельного кодекса РФ для размещения или использования под временные сооружения, проезды, которые будут ликвидироваться после завершения строительства.

– Технические условия на пересечение автомобильных дорог, ж/д путей, коммуникаций сторонних организаций с указанием необходимости заключения публичного сервитута.

– Графические материалы (в т.ч. масштаба М 1:500) необходимые для проведения кадастровых работ и заключения публичного сервитута.

– Копию договора на размещение инженерных коммуникаций.

5. Разделы документации подготовленной в соответствии с данными Техническими условиями дополнительно предоставить в электронном виде в формате разработки.

6. Состав работ выполняемых Исполнителем и их основных характеристик, определяется законодательством РФ, нормативно-правовыми актами и настоящими требованиями, но не ограничивает условия выполнения работ в случаях, не противоречащих порядку и результатам выполнения таких работ, вносимыми изменениями в законодательство и требованиями органов исполнительной и законодательной власти Субъектов РФ, органов местного самоуправления.

III. Требования к составу и содержанию раздела ОВОС и ООС

1. В составе проектной документации отдельным разделом, предусмотреть разработку Проекта рекультивации нарушаемых в ходе проведения работ земель содержащего мероприятия по рекультивации нарушенных земельных участков.

2. Мероприятия по рекультивации земель должны обеспечивать восстановление земель, которые подвергнутся нарушению в ходе проведения работ предусмотренных проектом, до состояния пригодного для их использования в соответствии с целевым назначением и разрешенным использованием.

При наличии оснований предусмотренных законодательством разработать проект консервации земель.

3. Рекультивация проводится путем обеспечения соответствия качества земель нормативам качества окружающей среды и требованиям законодательства Российской Федерации в области обеспечения санитарно-эпидемиологического благополучия населения, в отношении земель сельскохозяйственного назначения также нормам и правилам в области обеспечения плодородия земель сельскохозяйственного назначения, но не ниже показателей состояния плодородия земель сельскохозяйственного назначения, порядок государственного учета которых устанавливается Министерством сельского хозяйства Российской Федерации применительно к земельным участкам, однородным по типу почв и занятым однородной растительностью в разрезе сельскохозяйственных угодий, а в отношении земель, указанных в части 2 статьи 60.12 Лесного кодекса Российской Федерации, также в соответствии с целевым назначением лесов и выполняемыми ими полезными функциями.

4. Рекультивации в обязательном порядке подлежат нарушенные земли в случаях, предусмотренных Земельным кодексом Российской Федерации, Лесным кодексом Российской Федерации, другими федеральными законами, а также земли, которые подверглись загрязнению химическими веществами, в том числе радиоактивными, иными веществами и микроорганизмами, содержание которых не соответствует нормативам качества окружающей среды и требованиям законодательства в области обеспечения санитарно-эпидемиологического благополучия населения, нарушенные земли сельскохозяйственного назначения.

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ						Лист
															65

5. Мероприятия по рекультивации земель должны быть разработаны в отношении земель:

- использование которых, запланировано для проведения работ, предусмотренных проектом;
- высвобождающихся после ликвидации объекта, строительство которого предусмотрено проектом.

6. Разработка мероприятий по рекультивации земель осуществляется с учетом:

- площади нарушенных земель,
- целевого назначения и разрешенного использования нарушенных земель.
- степени и характера деградации земель, в соответствии с видами запланированных работ на земельном/лесном участке на основании проектных решений и результатов экологических изысканий;
- требований в области охраны окружающей среды, санитарно-эпидемиологических требований, требований технических регламентов, а также региональных природно-климатических условий и местоположения земельного участка;

7. Проект рекультивации земель, содержит следующую информацию:

7.1. Раздел Пояснительная записка содержащий:

- описание исходных условий рекультивируемых земель, их площадь, месторасположение, степень и характер деградации земель;
- кадастровые номера земельных участков, в отношении которых проводится рекультивация, сведения о границах земель, подлежащих рекультивации, в виде их схематического изображения на кадастровом плане территории или на выписке из Единого государственного реестра недвижимости;

- сведения об установленном целевом назначении земель и разрешенном использовании земельного участка, подлежащего рекультивации;

- информацию о правообладателях земельных участков;

- сведения о нахождении земельного участка в границах территорий с особыми условиями использования (зоны с особыми условиями использования территорий, особо охраняемые природные территории, территории объектов культурного наследия Российской Федерации, территории традиционного природопользования коренных малочисленных народов Севера, Сибири и Дальнего Востока Российской Федерации и другие);

7.2. Раздел - Эколого-экономическое обоснование рекультивации земель, включающий:

- экологическое и экономическое обоснование планируемых мероприятий и технических решений по рекультивации земель с учетом целевого назначения и разрешенного использования земель после завершения рекультивации;

- описание требований к параметрам и качественным характеристикам работ по рекультивации земель;

- обоснование достижения запланированных значений физических, химических и биологических показателей состояния почв и земель по окончании рекультивации земель;

7.3. Раздел - Содержание, объемы и график работ по рекультивации земель, включающий:

- состав работ по рекультивации земель, определяемый на основе результатов экологических изысканий и обследования земель, которое проводится в объеме, необходимом для обоснования состава работ по рекультивации, включая почвенные и иные полевые обследования, лабораторные исследования, в том числе физические, химические и биологические показатели состояния почв, а также результатов инженерно-геологических изысканий;

- описание последовательности и объема проведения работ по рекультивации земель (в т.ч. Технический этап рекультивации, Биологический этап рекультивации, Технологическая карта производства работ);

- сроки проведения работ по рекультивации земель (не должны составлять более 15 лет).

- планируемые сроки окончания работ по рекультивации земель;

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ

7.4. Раздел - Сметные расчеты, включающий Сметные расчеты (локальные и сводные) затрат на проведение работ по рекультивации земель, по видам и составу работ, в т.ч. затраты на арендную плату (до момента завершения рекультивации и возврата участков используемых в период проведения работ), технический, биологический этапы рекультивации, компенсации убытков сельскохозяйственного и лесохозяйственного производства на каждого землепользователя (согласно действующих Методик расчета стоимости компенсации убытков), расчет стоимости рекультивации лесных земель, стоимость материалов. Сметы формируются в отношении каждого из земельных участков подлежащих рекультивации.

7.4.1. Отдельным расчётом в составе проекта предусмотреть расчёт стоимости работ по компенсационному лесовосстановлению на площади лесных земель подлежащих вырубке в ходе проведения работ по проекту.

8. Рекультивация должна осуществляться путем проведения технических и (или) биологических мероприятий.

8.1. Технические мероприятия могут предусматривать планировку, формирование откосов, снятие поверхностного слоя почвы, нанесение плодородного слоя почвы, устройство гидротехнических и мелиоративных сооружений, захоронение токсичных вскрышных пород, возведение ограждений, а также проведение других работ, создающих необходимые условия для предотвращения деградации земель, негативного воздействия нарушенных земель на окружающую среду, дальнейшего использования земель по целевому назначению и разрешенному использованию и (или) проведения биологических мероприятий, с учетом нарушения земель в ходе проведения работ предусмотренных проектом.

8.2. Биологические мероприятия включают комплекс агротехнических и фитомелиоративных мероприятий, направленных на улучшение агрофизических, агрохимических, биохимических и других свойств почвы.

8.3. При планировании технических мероприятий по рекультивации земель, указанных в части 2 статьи 60.12 Лесного кодекса Российской Федерации, использование отходов производства и потребления, а также захоронение токсичных вскрышных пород не допускаются.

8.4. При планировании биологических мероприятий по рекультивации земель, указанных в части 2 статьи 60.12 Лесного кодекса Российской Федерации, в целях создания защитных лесных насаждений планируются работы по искусственному или комбинированному лесовосстановлению или лесоразведению с применением саженцев с закрытой корневой системой в соответствии с Лесным кодексом Российской Федерации и в соответствии с Правилами лесовосстановления или Правилами лесоразведения, предусмотренными статьями 62 и 63 Лесного кодекса Российской Федерации соответственно.

8.5. При планировании мероприятий по рекультивации земель, указанных в части 2 статьи 60.12 Лесного кодекса Российской Федерации, по границе рекультивируемого лесного участка планируется установка аншлагов с предупреждающей информацией об опасности заготовки пищевых лесных ресурсов, сбора лекарственных растений, заготовки и сбора недревесных лесных ресурсов, сенокошения на рекультивируемом лесном участке.

9. Наименования и площади земельных участков под проектируемым объектами в проекте рекультивации должны соответствовать площадям в экспликации земельных участков.

10. В составе Проекта рекультивации также необходимо представить:

10.1. В составе текстовых материалов:

10.1.1. Ведомость подсчета площадей по землепользователям и по объектам. В ведомости отразить правообладателей земельных участков, кадастровый номер, занимаемую площадь для каждого объекта строительства, титульное право использования земельного участка. По лесным участкам в примечаниях указать квартал и выделы. По земельным участкам ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» указать кадастровые номера и реквизиты правоустанавливающих документов.

10.1.2. Ведомость «Распределение по лесотаксационным выделам земель лесного фонда». В ведомости отражается: проектная полоса отвода, лесничество, квартал, выдел,

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

							У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	Нодок.	Подп.	Дата			67

площадь (на период строительства и на период эксплуатации, по категориям: лесные покрытые лесом, лесные не покрытые, нелесные прочие), состав насаждений, возраст, класс возраста, бонитет и полнота лесных насаждений, запас древесины на 1 га и на испрашиваемую площадь.

10.1.3. Ведомость пересечений и ТУ на пересечения линейных объектов (автомобильные, железные дороги, ВЛ, трубопроводы), либо указать в пояснительной записке к проекту об отсутствии пересечений.

10.2. В составе графических материалов:

10.2.1. Схемы всех земельных участков строительной полосы на аэрофотоснимках или космоснимках, в соответствии с полученными материалами предусмотренными пунктом 3 Раздела II. «Требования к проектной документации» настоящих требований. Схему расположения границ лесного участка на материалах лесоустройства с выносной координат и геоанализа границ лесного участка. Схемы разработать отдельно на проектируемые и демонтируемые участки трубопроводов, при проведении реконструкции с демонтажем. В заголовке схемы должны быть отражены: лесничество, участковое лесничество, квартал, выдел, масштаб, площадь. На схеме участки, испрашиваемые для строительства, должны быть выделены соответствующим условным обозначением.


10.2.2. Схему расположения земельных участков на кадастровом плане территории в читаемом масштабе. На схеме должны быть отражены проектные решения, категории земель, ситуация, границы землепользований, кадастровые номера участков. На строящиеся и демонтируемые участки схемы разработать отдельно.

10.2.3. Приложить список обладателей прав на земельные участки с указанием номера телефона, адреса электронной почты, а так же согласие на обработку персональных данных.

11. При наличии на территории проведения работ частных землепользователей, необходимо получить от них Технические условия на рекультивацию нарушенных земель, приложить их к Проекту рекультивации.

11.1. Мероприятия по рекультивации частных земель запланировать в соответствии с выданными техническими условиями.

11.2. Разработанные Мероприятия по рекультивации земель, согласовать с землепользователями, материалы согласований включить в Проект рекультивации.

 А.В. Литвинов
14.11.2019
70-95

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


Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ

**ПРИЛОЖЕНИЕ Г. ПЕРЕЧЕНЬ ТИПОВЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ И
РЕШЕНИЙ НЕОБХОДИМЫХ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ, СТРОИТЕЛЬСТВЕ,
РЕКОНСТРУКЦИИ, МОДЕРНИЗАЦИИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ НГПО
КУРИРУЕМОГО СЛУЖБОЙ ГЛАВНОГО МЕХАНИКА (СГМ)**

УТВЕРЖДАЮ

Начальник Управления механо-
энергетического обеспечения,
автоматизации и метрологии
ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»

 Жигалов Д.П.
(подпись)

«__» _____ 20__ г.

**Перечень типовых технических условий и решений необходимых при проектировании,
строительстве, реконструкции, модернизации и эксплуатации НГПО курируемого
службой главного механика (СГМ)**

- Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.97 № 116-ФЗ,
- СТО «ЛУКОЙЛ» 1.19.1-2012 Система технического обслуживания, контроля технического состояния и ремонта нефтегазопромыслового оборудования в НГДО группы «ЛУКОЙЛ» (Приказ №101 от 11 июня 2013г.);
- Технические условия на поставку центробежных насосов и насосных агрегатов для нефтегазодобывающих обществ ОАО «ЛУКОЙЛ» Утвержденные 22 апреля 2014г. (Приказ №300 от 29 мая 2014г.);
- Технические требования предъявляемые в НГДО ПАО «ЛУКОЙЛ» к насосам (динамическим) центробежным I-категории, прошедшим капитальный ремонт (Приказ №81 от 01 февраля 2017г.);
- Унифицированная форма чек-листа оформляемого при ремонтах насосов ЦНС (Письмо ПАО «ЛУКОЙЛ» №10-01-122вл от 14 февраля 2017г.);
- Требование о 100% проведении стендовых испытаний насосов динамических изготовленных на территории РФ и стран СНГ (Протокол АШ 46П п.2.2 от 29 ноября 2013г.);
- Единые требования по гарантийным срокам и ресурсу до капитального ремонта к динамическим насосам и компрессорам I-категории (Приказ №540 от 08 сентября 2014г.);
- Требование к оформлению опросных листов (ОЛ) при заказе и приобретении центробежных насосов для ремонтно-эксплуатационных нужд (Протокол №АШ 44П п.11.2 от 27 ноября 2015г.);
- Техническая инструкция по заказу трубопроводной арматуры для нефтегазодобывающих обществ ПАО «ЛУКОЙЛ» (Приказ №678 от 9 ноября 2015г.);
- Единые Технические Требования на поставку задвижек для промышленных и технологических трубопроводов в НГДО ПАО «ЛУКОЙЛ» (Приказ №732 от 19 сентября 2017г.);
- Единые Технические Требования по формированию опросных листов на поставку трубопроводной арматуры (ТПА) в ООО «ЛУКОЙЛ Коми» (Распоряжение №52 от 31 мая

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ

Лист

69

- 2017г.);
- Технологическая инструкция входного контроля трубопроводной арматуры для нефтегазодобывающих обществ ПАО «ЛУКОЙЛ» и подрядных организаций (Приказ №602 от 30 сентября 2015г.);
 - Требования к технической модернизации фонда станков качалок для НГДО ПАО «ЛУКОЙЛ» (Приказ №7 от 12 января 2016г.);
 - Инструкция по оформлению опросных листов на оборудование устья скважин для нефтегазодобывающих обществ ПАО «ЛУКОЙЛ» (Приказ №561 от 31 августа 2016г.);
 - Регламент проведения комиссионного расследования причин отказов (аварий) нефтепромыслового оборудования на объектах ООО «ЛУКОЙЛ Коми» (Приказ №281 от 26 мая 2014г.);
 - Положение по оформлению исполнительной документации, а также о порядке планирования подготовки и проведения пусконаладочных работ для ввода в эксплуатацию вновь смонтированных, реконструированных, капитально отремонтированных сооружений и оборудования в подразделениях ООО «ЛУКОЙЛ Коми» (Приказ №244 от 15 апреля 2016г.);
 - Временный регламент по учету, движению и списанию НПО (Приказ №91 от 22 февраля 2012г.);
 - Регламент ведения формы по несанкционированным остановкам ДО ООО «ЛУКОЙЛ Коми» в информационной системе Общества (Приказ №189 от 24 апреля 2011г.);
 - Стандарт предприятия по применению фирменного стиля объектов ООО «ЛУКОЙЛ-Коми». Окраска и маркировка объектов, введенный приказом ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» (Приказ № 403 от 24.06.2015г.);
 - Руководящий документ РД 01-001-2002 ПАО «ЛУКОЙЛ» Порядок эксплуатации, ревизии и ремонта пружинных предохранительных клапанов в дочерних нефтегазодобывающих, нефтеперерабатывающих, нефтехимических, газоперерабатывающих обществах и обществах нефтепродуктообеспечения ОАО "ЛУКОЙЛ", введенный к приказу ОАО «ЛУКОЙЛ» от 16.04.2003 г. №80;
 - Регламент о порядке разработки, согласования и утверждения проектной документации для капитального строительства, реконструкции, технического перевооружения, капитального ремонта, об организации и выполнении строительно-монтажных работ и о взаимодействии отделов и служб при реализации программы капитального строительства в БЕ «ЛУКОЙЛ-Коми» (Приказ № 470 от 13.06.2017г.);
 - Регламент регистрации событий и ввода в Корпоративную информационную систему по осуществлению контроля и управления промышленными, профессиональными и экологическими рисками (Приказ ОАО «ЛУКОЙЛ» № 196 от 25.11.2014г.);
 - Инструкции заводов-изготовителей, инструкции по эксплуатации оборудования, действующие регламенты взаимоотношений с подрядными сервисными организациями;
 - Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденные Приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12.03.2013 г. №101 (с изменениями и дополнениями от 12.01.2015 г.);
 - Правила по охране труда при работе с инструментом и приспособлениями (приказ Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 17 августа 2015 г. N 552н);
 - Технический регламент Таможенного союза «О безопасности машин и оборудования» ТР

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.		Подп.

ТС 010/2011, утвержденный Комиссией Таможенного союза, Решение от 18.10.2011 №823 (с изменениями от 19.05.2015 г.);

- Порядок проведения технического расследования причин аварий, инцидентов и случаев утраты взрывчатых материалов промышленного назначения на объектах, поднадзорных Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору (Приказ №480 от 19 августа 2011 г.);
- Технологический регламент о безопасности сетей газоснабжения и газопотребления, утвержденный Постановлением Правительства РФ от 29.10.2010 №870, (с изменениями и дополнениями от 23.06.2011 г.);
- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности систем газораспределения и газопотребления», утвержденные приказом Ростехнадзора от 15.11.2013 г. №542;
- ГОСТ Р 54961 -2012 «Системы газораспределительные. Сети газопотребления. Общие требования к эксплуатации. Эксплуатационная документация»;
- ГОСТ Р 54983-2012 «Системы газораспределительные. Сети газораспределения природного газа. Общие требования к эксплуатации. Эксплуатационная документация»;
- Межотраслевые правила по охране труда при эксплуатации газового хозяйства организаций ПОТ Р М-026-2003, утвержденные Постановлением Минтруда РФ от 12.05.2003 №27;
- Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением, утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору №116 от 25.03.2014г.;
- Правила безопасности опасных производственных объектов, на которых используются подъемные сооружения, утвержденные приказом Ростехнадзора от 12.11.2013 г. №533;
- Типовая инструкция для лиц, ответственных за безопасное производство работ кранами РД 10-34-93;
- Типовая инструкция для инженерно-технических работников, ответственных за содержание грузоподъемных машин в исправном состоянии РД 10-30-93 (с изменением №1 РДИ 10-395(30)-00, утв. постановлением Госгортехнадзора России от 28.12.2000г. №70);
- Типовая инструкция для крановщиков (машинистов) по безопасной эксплуатации стреловых самоходных кранов РД 10-74-94;
- Типовая инструкция для крановщиков (машинистов) по безопасной эксплуатации мостовых и козловых кранов РД 10-103-95;
- Типовая инструкция для стропальщиков по безопасному производству работ грузоподъемными машинами РД 10-107-96 (с изменениями №1 РДИ 10-430(107)-02);
- Приказ Ростехнадзора от 10.05.2007 г. №317 «Об утверждении и введении в действие Методических рекомендаций о порядке разработки проектов производства работ грузоподъемными механизмами и технологических карт погрузочно-разгрузочных работ» РД 11-06-2007;
- Стропы грузовые общего назначения. Требования к устройству и безопасной эксплуатации РД 10-33-93 (с изменениями №1 РДИ 10-231-98);
- Постановление Госгортехнадзора России от 28.05.1998 №33 «Об утверждении Типовой инструкции для наладчиков приборов безопасности грузоподъемных кранов РД 10-208-98, (с изменением №1 РДИ 10-474(208)-02, утв. постановлением Госгортехнадзора России от 19.07.2002 г. №45);
- Методические указания. Комплексное обследование крановых путей грузоподъемных

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ

машин РД 10-138-97;

- Конструкция, устройство и безопасная эксплуатация рельсовых путей башенных кранов РД 22-28-35-99;
- СП 62.13330.2011 «Газораспределительные системы. Актуализированная редакция СНиП 42-01-2002 (с Изменениями N 1, 2) Приказ Министерства регионального развития Российской Федерации (Минрегион России) от 27 декабря 2010 г. N 780;
- Постановление Госгортехнадзора России от 05.06.2003 г. №60 «Об утверждении Правил устройств и безопасной эксплуатации стационарных компрессорных установок, воздухопроводов и газопроводов (ПБ 03-581-03);
- Правила противопожарного режима в Российской Федерации, утвержденные постановлением Правительства РФ от 25.04.2012 N 390;
- Правила безопасности нефтегазоперерабатывающих производств», утвержденные приказом Ростехнадзора от 29.03.2016 № 125;
- Правила проведения экспертизы промышленной безопасности», утвержденные Приказом Ростехнадзора от 14.11.2013 N 538;
- Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств», утвержденные Приказом Ростехнадзора от 11.03.2013 N 96;
- Порядок эксплуатации, технического обслуживания и ремонта вертикальных стальных резервуаров в дочерних обществах ПАО «ЛУКОЙЛ», РД 01-002-2003, утвержденные заседанием Правления ПАО «ЛУКОЙЛ» (протокол от 26.07.2004 №21), согласованные Госгортехнадзором России (письмо от 16.03.2004 №АС-04-35/235);
- Правила безопасности при эксплуатации установок подготовки нефти предприятиях нефтяной промышленности, утвержденные протоколом Госгортехнадзора СССР от 16.07.1976 г. №32, письмо Миннефтепрома СССР от 09.07.1976 г. №АЖ-4390;
- Положение о системе технического диагностирования сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов РД 08-95-95, утвержденные Госгортехнадзором России 25.07.1995г.;
- Свод правил 60.13330.2012 "Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха", (актуализированная редакция СНиП 41-01-2003), введенный 01.01.2013г.;
- Методические указания "Проверки эффективности действия систем вентиляции производственных объектов ПАО "ЛУКОЙЛ" и его дочерних обществ. МУ-01-002-01;
- Правила приемки, испытания и эксплуатации вентиляционных систем нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятий ПВ НП-78;
- ИПБОТ 409-2008 Инструкция по промышленной безопасности и охране труда при обслуживании и эксплуатации вентиляционных установок, нормативно-технический документ введенный в действие: 01.01.2008г.;
- Руководство по безопасности факельных систем, утверждено приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 26 декабря 2012 г. N 779;
- Правила промышленной безопасности при разработке нефтяных месторождений шахтным способом, утвержденные Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору от 28 ноября 2016 года N501;
- Инструкция по эксплуатации стальных канатов в шахтных стволах РД 03-439-02, утверждена постановлением Госгортехнадзора России от 12.04.2002 г. №19;
- Методические указания по проведению экспертных обследований шахтных подъемных

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ

установок (РД 03-422-01), утверждены постановлением Госгортехнадзора России от 26.06.01 № 23;

- Руководство по ревизии и наладке главных вентиляторных установок шахт, Утвержденные Энергомеханическим управлением Министерстваа угольной промышленности СССР 15.01.79г.;
- РД 03-613-03 порядок применения сварочных материалов при изготовлении, монтаже, ремонте и реконструкции технических устройств для опасных производственных объектов;
- РД 03-614-03 порядок применения сварочного оборудования при изготовлении, монтаже, ремонте и реконструкции технических устройств для опасных производственных объектов;
- РД 03-615-03 порядок применения сварочных технологий при изготовлении, монтаже, ремонте и реконструкции технических устройств для опасных производственных объектов;
- ПБ-03-273-99 "Правила аттестации сварщиков и специалистов сварочного производства";
- РД 03-495-02 Технологический регламент проведения аттестации сварщиков и специалистов сварочного производства;
- Приказ от 14 марта 2014 г. N 102 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Требования к производству сварочных работ на опасных производственных объектах»;
- Руководство по безопасности "Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов" (Утверждено приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 27 декабря 2012 г. N 784);
- Руководство по безопасности вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов (ПРИКАЗ от 26 декабря 2012 г. N 780);
- Руководство по безопасности для нефтебаз и складов нефтепродуктов (Утверждено Приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 26 декабря 2012 г. N 777);
- Методические указания по проведению диагностирования технического состояния и определению остаточного срока службы сосудов и аппаратов РД 03-421-01 (Утверждены Постановлением Госгортехнадзора России от 6 сентября 2001 г. N 39);
- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила проведения экспертизы промышленной безопасности" (Приказ от 14 ноября 2013 г. N 538);
- ВНТП 3-85 Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений;
- Руководящий документ (РД-01-001-2002) порядок эксплуатации, ревизии и ремонта пружинных предохранительных клапанов в дочерних нефтегазодобывающих, нефтеперерабатывающих, нефтехимических, газоперерабатывающих обществах и обществах нефтепродуктообеспечения ПАО «ЛУКОЙЛ»;
- Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений (ВНТП 3-85), утверждены приказом Министерства нефтяной промышленности №32 от 10.01.1986г.;
- Блоки технологические для газовой и нефтяной промышленности Общие технические условия (ОСТ 26.260.18-2004) Принят и введен в действие Техническим комитетом 260 «Оборудование химическое и нефтегазоперерабатывающее»;
- Градостроительный кодекс Российской Федерации, от 22 июля 2005г. N 117-ФЗ;
- СП 48.13330.2011 «Организация строительства. Актуализированная редакция СНиП 12-01-2004»;
- СП 246.1325800.2016 «Положение об авторском надзоре за строительством зданий и

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	Нодок.	Подп.	Дата

У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ

- сооружений»;
- РД-11-02-2006 «Требования к составу и порядку ведения исполнительной документации при строительстве, реконструкции, капитальном ремонте объектов капитального строительства и требований, предъявляемых к актам освидетельствования работ, конструкций, участков сетей инженерно-технического обеспечения», утв. приказом Ростехнадзора от 26.12.2006 № 1128.

Главный механик ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»



(подпись)

Листов А.В.

Главный механик ТПП «ЛУКОЙЛ Усинскнефтегаз»



(подпись)

Якупов Д.Н.

Главный механик ТПП «ЛУКОЙЛ Ухтанефтегаз»



(подпись)

Белобородов В.М.

Главный механик ТПП «ЛУКОЙЛ Севернефтегаз»



(подпись)

Красиков А.В.

Главный механик НШУ «Яреганефть»



(подпись)

Копысов В.Н.

Главный механик УГПЗ



(подпись)

Поздняков В.Б.

Исполнитель:
№ телефона _____

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ

Лист

74

ПРИЛОЖЕНИЕ Д. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ СПЕЦРАЗДЕЛОВ К ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ

Приложение № 3
к Регламенту формирования исходных и технических условий
для разработки заданий на проектирование объектов строительства, реконструкции и
технического перевооружения ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»

СОГЛАСОВАНО

Начальника Отдела охраны труда,
промышленной безопасности
и предупреждения ЧС
ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»

_____ (подпись) В.В. Московкин
« 01 » 09 2020 г.

УТВЕРЖДАЮ

Главный инженер
ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»
ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»

_____ (подпись) А.В. Косак
« 01 » 09 2020 г.

Исходные данные

для разработки спецразделов к проектной документации:
«Декларация промышленной безопасности»,
«Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению
чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера»,
«Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности»,
«Организация и условия труда работников.
Управление производством и предприятием»,
«Идентификация и оценка производственных и профессиональных рисков».

Наименование проекта: Реконструкция промышленных трубопроводов на Возейском нефтяном месторождении в 2023 году строительства.

Наименование объекта: Промысловые трубопроводы на Возейском нефтяном месторождении.

Содержание исходных данных и технических условий:

1. Идентификационные признаки в соответствии с частью 1 статьи № 4 Федерального закона от 30.12.2009 № 384-ФЗ:
 - 1.1. Назначение: производственное;
 - 1.2. Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры: не принадлежит;
 - 1.3. Возможность опасных природных процессов и явлений: согласно карте общего сейсмического районирования ОСР-97-13 5% СП 44-13330.2011 район строительства относится к 5-балльной зоне интенсивности; сильные ветры со скоростью 25-30 м/с (при порывах до 40 м/с), ливневые дожди, град, сильные снегопады, наледеобразование, сильные морозы, затяжные метели, опасность природных пожаров;
 - 1.4. Принадлежность к опасным производственным объектам: определить проектом, согласно Федерального закона № 116-ФЗ от 21.07.1997 «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;
 - 1.5. Пожарная и взрывопожарная опасность: определить проектом;
 - 1.6. Наличие помещений с постоянным пребыванием людей: определить проектом;
 - 1.7. Уровень ответственности: определить проектом.
2. **Сведения об отнесении проектируемого объекта, эксплуатирующей организации к категории по ГО:** Определить проектом. Запросить самостоятельно в ГУ МЧС РФ по региону, к которому относится проектируемый объект.
3. Исходные данные Главного управления МЧС России по Республике Коми.
4. **Сведения о рядом расположенных населенных пунктах, об удаленности городов категоризированных по ГО:** определить проектом.
5. **Сведения об удаленности других объектов (предприятий), расположенных вблизи проектируемого, и общей численности работников:** определить проектом.
6. **Сведения о прекращении/продолжении деятельности проектируемого объекта в военное время:** определить проектом. Запросить самостоятельно в ГУ МЧС РФ по региону, к которому относится проектируемый объект.
7. **Сведения о наличии/отсутствии в районе работ защитных сооружений гражданской обороны. Сведения об имеющихся на балансе защитных сооружений ГО:** исходные данные Главного управления МЧС России по Республике Коми. Запросить самостоятельно.
8. **Схема оповещения при ГО (эксплуатирующей организации):** Схема оповещения ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» о чрезвычайных ситуациях, авариях, пожарах, инцидентах, случаях утраты взрывчатых материалов промышленного назначения.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	Нодок.	Подп.	Дата

У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ

Лист

75

9. **Описание существующей системы управления ГО, средствах получения сигналов от территориальной автоматизированной системы централизованного оповещения территориального округа, системам оповещения персонала:**

Руководитель гражданской обороны – генеральный директор ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»;
Первый заместитель руководителя гражданской обороны – главный инженер ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».

Система оповещения по ГО объекта должна обеспечивать:

- прием сообщений из системы централизованного оповещения;
- передачу предупредительного сигнала «Внимание всем!»;
- доведение речевой информации до работающего (обслуживающего) персонала проектируемого объекта.

Сигналы от территориальной автоматизированной системы оповещения ГО Республики Коми транслируются на территории г. Усинск по телевизионному и радио каналам.

Система оповещения и связи должна обеспечивать связь со всеми подчиненными структурами.

Определить проектом системы оповещения и связи в соответствии с требованиями законодательства РФ.

10. **Сведения о мероприятиях по локализации и ликвидации аварий, которые предусмотрены эксплуатирующей организацией (План ЛАРН, ПЛА):**

- Схема оповещения о ЧС. Алгоритм оповещения руководства и персонала объекта, заинтересованных организаций, аварийно-восстановительных бригад и т.д. с указанием номеров телефонов.

- НАСФ ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз», свидетельство об аттестации на право ведения аварийно-спасательных работ, регистрационный № 16/3-5-46 от 21.12.2017 года.

Вид аварийно-спасательных работ: поисково-спасательные работы.

Основание: протокол ОАК ЛУКОЙЛ № 16/3-5 от 21.12.2017 №5. Личный состав: 22 человека.

- Договор со специализированными и профессиональными аварийно-спасательными формированиями (ООО СПАСФ «Природа», ГАУ «СПАС-КОМИ»).

- Номенклатура и объем собственных финансовых и материально-технических ресурсов для ликвидации чрезвычайных ситуаций и/или привлекаемых аварийно-спасательные формирования других организаций:

Резерв финансовых средств для локализации и ликвидации последствий возможных аварий на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» создан в соответствии с приказом ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» № 349 от 06.05.2019г. «О создании резерва финансовых средств для ликвидации чрезвычайных ситуаций». Финансовые резервы ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» для предупреждения и ликвидации ЧС формируются при организации страхования имущественных и других интересов с Программой страховой защиты ПАО ЛУКОЙЛ и его дочерних предприятий.

Места хранения материально-технических ресурсов и дислокация, как собственных сил, так и привлекаемых специализированных АСФ, время доставки в район работ: *определить проектом.*

- Описание порядка действия сил и использования средств организации, эксплуатирующей опасные производственные объекты, а также их взаимодействия с другими организациями по предупреждению и ликвидации аварий: *определить проектом.*

11. Сведения о территориальном подразделении пожарно-спасательной службы, обслуживающей район размещения проектируемого объекта, время следования до объекта (номер ПЧ, место дислокации, перечень основной, специальной и вспомогательной техники ПЧ, штатная численность личного состава ПЧ). *Согласно договора с пожарной частью.*

12. Сведения о подразделении обслуживающем объект, общей численности персонала и численности наибольшей работающей смены проектируемого объекта, указать место производственной базы обслуживающего персонала: *определить проектом.*

13. Необходимость установки наблюдательных деформационных марок, их количества, периодичность циклов маркшейдерско-геодезических наблюдений определить проектом.

14. **Необходимость разработки Декларации промышленной безопасности:** в случае отнесения объекта к 1-му или 2-му классу опасности (согласно Федеральному закону от 21.07.1997 N 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов») разработать Декларацию промышленной безопасности.

15. **Необходимость разработки Деклараций пожарной безопасности:** разработать при необходимости в соответствии с законодательством.

Начальник ООТ и ПБ

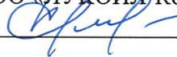
 В.П. Каптюг

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ	Лист 76

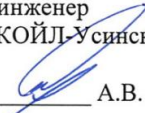
ПРИЛОЖЕНИЕ Е. ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ НА РАЗРАБОТКУ РАЗДЕЛОВ ПО «ОХРАНЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ»

СОГЛАСОВАНО

Начальник отдела
Охраны окружающей среды
ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»
 А.Л. Артеева

«__» _____ 2020 г.

УТВЕРЖДАЮ

Главный инженер
ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»
 А.В. Косак

«__» _____ 2020 г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ НА РАЗРАБОТКУ РАЗДЕЛОВ ПО «ОХРАНЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ» К ПРОЕКТУ

«РЕКОНСТРУКЦИЯ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ НА ВОЗЕЙСКОМ Н.М. В 2023 ГОДУ
СТРОИТЕЛЬСТВА».

1 Общие требования к проектной документации.

1.1 Проектную документацию разработать с учетом требований Постановления Правительства РФ № 87 от 16.02.2008 года, природоохранного законодательства РФ и субъекта федерации, сводов правил и национальных стандартов, иных федеральных, территориальных и производственно-отраслевых нормативных правовых актов и нормативно-технических документов, а также нормативных актов ЛУКОЙЛа, содержащих требования охраны окружающей среды.

1.2 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».

1.3 Перед началом проведения инженерно-экологических изысканий согласовать программу изысканий со специалистами отдела охраны окружающей среды ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз».

1.4 Проектом предусмотреть охранные территории проектируемых объектов, зданий и сооружений, в соответствии с нормативно-правовыми актами РФ (СанПиН, ВСНы, ГОСТы), учитывая особенности территории региона при проектировании и выполнении инженерных изысканий.

1.5 Идентифицировать производственные риски и экологические аспекты в соответствии со Стандартом ПАО «ЛУКОЙЛ» СТО ЛУКОЙЛ 1.6.6-2019 «Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Управление рисками и экологическими аспектами».

1.6 Природно-экологическую оценку района размещения объекта проводить с учетом существующих экологических ограничений с целью предварительного качественного определения экологического риска намечаемой деятельности в предполагаемом районе строительства. Использовать для этих целей материалы инженерно-экологических изысканий.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ

Лист

77

1.7 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.

1.8 «Меры по сохранению водных биологических ресурсов и среды их обитания» с расчетом ущерба на водные биоресурсы разработать отдельной книгой. Получить положительное заключение Федерального Агентства по рыболовству. Компенсационные мероприятия должны предполагать вариативность водных биоресурсов как по видам (сиг, хариус), так и по навескам выпускаемой молоди.

1.9 Выполнить в составе проекта отдельным томом проект санитарно-защитной зоны (с учетом шумового воздействия) в соответствии с СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 (с учетом письма Роспотребнадзора № 01/9550-12-32 от 24.08.2012г.), Постановления Правительства РФ от 03.03.2018 N 222 и согласовать с контролирующими органами в установленном порядке с получением заключения о необходимости (отсутствии необходимости) установления (изменения) санитарно-защитной зоны.

1.10 Выполнить расчет платежей за негативное воздействие на окружающую среду в двух вариантах: при строительстве и дальнейшей эксплуатации в соответствии с законодательством РФ.

2 Требования к порядку обращения со сточными водами.

2.1 Хозяйственно - бытовые стоки, образовавшиеся при строительстве должны собираться в канализационные ёмкости (необходимо предусмотреть объем емкости с учетом периодичности вывоза сточных вод) и по мере накопления вывозиться на ближайшие очистные сооружения по предварительно заключенному Подрядчиком договору. Проектировщик предлагает организацию, принимающую стоки на очистку. Проектировщик обязан запросить, и получить письмо от организации (на которую планируется вывоз) о согласовании возможности приемки хоз. бытовых стоков, образующихся от строительства.

2.2 При проектировании отдавать предпочтение технологиям оборотного или повторно используемого водоснабжения.

2.3 При проектировании исключить решения, предполагающие сброс стоков (в том числе из водоотводных канав) в водные объекты, их водоохранные зоны, а также на рельеф местности.

3 Требования к обращению с отходами.

3.1 Образовавшиеся отходы при строительстве объекта временно накапливаются на специализированных площадках и по мере накопления вывозятся транспортом Подрядчика на специализированные предприятия, осуществляющие приём отхода по предварительно заключенному Подрядчиком договору. Проектировщик предлагает организацию, принимающую отходы на утилизацию, обезвреживание или захоронение. Организация, осуществляющая проектирование обязана запросить и получить письмо от организации (на которую планируется вывоз ТКО, строительного мусора, металлолома и т.д.) о согласовании возможности приемки отходов, образующихся от строительства.

3.2 На стадии эксплуатации. При проектировании учитывать имеющуюся лицензию ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» №011-00043/П от 05.02.2020 года на осуществление деятельности по сбору, транспортированию, обработке, утилизации, обезвреживанию и размещению отходов I-IV классов опасности.

3.3 Шлам очистки емкостей и трубопроводов от нефти и нефтепродуктов, нефтезагрязненный грунт, песок, загрязненный мазутом, шлам очистки резервуаров и трубопроводов, образовавшиеся при эксплуатации вывозятся на шламонакопитель КЦДНГ-2 Усинского нефтяного месторождения, зарегистрированный в ГРОРО за № 11-00074-Х-00136-250418.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ

3.4 При большом удалении объекта от дорог круглогодичного действия, а также эксплуатацией/строительством объекта преимущественно в летний период, предусмотреть использование мобильных установок для термического обезвреживания отходов (с целью исключения захламливания территории объекта, уменьшения объемов отходов и, исключением необходимости иметь в наличии контейнеры большого объема для накопления партии отходов в отсутствие зимних дорог). На период строительства Подрядная организация должна иметь собственную установку для термического обезвреживания отходов. На период эксплуатации предусмотреть закупку установки термического обезвреживания отходов в составе оборудования входящему в сметы строек. Обтирочный материал, загрязненный маслами (содержание масел менее 15%) при эксплуатации объектов, складывается в специально оборудованные закрытые металлические ящики и по мере накопления обезвреживаются на этих установках.

4 Требования к проекту рекультивации земель.

4.1 Разработать отдельной книгой Проект рекультивации земель после завершения строительства и согласовать его в порядке установленном постановлением правительства №800 от 10.07.2018 года «О проведении рекультивации и консервации земель».

5 Требования к согласованиям проектной документации.

5.1 Согласовать с отделом охраны окружающей среды ТПП «ЛУКОЙЛ- Усинскнефтегаз» презентационные материалы к общественным слушаниям за 1 месяц до их официального проведения.

5.2. При защите проекта на общественных слушаниях/ экспертизе, обеспечить присутствие представителя проектной организации с презентационным материалом, отражающим основные характеристики проектируемого объекта и решения направленные на обеспечение требуемого уровня промышленной и экологической безопасности и обладающим необходимыми знаниями по технологии производства выполняемых работ.

5.3. Получить положительное заключение государственной экологической экспертизы.

6 Перечень документации, предоставляемой Заказчиком Генпроектировщику на предпроектной стадии.

6.1 Лицензия ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» №011-00043/П от 05.02.2020 года на осуществление деятельности по сбору, транспортированию, обработке, утилизации, обезвреживанию и размещению отходов I-IV классов опасности.

7 Перечень документации, предоставляемой Генпроектировщиком Заказчику должен включать:


7.1 Отчет об инженерно-экологических изысканиях

7.2 Проектную документацию (включая проект санитарно-защитной зоны, проект рекультивации земель).

7.3 Положительное заключение государственной экологической экспертизы с протоколом общественных слушаний.

7.4 Документацию предоставить на электронном носителе в редактируемом формате и сканированный вариант (pdf) с приложением описи в отдел окружающей среды ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз».

Начальника отдела ООС
ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»



А.В.Бубнов

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ

Лист

79

**ПРИЛОЖЕНИЕ Ж. ТИПОВЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ НА РАЗРАБОТКУ
ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ: СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЯ
МАГИСТРАЛЬНЫХ И ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ**

УТВЕРЖДАЮ:

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

Р.П. Пивовар
« 8 » 02 2018 г.

**ТИПОВЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
на разработку проектной документации: строительство, реконструкция
(модернизация, тех. перевооружение) магистральных и промысловых трубопроводов
(газопроводов, нефтегазопроводов, нефтепроводов, водоводов высокого и низкого
давления)**

Содержание исходных данных:

- 1 Перед началом работ представить Заказчику поэтапный план работ с указанием дат начала и окончания каждого этапа проектирования.
- 2 Разработку вести в полном соответствии с техническими условиями с соблюдением требований промышленной безопасности, действующими нормами и правилами, предъявляемыми при строительстве и эксплуатации трубопроводов.
- 3 Перед проектированием каждой трассы трубопроводов уточнить в отделах проектных работ Заказчика наличие всех нереализованных, а также разрабатываемых проектов, пересекающихся (в том числе проходящих вблизи мест подключения) с проектируемой трассой.
- 4 Выполнить предпроектные проработки по камеральной прокладке, размещению проектируемых коридоров коммуникаций, площадных объектов с границами земельных участков и их нанесению на картографический материал. До начала проведения работ по инженерным изысканиям согласовать указанные проработки с цеховым подразделением, Отделом поддержания пластового давления и трубопроводного транспорта ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз», Отделом добычи нефти и ремонта скважин ТПП «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтегаз», Отделом добычи нефти и газа, ремонта скважин ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз», Группой подготовки нефти и трубопроводного транспорта НШУ «Яреганефть», Механо-энергетическим отделом УГПЗ (далее ТПП, НШУ, УГПЗ), ОМГР по соответствующему региону.
- 5 Точки начала и конца трассы, всех промежуточных точек подключений проектируемого трубопровода и подходы к ним, места пересечений трубопровода с существующими коммуникациями и способы подключения уточнить в процессе изысканий, согласовать с представителем цеховых подразделений по месту.
- 6 Материалы изысканий и проект лесного участка согласовать с цеховым подразделением, ТПП, НШУ, УГПЗ, ОЭПиС ТПП, ОКС НШУ/УГПЗ, ОМГР по соответствующему региону и УОИиЗУ. На материалах топографических изысканий должны быть отражены наименования и привязка существующих и проектных кустовых площадок, скважин, площадных объектов, всех трубопроводов (проектных, действующих,

Типовые технические условия (редакция №2)

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ

Лист

80

бездействующих) с указанием транспортируемой среды и направлением движения, узлов задвижек, ВЛ, линий связи и автодорог.

7 При проектировании предусмотреть коридорную прокладку коммуникаций, с единым отводом земли под весь коридор коммуникаций. Трассировка проектируемых трубопроводов должна проходить с учетом минимизации затрат на ликвидацию отказов, на наименьшем нормативном расстоянии от подошвы насыпи существующих и проектных автодорог, а также с максимальным использованием ранее отведенных земель. Способ прокладки - без отсыпки технологической насыпи.

8 Переходы трубопроводов через судоходные реки выполнить методом наклонно направленного бурения «труба в трубе». Переходы через несудоходные реки и ручьи выполнить надземно (надводно) в сплошном защитном кожухе, расположив трубопровод в нижней части эстакады. При ширине реки в межень более 10 м выполнить технико-экономический расчет для оценки строительства перехода методом ННБ. Согласовать с ТПП, НШУ, УГПЗ.

9 По согласованию с Заказчиком предусмотреть конструкцию переходов через водные преграды, оборудованные трапами для перехода обходчиков.

10 Произвести теплогидравлический расчет трубопроводов с учетом перспективы развития месторождения, на основании расчета рекомендовать диаметр трубопровода. Теплогидравлические расчеты проводить в сертифицированном программном комплексе, позволяющим моделировать трехфазный поток с учетом пробковой структуры течения газожидкостной смеси, с учетом компонентного состава нефти, газа и воды, а также высотных отметок по профилю трассы трубопровода. Выполненный расчет согласовать с ТПП, НШУ, УГПЗ. Физико-химические свойства и компонентный состав нефти, газа и пластовой воды принять на основании данных, выданных Геологическим отделом (группой) ТПП (НШУ), физико-химические свойства товарной или подготовленной нефти – на основании данных Отдела подготовки нефти ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз», ТПП «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтегаз», Отдела подготовки нефти и газа ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз», Отдела по добыче и подготовке нефти НШУ «Яреганефть», физико-химические свойства закачиваемого рабочего агента и пресной воды – на основании данных ТПП, НШУ, газа – на основании данных УГПЗ. Объемы перекачиваемой продукции принять в соответствии с действующим проектным документом, на основании утвержденных геологических данных, с учетом перспективы полного развития месторождения.

11 Проектировщик самостоятельно выезжает на объект для мониторинга, сбора и изучения всех необходимых и недостающих данных.

12 Предоставить в ТПП, НШУ, УГПЗ общие расчетные схемы рассматриваемой гидравлической ветви до объектов ДНС, БКНС, КС, ГКС и т.д. с указанием на ней действующих, ранее запроектированных и одновременно проектируемых трубопроводов. На технологических схемах указывать все существующие, строящиеся и проектируемые трубопроводы, имеющие отношения к проектируемому объекту. На всех трубопроводах, отраженных на расчетной схеме, указывается типоразмер, протяженность, на узлах, кустовых площадках, объектах подготовки, закачки указывается объем перекачки жидкости, нефти и газа (м³/сут, т/сут) и линейное давление (текущие и проектные значения), расчетные скорости жидкости и смеси.

13 Теплогидравлические расчеты необходимо выполнять всей системы рассматриваемой гидравлической ветви до объекта сбора или закачки (ДНС, БКНС, ГКС и

Типовые технические условия (редакция №2)

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ					Лист
					81

т.д.) с предоставлением предложений по строительству лупингов или реконструкции существующих трубопроводов.

14 Результаты теплогидравлических расчетов предоставлять в табличной форме с указанием исходных данных, на которые выполнен расчет, а именно: плотность нефти, плотность газа, плотность воды, компонентный состав нефти и газа, % содержание парафина и H₂S, температура перекачиваемой жидкости или газа, % обводненности жидкости, % содержание воды в газе, газовый фактор, динамическая вязкость дегазированной нефти, шероховатость трубопроводов, профиль трасс с указанием высотных отметок. В случае применения на трубопроводе втулок защиты сварного стыка, в расчетах учесть потери давления на сопротивление на втулках.

15 На основании теплогидравлических расчетов определить необходимость применения системы обогрева, теплоизоляции согласовать с ТПП, НШУ, УГПЗ.

16 Для газопроводов, на основании проведенных расчетов, определить зону максимальной конденсации углеводородов; зону и возможность образования гидратов в газопроводе.

17 На основании расчетов для нефтепроводов, транспортирующих продукцию с высоким содержанием АСПО и/или высокой температурой застывания нефти, определить необходимость нагрева жидкости в начале или иной точке проектируемого трубопровода. При необходимости предусмотреть необходимое для этого оборудование (печь подогрева, газосепаратор, ДЭС и т.д.). Согласовать с ТПП, НШУ, УГПЗ.

18 На основании расчетов для газопроводов предусмотреть (при необходимости) установку газосепараторов для улавливания жидкой фазы из транспортируемого попутного нефтяного газа. Места установки, тип газосепараторов и способ откачки газового конденсата из них определить проектом, согласовать с МЭО Усинского ГПЗ.

19 По результатам проведенных расчетов предусмотреть (при необходимости) установку установок дозирования для ввода ингибиторов гидратообразования в проектируемые газопроводы с целью исключения гидратообразования в транспортируемом газе. Рассчитать норму подачи ингибиторов гидратообразования. Согласовать с МЭО Усинского ГПЗ.

20 Максимальное разрешенное проектное давление принять согласно п.7 Исходных данных и технических условий на разработку проектной документации на строительство, реконструкцию (модернизацию, тех. перевооружение) магистральных и промысловых трубопроводов (далее Исходные данные).

21 Для защиты от внутренней коррозии трубопроводов (кроме нефтепроводов товарной нефти, газопроводов, а также водоводов пресной воды при низком содержании или отсутствии кислорода в перекачиваемой воде) предусмотреть применение заводского внутреннего антикоррозионного двухслойного покрытия на основе порошковых красок с фенольным праймером с температурой длительной эксплуатации согласно п. 14 Исходных данных или силикатно-эмалевое покрытие. При необходимости применения иных видов покрытий их дополнительно необходимо согласовать с ОППДиТТ ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».

22 Для защиты от наружной коррозии трубопроводов предусмотреть применение: заводского наружного однослойного эпоксидного антикоррозионного покрытия – для наземной прокладки, заводского наружного покрытия из 2-3-слойного (в зависимости от категории прокладки) полиэтилена, экструдированного полиэтилена или на основе полипропилена – для подземной прокладки.

Типовые технические условия (редакция №2)

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ

Лист

82

23 Для трубопроводов с надземным способом прокладки предусмотреть заводскую теплоизоляцию трубопроводов и фасонных деталей из пенополиуретана в оболочке из оцинкованного листа толщиной 0,7 мм или иных материалов равноценных по цене и физико-химическим свойствам. Материал теплоизоляционного слоя должен обеспечивать сохранение теплоизоляционных свойств в течение всего срока эксплуатации трубопровода. Необходимость теплоизоляции газопроводов согласовать с МЭО Усинского ГПЗ.

24 Для трубопроводов с подземным способом прокладки и транспортирующих продукцию с высокой температурой застывания и/или высоковязкую нефть необходимость подземной теплоизоляции линейной части трубопровода определить на основании теплогидравлических расчетов, тип и необходимость согласовать с ТПП, НШУ.

25 Для трубопроводов с подземным способом прокладки надземные участки трубопровода и соединительные детали на узлах линейной запорной арматуры теплоизолировать с применением утеплителя и оцинкованного листа. Тип теплоизоляции определить проектом и согласовать с ТПП, НШУ, УГПЗ.

26 Для исключения негативного влияния промышленных токов (наводок) на трубопроводы, предусматривать применение трубных изолирующих вставок на выходе и входе технологических объектов (ДНС, БКНС, ГКС и т.д.), согласовать с ТПП, НШУ, УГПЗ.

27 Произвести прочностной расчет проектируемых трубопроводов. Проектные решения по выбору класса прочности трубной продукции должны предлагать Заказчику несколько вариантов, при этом каждый вариант должен быть рассчитан на металлоемкость проекта в целом в зависимости от толщин стенок, с оценкой финансовых затрат. При проектировании должны рассматриваться варианты снижения металлоемкости за счет ранжирования толщины стенки и класса прочности трубных сталей. Прочностные расчеты согласовать с ТПП, НШУ, УГПЗ. Применение сталей класса прочности более К56 должно отдельно согласовываться с ОППДиТТ ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».

28 Для проектируемых трубопроводов, территориально расположенных в климатических районах Крайнего Севера или приравненных к ним территориях, проектом предусмотреть проведение испытаний трубной продукции и фасонных деталей на ударную вязкость КСУ при температуре минус 60 гр.С в соответствии с требованиями п.3.10 и п.3.11 СП 34-116-97 для промышленных и межпромысловых трубопроводов, п. 17.1.8 СП 36.13330.2012 – для магистральных трубопроводов.

29 Проектом предусмотреть подбор марки стали, а также других неметаллических материалов, соответствующих требованиям по коррозионной стойкости, применительно к транспортируемой продукции, соответствующими климатическому району строительства. Подбор материала трубопровода произвести из расчета срока службы не менее 20 лет для металлических труб и не менее 25 лет для неметаллических. В проекте указать расчетный срок службы трубопровода. Типоразмер и материальное исполнение труб и фасонных деталей на стадии проектирования согласовать с Заказчиком.

30 В проектной документации предусмотреть возможность применения нескольких типов труб:

– трубопровод из стальных труб (09Г2С, 09ГСФ, 20А), стойких к коррозии, соединяемых сваркой (для нефтепроводов товарной нефти, газопроводов, а также

Типовые технические условия (редакция №2)

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	Нодок.	Подп.	Дата

У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ

водоводов пресной воды при низком содержании или отсутствии кислорода в перекачиваемой воде);

– трубопровод из стальных труб (09Г2С, 09ГСФ, 20А) с антикоррозионным внутренним двухслойным покрытием, соединяемых конусно-раструбным способом и/или сваркой;

– трубопровод из неметаллических материалов, армированных, стойких к поперечно-продольным изгибающим нагрузкам, конструкция должна обеспечивать коэффициент запаса прочности при кратковременном статическом нагружении внутренним гидростатическим давлением согласно СТО «ЛУКОЙЛ» 1.19.3-2013.

Материал труб для рабочей документации принять согласно п.11 Исходных данных.

31 Для трубопроводов транспортирующих сероводородсодержащую продукцию проектом предусмотреть применение трубной продукции из трубных сталей стойких к СКРН и водородному растрескиванию в сероводородсодержащих средах в соответствии с требованиями действующих норм и правил. Марку стали согласовать с ТПП, НШУ, УГПЗ.

32 При применении метода защиты сварного стыка втулкой - применить втулки, обеспечивающие проектное положение при максимально разрешенном проектном давлении, минимальное сужение внутреннего сечения трубы и возможность проведения очистки внутренней полости трубопровода. При применении металлизации стыка - предусмотреть комплект ремонтных катушек заводского изготовления из расчета 10 шт. на 1 км. Метод защиты сварного стыка согласовать с ТПП, НШУ, УГПЗ.

33 Указанные в проекте технологии сварки труб должны быть аттестованы. При применении в проекте трубной продукции соединяемой сваркой по технологиям, которые не регламентированы действующей нормативной документацией, Проектировщик самостоятельно запрашивает у завода-изготовителя исследовательскую технологию сварки. Применение таких ранее неаттестованных технологий должно отдельно согласовываться с ОПДДиТТ ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» и сопровождаться в проектной документации рекомендациями по режимам сварки данных труб в полевых условиях в варианте применения ручной дуговой сварки.

34 В проекте предусмотреть выполнение 100% радиографического контроля, а также выборочного контроля ультразвуковыми методами сварных стыков проектируемого трубопровода. Объемы выборочного контроля сварных стыков ультразвуковыми методами согласовать со службой технического надзора ТПП, НШУ, УГПЗ.

35 В проекте необходимо предусмотреть узлы подключения проектируемого трубопровода с действующими трубопроводами, при врезке отпаечных трубопроводов предусмотреть трубу и отводы на каждое ответвление, диаметром соответствующим диаметру отпаечного трубопровода.

36 Предоставить в ТПП, НШУ, УГПЗ на рассмотрение и согласование технологические схемы с нанесенными местами установки отсекающих задвижек, задвижек для подключения перспективных участков.

37 Все подключения трубопроводов (узлы) предусматривать в надземном исполнении с установкой ограждений заводского исполнения (тип и конструкцию согласовать с ТПП, НШУ, УГПЗ). В конструкции узлов предусматривать установку секущих задвижек для перекрытия потока жидкости до тройников для нефтепроводов и низконапорных водоводов и после тройников для высоконапорных водоводов. Предусмотреть установку технических манометров, продувочных вентиляей. Узлы подключения подземных

Типовые технические условия (редакция №2)

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ

Лист

84

низконапорных водоводов пресной воды, по согласованию с ТПП, НШУ, УГПЗ, выполнить в подземном исполнении в колодце. Конструкция колодца должна исключать замерзание водовода в случае остановки перекачки пресной воды, а также исключать попадание в колодец грунтовых и дождевых вод. Секущие задвижки необходимо оборудовать удлиненными штоками, позволяющими производить открытие (закрытие) задвижек без спуска обслуживающего персонала непосредственно в сам колодец.

38 На проектируемых трубопроводах предусмотреть установку секущих полнопроходных задвижек с ручным механическим приводом в соответствии с требованиями СП 34-116-97, при необходимости задвижек с иным приводом предусмотреть дублирование с ручным приводом. Предусмотреть установку на нефтепроводах обратных клапанов перед секущей задвижкой по направлению потока (для предотвращения обратных перетоков), места установки и необходимость согласовать с ТПП, НШУ, УГПЗ. Ответные фланцы запорно-регулирующей арматуры должны быть изготовлены из марки стали соответствующей марке стали трубы или быть одного класса свариваемости. Ответные фланцы, монтируемые на трубопроводы с внутренним антикоррозионным покрытием, должны быть или с приварными катушками длиной, обеспечивающей монтаж защитной втулки, и иметь внутреннее покрытие, идентичное покрытию трубопровода (ответные фланцы в таком случае предусматривать отдельными спец. деталями), или фланцы без приварных катушек, при соответствии их длины половине длины втулки защиты сварного стыка. Тип и исполнение запорной арматуры согласовать с ТПП, НШУ, УГПЗ. Места установки запорной арматуры оборудовать площадками обслуживания при высоте узлов трубопроводов более 1,4 метра до верхней отметки штурвала задвижки. Необходимость автоподъездов к узлам согласовать с ТПП, НШУ, УГПЗ по результатам изысканий.

39 На ограждении узлов задвижек предусмотреть изготовление и установку схем узлов с указанием номеров задвижек, на задвижках – бирок с нумерацией запорной арматуры, на трубе – стрелок с направлением течения жидкости, информационных табличек с надписями «Огнеопасно», «Высокое давление» и т.д. Площадки запорной арматуры внутри ограждений должны быть спланированы, защищены от затопления поверхностными и грунтовыми водами и иметь твердое покрытие (гравий, щебень и т.п.).

40 Трассировка проектируемых трубопроводов должна проходить с учетом минимизации затрат на обслуживание, текущий ремонт и ликвидацию возможных инцидентов. При необходимости, перед производством строительно-монтажных работ предусмотреть демонтаж бездействующих коммуникаций, находящихся в 5-10 метровой зоне монтажа. Перечень демонтируемых коммуникаций согласовать с ТПП, НШУ, УГПЗ по результатам изысканий.

41 Высоту прокладки трубопроводов над поверхностью земли при надземной прокладке и глубину при подземной прокладке произвести в соответствии с требованиями нормативной документации. Для внутрикустовых выкидных линий транспортирующих продукцию с высокой температурой застывания и/или высоковязкую нефть, а также водоводов пресной воды при подземной прокладке глубину принять ниже глубины сезонного промерзания грунтов.

42 При надземной прокладке переходы трубопровода через промышленные автодороги, трубопроводы и маршруты сезонной миграции оленей предусмотреть в надземном исполнении (арочный переход). Высота арочного перехода над промышленными автодорогами должна обеспечивать беспрепятственный проезд спец. техники.

Типовые технические условия (редакция №2)

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	Нодок.	Подп.	Дата

У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ

Лист

85

Необходимость и конструкцию переходов через маршруты сезонной миграции оленей определить проектом и согласовать с оленеводческими хозяйствами. Учесть в проекте существующие переходы. Переходы трубопровода через автодороги федерального значения выполнить в подземном исполнении методом «прокола».

43 При подземной прокладке переходы трубопровода через автодороги без твердого покрытия, трубопроводы, ВЛ предусмотреть в подземном исполнении с установкой защитных кожухов. Переходы трубопровода через автодороги федерального значения и/или дороги с твердым покрытием выполнить в подземном исполнении методом «прокола».

44 В местах переходов трубопроводов через автодороги федерального значения установить дорожные знаки, запрещающие остановку транспорта, согласовать установку знаков с ГИБДД.

45 Для трубопроводов, на которых планируется установка камер пуска и приема СОД, применять отводы с радиусом изгиба не менее 5D, в иных случаях не менее 1,5D. В проекте выдать рекомендации по типу применяемых очистных устройств для очистки от АСПО с учетом физико-химических свойств перекачиваемой продукции, наличия и типа внутреннего покрытия трубопровода, системы защиты сварного стыка, а также рекомендаций от производителя очистного устройства. Указать расчетное время прохождения очистного устройства по трубопроводу. На узлах линейных задвижек, по согласованию с ТПП, НШУ, УГПЗ, предусмотреть сигнализаторы прохождения очистных устройств. Тип сигнализаторов согласовать с ТПП, НШУ, УГПЗ.

46 В проекте предусмотреть испытание трубопровода на прочность и герметичность. Способ испытаний определить проектом, согласовать с ТПП, НШУ, УГПЗ. При гидравлических испытаниях разработать инструкцию на испытания при отрицательных температурах.

47 В проекте предусмотреть очистку внутренней полости трубопровода после строительства очистным устройством силами подрядной организации, выполняющей СМР. Тип очистных устройств согласовать с ТПП, НШУ, УГПЗ.

48 Проектом предусмотреть предпусковую внутритрубную или иную предпусковую приборную диагностику в соответствии с требованием пункта №723 ПБНГП (приказ №101 от 12 марта 2013 г.) в составе всего трубопровода на соответствие рабочей документации, сертификатам и нормативно-технической документации на материалы и качества СМР. Конструкции очистных калибровочных поршней, профиломеров, диагностических снарядов должно обеспечивать сохранность внутренних покрытий и проектное положение втулок защиты сварного стыка. Затраты на проведение ВТД предусмотреть в сметной стоимости в проектной документации.

49 Проектом предусмотреть затраты на подключение трубопровода к существующим коммуникациям.

50 Переходы через коммуникации сторонних организаций, а также проведение работ в охранной зоне коммуникаций сторонних организаций согласовать с владельцем, получить ТУ и разрешение на право производства работ. Проектный институт согласовывает проектную документацию с владельцами пересекаемых коммуникаций.

51 Оознавательные знаки: изображение наносить методом, аппликации светоотражающей пленкой или плоскочечатного UF-принтера. Для изготовления табличек использовать оцинкованный лист 0,8-1 мм размерами L-0,9 м, h-0,6 м. Исполнение опознавательных знаков и табличек с обозначениями предусмотреть в соответствии со

Типовые технические условия (редакция №2)

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ

Лист

86

Стандартом предприятия по применению фирменного стиля на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-Коми». Окраска и маркировка объектов (прил. к Приказу №403 от 24.06.2015 г.). Оповестительные знаки установить на расстоянии не более 1000 м на линейной части, на углах поворотах, при пересечениях с естественными и искусственными препятствиями.

52 Разработать раздел: «Мероприятия по организации защиты трубопровода от коррозии». В разделе предусмотреть: способ защиты трубопровода от наружной коррозии, способ защиты трубопровода от внутренней коррозии на основании агрессивности перекачиваемого продукта и коррозионной активности грунтов, точки коррозионного мониторинга. Приложить обоснование и экономический расчет выбранного метода с учетом операционных затрат в течение срока эксплуатации трубопровода (ингибиторная защита, очистка).

53 Для ингибиторной защиты (при наличии) и метанольного хозяйства (при наличии) разработать регламент с указанием точек или пикетов установки блоков подачи ингибитора и/или метанола, расхода ингибитора и/или метанола, мест установки точек коррозионного мониторинга.

54 Камеры пуска и приема очистных устройств должны располагаться в непосредственной близости от начала и конца трубопровода соответственно, в удобных для подъезда техники и обслуживания местах. Места и тип установок камер пуска и приема очистных устройств, блоков подачи реагентов согласовать с Заказчиком.

55 На трубопроводах осложненных: АСПО, отложениями солей, образованием гидратов и высоковязких эмульсий разработать раздел: «Мероприятия по организации борьбы с осложнениями в трубопроводе». В разделе предусмотреть: способ борьбы с осложнениями, (очистка, промывка, подача химических реагентов, пропуск очистного устройства и т.д.) с указанием мест установки и типа камер пуска и приема очистного устройства, типа очистных устройств, периодичности очисток, пикетов точки промывки, реагента или рабочего агента для промывки и объема промывки.

56 Для необходимости установки ЭХЗ для защиты трубопровода, а также защитного кожуха (при ННБ «труба в трубе») на стадии изысканий провести работы по выявлению ЭХК, определить источник возникновения, выдать предложения по средствам защиты. Для выявления электрохимической коррозии необходимо произвести замер удельного электрического сопротивления грунта, средней плотности катодного тока, содержание водорастворимых солей на 1 кг грунта, значений pH грунта вдоль трассы прокладки трубопровода. Выбор средств защиты выполнить на основании технико-экономических расчетов, при необходимости обустроить трубопровод пассивной защитой ЭХЗ или применить наружные покрытия усиленного типа, согласовать с ТПП, НШУ, УГПЗ.

57 Для межпромысловых трубопроводов и напорных нефтепроводов в проекте указать максимальное время, на которое может быть остановлен трубопровод в зимнее и летнее время, предусмотреть выполнение теплогидравлического расчета для определения минимально возможного расхода перекачиваемой продукции.

58 Трубопроводы, имеющие в составе более одного участка соответствующего следующим техническим требованиям (участок трубопровода – это трубопровод, имеющий одинаковые технические характеристики по всей протяженности (Q жидкости/нефти; газа, D-диаметр, b-толщину стенки), должен быть разбит на соответствующие участки в составе трубопровода. Ввод в эксплуатацию данных участков предусмотреть отдельными этапами. Разбить очередность объемов проектирования трубопроводов по этапам строительства, согласовать с ТПП, НШУ, УГПЗ. Наименование

Типовые технические условия (редакция №2)

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ

данных участков выполнить в соответствии с требованиями Регламента по наименованию промышленных трубопроводов, составлению паспортов и схем трубопроводных систем ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» (введен Приказом №686 от 05.12.2013 г.).

59 В проекте в отдельный раздел выделить консервацию и демонтаж выведенных из эксплуатации трубопроводов на реконструированных участках. Протяженность демонтируемых трубопроводов уточнить по материалам инженерных изысканий, данные округлить до метра.

60 Предусмотреть разделы проектной документации:

- консервация трубопровода;
- ликвидация трубопровода.

61 Все проектные решения по расположению трубопровода и конструкции узлов задвижек согласовать с цеховым подразделением и ТПП, НШУ, УГПЗ до направления рабочей документации на рассмотрение Заказчику.

62 Внести изменения в существующий технологический регламент на эксплуатацию трубопровода или разработать новый регламент (на все проектируемые межпромысловые трубопроводы, напорные нефтепроводы, магистральные и межпромысловые газопроводы).

63 Проектную и рабочую документацию выполнить с учетом строительства и эксплуатации трубопроводов в условиях Крайнего Севера (с выбором соответствующих технологий и материалов).

64 Произвести расчет численности эксплуатационного персонала, указать в проекте.

65 Принятые в проекте технические и технологические решения должны отвечать требованиям конкурентоспособности и технико-экономической обоснованности, соответствовать требованиям безопасности, прочности, коррозионной стойкости и надежности.

66 На стадии разработки проектно-сметной документации предварительно согласовать с Заказчиком основные проектные решения и карточку применяемых строительных материалов и конструкций.

67 Провести защиту выполненных работ по каждому этапу согласно календарному плану у Заказчика.

68 В случае наличия отступлений конструкции опасного производственного объекта от Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности предусмотреть в проекте разработку раздела «Обоснование безопасности».

69 Проект разработать в одном, наиболее экономичном варианте.

70 Все решения противоречащие данным техническим условия должны быть рассмотрены соответствующими специалистами и письменно согласованы у разработчика ТУ.

И.о. начальника Управления ОДНиГ
ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»

Г.Н. Кузьминский

И.И. Юсупов
5-52-43

Типовые технические условия (редакция №2)

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ

Лист

88

ПРИЛОЖЕНИЕ И. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ / ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ НА РЕКОНСТРУКЦИЮ ВЫКИДНЫХ ЛИНИЙ

СОГЛАСОВАНО:
Начальник ОПИД/ИТТ
ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»

И.И. Юсупов

« 15 » 2020 г.

УТВЕРЖДАЮ:
Главный инженер
ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»

А.В. Косак

« » 2020 г.

Исходные данные/Технические условия

Наименование проекта: «Реконструкция промышленных трубопроводов Возейского месторождения по ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» в 2023 году»

Наименование объекта (-ов): Выкидная линия «к. 1345 до т.вр. 1345»

Содержание исходных данных и технических условий:

№ п/п	Наименование	Значение
1	Техническое наименование трубопровода	«к. 1345 до т.вр. 1345»
2	Наименование трубопровода по бух. учету, инв. № (для реконструируемых объектов)	ВЫКИДНАЯ ЛИНИЯ ГЗПУ-1А ДО СКВ.1345 L-198 Инв.№ КН 8429
3	Вид работ (строительство, реконструкция, техническое перевооружение)	Реконструкция
4	Точка подключения трубопровода (указать наименование существующего или проектного трубопровода или объекта)	В/л «скв. 1097 до ЗУ-1»
5	Ориентировочный диаметр, толщина стенки и протяженность проектируемого трубопровода	89х6 – 700 м (диаметр подтвердить гидрав. расчетом, протяженность 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	Скв. 1345 175 м ³ /сут, 5,7 т/сут
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	Давление ДНС-7 0,7 МПа
9	Давление в точке подключения проектируемого трубопровода, МПа	Определить гидравлическим расчетом
10	Способ прокладки трубопровода	подземный

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ

Лист

89

№ п/п	Наименование	Значение
11	Материал трубы для рабочей документации (сталь, ПАТ и т.д.)	сталь
12	Материал наружного изоляционного покрытия трубы и фасонных изделий	Покрытие из экструдированного полиэтилена
13	Материал и необходимость теплоизоляционного покрытия линейной части трубопровода	Обеспечить теплоизоляцию надземных участков трубопровода
14	Тип и необходимость внутреннего покрытия, температура длительной эксплуатации (гр.С)	Двухслойное эпоксидное покрытие на основе порошковых красок с фенольным праймером ($T_{max}+80^{\circ}C$) с системой защиты сварного соединения
15	Необходимость и тип камер пуска/приема очистных и диагностических устройств	нет
16	Необходимость установки БДР	нет
17	Необходимость системы телемеханики, системы обнаружения утечек,	нет
18	Необходимость системы ЭХЗ	Нет (подтвердить проектом)
19	Дополнительные требования	-

Примечание:

Проект выполнить с учетом:

1) Типовых технических условий на разработку проектной документации: строительство, реконструкция (модернизация, тех. перевооружение) магистральных и промышленных трубопроводов (газопроводов, нефтегазопроводов, нефтепроводов, водоводов высокого и низкого давления)» Раздела 20 Приложения №2 Регламента формирования исходных данных и технических условий для разработки заданий на проектирование объектов строительства, реконструкции и технического перевооружения ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»;

2) Предложений по оптимизации затрат, в соответствии с приказом № 95 ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» от 01.02.2018 г.

Начальник ОППДиТТ
ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»



(подпись)

Миндубаев И.И.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ

Лист

90

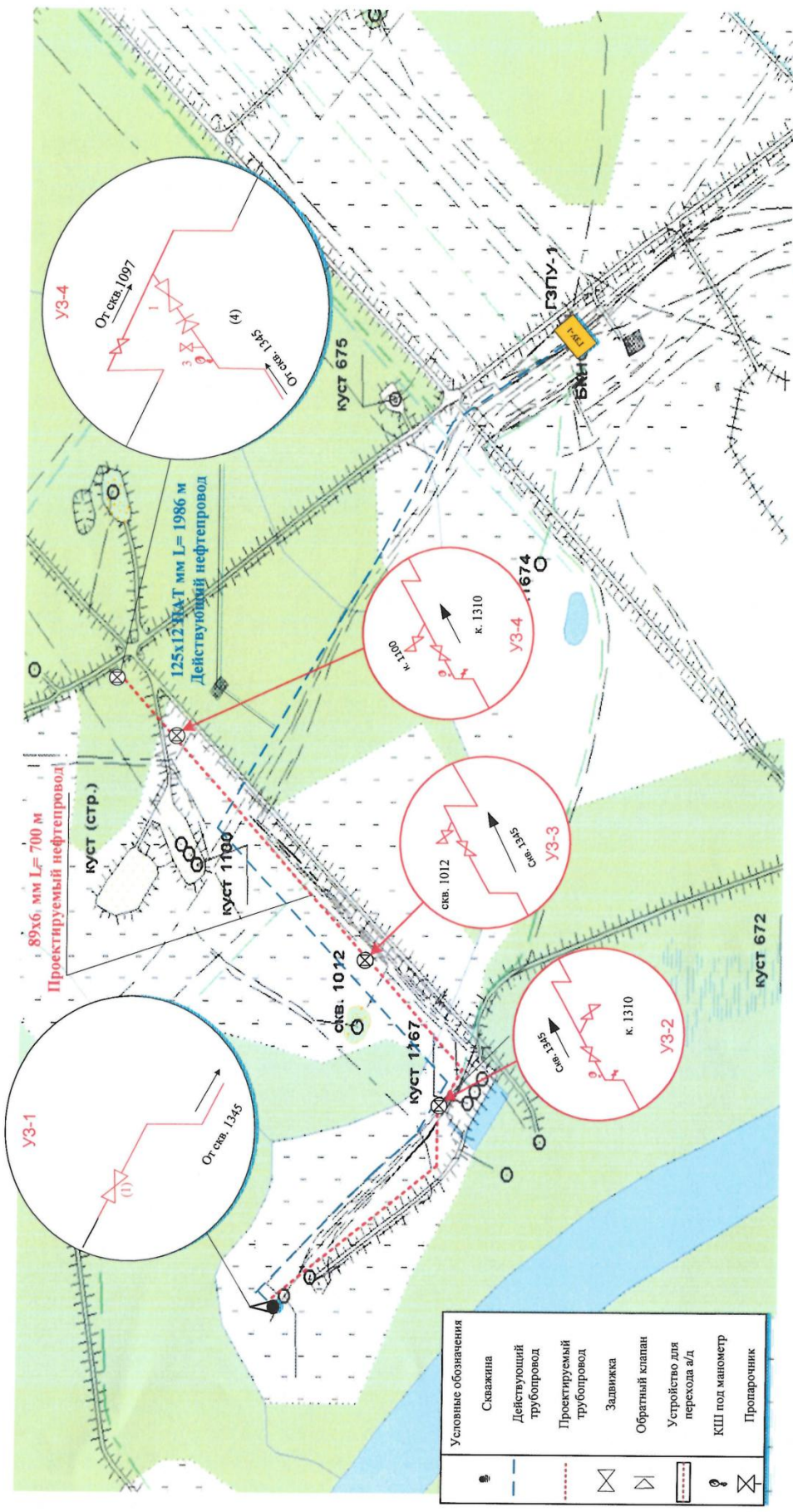
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

Согласовано:
 Начальник ОПШДИТТ
 ТПП «ЛУЖКОЙЛ-Усинскнефтегаз»
 И.И. Миндубаев
 « 16 » 07 2020 г.

Согласовано:
 Главный маршрейдер по Усинскому региону
 ООО «ДУЖКОЙЛ-КОМИ»
 В.В. Устинов
 « » » 2020 г.

Утверждаю:
 Главный инженер
 ТПП «ЛУЖКОЙЛ-Усинскнефтегаз»
 А.В. Косак
 « » » 2020 г.

Схема на проектирование реконструкции трубопровода
 Выкидная линия «к. 1345 до т.вр. 1345» КЦДНГ-4



Зам начальника КЦДНГ-4
 С.Г. Акимов

СОГЛАСОВАНО:
Начальник ОППДиТТ
ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»

И.И. Юсупов

«15» 08. 2020 г.

УТВЕРЖДАЮ:
Главный инженер
ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»

А.В. Косак

«16» 07. 2020 г.

Исходные данные/Технические условия

Наименование проекта: «Реконструкция промысловых трубопроводов Возейского месторождения по ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» в 2023 году»

Наименование объекта (-ов): Выкидная линия «к. 3080 до т.вр. 3080»

Содержание исходных данных и технических условий:

№ п/п	Наименование	Значение
1	Техническое наименование трубопровода	«к. 3080 до т.вр. 3080»
2	Наименование трубопровода по бух. учету, инв. № (для реконструируемых объектов)	Выкидная линия от скв.3071 до ЗУ 22 № инв 24004545
3	Вид работ (строительство, реконструкция, техническое перевооружение)	Реконструкция
4	Точка подключения трубопровода (указать наименование существующего или проектного трубопровода или объекта)	ЗУ-11 до т.вр. (проект)
5	Ориентировочный диаметр, толщина стенки и протяженность проектируемого трубопровода	89х6 – 150 м (диаметр подтвердить гидрав. расчетом, протяженность 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	73,7 м ³ /сут 7,5 т/сут
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	Давление ДНС-7 0,7 МПа
9	Давление в точке подключения проектируемого трубопровода, МПа	Определить гидравлическим расчетом
10	Способ прокладки трубопровода	подземный
11	Материал трубы для рабочей документации (сталь, ПАТ и т.д.)	сталь

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ

Лист

92

№ п/п	Наименование	Значение
12	Материал наружного изоляционного покрытия трубы и фасонных изделий	Покрытие из экструдированного полиэтилена
13	Материал и необходимость теплоизоляционного покрытия линейной части трубопровода	Обеспечить теплоизоляцию надземных участков трубопровода
14	Тип и необходимость внутреннего покрытия, температура длительной эксплуатации (гр.С)	Двухслойное эпоксидное покрытие на основе порошковых красок с фенольным праймером ($T_{max}+80^{\circ}C$) с системой защиты сварного соединения
15	Необходимость и тип камер пуска/приема очистных и диагностических устройств	нет
16	Необходимость установки БДР	нет
17	Необходимость системы телемеханики, системы обнаружения утечек,	нет
18	Необходимость системы ЭХЗ	Нет (подтвердить проектом)
19	Дополнительные требования	-

Примечание:

Проект выполнить с учетом:

1) Типовых технических условий на разработку проектной документации: строительство, реконструкция (модернизация, тех. перевооружение) магистральных и промышленных трубопроводов (газопроводов, нефтегазопроводов, нефтепроводов, водоводов высокого и низкого давления)» Раздела 20 Приложения №2 Регламента формирования исходных данных и технических условий для разработки заданий на проектирование объектов строительства, реконструкции и технического перевооружения ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»;

2) Предложений по оптимизации затрат, в соответствии с приказом № 95 ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» от 01.02.2018 г.

Начальник ОПЦДиТТ
ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»



(подпись)

Миндубаев И.И.

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ	Лист
							93
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата		

Взам. инв. №

Подп. и дата

Изм. № подл.

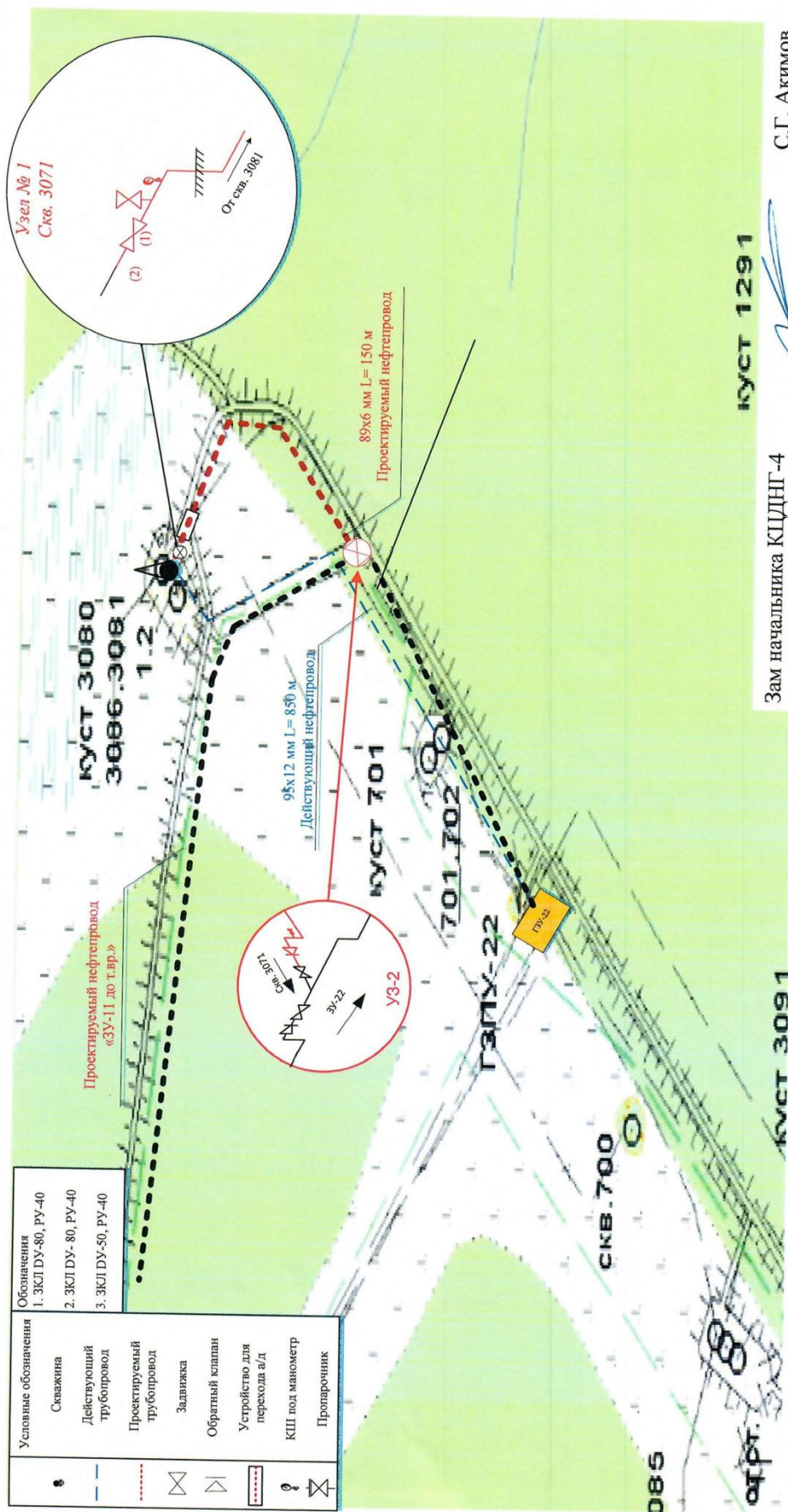
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Согласовано:
Начальник ОППДиТТ
ТНП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»
И.И. Миндубаев
« 16 » 07 2020 г.

Согласовано:
Главный маркшейдер по Усинскому региону
ООО «ЛУКОЙЛ-КОМИ»
В.В. Устинов
« 16 » 07 2020 г.

Утверждено:
Главный инженер
ТНП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»
А.В. Косак
« 16 » 07 2020 г.

Схема на проектирование реконструкции трубопроводов
«к. 3080 до т.вр. 3080» КЦДНГ-4



Зам начальника КЦДНГ-4

С.Г. АКИМОВ

СОГЛАСОВАНО:
Начальник ОПИ ДиТТ
ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»

И.И. Юсупов

«15» 02. 2020 г.

УТВЕРЖДАЮ:
Главный инженер
ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»

А.В. Косак

« » 2020 г.

Исходные данные/Технические условия

Наименование проекта: «Реконструкция промысловых трубопроводов Возейского месторождения по ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» в 2023 году»

Наименование объекта (-ов): Выкидная линия «к. 755 до УЗ. к. 4019»

Содержание исходных данных и технических условий:

№ п/п	Наименование	Значение
1	Техническое наименование трубопровода	«к. 755 до УЗ. к. 4019»
2	Наименование трубопровода по бух. учету, инв. № (для реконструируемых объектов)	В/ЛИНИЯ ОТ СКВ.4029 К ГЗПУ-17А № инв. 24004580
3	Вид работ (строительство, реконструкция, техническое перевооружение)	Реконструкция
4	Точка подключения трубопровода (указать наименование существующего или проектного трубопровода или объекта)	ЗУ-17а
5	Ориентировочный диаметр, толщина стенки и протяженность проектируемого трубопровода	89х6 – 1300 м (диаметр подтвердить гидрав. расчетом, протяженность 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	13,3 м ³ /сут 1,5 т/сут
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	Давление ДНС-7 0,7 МПа
9	Давление в точке подключения проектируемого трубопровода, МПа	Определить гидравлическим расчетом
10	Способ прокладки трубопровода	подземный
11	Материал трубы для рабочей документации (сталь, ПАТ и т.д.)	сталь

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инд. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ

Лист

95

№ п/п	Наименование	Значение
12	Материал наружного изоляционного покрытия трубы и фасонных изделий	Покрытие из экструдированного полиэтилена
13	Материал и необходимость теплоизоляционного покрытия линейной части трубопровода	Обеспечить теплоизоляцию надземных участков трубопровода
14	Тип и необходимость внутреннего покрытия, температура длительной эксплуатации (гр.С)	Двухслойное эпоксидное покрытие на основе порошковых красок с фенольным праймером ($T_{max}+80^{\circ}C$) с системой защиты сварного соединения
15	Необходимость и тип камер пуска/приема очистных и диагностических устройств	нет
16	Необходимость установки БДР	нет
17	Необходимость системы телемеханики, системы обнаружения утечек,	нет
18	Необходимость системы ЭХЗ	Нет (подтвердить проектом)
19	Дополнительные требования	-

Примечание:

Проект выполнить с учетом:

1) Типовых технических условий на разработку проектной документации: строительство, реконструкция (модернизация, тех. перевооружение) магистральных и промышленных трубопроводов (газопроводов, нефтегазопроводов, нефтепроводов, водоводов высокого и низкого давления)» Раздела 20 Приложения №2 Регламента формирования исходных данных и технических условий для разработки заданий на проектирование объектов строительства, реконструкции и технического перевооружения ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»;

2) Предложений по оптимизации затрат, в соответствии с приказом № 95 ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» от 01.02.2018 г.

Начальник ОПЦДиТТ
ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»

Миндубаев И.И.

(подпись)

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ

Лист

96

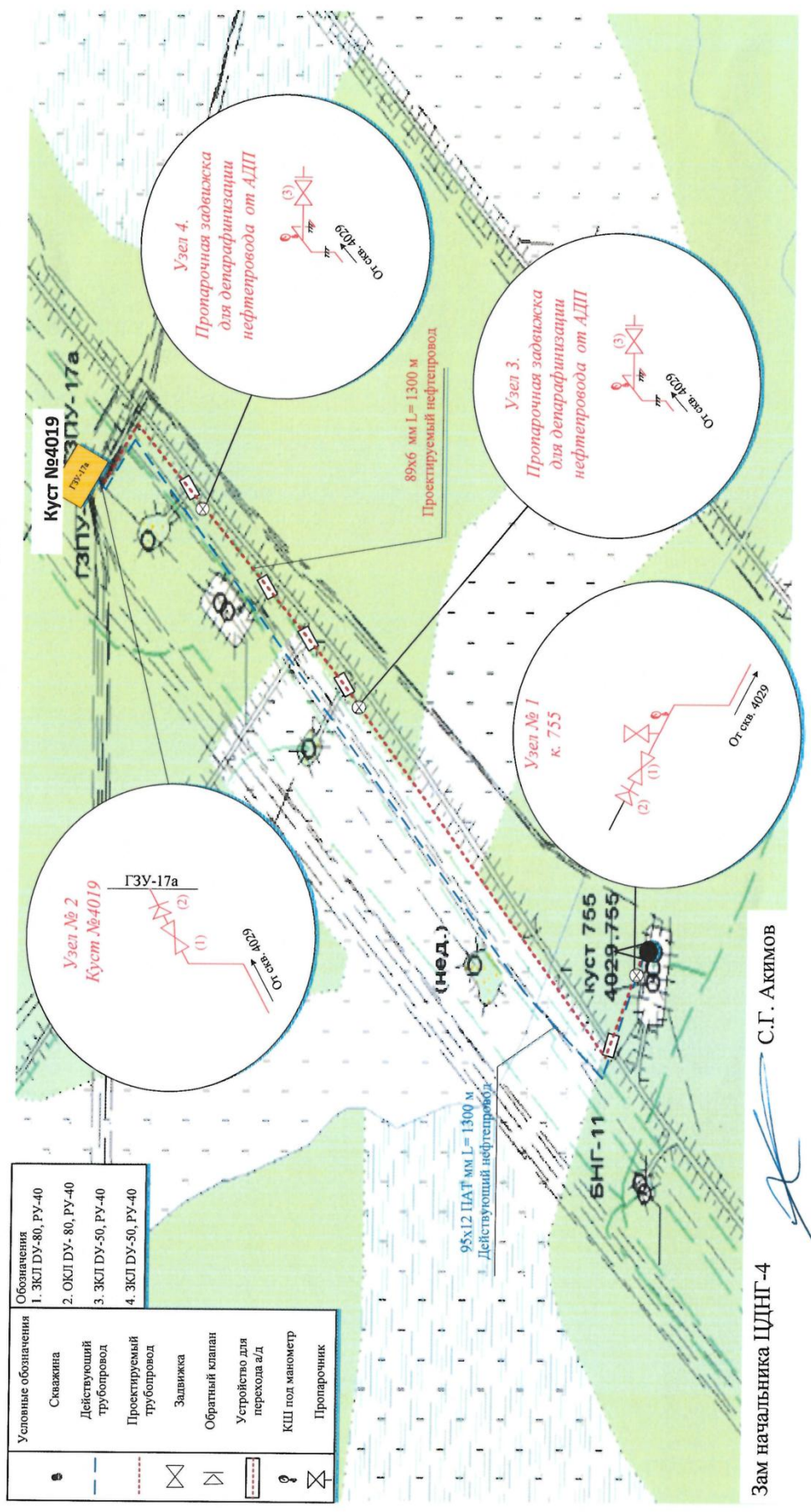
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Согласовано:
Начальник ОПШДиГТ
ТТП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»
И.И. Миндубаев
« 16 » 07 2020 г.

Согласовано:
Главный маршлейдер по Усинскому региону
ООО «ЛУКОЙЛ-КОМИ»
В.В. Устинов
« » 2020 г.

Утверждаю:
Главный инженер
ТТП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»
А.В. Косак
« » 2020 г.

Схема на проектирование реконструкции трубопровода
«к. 755 до УЗ. к. 4019» КЦДНГ-4



С.Г. Акимов

Зам начальника ЦДНГ-4

СОГЛАСОВАНО:
Начальник ОПЦ и ТТ
ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»

И.И. Юсупов

« 15 » 2020 г.

УТВЕРЖДАЮ:
Главный инженер
ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»

А.В. Косак

« » 2020 г.

Исходные данные/Технические условия

Наименование проекта: «Реконструкция промышленных трубопроводов Возейского месторождения по ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» в 2023 году»

Наименование объекта (-ов): Выкидная линия «скв. 1230 до т.вр. скв. 1230»

Содержание исходных данных и технических условий:

№ п/п	Наименование	Значение
1	Техническое наименование трубопровода	«скв. 1230 до т.вр. скв. 1230»
2	Наименование трубопровода по бух. учету, инв. № (для реконструируемых объектов)	В/Л ОТ СКВ 1230 К ГЗПУ-1а L=1100М Воз/м-р Инв.№ КН 9078
3	Вид работ (строительство, реконструкция, техническое перевооружение)	Реконструкция
4	Точка подключения трубопровода (указать наименование существующего или проектного трубопровода или объекта)	ЗУ-1
5	Ориентировочный диаметр, толщина стенки и протяженность проектируемого трубопровода	89х6 – 1300 м (диаметр подтвердить гидрав. расчетом, протяженность 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	Скв. 1230 54 м ³ /сут, 26,1 т/сут
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	Давление ДНС-7 0,7 МПа
9	Давление в точке подключения проектируемого трубопровода, МПа	Определить гидравлическим расчетом
10	Способ прокладки трубопровода	подземный

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ

Лист

98

№ п/п	Наименование	Значение
11	Материал трубы для рабочей документации (сталь, ПАТ и т.д.)	сталь
12	Материал наружного изоляционного покрытия трубы и фасонных изделий	Покрытие из экструдированного полиэтилена
13	Материал и необходимость теплоизоляционного покрытия линейной части трубопровода	Обеспечить теплоизоляцию надземных участков трубопровода
14	Тип и необходимость внутреннего покрытия, температура длительной эксплуатации (гр.С)	Двухслойное эпоксидное покрытие на основе порошковых красок с фенольным праймером ($T_{max}+80^0C$) с системой защиты сварного соединения
15	Необходимость и тип камер пуска/приема очистных и диагностических устройств	нет
16	Необходимость установки БДР	нет
17	Необходимость системы телемеханики, системы обнаружения утечек,	нет
18	Необходимость системы ЭХЗ	Нет (подтвердить проектом)
19	Дополнительные требования	-

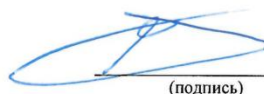
Примечание:

Проект выполнить с учетом:

1) Типовых технических условий на разработку проектной документации: строительство, реконструкция (модернизация, тех. перевооружение) магистральных и промышленных трубопроводов (газопроводов, нефтегазопроводов, нефтепроводов, водоводов высокого и низкого давления)» Раздела 20 Приложения №2 Регламента формирования исходных данных и технических условий для разработки заданий на проектирование объектов строительства, реконструкции и технического перевооружения ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»;

2) Предложений по оптимизации затрат, в соответствии с приказом № 95 ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» от 01.02.2018 г.

Начальник ОППДиТТ
ТТП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»



(подпись)

Миндубаев И.И.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ

Лист

99

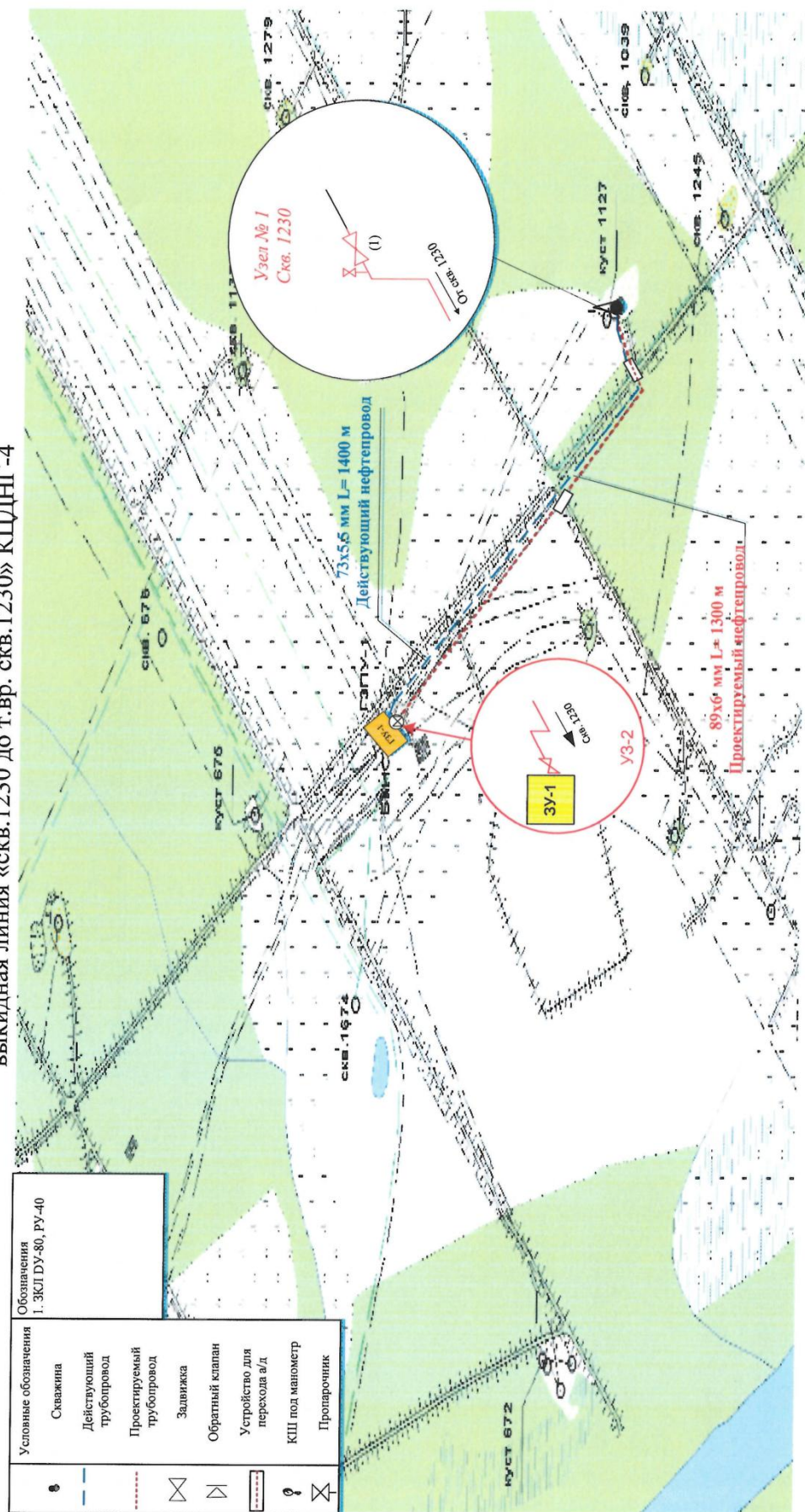
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Согласовано:
 Начальник ОИИИДПТ
 ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»
 И.И. Миндубаев
 «16» 07 2020 г.

Согласовано:
 Главный маркшейдер по Усинскому региону
 ООО «ЛУКОЙЛ-Комп»
 В.В. Устинов
 « » 2020 г.

Утверждено:
 Главный инженер
 ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»
 А.В. Косак
 « » 2020 г.

Схема на проектирование реконструкции трубопровода
 выкидная линия «скв.1230 до т.вр. скв.1230» КИДНГ-4



Условные обозначения	Обозначения
●	1. ЭКЛ ДУ-80, РУ-40
—	Скважина
- - -	Действующий трубопровод
- · - · -	Проектируемый трубопровод
⊗	Задвижка
⊘	Обратный клапан
⊚	Устройство для перехода в/д
⊙	КШ под манометр
⊗	Проларочник

Зам начальника КИДНГ-4
 С.Г. АКИМОВ

СОГЛАСОВАНО:
Начальник ОППДыТТ
ООО «ЛУКОЙЛ-Комф»

_____ И.И. Юсупов

« 13 » 06 2020 г.

УТВЕРЖДАЮ:
Главный инженер
ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»

_____ А.В. Косак

« _____ » 2020 г.

Исходные данные/Технические условия

Наименование проекта: «Реконструкция промышленных трубопроводов Воейского месторождения по ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» в 2023 году»

Наименование объекта (-ов): Выкидная линия «скв. 347 до 3У-52а»

Содержание исходных данных и технических условий:

№ п/п	Наименование	Значение
1	Техническое наименование трубопровода	«скв. 347 до 3У-52а»
2	Наименование трубопровода по бух. учету, инв. № (для реконструируемых объектов)	Выкидная линия от скв.347 до 3У-52 Инов. № 24004544
3	Вид работ (строительство, реконструкция, техническое перевооружение)	Реконструкция
4	Точка подключения трубопровода (указать наименование существующего или проектного трубопровода или объекта)	3У-52а
5	Ориентировочный диаметр, толщина стенки и протяженность проектируемого трубопровода	89х6 – 800 м (диаметр подтвердить гидрав. расчетом, протяженность 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	скв. 347 122 м ³ /сут, 4 т/сут
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	Давление ЦДНС 0,7 МПа
9	Давление в точке подключения проектируемого трубопровода, МПа	Определить гидравлическим расчетом
10	Способ прокладки трубопровода	подземный
11	Материал трубы для рабочей документации (сталь, ПАТ и т.д.)	сталь

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ

Лист

101

№ п/п	Наименование	Значение
12	Материал наружного изоляционного покрытия трубы и фасонных изделий	Покрытие из экструдированного полиэтилена
13	Материал и необходимость теплоизоляционного покрытия линейной части трубопровода	Обеспечить теплоизоляции надземных участков трубопровода
14	Тип и необходимость внутреннего покрытия, температура длительной эксплуатации (гр.С)	Двухслойное эпоксидное покрытие на основе порошковых красок с фенольным праймером ($T_{max} + 80^{\circ}C$) с системой защиты сварного соединения
15	Необходимость и тип камер пуска/приема очистных и диагностических устройств	нет
16	Необходимость установки БДР	нет
17	Необходимость системы телемеханики, системы обнаружения утечек,	нет
18	Необходимость системы ЭХЗ	Нет (подтвердить проектом)
19	Дополнительные требования	-

Примечание:

Проект выполнить с учетом:

1) Типовых технических условий на разработку проектной документации: строительство, реконструкция (модернизация, тех. перевооружение) магистральных и промышленных трубопроводов (газопроводов, нефтегазопроводов, нефтепроводов, водоводов высокого и низкого давления)» Раздела 20 Приложения №2 Регламента формирования исходных данных и технических условий для разработки заданий на проектирование объектов строительства, реконструкции и технического перевооружения ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»;

2) Предложений по оптимизации затрат, в соответствии с приказом № 95 ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» от 01.02.2018 г.

Начальник ОППДиТТ
ТТП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»



(подпись)

Миндубаев И.И.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ

Лист

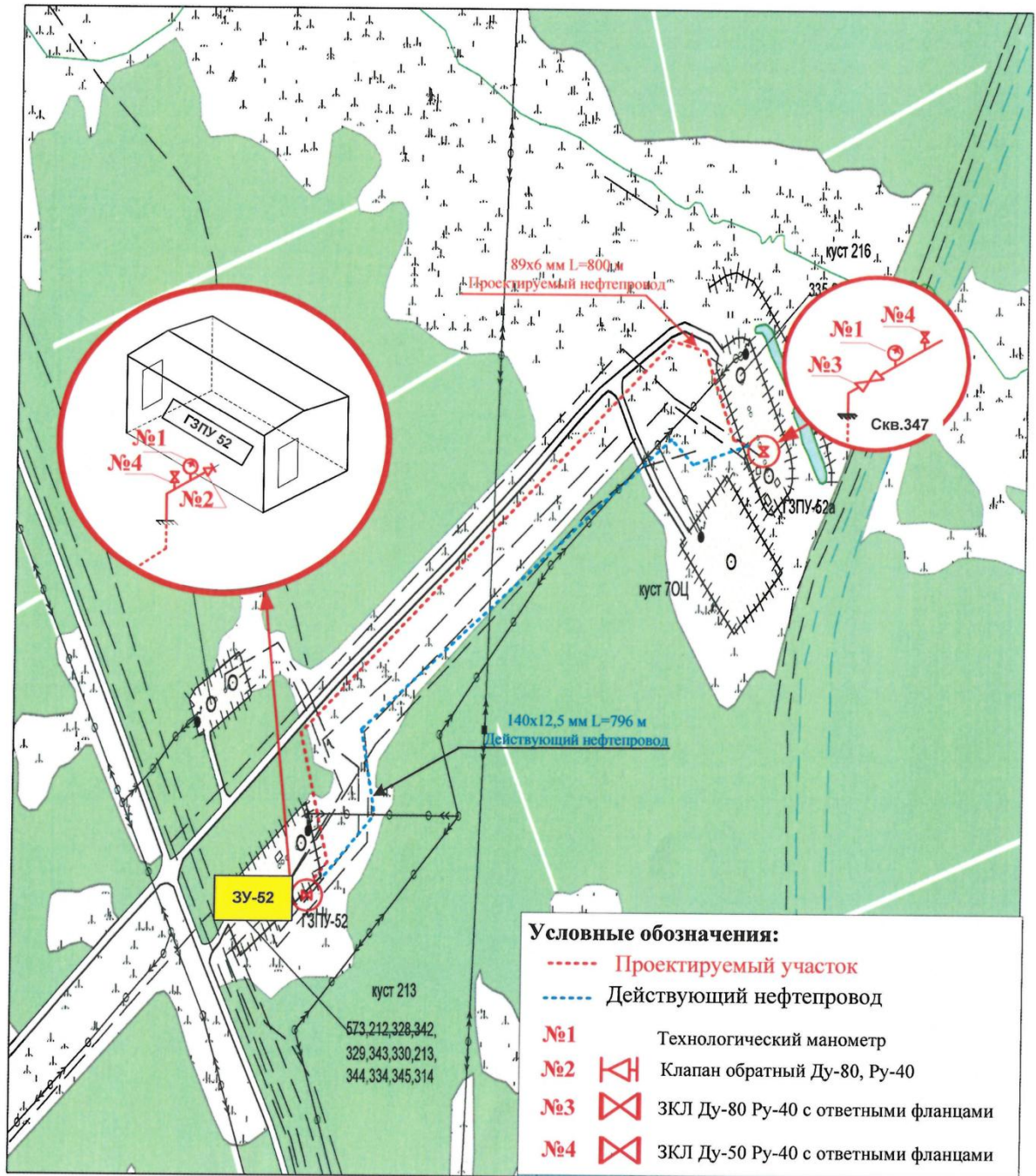
102

СОГЛАСОВАНО:
Начальник ОППД и ТТ
ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»
И.И. Миндубаев
«07» 06 2020 год

СОГЛАСОВАНО:
Гл. маркшейдер по Усинскому региону
ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»
В.В. Устинов
« » 2020 год

УТВЕРЖДАЮ:
Главный инженер
ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»
А.В. Косак
« » 2020г.

**Схема на проектирование реконструкции трубопровода
в/л «скв. 347 до ЗУ-52»
КЦДНГ 4 Возейское месторождения**



Зам начальника ЦДНГ-4

Акимов С.Г.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ

СОГЛАСОВАНО:
Начальник ОПДДиТТ
ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»

И.И. Юсупов

« 13 » 06 2020 г.

УТВЕРЖДАЮ:
Главный инженер
ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»

А.В. Косак

« » 2020 г.

Исходные данные/Технические условия

Наименование проекта: «Реконструкция промышленных трубопроводов Возейского месторождения по ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» в 2023 году»

Наименование объекта (-ов): Выкидная линия «скв. 374 до ЗУ-49»

Содержание исходных данных и технических условий:

№ п/п	Наименование	Значение
1	Техническое наименование трубопровода	«скв. 374 до ЗУ-49»
2	Наименование трубопровода по бух. учету, инв. № (для реконструируемых объектов)	Выкидная линия от скв.374 до ЗУ-49 Инв. № 22006071
3	Вид работ (строительство, реконструкция, техническое перевооружение)	Реконструкция
4	Точка подключения трубопровода (указать наименование существующего или проектного трубопровода или объекта)	ЗУ-49
5	Ориентировочный диаметр, толщина стенки и протяженность проектируемого трубопровода	89х6 – 500 м (диаметр подтвердить гидрав. расчетом, протяженность 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	скв. 374 160 м ³ /сут, 2 т/сут
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	Давление ЦДНС 0,7 МПа
9	Давление в точке подключения проектируемого трубопровода, МПа	Определить гидравлическим расчетом
10	Способ прокладки трубопровода	подземный
11	Материал трубы для рабочей документации (сталь, ПАТ и т.д.)	сталь

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инд. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ

Лист

104

№ п/п	Наименование	Значение
12	Материал наружного изоляционного покрытия трубы и фасонных изделий	Покрытие из экструдированного полиэтилена
13	Материал и необходимость теплоизоляционного покрытия линейной части трубопровода	Обеспечить теплоизоляцию надземных участков трубопровода
14	Тип и необходимость внутреннего покрытия, температура длительной эксплуатации (гр.С)	Двухслойное эпоксидное покрытие на основе порошковых красок с фенольным праймером ($T_{max}+80^0C$) с системой защиты сварного соединения
15	Необходимость и тип камер пуска/приема очистных и диагностических устройств	нет
16	Необходимость установки БДР	нет
17	Необходимость системы телемеханики, системы обнаружения утечек,	нет
18	Необходимость системы ЭХЗ	Нет (подтвердить проектом)
19	Дополнительные требования	-

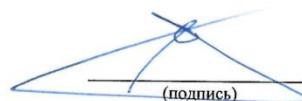
Примечание:

Проект выполнить с учетом:

1) Типовых технических условий на разработку проектной документации: строительство, реконструкция (модернизация, тех. перевооружение) магистральных и промышленных трубопроводов (газопроводов, нефтегазопроводов, нефтепроводов, водоводов высокого и низкого давления)» Раздела 20 Приложения №2 Регламента формирования исходных данных и технических условий для разработки заданий на проектирование объектов строительства, реконструкции и технического перевооружения ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»;

2) Предложений по оптимизации затрат, в соответствии с приказом № 95 ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» от 01.02.2018 г.

Начальник ОПЦДиТТ
ТТП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»



(подпись)

Миндубаев И.И.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ

Лист

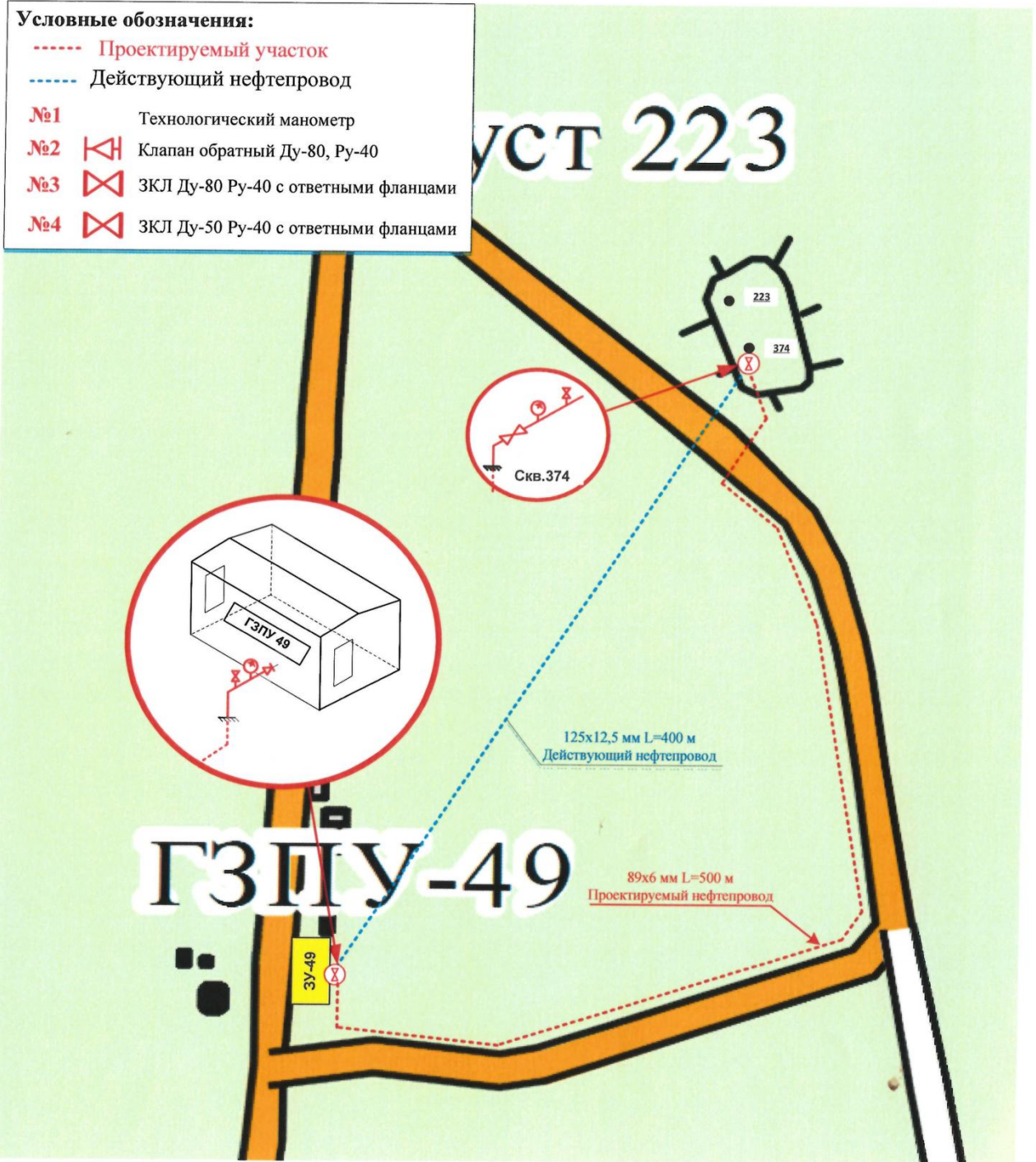
105

СОГЛАСОВАНО:
Начальник ОПД и ТТ
ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»
И.И. Миндубаев
« 09 » 06 2020 год

СОГЛАСОВАНО:
Гл. маркшейдер по Усинскому региону
ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»
В.В. Устинов
« » 2020 год

УТВЕРЖДАЮ:
Главный инженер
ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»
А.В. Косак
« » 2020г.

**Схема на проектирование реконструкции трубопровода
«в/л скв. 374 до ГЗУ-49»
КЦДНГ 4 Возейское месторождения**



Зам начальника КЦДНГ-4

Акимов С.Г.

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ

СОГЛАСОВАНО:
Начальник ОППДиТТ
ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»

И.И. Юсупов
« 15 » 2020 г.

УТВЕРЖДАЮ:
Главный инженер
ТНП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»

А.В. Косак
« » 2020 г.

Исходные данные/Технические условия

Наименование проекта: «Реконструкция промысловых трубопроводов Возейского месторождения по ТНП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» в 2023 году»

Наименование объекта (-ов): Выкидная линия «т.вр. к. 2оц до т.вр. 1451»

Содержание исходных данных и технических условий:

№ п/п	Наименование	Значение
1	Техническое наименование трубопровода	«т.вр. к. 2оц до т.вр. 1451»
2	Наименование трубопровода по бух. учету, инв. № (для реконструируемых объектов)	Вл от скв.43Р до скв.1451 дл.1745м № инв КН_17037
3	Вид работ (строительство, реконструкция, техническое перевооружение)	Реконструкция
4	Точка подключения трубопровода (указать наименование существующего или проектного трубопровода или объекта)	скв. 1451 до т.вр. скв. 1451 (проект)
5	Ориентировочный диаметр, толщина стенки и протяженность проектируемого трубопровода	89х6 – 1500 м (диаметр подтвердить гидрав. расчетом, протяженность 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	149 м ³ /сут 87 т/сут
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	Давление ДНС-7 0,7 МПа
9	Давление в точке подключения проектируемого трубопровода, МПа	Определить гидравлическим расчетом
10	Способ прокладки трубопровода	подземный
11	Материал трубы для рабочей документации (сталь, ПАТ и	сталь

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инд. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ

Лист

107

№ п/п	Наименование	Значение
	т.д.)	
12	Материал наружного изоляционного покрытия трубы и фасонных изделий	Покрытие из экструдированного полиэтилена
13	Материал и необходимость теплоизоляционного покрытия линейной части трубопровода	Обеспечить теплоизоляцию надземных участков трубопровода
14	Тип и необходимость внутреннего покрытия, температура длительной эксплуатации (гр.С)	Двухслойное эпоксидное покрытие на основе порошковых красок с фенольным праймером ($T_{max}+80^{\circ}C$) с системой защиты сварного соединения
15	Необходимость и тип камер пуска/приема очистных и диагностических устройств	нет
16	Необходимость установки БДР	нет
17	Необходимость системы телемеханики, системы обнаружения утечек,	нет
18	Необходимость системы ЭХЗ	Нет (подтвердить проектом)
19	Дополнительные требования	-

Примечание:

Проект выполнить с учетом:

1) Типовых технических условий на разработку проектной документации: строительство, реконструкция (модернизация, тех. перевооружение) магистральных и промышленных трубопроводов (газопроводов, нефтегазопроводов, нефтепроводов, водоводов высокого и низкого давления)» Раздела 20 Приложения №2 Регламента формирования исходных данных и технических условий для разработки заданий на проектирование объектов строительства, реконструкции и технического перевооружения ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»;

2) Предложений по оптимизации затрат, в соответствии с приказом № 95 ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» от 01.02.2018 г.

Начальник ОППДиТТ
ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»



(подпись)

Миндубаев И.И.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ

Лист

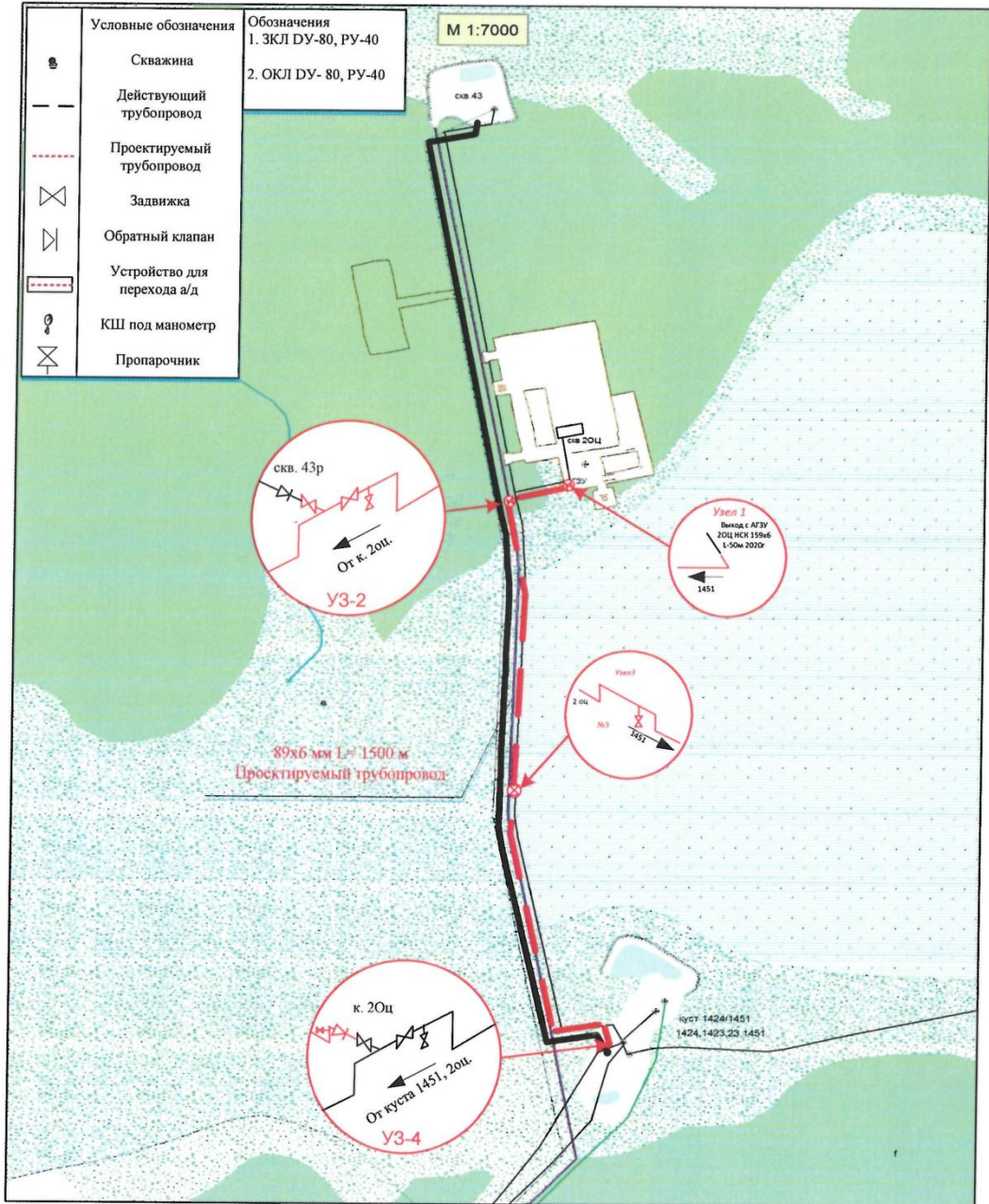
108

Согласовано:
Начальник ОПД ИТТ
ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»
И.И. Миндубаев
«16» 07 2020 г.

Согласовано:
Главный маршейдер
по Усинскому региону
ООО «ЛУКОЙЛ-КОМИ»
В.В. Устинов
« » 2020 г.

Утверждено:
Главный инженер
ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»
А.В. Косак
« » 2020 г.

Схема на проектирование реконструкции трубопровода
«т.вр. к 20ц до т.вр. 1451»
КЦДНГ-4 Возейское месторождение



Заместитель начальника КЦДНГ-4

Акимов С.Г.

Изм.	Кол.уч.	Лист	Подп.	Дата

У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ

СОГЛАСОВАНО:
Начальник ОПЦДТТ
ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»

_____ И.И. Юсупов

« 13 » _____ 2020 г.

УТВЕРЖДАЮ:
Главный инженер
ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»

_____ А.В. Косак

« _____ » _____ 2020 г.

Исходные данные/Технические условия

Наименование проекта: «Реконструкция промышленных трубопроводов Возейского месторождения по ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» в 2023 году»

Наименование объекта (-ов): Выкидная линия «к. 3082 до т.вр. 378»

Содержание исходных данных и технических условий:

№ п/п	Наименование	Значение
1	Техническое наименование трубопровода	«к. 3082 до УЗ к. 378»
2	Наименование трубопровода по бух. учету, инв. № (для реконструируемых объектов)	Выкидная линия от скв. куста 3082 до УПЗМ2 Инв. № 24005510
3	Вид работ (строительство, реконструкция, техническое перевооружение)	Реконструкция
4	Точка подключения трубопровода (указать наименование существующего или проектного трубопровода или объекта)	НСК «ЗУ-378 - т.вр. ЗУ-378»
5	Ориентировочный диаметр, толщина стенки и протяженность проектируемого трубопровода	89х6 – 400 м (диаметр подтвердить гидрав. расчетом, протяженность 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	к. 3082 57 м ³ /сут, 7 т/сут
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	Давление ДНС-3 0,8 МПа
9	Давление в точке подключения проектируемого трубопровода, МПа	Определить гидравлическим расчетом
10	Способ прокладки трубопровода	подземный
11	Материал трубы для рабочей документации (сталь, ПАТ и т.д.)	сталь

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ

Лист

110

№ п/п	Наименование	Значение
12	Материал наружного изоляционного покрытия трубы и фасонных изделий	Покрытие из экструдированного полиэтилена
13	Материал и необходимость теплоизоляционного покрытия линейной части трубопровода	Обеспечить теплоизоляцию надземных участков трубопровода
14	Тип и необходимость внутреннего покрытия, температура длительной эксплуатации (гр.С)	Двухслойное эпоксидное покрытие на основе порошковых красок с фенольным праймером ($T_{max}+80^{\circ}C$) с системой защиты сварного соединения
15	Необходимость и тип камер пуска/приема очистных и диагностических устройств	нет
16	Необходимость установки БДР	нет
17	Необходимость системы телемеханики, системы обнаружения утечек,	нет
18	Необходимость системы ЭХЗ	Нет (подтвердить проектом)
19	Дополнительные требования	-

Примечание:

Проект выполнить с учетом:

1) Типовых технических условий на разработку проектной документации: строительство, реконструкция (модернизация, тех. перевооружение) магистральных и промышленных трубопроводов (газопроводов, нефтегазопроводов, нефтепроводов, водоводов высокого и низкого давления) Раздела 20 Приложения №2 Регламента формирования исходных данных и технических условий для разработки заданий на проектирование объектов строительства, реконструкции и технического перевооружения ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»;

2) Предложений по оптимизации затрат, в соответствии с приказом № 95 ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» от 01.02.2018 г.

Начальник ОППДиТТ
ТТП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»



(подпись)

Миндубаев И.И.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ

Лист

111

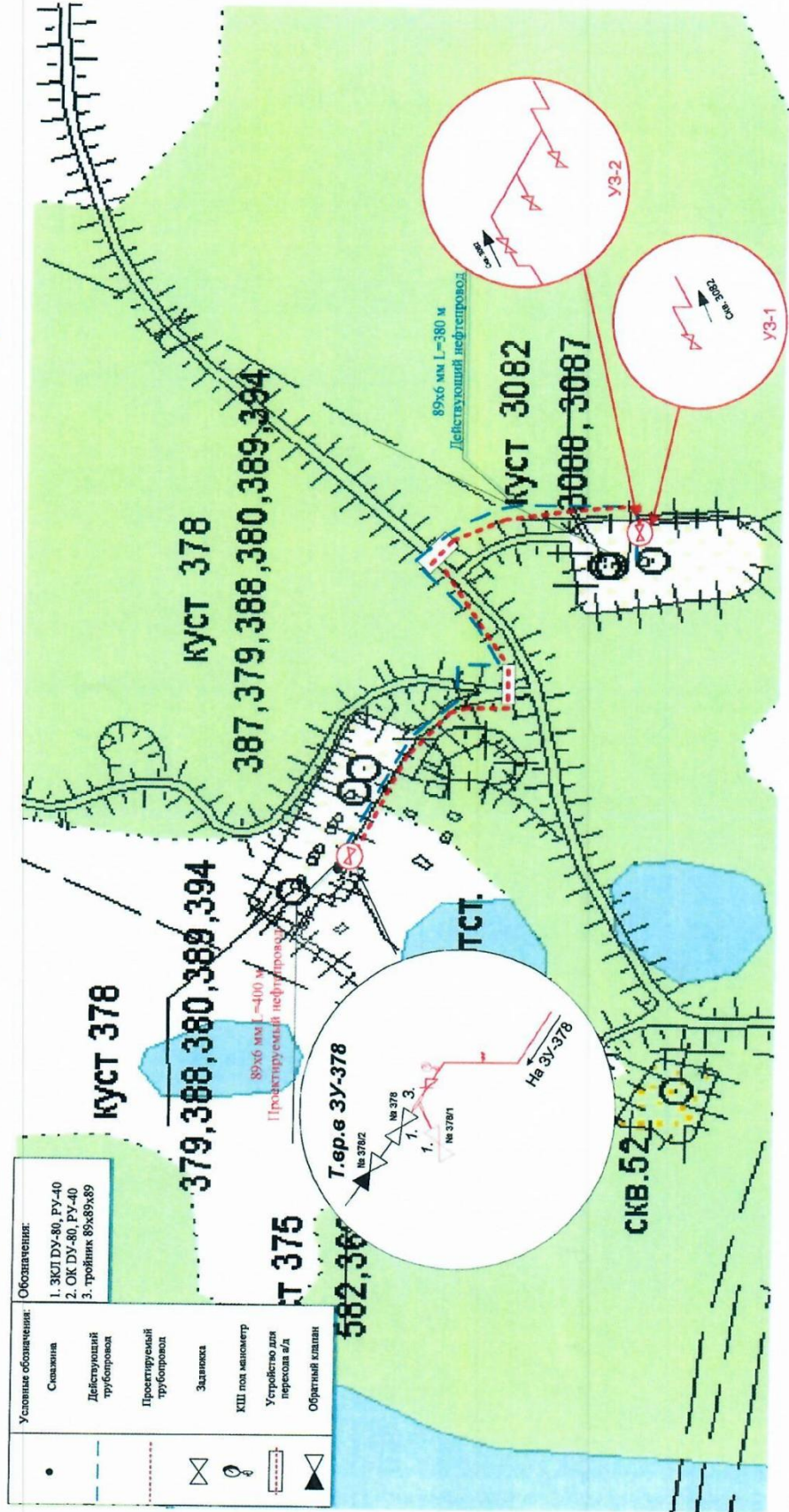
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

Согласовано:
 Начальник ОПЦДИТТ
 ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»
 И.И. Миндубаев
 «09» 06 2020 г.

Согласовано:
 Главный маркшейдер по Усинскому региону
 ООО «ЛУКОЙЛ-КОМИ»
 В.В. Устинов
 « » 2020 г.

Утверждаю:
 Главный инженер
 ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»
 А.В. Косак
 « » 2020 г.

Схема на проектирование реконструкции трубопровода
 «к. 3082 до т.вр. 378» КЦДНГ-4




Зам. начальника КЦДНГ-4

Е.Н.Волков

ПРИЛОЖЕНИЕ К. ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ РАЗДЕЛА «АВТОМАТИЗАЦИЯ И МЕТРОЛОГИЯ»

СОГЛАСОВАНО
Начальник ОАиМ УМЭО, АиМ
ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»


С.В. Хахриков
«16» 09 2020 г.

УТВЕРЖДАЮ
Главный инженер
ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»


А.В. Косак
«16» 09 2020 г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ на проектирование раздела «автоматизация и метрология»

Наименование проекта: «Реконструкция промышленных трубопроводов на Возейском н.м. в 2023 году строительства».

Наименование объекта: «Реконструкция промышленных трубопроводов на Возейском н.м. в 2023 году строительства».

Объекты контроля и управления.

Объектами контроля и управления является технологическое оборудование:

- Внутрипромысловый трубопровод;
- Высоконапорный водовод;
- Выкидные линии;
- Нефтегазопровод.

Общие требования.

1. Проектом предусмотреть интеграцию технологических параметров трубопроводов в существующую систему телемеханики СТМ КЦДНГ-4,6 Возейского и Верхне-Возейского месторождения с кустовых площадок и объектов приложения №1.
2. Перечень объектов и уровень автоматизации должны быть уточнены на этапе проектирования, уточнить статус в соответствии с Интегрированной моделью месторождений. Объем автоматизации предусмотреть в соответствии с приказом ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» №1043 от 12.12.2019 «О введении требований к объему автоматизации объектов добычи нефти и газа».
3. Проектом предусмотреть монтаж шкафа СУ ТМ уличного, антивандального исполнения на площадке КТП, либо, при отсутствии, на стойке кабельной эстакады.
4. Передачу информации с объекта на сервер системы ТМ предусмотреть согласно предоставленным ТУ по сетям связи, отдела информационных технологий ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», аналогично проекта ООО «ЛУКОЙЛ-ИНФОРМ» системы телемеханики КЦДНГ-4,6.
5. По результатам проектных изысканий, а также в соответствии ТУ на сети связи для передачи данных на сервер КЦДНГ-4,6 при необходимости предусмотреть базовую станцию (разрабатывается отдельным разделом).
6. Предусмотреть первоочередное выполнение спецификаций и опросных листов на оборудование длительного срока изготовления.
7. Проектом предусмотреть разработку сметной документации, включая сметы на пусконаладочные работы и работы по корректировке существующей системы телемеханики КЦДНГ-4,6 (отчетные формы, мнемосхемы и т.п.).

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ

Лист

113

1. Общие требования к применяемому оборудованию автоматизации и метрологии

- 1.1. Программно-технический комплекс (далее Система) должна соответствовать требованиям:
- Приказа №1043 от 12 декабря 2019 ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» «О введении требований к объему автоматизации объектов добычи нефти и газа для Интегрированной модели месторождения»;
 - «Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» Приказ Ростехнадзора от 12.03.2013 №101;
 - «Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств» Приказ Ростехнадзора от 11.03.2013 №96;
 - Федерального закона "Об обеспечении единства измерений" от 26.06.2008 №102-ФЗ;
 - Стандарта ПАО «ЛУКОЙЛ» СТО ЛУКОЙЛ 1.22.1-2015 «Автоматизированные системы управления технологическими процессами добычи нефти и газа»;
 - СТО ЛУКОЙЛ 1.14-2013 «Метрологическое обеспечение в группе ЛУКОЙЛ».
- 1.2. Все технические средства должны быть сертифицированы в установленном порядке по законам РФ.
- 1.3. Требования безопасности к оборудованию КИПиА должны соответствовать:
- ГОСТ 12.2.007.0-75 ССБТ. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности;
 - ГОСТ Р МЭК 60950-1-2009 Оборудование информационных технологий. Требования безопасности;
 - ГОСТ 25861-83 Машины вычислительные и системы обработки данных. Требования электрической и механической безопасности и методы испытаний;
 - ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление;
 - Правилам устройства электроустановок (ПУЭ 6-е, 7-е издание).
- 1.4. Электрическое подключение и заземление применяемого оборудования КИПиА и СУ ТМ должно соответствовать:
- ПУЭ (6-е, 7-е издание);
 - инструкциям по монтажу и подключению применяемого оборудования КИПиА и СУ ТМ;
 - обеспечивать безопасность обслуживающего персонала;
 - обеспечивать надёжную помехозащищённость.
- 1.5. Комплекс программно-технических средств должен соответствовать СТО ЛУКОЙЛ 1.22.1-2015 и быть включен в перечень программных и технических средств ПАО «ЛУКОЙЛ» (ППТС). Применение других программно-технических средств, требует обоснования и положительного заключения Департамента ИТО ПАО «ЛУКОЙЛ».
- 1.6. Монтаж всего оборудования должен выполняться в удобных для обслуживания местах, без ограничения к ним доступа, на удобной высоте и в соответствии с ГОСТ 20.39.108-85 «Комплексная система общих технических требований. Требования по эргономике, обитаемости и технической эстетике. Номенклатура и порядок выбора» и требований заводов изготовителей. Обеспечивать высокую надежность и качество измерений. Максимально обеспечить возможность удобного и безопасного монтажа/демонтажа приборов без нарушения или остановки технологического процесса. В случае расположения оборудования вне зоны прямой доступности, предусмотреть технические средства для организации доступа к оборудованию для проведения технического обслуживания.
- 1.7. Вся техническая документация, предоставляемая Заказчику, должна поставляться в полном комплекте (3 комплекта в бумажном и 1 в электронном виде). Документация на АСУ ТП по содержанию и комплектности (технический проект) должна соответствовать требованиям:
- РД 50-34.698-90 Методические указания. Информационная технология. Комплекс стандартов и руководящих документов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Требования к содержанию документов;
 - ГОСТ 34.201-89 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ

Лист

114

- 1.8. Применяемое оборудование КИПиА должно удовлетворять политике импортозамещения и соответствовать принципам унификации. Тип и марка в обязательном порядке согласовываются с Заказчиком на этапе разработки как проектной, так и рабочей документации.

2. Требования к полевому оборудованию автоматизации и метрологии

2.1. Технические требования к применяемым контрольно-измерительным приборам

Проектом определить место для установки всех контрольно-измерительных приборов таким образом, чтобы выполнялись требования по монтажу заводов изготовителей, обеспечивалась высокая надежность и качество измерений. Обеспечить возможность удобного и безопасного монтажа/демонтажа приборов без нарушения или остановки технологического процесса.

- 2.1.1. При разработке проекта все измерения должны быть разделены на два перечня:
- перечень измерений, отнесенных к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений;
 - перечень измерений, не отнесенных к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений.
- 2.1.2. Все применяемые средства измерения и измерительные системы должны быть:
- утвержденного типа;
 - прошедшие поверку;
 - иметь аттестованную на применение на территории РФ методику измерений;
 - иметь сертификаты соответствия Техническому регламенту Таможенного союза;
- 2.1.3. Все применяемые средства измерения (далее СИ) и измерительные системы должны использовать единицы измерения системы СИ (по ГОСТ 8.417), допускаемые к применению в России по Постановлению Правительства РФ № 879 от 31.10.2009.
- 2.1.4. Для средств измерения давления в обязательном порядке применить единицу измерения паскаль (Па), либо кратные и дольные ей единицы (МПа, кПа и т.д.).
- 2.1.5. Средства измерений давления и расхода должны иметь местную индикацию.
- 2.1.6. Шкалы средств измерений давления должны быть подобраны так, чтобы значения измеряемого давления находились в пределах от 1/3 до 2/3 шкалы, а при интенсивно изменяющемся давлении – в пределах от 1/3 до 1/2 шкалы датчика.
- 2.1.7. Средства измерений температуры необходимо выбирать таким образом, чтобы нормальное значение измеряемой величины находилось в пределах от 60 % до 75% от их диапазона измерений.
- 2.1.8. Средства измерений расхода необходимо выбирать таким образом, чтобы нормальное значение измеряемой величины находилось в пределах рабочего диапазона измерений, указанного в технической документации завода изготовителя средства измерений.
- 2.1.9. Нормы точности измеряемых параметров должны соответствовать требованиям технологии и техники безопасности.
- 2.1.10. Погрешность применяемых средств измерений согласовывается с Заказчиком.
- 2.1.11. Электрические средства измерения должны иметь стандартный аналоговый выходной сигнал 4...20 мА постоянного тока 24 В.
- 2.1.12. Датчики давления, температуры (устанавливаемые на трубопроводах), загазованности, расхода должны иметь поддержку HART-протокола. В случае применения датчиков с поддержкой иного протокола полевой шины в комплект его поставки должен входить соответствующий портативный (переносной) коммуникатор.
- 2.1.13. Электронные сигнализаторы должны иметь выход 24 В постоянного тока типа «сухой контакт».
- 2.1.14. Для организации мониторинга воздушной среды (загазованности) применить средства измерения для H2S электрохимического, для CH4 оптического принципа измерения.
- 2.1.15. Оборудование КИПиА, размещаемое на технологических аппаратах и трубопроводах, находящихся на открытом воздухе, должно быть климатического исполнения УХЛ1 по ГОСТ 15150-69 «Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ

Лист

115

- климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды» (абсолютно минимальная температура воздуха минус 45 °С) и располагаться в пассивных термоизолирующих чехлах.
- 2.1.16. Оборудование КИПиА, размещаемое в неотапливаемых помещениях должно быть климатического исполнения УХЛ1 по ГОСТ 15150-69 (абсолютно минимальная температура воздуха минус 45 °С).
- 2.1.17. Степень защиты оболочки контрольно-измерительных приборов, распределительных коробок и т.д., включая кабельные вводы и заглушки, размещаемых на открытом воздухе и в машинном зале, должна быть не ниже IP65, а для оборудования, размещаемого в укрытии, не ниже IP42 в соответствии с требованиями ГОСТ 14254-96 (МЭК 529-89) «Степени защиты, обеспечиваемые оболочками».
- 2.1.18. Уровень взрывозащиты контрольно-измерительных приборов и средств автоматизации, устанавливаемых во взрывоопасных зонах (определяется проектировщиком), должен соответствовать:
- классу зоны по ГОСТ 30852.9-2002 (МЭК 60079-10:1995) «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 10. Классификация взрывоопасных зон»;
 - категории и группе взрывоопасной смеси по ПУЭ (6-е, 7-е издание).
- 2.1.19. Приоритет отдать взрывозащите вида «i» - искробезопасная цепь по ГОСТ 30852.10-2002 (МЭК 60079-11:1999) «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 11. Искробезопасная электрическая цепь i». В случае отсутствия оборудования исполнения «i», необходимо применить оборудование с взрывозащитой вида «d» – взрывонепроницаемая оболочка или «n» - не имеет зажигательной способности, и согласовать это решение с Заказчиком.
- 2.1.20. Электрическая изоляция и сопротивление изоляции средств измерений должны соответствовать ГОСТ Р 52931-2008 «Приборы контроля и регулирования технологических процессов. Общие технические условия».
- 2.1.21. Электрические контрольно-измерительные приборы с металлическим корпусом должны быть оснащены внешней клеммой для подключения защитного заземления.
- 2.1.22. Всё оборудование КИПиА должно иметь заводскую коррозионностойкую табличку с указанием изготовителя, модели, серийного номера, даты изготовления, основных технических характеристик, степени защиты оболочки, вида взрывозащиты.
- 2.1.23. Все средства измерения, расположенные на технологическом оборудовании, щитах управления, стойках должны иметь надписи с указанием определяемых и предельно допустимых параметров согласно «Инструкции по обозначению средств измерений на технологических объектах ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».
- 2.1.24. Контрольно-измерительные приборы должны быть устойчивы:
- к микросекундным импульсным помехам по ГОСТ Р 51317.4.5-99. «Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к микросекундным импульсным помехам большой энергии требования и методы испытаний»;
 - к вибрации по ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ «Вибрационная безопасность. Общие требования»;
 - удовлетворять требованиям по электромагнитной совместимости по ТР ТС 020/2011.
- 2.1.25. Монтаж приборов и средств автоматизации на технологическом оборудовании и их электрические соединения должны быть выполнены с применением современных изделий и материалов (российских или импортных) соответствующих международным стандартам.
- 2.1.26. Соединение оборудования КИПиА и кабельных вводов должно быть резьбовое М20х1,5.
- 2.1.27. Чувствительный элемент приборов для измерения давления, соприкасающийся с жидкостью, способной в рабочих условиях к замерзанию или отвердеванию, либо контактирующий с агрессивной средой, должен быть защищен разделительной мембраной.
- 2.1.28. Средства измерения давления должны иметь отсечной (запорный) вентиль и комплектоваться вентильным блоком с устройством сброса давления и возможностью подключения контрольного манометра. Все подключения выполнять резьбовым соединением М20х1,5 с соответствующими уплотнениями, стойкими к среде.
- 2.1.29. Средства измерения давления должны быть укомплектованы устройством настройки нуля и диапазона измерения (если предусмотрено конструкцией).

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

- 2.1.30. Термопреобразователи, применяемые для измерения температур оборудования, должны удовлетворять следующим требованиям:
- все элементы термопреобразователей сопротивления должны быть электрически изолированы от металла корпуса. Корпус сенсора рекомендуется в исполнении из нержавеющей стали;
 - проводники, отходящие от датчика, должны быть защищены от обрывов, как по всей длине, так и по месту соединения с датчиком. Конструкция крепежа должна обеспечивать возможность быстрой замены датчика;
 - чувствительные элементы должны быть связаны проводными линиями с распределительной коробкой, расположенной в доступном месте, к которой обеспечена возможность подвода кабеля. Не допускается сращивание проводов между чувствительным элементом и распределительной коробкой.
- 2.1.31. Термопреобразователи и термометры, применяемые для измерения температур технологических жидкостей и газов, необходимо оснащать защитными гильзами (термокарманами) из материала коррозионно-устойчивого к рабочей среде. Все подключения выполнять резьбовым соединением М20х1,5.
- 2.1.32. Глубина погружения термопреобразователей в трубопровод должна быть равной:
- 0,7 диаметра трубопровода (для трубопроводов диаметром до 400 мм.);
 - 0,3 диаметра трубопровода (для трубопроводов диаметром более 400 мм.).
- 2.1.33. Промежуточные преобразователи температуры должны иметь средства для настройки нуля и диапазона измерения.
- 2.1.34. Монтаж импульсных линий должен осуществляться в соответствии с требованиями:
- РМ 4-6-92 «Системы автоматизации технологических процессов. Проектирование электрических и трубных проводок. Часть 3. Указания по выполнению документации. Пособие к РТМ 36.22.7-92»;
- при этом уплотнения мест прохода импульсных линий через стены, разделяющие помещения, и уплотнения вводов импульсных линий в щиты и панели должны обеспечивать плотность или герметичность в соответствии с противопожарными требованиями.
- 2.1.35. Импульсные линии должны быть плотными, то есть не допускать утечек при рабочих давлениях измеряемой среды. Испытания импульсных линий на плотность должны производиться в соответствии с требованиями СНиП 3.05.05-84 «Технологическое оборудование».
- 2.1.36. Местная запорная арматура на отборных устройствах должна обеспечивать возможность отключения импульсных линий без прекращения работы оборудования, а также предусматривать возможность проведения работ по калибровке и поверке первичных преобразователей (измерительных каналов ИС) на местах их установки с возможностью подачи физического воздействия на первичный преобразователь.
- 2.1.37. Оборудование импортного производства должно дополнительно комплектоваться эксплуатационной документацией на русском языке.

2.2. Технические требования к исполнительным механизмам (далее ИМ)

- 2.2.1. Для запорной и регулирующей арматуры применить электрические ИМ, отвечающие техническим требованиям, установленным в ГОСТ 7192-89 (СТ СЭВ 5983-87) «Механизмы исполнительные электрические постоянной скорости ГСП. Общие технические условия».
- 2.2.2. Все ИМ должны комплектоваться ручным дублёром и блоками местного управления и сигнализации.
- 2.2.3. Блоки местного управления ИМ запорной и регулирующей арматуры должны обеспечивать выполнение следующих команд:
- открыть;
 - закрыть;
 - стоп;
 - переключение режима управления «местный/дистанционный», и обеспечивать передачу данных сигналов в систему ТМ.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ

Лист

117

- 2.2.4. ИМ запорной и регулирующей арматуры должны обеспечивать передачу в СУ ТМ следующих сигналов:
- открыто;
 - закрыто;
 - режим управления «местный/дистанционный»;
 - сработала муфта.
- 2.2.5. Все управляющие и контрольные сигналы ИМ должны передаваться по физическим каналам (аналоговым или дискретным) в качестве основного способа, и интерфейсные каналы (RS-485) - в качестве резервного способа передачи данных. Все ИМ запорной арматуры должны иметь возможность передачи данных по RS-485 интерфейсу, использовать протокол MODBUS-RTU. Способ передачи сигналов от ИМ в СУ ТМ в обязательном порядке согласовываются с Заказчиком на этапе разработки как проектной, так и рабочей документации.
- 2.2.6. Пуско-коммутирующая аппаратура должна располагаться внутри ИМ.
- 2.2.7. ИМ регулирующей арматуры должны управляться по аналоговому сигналу 4-20 мА постоянного тока 24 В и иметь обратную связь по текущему положению.
- 2.2.8. Уровень взрывозащиты исполнительных механизмов, устанавливаемых во взрывоопасных зонах (определяется проектировщиком), должен соответствовать:
- классу зоны по ГОСТ 30852.9-2002 (МЭК 60079-10:1995) «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 10. Классификация взрывоопасных зон»;
 - категории и группе взрывоопасной смеси по ПУЭ (6-е, 7-е издание).
- 2.2.9. Исполнительные механизмы, размещаемые на трубопроводах, находящихся на открытом воздухе, должны быть климатического исполнения УХЛ1 по ГОСТ 15150-69 «Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды» (абсолютно минимальная температура воздуха минус 45 °С).
- 2.2.10. Степень защиты оболочки ИМ, размещаемых на открытом воздухе, должна быть не ниже IP65, а для ИМ, размещаемых в укрытии, не ниже IP42 в соответствии с требованиями ГОСТ 14254-96 (МЭК 529-89) «Степени защиты, обеспечиваемые оболочками».

2.3. Технические требования к применяемой кабельной продукции

- 2.3.1. Применяемая кабельная продукция должна соответствовать требованиям:
- ГОСТ 31565-2012 «Кабельные изделия. Требования пожарной безопасности»;
 - ПУЭ (6-е, 7-е издание);
 - инструкциям по монтажу и подключению применяемого оборудования КИПиА и СУ ТМ.
- 2.3.2. Информационные, измерительные каналы от первичных преобразователей до СУ ТМ, включая промежуточные соединения, выполнить экранированным кабелем в металлорукаве с ПВХ оболочкой. В обоснованных случаях применить бронированный кабель и согласовать это решение с Заказчиком.
- 2.3.3. Диаметр кабеля и металлорукава должен соответствовать кабельным вводам оборудования КИПиА, соединительных коробок, щитов, шкафов аппаратурных, и обеспечивать предъявляемые к ним требования по взрывозащите и степени защиты IP.
- 2.3.4. Для прокладки кабельных линий сквозь стены и пол использовать системы герметизации типа «Roxtec» или аналогичные.
- 2.3.5. В магистральных кабелях предусмотреть 20% резерв свободных жил.
- 2.3.6. Прокладка и канализация кабельных линий должна соответствовать требованиям:
- ПУЭ (6-е, 7-е издание);
 - СП 76.13330.2016 «Электротехнические устройства».
- и обеспечивать надёжную защиту кабельной продукции от внешних механических воздействий.
- 2.3.7. Применяемые кабельные лотки и трубы должны быть коррозионностойкого исполнения к веществам, обращающимся на объекте.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ

Лист

118

- 2.3.8. Маркировку кабельных линий выполнить согласно СП 76.13330.2016 «Электротехнические устройства».
- 2.3.9. Контрольные, силовые и волоконно-оптические кабельные линии прокладывать отдельно друг от друга.
- 2.3.10. Заземляющие проводники должны быть в жёлто-зелёной изоляции согласно ПУЭ (6-е, 7-е издание).

2.4. Технические требования к соединительным коробкам (далее СК)

- 2.4.1. Уровень взрывозащиты СК, устанавливаемых во взрывоопасных зонах (определяется проектировщиком), должен соответствовать:
- классу зоны по ГОСТ 30852.9-2002 (МЭК 60079-10:1995) «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 10. Классификация взрывоопасных зон»;
 - категории и группе взрывоопасной смеси по ПУЭ (6-е, 7-е издание).
- 2.4.2. Кабельные линии 220 VAC и 24 VDC расключить в отдельных СК.
- 2.4.3. Степень защиты оболочки СК, размещаемых на открытом воздухе, должна быть не ниже IP65, а для СК, размещаемых в помещении, не ниже IP42 в соответствии с требованиями ГОСТ 14254-96 (МЭК 529-89) «Степени защиты, обеспечиваемые оболочками».
- 2.4.4. СК, размещаемые на открытом воздухе должны быть климатического исполнения УХЛ1 по ГОСТ 15150-69 (абсолютно минимальная температура воздуха минус 45 °С).
- 2.4.5. Применяемые СК должны быть коррозионностойкого исполнения к веществам, обращающимся на объекте.
- 2.4.6. Диаметр кабельных вводов должен соответствовать диаметру подводящих кабелей и металлоукава и обеспечивать предъявляемые требования по взрывозащите и степени защиты оболочки (IP).
- 2.4.7. Неиспользуемые кабельные вводы должны быть заглушены.
- 2.4.8. Клеммные соединения внутри СК должны выполняться на DIN-рейке и обеспечивать надёжное крепление проводников.
- 2.4.9. Все СК должны быть заземлены.

2.5. Технические требования к шкафам контроля и управления (далее ШКУ)

- 2.5.1. Все ШКУ должны располагаться вне взрывоопасных зон.
- 2.5.2. Проектом предусмотреть ШКУ уличного исполнения, с эксплуатацией в условиях района крайнего севера обеспечивающем микроклимат, необходимый для нормального функционирования средств автоматизации и соответствовать СТО ЛУКОЙЛ 1.22.1-2015 приложение В «Рекомендации и требования к условиям размещения комплекса технических средств АСУ ТП».
- 2.5.3. Во всех ШКУ необходимо предусматривать не менее 20% свободного пространства, пригодного для размещения дополнительного оборудования. С учетом возможности такого расширения необходимо также предусматривать не менее 20% свободного пространства для прокладки дополнительных кабелей, установки дополнительных разъемов, распределительных коробок и других монтажных изделий.
- 2.5.4. При наличии помещения и места для установки шкафа управления, рассмотреть возможность размещения шкафа в помещении (согласовать с Заказчиком). На улице использовать обогреваемые шкафы с защитой от влияния внешних факторов (антивандальное исполнение), месторасположения шкафа согласовать с Заказчиком.
- 2.5.5. Перед началом проектирования проектная организация разрабатывает и согласовывает с Заказчиком структурную схему телемеханики объекта, границы проектирования, карточку применяемого оборудования АСУТП и КИПиА.
- 2.5.6. Шкафы управления должны компоноваться в унифицированных шкафах стандартной конструкции производства РФ.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ

Лист

119

3. Требования к Метрологическому Обеспечению

- 3.1. Метрологическое Обеспечение измерительных систем (ИС) должно удовлетворять требованиям Закона №102 Российской Федерации «Об обеспечении единства измерений», ГОСТов и Правил по метрологии.
- 3.2. Метрологическое обеспечение измерительных систем должны соответствовать ГОСТ Р 8.596-2002. ГСИ. "Метрологическое Обеспечение измерительных систем. Основные положения".
- 3.3. СТО ЛУКОЙЛ 1.14-2013 «Метрологическое обеспечение в группе ЛУКОЙЛ».

4. Общие требования

- 4.1. Для разработки проектно-сметной документации в части КИПиА, СТМ привлекать специализированную организацию по согласованию с Заказчиком
- 4.2. Организация, выполняющая проектно-исследовательские работы выполняет:
 - самостоятельный сбор исходных данных для проектирования, с выездом специалистов на объект Заказчика;
- 4.3. Технические решения принятые проектной документацией в обязательном порядке согласовывается с Заказчиком.
- 4.4. При согласовании исполнителя работ Заказчику предоставить следующую информацию:
 - лицензии;
 - разрешение СРО на право осуществления деятельности, по которой предполагается привлечение данной организации для работ;
 - информацию об опыте привлекаемой организации по аналогичным работам;
 - данные о наличие материально-технических и людских ресурсов.
- 4.5. Заказчик вправе запросить дополнительную информацию по предлагаемой кандидатуре, необходимую для выполнения полного анализа и заключения о приемлемости кандидатуры на объекте Заказчика.
- 4.6. В случаи отсутствия согласования исполнителя работ, представленная документация на согласование Заказчиком не будет рассматриваться.

Начальник ОАиМ
ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»



К.И. Антонов

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ	Лист
							120
Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

Приложение 1.

Перечень объектов
к ТУ на проектирование раздела «автоматизация и метрология» по проекту
«Реконструкция промышленных трубопроводов на Возейском н.м. в 2023 году строительства».

№ п.п.	Объект	Примечание
1	Скв. №1345 до т.вр. скв. №1345	
2	Скв. №3071 до т.вр. скв. №3071	
3	Скв. №4029 до УЗ к.4019	
4	Скв. №1230 до т.вр. скв. №1230	
5	Скв. №347 до ЗУ-52а	
6	Скв. №374 до ЗУ-49	
7	Т.вр. к. №2ОЦ до т.вр. скв. №1451	

Перечень объектов в процессе ПИР может быть скорректирован.

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.		Подп.

ПРИЛОЖЕНИЕ Л. ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ №48/2020 НА ОРГАНИЗАЦИЮ СВЯЗИ



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ

ЛУКОЙЛ-Коми

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ № 48/2020

на организацию сети связи по объекту «Реконструкция промышленных трубопроводов на Возейском н.м. в 2023 году строительства»

«__» *08* 2020 г.

При проектировании сетей связи системы телемеханики проектной организации необходимо:

1. Проектируемое телекоммуникационное оборудование должно удовлетворять техническим требованиям, указанным в «Перечне программных и технических средств, обязательных и рекомендуемых для применения при разработке и эксплуатации информационных систем в организациях группы «ЛУКОЙЛ» (далее – ПТС).
2. Проектирование необходимо проводить в соответствии требованиями действующих нормативных документов, ГОСТов, СНИПов и перечня национальных стандартов и сводов правил (частей таких стандартов и сводов правил), в результате применения которых на обязательной основе обеспечивается соблюдение требований Федерального закона "Технический регламент о безопасности зданий и сооружений" и проектирование линий и систем связи, утвержденных в установленном порядке.
3. Электропитание проектируемого оборудования выполнить от проектируемых источников бесперебойного питания (ИБП производства APC с платой AP9631 для организации мониторинга) подключенных к отдельному автоматическому выключателю. Для подключения оборудования к ИБП предусмотреть блок электрических розеток. Тип автоматического выключателя и мощность ИБП определить проектом исходя из потребляемой мощности оборудования, предусмотреть дополнительные аккумуляторные батареи (время автономной работы не менее 4 час.). Заземление оборудования выполнить путем присоединения его узлов к системе заземления объектов в соответствии с требованиями ПУЭ.
4. Для размещения телекоммуникационного оборудования шкафов связи при необходимости предусмотреть установку новых контейнеров связи возможно размещение в АБК. На узлах связи (далее УС) предусмотреть отдельное помещение с автономной системой жизнеобеспечения дизельной электростанцией включая систему охранной пожарной сигнализацию, кондиционирование (до -40 зимний вариант), отопление, систему пожаротушения с контролем доступа (технологическое и охранное видео наблюдение узла связи внутренние и наружное его хранение и передачу в сеть ЛУКНЕТ). При согласовании допускается установка всепогодного телекоммуникационного шкафа с учетом выше перечисленных требований. Предусмотреть периметральное ограждение территории, где будет произведен монтаж АМС, блок-контейнеров или термощкафов с IP защитой не ниже IP67, в зависимости от ситуационного плана, для ограничения доступа третьим лицам. Предусмотреть кабельные эстакады от места установки до точки подключения к АМС (при необходимости). Предусмотреть свайное основание под блок-бокс связи. При необходимости на существующих узлах связи предусмотреть установку новых контейнеров связи. При проектировании БС предусмотреть проектом антенно-матовое строение (АМС), допускается использование существующих либо проектируемых мачт освещения. АМС должно быть оборудовано лестничными ограждениями и обслуживаемой площадкой для установки радиооборудования. Места установки АМС согласовать с управлением маркшейдерско-геодезических работ ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».
5. Проектом предусмотреть интеграцию в существующую сеть ЛУКНЕТ.
6. При возможности предусмотреть подключение существующих к проектируемым узлам

169710, Российская Федерация,
Республика Коми,
г.Усинск, ул.Нефтяников, 31

Тел.:(82144) 5-53-60
Факс:(82144) 41-3-38

E-mail:
Usn.postman@lukoil.com

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	Нодок.	Подп.	Дата

У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ

Лист

122

связи методом волоконной оптической линии связи (ВОЛС) одномодовый волоконно-оптический кабель не менее 16 волокон. При необходимости предусмотреть 20 процентный запас по количеству волокон и защиту от механических повреждений. Остальные характеристики предусмотреть в зависимости от условий прокладки. Кабель и трассу прокладки определить проектом и согласовать ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» учесть ГОСТ Р 21.1703-2000.

7. При необходимости предусмотреть строительство базовой станции 360 градусов широкополосного беспроводного доступа на базе оборудования Infinet (далее ШБД) между объектами ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».

8. Произвести изыскания на предмет определения зон покрытия существующих базовых станций (далее БС) системы ТМ (БС СТМ) цеха. При необходимости предусмотреть проектом необходимое количество БС для полного покрытия необходимой территории для организации сети связи с проектируемых объектов и кустовых площадок с учетом дальнейшего развития СТМ и модернизации устаревших систем.

9. Для организации сети связи на проектируемых объектах СТМ предусмотреть:

- в качестве абонентского комплекта связи использовать оборудование высоко-скоростной системы точка-многоточка SkyMAN R5000-smnt/ модель и коэффициент усиления антенны определить проектом;

- подключение удаленных проектируемых БС выполнить по системе точка-точка используя оборудование SkyMAN R5000-Mmxt/ модель определить проектом к системе ТМ подключение по системе точка-многоточка;

- место размещения АМС определить проектом исходя из максимально допустимой протяженности трассы прокладки радиокабеля от точки подвеса радио модуля на АМС до оборудования (не более 99 метров), допускается использование;

- Азимуты, высоты подвеса радиоантенн абонентских модулей ШБД определить проектом.

- крепление трубостоек и антенн на АМС осуществлять с помощью хомутов, сварку и сверление металлоконструкций не допускать;

- в качестве сетевого оборудования использовать коммутатор Cisco Catalyst 1000, количество портов определить проектом в зависимости количества пользователей предусмотренной сети линий связи на объекте (при необходимости предусмотреть с POE);

- предусмотреть на объектах маршрутизаторы CISCO ISR4331-AXV/K9

- на проектируемой БС для организации сети использовать маршрутизатор Cisco, модель определить проектом;

- при необходимости IP-телефон Cisco SPA504G, количество телефонов и места их установки определить проектом.

АМС

10. При проектировании БС предусмотреть проектом антенно-матовое строение (АМС), допускается использование существующих либо проектируемых мачт освещения. АМС должно быть оборудовано лестничными ограждениями и обслуживаемой площадкой для установки радиооборудования. Места установки АМС согласовать с управлением маркшейдерско-геодезических работ ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» и ОИТиС ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».

11. При проектировании дополнительных сетей связи определить проектом исходя из расчетов радиопролетов и зон покрытия БС существующих и проектируемых:

- выполнить расчет узлов связи несущей способности металлоконструкций опоры (АМС) с учетом ее фактического состояния и установленных средств связи на предмет возможности размещения дополнительного оборудования базовой станции. По результатам проведенных расчетов несущей конструкции антенно-мачтового сооружения подписанную отчетную документацию направить в отдел информационных технологий и связи ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» (при необходимости на АМС ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» запланировать ремонтно-восстановительные работы АМС).

- прокладку фидеров снижения определить проектом и осуществить по одной из опор башни, далее по проектируемому фидерному мосту к блок-контейнеру не должно превышать 90

Россия
169710, Республика Коми,
г.Усинск, ул.Нефтяников, 31

Тел.:(82144) 41-9-80
Факс:(82144) 41-3-38

E-mail: postman@Lukoil-Komi.ru

2

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	Нодок.	Подп.	Дата	У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ	Лист
							123

метров. Крепление фидера выполнить унифицированным бандажом.

- определить проектом высоту подвеса азимут радиоданной коэффициент усиления антенны исходя из расчетов энергетики радиопролетов и зон покрытия БС АС существующих и проектируемых радио модулей ШБД. Предусмотреть проектом установку мачт на каждом объекте для установки радиоданной абонентских модулей ШБД. Место размещения АМС определить проектом исходя из максимально допустимой протяженности трассы прокладки радиокабеля от точки подвеса радио модуля на АМС до узла связи (не более 95 метров) предусмотреть заземление АМС. Места установки АМС согласовать с управлением маркшейдерско-геодезических работ ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».

- выполнить расчет электромагнитной совместимости. Расчет включить в состав исполнительной документации.

- получить санитарно-эпидемиологическое заключение в соответствии с п. 6.18 СанПиН 2.2.4/2.1.8.055-96 «Электромагнитные излучения радиочастотного диапазона» и гл. III СанПиН 2.1.8/2.2.4.1383-03 «Гигиенические требования к размещению и эксплуатации передающих радиотехнических объектов». Полученную документацию включить в состав исполнительной документации.

12. При необходимости после проведения изыскательных работ и выполнения пунктов данного ТУ, данные по проектируемым БС необходимо направить в адрес Заказчика письмом с приложенной таблицей по форме ИД-ФС, 1-ФС, проект ЧТП и пояснительную записку на каждую БС для инициирования регистрации и получение разрешений на использование радиочастот и радиочастотных каналов.

13. При необходимости предусмотреть на БС систему конвенциональной радиосвязью не менее 2 ретрансляторов на БС.

14. Произвести заземление базовых станций, узлов связи, оборудования, АМС, шкафов, выполнить путем присоединения к системе заземления (при необходимости предусмотреть систему заземления) действующих объектов в соответствии с требованиями ПУЭ 7 издание и ГОСТ 464-79.

15. Предусмотреть серверное оборудования для хранения данных, системы технологического видео наблюдения и охранного видео наблюдения (для каждой системы свой сервер).

16. Для включения проектируемой сети связи в сеть передачи данных ЛУКНЕТ предусмотреть организацию канала ПД путем подключения к оборудованию существующих узлов связи по интерфейсу Ethernet, SFP, SFP+. При необходимости предусмотреть межсетевой экран.

17. Для обеспечения межсетевого взаимодействия предусмотреть проектом план сетевой адресации телекоммуникационного оборудования, пользовательских сетей, сетей АСУ ТП. Согласовать техническое решение по межсетевому взаимодействию пользовательских сетей, сетей АСУ ТП. с ООО «ЛУКОЙЛ-ТЕХНОЛОГИИ» при необходимости предусмотреть межсетевой экран. Диапазоны IP адресов запросить в ООО «ЛУКОЙЛ-ТЕХНОЛОГИИ» при выполнении строительно-монтажных работ.

18. Для обслуживания системы ТМ предусмотреть на узлах связи ноутбуки. Предусмотреть диспетчера ПК для мониторинга и вывод данных по ТМ на верхний уровень системы ТМ предусмотреть мониторы, телевизоры диагональ не ниже 50" дюйм.

19. Для обслуживания сетей связи и оборудования БС предусмотреть на узлах связи ноутбуки.

20. Предусмотреть удалённое управление телекоммуникационным оборудованием (маршрутизаторы, коммутаторы, ИБП), а так же передачу данных о состоянии оборудования по протоколу SNMP в единую систему мониторинга филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».

21. Для организации сети связи объекта предусмотреть следующие оборудование:

- коммутатор Cisco Catalyst 1000, количество портов определить проектом в зависимости количества пользователей проектируемой сети и линий связи на объекте (но не менее 12 портов Cisco Catalyst 1000 12port PoE) с обязательной поддержкой питания устройств по витой паре PoE, PoE+;

- все внутриплощадочные проектируемые сети подключить с помощью ВОЛС;

- при необходимости предусмотреть маршрутизатор Cisco 4331 AXV/K9;

Россия
169710, Республика Коми,
г. Усинск, ул. Нефтяников, 31

Тел.: (82144) 41-9-80
Факс: (82144) 41-3-38

E-mail: postman@Lukoil-Komi.ru

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ	Лист
							124

- IP-телефон SIP-T27G, количество телефонов и места их установки определить проектом (при необходимости предусмотреть взрывозащищенные ip-телефонов в помещениях предусмотренных данной категории и нормами РФ определить проектом).

22. Предусмотреть на объектах в целях мониторинга состояния технологического оборудования и ведение технологического процесса.

- обеспечить удаленное видеонаблюдение (через Интернет, LAN и т.п.) за данной территорией и архивацию видеоматериала для последующего просмотра и анализа.

- система технологического видеомониторинга (далее СТВ) предназначена для сбора, передачи, хранения и удаленного просмотра видеoinформации о состоянии оборудования состоянием резервуарного парка и материальных ценностей на объекте, а также о различных действиях служебного персонала и др. лиц.

- работы по оборудованию системой должны быть выполнены в соответствии с рекомендациями Р78.36.002-99, Р78.36.008-99, ПУЭ и другой действующей нормативной документации.

- оборудование видеокамер, источников электропитания должно быть предназначено для работы при температуре от -50 до +50 градусов, в наружных атмосферных условиях или установлены в термокожухах с обогревателями, встроенной инфракрасной подсветкой и встроенным источником электропитания.

- все оборудование должно отличаться высокой надежностью и обеспечивать техническим характеристиками для круглосуточной работы.

- оборудование СТВ (видеорегиистратор, коммутатор, сервер) разместить в технологическом шкафу, для защиты от несанкционированного доступа к оборудованию системы и хранящимся записям, шкаф установить в зоне обзора камеры.

- срок хранения данных не менее трех месяцев.

- электропитание IP камер подключить к порту коммутатора по технологии PoE, PoE+ витой парой уличного исполнения длина кабеля не должна превышать 100м.

- все подводящие кабели к уличному оборудованию выполнять с запасом длины в виде «дождевой петли».

- все гермовводы уличного оборудования и ответвительных коробок дополнительно загерметизировать силиконом (герметиком), а все болтовые соединения покрыть слоем литола.

- до начала пусконаладочных работ в процессе производства монтажных работ должны быть проведены индивидуальные испытания (настройка, регулировка, юстировка) видеокамер, оборудования, электротехнических устройств и т. п. в соответствии с техническими описаниями, инструкциями и ПУЭ;

23.Применяемое оборудование и материалы должны иметь соответствующие разрешения, заключения, сертификаты, свидетельства, паспорта, формуляры. Данная документация входит в состав исполнительной документации.

24.Принятые проектные решения согласовать ООО «ЛУКОЙЛ - Коми».

Данное техническое условие действует в течение двух лет с момента подписания.

Исполняющий обязанности начальника
отдела информационных технологий и связи



А.В. Чухманцев

Д.А. Щетинин
(82144) 5-59-49

Россия
169710, Республика Коми,
г.Усинск, ул.Нефтяников, 31

Тел.:(82144) 41-9-80
Факс:(82144) 41-3-38

E-mail: postman@Lukoil-Komi.ru

4


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

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ	Лист
							125

**ПРИЛОЖЕНИЕ М. ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ НА РАЗРАБОТКУ РАЗДЕЛА
«ПРОЕКТ ОРГАНИЗАЦИИ СТРОИТЕЛЬСТВА»**

СОГЛАСОВАНО

Начальник ПООМ
ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»


Н.С. Беседа
« » 20__ г.

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора
по капитальному строительству
ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»


С.А. Шарило
« » 20__ г.

**Технические условия
На разработку раздела «Проект организации строительства»**

Наименование проекта: «Реконструкция промышленных трубопроводов на Возейском н.м. в 2023 году строительства».

Наименование объекта (-ов): «Реконструкция трубопроводов Возейского н.м. в 2023 году».

Содержание исходных данных и технических условий:

№ п/п	Наименование	Сведения об условиях осуществления строительства
1	Наличие дирекции строящегося предприятия или отдела капитального строительства заказчика (адрес, телефон), включить ли затраты на технадзор	Республика Коми, г. Усинск, ул. Транспортная 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	Возейское нефтяное месторождение, проектируемые карьеры – «Ярейшор» дальность перевозки грунта – 32 км, «Оленьсовхоз» дальность перевозки грунта – 35 км, Усть-Пальник-Шор - дальность перевозки грунта - 18 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 одного работника от вахтового поселка	Определяется расчетом на основании ПОС, но не более 2,5% от стоимости строительного

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ

Лист

126

	на рабочее место свыше 3-х километров	монтажных работ по главам 1-8
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.А. Кузьмин

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ

Лист

127

ПРИЛОЖЕНИЕ Н. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ СОСТАВЛЕНИЯ СМЕТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ

СОГЛАСОВАНО:

Начальник ОПиОС
ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»

 Е.А. Евдокимова

« ____ » _____ 2020 г.

УТВЕРЖДАЮ:

Заместитель директора по
капитальному строительству
ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»

 С.А. Шарпило

« ____ » _____ 2020 г.

**Исходные данные
для составления сметной документации по объекту:**

«Реконструкция промышленных трубопроводов на Возейском н.м. в 2023 году строительства»

Содержание исходных данных:

№ п/п	Наименование	Методология формирования стоимости
1	Общие данные по объекту	
1.1	Географическое положение объекта	Республика Коми, Возейское н.м.
1.2	Вид строительства	Реконструкция
1.3	Стадия проектирования	Проектная, рабочая документация
2	Формирование сметной стоимости по локальным сметам:	
2.1	Нормативная база	Сметные расчеты выполняются в ФСНБ-2001 в действующей редакции, с текущими изменениями.
2.2	Методика определения сметной стоимости строительства	Базисно-индексный/ (МДС81-35.2004, п.3.27)
2.3.1	Уровень цен составления локальных смет	01.01.2001 года
2.3.2	Уровень цен составления объектных смет	В текущих ценах с применением индексов Минстроя России к итогам прямых затрат или полной сметной стоимости в уровне цен 2001 г по Республике Коми
2.3.3	Уровень цен составления сводного сметного расчета	Текущий уровень цен по Коми региону
2.4	Районный коэффициент	
2.5	Северная надбавка	
2.6	Стесненные условия	Учесть в локальных сметах влияния условий производства работ, предусмотренных проектом, согласно Прил. №1 МДС81-35.2004 (акт. Ред. в текущих изм.)
2.7	Коэффициенты на реконструкцию и капитальный ремонт	Учесть в локальных сметах влияния условий производства работ, предусмотренных проектом, согласно

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ

Лист

128

№ п/п	Наименование	Методология формирования стоимости
		Прил. №1 МДС81-35.2004 (акт. Ред. в текущих изм.)
2.8	Сметные затраты на оплату труда рабочих и автотранспортных средств	Согласно нормам ФЕР-2001 в действующей редакции
2.9	Сметные затраты на эксплуатацию машин и автотранспортные средства	Согласно нормам ФЕР-2001 в действующей редакции
2.10	Стоимость материалов и оборудования	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 2001г. Индекс пересчёта сметной стоимости для приведения стоимости материалов и оборудования к базисному уровню цен 2001г. применять общий к СМР. Стоимость с НДС или без учета НДС должна быть указана обязательно.
2.11	Транспортно-заготовительские расходы на оборудование %.	2% согласно МДС 81-35.2004 гл. IV п. 4.55 – 4.64 Показывать в каждой строке начисления ТЗР.
2.12	Транспортно-заготовительские расходы на материалы %	7,45% основных материалов, отсутствующих в базе ФЕР-2001. Транспортные затраты трубной продукции показывать отдельной строкой за стоимостью материалов Показывать в каждом пункте локальной сметы начисления ТЗР.
2.13	Размер накладных расходов	Согласно МДС 81-33.2004 для районов Крайнего севера применять МДС 81-34.2004 введен 12.01.2004 приказ № 5 Госстрой РФ Включать накладные расходы после каждого пункта локальной сметы
2.14	Размер сметной прибыли	Согласно МДС 81-25.2001 (Письмо АП 5536/06 от 18.11.2004 г. взамен прил 3 МДС Включать накладные расходы после

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ

№ п/п	Наименование	Методология формирования стоимости
		каждого пункта локальной сметы
2.15	Предоставление ресурсов	
3	Формирование стоимости по главам сводного сметного расчета	
3.1	Глава 1. Подготовка территории строительства	
3.1.1	Оформление земельного участка и разбивочные работы	Приложение №8 МДС81-35.2004 г.
	Затраты по отводу земель (в постоянное пользование или долгосрочная аренда), выдаче архитектурно-планировочного задания и выделению красных линий застройки	Приложение №8 МДС81-35.2004 г.
	Затраты по разбивке основных осей зданий и сооружений, переносу их в натуру и закреплению пунктами и знаками	Приложение №8 МДС81-35.2004 г.
	Плата за землю при изъятии (выкупе) земельного участка для строительства, а также выплата земельного налога (аренды) в период строительства.	Приложение №8 МДС81-35.2004 г.
3.1.2	Освоение территории строительства	
	Затраты, связанные с неблагоприятными гидрогеологическими условиями территории строительства.	Определяется сметными расчетами на основании ПОС
	Затраты на техническую и биологическую рекультивацию	Расчет на основании данных проектной документации раздела РКЗ «Рекультивация нарушенных земель»
	Средства на возмещение ущерба животному миру	Данные проектной документации раздела ООС «Перечень мероприятий по охране окружающей среды»
	Средства на возмещение ущерба растительному миру	Данные проектной документации раздела ООС «Перечень мероприятий по охране окружающей среды»
	Средства на возмещение ущерба рыбному хозяйству	Данные проектной документации раздела ООС «Перечень мероприятий по охране окружающей среды»
	Глава 8. Затраты на временные здания и сооружения	
	Временные здания и сооружения (норматив)	ГСН 81-05-01-2001
	Временные здания и сооружения сверх учетных нормами: лежневые дороги, зимники вдольтрассовые	Определяется сметными расчетами на основании ПОС

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ

№ п/п	Наименование	Методология формирования стоимости
	Глава 9. Прочие работы и затраты	
	Дополнительные затраты при производстве строительно-монтажных (ремонтно-строительных) работ в зимнее время, затраты на ветер	ГСН 81-05-02-2007
	Снегоборьба	ГСН 81-05-02-2007
	Первоначальная очистка от снега территории строек, начинаемых в зимний период	Определяется сметными расчетами на основании ПОС
	Затраты на содержание действующих постоянных автомобильных дорог и восстановление их после окончания строительства	Определяется сметными расчетами на основании ПОС МДС 81-35.2004. приложение №8, п.9.2.
	Затраты, связанные с осуществлением работ вахтовым методом, за исключением вахтовой надбавки к тарифной ставке, учитываемой в локальных сметах.	МДС 81-35.2004, приложение №8, п.9.4, базовый город Усинск
	Затраты, связанные с перебазированием строительно-монтажных организаций с одной стройки на другую	Затраты по мобилизации, демобилизации и перебазировке строительной техники и механизмов, с монтажом и демонтажем, погрузкой-разгрузкой и применением погрузочно-разгрузочного оборудования, перевозкой со стройки на стройку и перемещением на расстояние свыше 30 км в пределах одной стройки на разных объектах (МДС 81-35.2004 п. 9.7.) – по расчёту согласно ПОС
	Затраты, связанные с премированием за ввод в действие построенных объектов	Письмо Минтруда России от 15.03.93г. №463-РБ/7-13/32
	Средства на покрытие затрат строительных организаций по добровольному страхованию работников и имущества, в т. ч. строительных рисков(%)	
	Затраты на проведение специальных мероприятий по обеспечению нормальных условий труда (борьба с радиоактивностью, гнусом, энцефалитным клещом и др.)	0,1% от глав1-8 ССР МДС 81-35.2004, приложение №8, п.9.13

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ

Лист

131

№ п/п	Наименование	Методология формирования стоимости
	Затраты на оплату сборов за перевозку тяжеловесных и негабаритных грузов по дорогам и мостам	Расчет на основании данных (ТУ ПОС), Расчет на основании данных ПОС
	Затраты на пропуск ливневых и паводковых вод и т.д.	Определяется сметными расчетами на основании ПОС
	Затраты на проведение пусконаладочных работ	Предусмотреть отдельным локально-сметным расчетом в ценах 2001 г. с пересчетом в текущий уровень цен на момент составления сметной документации в соответствии с МДС 81-35.2004 (с использованием текущих индексов Минстроя России). Включаются затраты на проведение пусконаладочных работ "вхолостую".
	Средства на возмещение ущерба за негативное воздействие на окружающую среду	Учитывается в Главе 1, согласно МДС81-35.2004, Приложение №8, п 2.1
	Глава 10. Содержание службы заказчика. Строительный контроль	МДС 81-35.2004. пункт 4.88
	Содержание дирекции строящегося предприятия	5% от СМР
	Строительный контроль (независимый технический надзор)	1,3% от СМР
	Глава 11. Подготовка эксплуатационных кадров	
	Расходы на подготовку эксплуатационных кадров	
	Глава 12. Проектно-изыскательские работы, авторский надзор	
	Проектные работы	Сводная смета на ПИР от ГИП
	Изыскательские работы	Сводная смета на ПИР от ГИП
	Экспертиза предпроектной и проектной документации	Постановление правительства №145 от 05.03.2007г, Приложение.
	Затраты на осуществление авторского надзора	В пределах 0,2% от глав1-9 ССР
	Затраты, включаемые в сводный сметный расчет за итогом глав 1-12	
	Резерв средств на непредвиденные расходы (%)	1,5% на стадии РД, 3% на стадии Проект (МДС 81-35.2004 п.4.96)
	Другие затраты	
	Карьеры грунта. Расстояние доставки недостающего грунта от карьеров до площадки строительства	Месторождение песка «Усть-Пальник-Шор Стоимость грунта 79,98 руб./м3

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ

Лист

132

№ п/п	Наименование	Методология формирования стоимости
	Расстояния транспортировки: – строительного мусора – металлолома	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)
	Дополнительные данные	<p>Предоставить сметную документацию (сводный сметный расчет отдельно от объектных смет, объектные сметы, локальные сметы, ресурсные сметы) на электронном носителе в формате разработки, в программном комплексе ГРАНД-СМЕТА, Excel, PDF.</p> <p>Прилагать отдельной книгой прайс-листы.</p> <p>Если в процессе проектирования возникают изменения, в сметах к номеру необходимо добавлять слово кор 1, кор 2 и т.д. и вносить изменения. Не выпускать доп. к ранее составленной смете.</p> <p>Предварительно на проверку направлять сметную документацию в электронном виде.</p>

Примечание: Весь перечень исходных данных должен быть обоснован правительственными постановлениями, справками бухгалтерии и т.п. При отсутствии обосновывающих документов поправки, ведущие к увеличению стоимости строительства, в расчет приниматься не будут.

Начальник ОПиОС



Л.И. Сухорукова

исп. Карклиньш А.Д.
5-56-72



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


Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	

У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ

ПРИЛОЖЕНИЕ П. ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ДЛЯ ФОРМИРОВАНИЯ ШТАТНОГО РАСПИСАНИЯ

УТВЕРЖДАЮ

Начальник Управления оплаты
и мотивации труда
ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»

 А.А. Баранник
(подпись)

«21» 08 2020 г.

Технические условия для формирования штатного расписания

Наименование проекта: Реконструкция промысловых трубопроводов на
Возейском н.м. в 2023 году строительства

Наименование объекта (- ов): Реконструкция промысловых трубопроводов на
Возейском н.м. в 2023 году строительства

Содержание исходных данных и технических условий:

Реконструкция промысловых трубопроводов на Возейском н.м. в 2023 году строительства

1. Режим работы персонала:

– количество рабочих дней в году	365
– количество вахт	2
– продолжительность вахты, суток	15
– количество смен в сутки	1,2
– продолжительность смены, час	10,11

**2. Численность рабочих предприятия (Бригада по добыче нефти и газа №1
КЦДНГ №4):**

- общее количество штатных единиц – 17 ед.;
- максимальное количество персонала работающего в сутки (в вахту) – 7 ед.;
- количество персонала работающего в максимальную смену – 6 ед.

**3. Численность рабочих предприятия (Бригада по добыче нефти и газа №4
КЦДНГ №4):**

- общее количество штатных единиц – 21 ед.;
- максимальное количество персонала работающего в сутки (в вахту) – 9 ед.;
- количество персонала работающего в максимальную смену – 5 ед.

Примечание: В ТУ приведена численность существующего персонала для обслуживания объекта «Реконструкция промысловых трубопроводов на Возейском н.м. в 2023 году строительства».

4. Необходимость выделения дополнительного персонала:

- определить проектом.

Ведущий специалист Управления оплаты
и мотивации труда


(подпись)

Н.В. Вологодская

Н.В. Вологодская, 50-89

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

							У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата			134

Изм.	Кол.уч.	Лист	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	Подп.	Дата

У-НГИ-01-21-ПЗ.ТЧ

**Выписка из штатного расписания по состоянию на 01.08.2020г.
(Реконструкция промышленных трубопроводов на Возейском н.м. в 2023 году строительства)**

Структурное подразделение наименование	Код	Должность (специальность, профессия), разряд, класс (категория) квалификации	Раз- ряд рабо- чего	Кол-во штат. единиц	Примечание
1	2	3	4	5	6
Комплексный цех по добыче нефти и газа №4 Бригада по добыче нефти газа № 1 (Возейское НМ)		Мастер по добыче нефти, газа и конденсата		1	режим работ: вахтовый, односменный, продолжительность вахты - 15 дн., продолжительность смены - 11 час.
		Мастер по добыче нефти, газа и конденсата	4	1	режим работ: 1. вахтовый, односменный, продолжительность вахты - 15 дн., продолжительность смены - 10 час.;
		Оператор по добыче нефти и газа	4	9	2. вахтовый, двухсменный, продолжительность вахты - 15 дн., продолжительность смены - 11 час.
		Оператор по добыче нефти и газа	5	6	
		Оператор по добыче нефти и газа	6	2	
		Итого рабочие по бригаде №1:		17	
	Итого по КЦЦНГ-4: в том числе: рабочие		19		
	РСС		17		
			2		

Примечание: Дополнительной численности для обслуживания объекта: «Реконструкция промышленных трубопроводов на Возейском н.м. в 2023 году строительства» не предусмотрено.

Начальник Управления оплаты и мотивации труда

А.А. Баранник



Н.В. Вологодская,
50-89



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

Выписка из штатного расписания по состоянию на 01.08.2020г.
(Реконструкция промышленных трубопроводов на Возейском н.м. в 2023 году строительства)

Структурное подразделение наименование	Код	Должность (специальность, профессия), разряд, класс (категория) квалификации	Раз- ряд рабо- чего	Кол-во штат. единиц	Примечание
1	2	3	4	5	6
Комплексный цех по добыче нефти и газа №4 Бригада по добыче нефти и газа № 4 (Возейское, Верхне-Возейское НМ)		Мастер по добыче нефти, газа и конденсата		1	режим работы: вахтовый, односменный, продолжительность вахты - 15 дн., продолжительность смены - 11 час.
		Мастер по добыче нефти, газа и конденсата		1	
		Оператор по добыче нефти и газа	4	11	режим работы: 1. вахтовый, односменный, продолжительность вахты - 15 дн., продолжительность смены - 10 час.;
		Оператор по добыче нефти и газа	5	5	2. вахтовый, двухсменный, продолжительность вахты - 15 дн., продолжительность смены - 11 час.
		Оператор по добыче нефти и газа	6	5	
		Итого рабочие по бригаде №1:		21	
		Итого по КЦДНГ-4:		23	
		в том числе: рабочие		21	
		РСС		2	

Примечание: Дополнительной численности для обслуживания объекта: «Реконструкция промышленных трубопроводов на Возейском н.м. в 2023 году строительства» не предусмотрено.

Начальник Управления оплаты и мотивации труда

А.А. Бараник



Н.В. Вологодская,
50-89

