Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования

«Пермский национальный исследовательский политехнический университет»
«Научно-проектный институт обустройства нефтяных и газовых месторождений»
Проектный центр «ПНИПУ-Нефтепроект»

ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

«Строительство промыслового нефтепровода товарной нефти УППН «Баклановка» - т.вр. в нефтепровод УПН-1020 «Кыласово» - ПНОС г.Пермь»

Проектная документация

Раздел 1 «Пояснительная записка»

2019/206/ДС154-PD-PZ

Том 1

Договор № 2019/206/ДС154

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

Взаим.инв.№

Подпись и дата

Инв. №подл.

2022

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования

«Пермский национальный исследовательский политехнический университет»
«Научно-проектный институт обустройства нефтяных и газовых месторождений»
Проектный центр «ПНИПУ-Нефтепроект»

ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

«Строительство промыслового нефтепровода товарной нефти УППН «Баклановка» - т.вр. в нефтепровод УПН-1020 «Кыласово» - ПНОС г.Пермь»

Проектная документация

Раздел 1 «Пояснительная записка»

2019/206/ДС154-PD-PZ

Том 1

Договор № 2019/206/ДС154

Главный инженер Г.Д.Закиров

Главный инженер проекта О.Н. Чистяков

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

2022

Взаим.инв.№

Подпись и дата

Инв. №подл.

Обозначение	Наименование	Примечание
2019/206/ДС154-PD-PZ.S	Содержание тома 1	2
2019/206/ДС154-PD-PZ.TCH	Текстовая часть	3

Согласовано:

Взаим..инв.№

Подпись и дата

Инв. №подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2019/206/ДС154-PD-PZ.S		
Разработал		Нестерова			07.22	СОДЕРЖАНИЕ ТОМА 1	Стадия	Лист	Листов
Проверил		Булдаков			07.22		П	1	1
Н.контр.		Булдаков			07.22		**Проектный центр «ПНИПУ-Нефтепроект»**		
ГИП		Чистяков			07.22				

Содержание

1 Основание для разработки проектной документации 3
2 Исходные данные и условия для проектирования 3
3 Сведения о климатической, географической и инженерно-геологической характеристике района 9
4 Обоснование выбранного варианта трассы 13
5 Сведения о линейном объекте 13
6 Технико-экономическая характеристика линейного объекта 13
7 Сведения о земельных участках, на которых располагаются проектируемые сооружения 15
8 Сведения об использованных в проекте изобретениях, результатах проведенных патентных исследований 20
9 Сведения о наличии разработанных и согласованных специальных технических условий 20
10 Сведения о компьютерных программах, используемых при расчетах конструктивных элементов сооружений 20
11 Сведения о предполагаемых затратах, связанных со сносом сооружений 20
12 Описание принципиальных проектных решений 20
12.1 Технико-экономические показатели 22
13 Заверение проектной организации 23
14 Список использованной нормативной литературы 24
Приложение А1-Задание на проектирование «Строительство промыслового нефтепровода товарной нефти УППН «Баклановка» - т.вр. в нефтепровод УПН-1020 «Кыласово» - ПНОС г.Пермь» 28
Приложение Б1 - Технические условия Управления технологии добычи нефти и газа. 38
Приложение Б2 - Технические условия отдела трубопроводного транспорта. 39
Приложение Б3 - Технические условия отдела главного механика 42
Приложение Б4 - Технические условия отдела главного энергетика 48
Приложение Б5 - Технические условия отдела автоматизации и метрологии 50
Приложение Б6 - Технические условия отдела информационных технологий и связи 58
Приложение Б7 – Технические условия по обеспечению мероприятий по противодействию террористическим актамОшибка! Закладка н
Приложение Б8 - Технические условия на разработку проекта система охранно-пожарной сигнализации ... **Ошибка! Закладка не определена.**
Приложение Б9 – Исходные данные для разработки проектно-

Согласовано:

Взаим.инв.№

Подпись и дата

Инв. №подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2019/206/ДС154-PD-PZ.S		
Разработал		Нестерова			07.22	СОДЕРЖАНИЕ ТОМА 1	Стадия	Лист	Листов
Проверил		Булдаков			07.22		П	1	108
Н.контр.		Булдаков			07.22		Проектный центр «ПНИПУ-Нефтепроект»		
ГИП		Чистяков			07.22				

сметной документации. ..... **Ошибка! Закладка не определена.**
Приложение Б10 - Протокол по выполнению проектными организациями актов натурного обследования 64
Приложение Б11 - Технические условия Отдела планирования и организации строительства 64
Приложение Б12 - Указания по формированию раздела «Проект организации строительства» в составе проектной документации 66
Приложение Б13 - Типовые требования к оформлению и предоставлению в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» проектной документации 70
Приложение Б14 - Типовые технические условия Отдела организации проектных работ 73
Приложение Б15 - Типовая ведомость 75
Приложение В1 - Технические условия ПАО "МегаФон" 77
Приложение В2 - Технические условия МКУ "Управление благоустройством Пермского муниципального района". 80
Приложение В3 - Технические условия ОАО "МРСК Урала" – филиал «Пермэнерго». 84
Приложение В4 - Технические условия ООО "Радар". 87
Приложение В5 - Технические условия Филиала ОАО "РЖД» Свердловская железная дорога. 88
Приложение В6 - Технические условия ПАО "Ростелеком". 91
Приложение В7 - Технические условия АО «Связьтранснефть» - «Волго-Камское ПТУС». 97
Приложение В8 – Согласие ФКУ «Управление федеральных автомобильных дорог «Прикамье». 101
Приложение В9 - Технические условия Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» - «Пермское предприятие магистральных электрических сетей» 106
Таблица регистрации изменений 108

1 Основание для разработки проектной документации

Основанием для разработки проектной документации является инвестиционная программа ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» на 2022-2024 годы.

2 Исходные данные и условия для проектирования

Проектная документация разработана в соответствии со следующими документами:

- Задание на проектирование «Строительство промыслового нефтепровода товарной нефти УППН «Баклановка» - т.вр. в нефтепровод УПН-1020 «Кыласово» - ПНОС г.Пермь», утверждённое Первым Заместителем Генерального директора – Главным инженером ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» И.И. Мазеиным 00.00.2021г;
- Технические условия Управления технологии добычи нефти и газа от 23.09.2021г
- Технические условия отдела трубопроводного транспорта Управления МЭМО от 20.09.2021г.;
- Технические условия Отдела главного механика от 24.09.2021г.;
- Технические условия Отдела главного энергетика от 24.09.2021г.;
- Технические условия Отдела автоматизации и метрологии от 27.09.2021г;
- Технические условия Отдела информационных технологий и связи от 27.09.2021 г;
- Технические условия по обеспечению мероприятий по противодействию террористическим актам от 24.09.2021г.;
- Технические условия на разработку проекта Система охранно-пожарной сигнализации от 24.09.21г;
- Исходные данные для разработки проектно-сметной документации по проекту «Строительство промыслового нефтепровода товарной нефти УППН «Баклановка» - точка врезки в нефтепровод УПН-1020 «Кыласово» - ПНОС г.Пермь»;
- Протокол совещания по вопросу выполнения актов натурного обследования от 30.04.2014 г.;
- Типовые технические условия Управления охраны труда, промышленной и экологическойбезопасности от 01.10.2017 г.;
- Типовые технические условия отдела землеустроительных работ от 09.10.2012г;
- Типовые технические условия Отдела главного маркшейдера от 04.04.2012г;
- Технические условия Отдела экспертизы смет 29.05.2017г.;
- Требования в части данных на оборудование и материалы в составе проектно сметной документации от 30.10.2017г.;

- Технические условия Отдела планирования и организации строительства от 07.05.2018г.;

- Требования к разработке сметной документации и ПОС от 09.04.2013г;

- Типовые требования к оформлению и предоставлению в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» проектной документации на объекты строительства, реконструкции и капитального ремонта от 13.05.2015г.;

- Типовые технические условия Отдела организации проектных работ;

- Исходные данные для обеспечения рециркуляции нефти от 23.11.2018г.;

- Письмо Главного управления Министерства РФ по делам ГО и ЧС и ликвидации последствий стихийных бедствий по Пермскому краю №48-3-2-8 от 19.03.19;

- Технические условия сторонних пересекаемых коммуникаций;

- Декларация промышленной безопасности системы промысловых трубопроводов Баклановского месторождения №А48-10051-0232 от 17.08.2021;

- Уведомление о внесении декларации промышленной безопасности в реестр деклараций промышленной безопасности №УВ.000019.22 от 20.04.2022;

- Технический отчет по результатам инженерно-геодезических изысканий «Строительство нефтепровода товарной нефти УППН «Баклановка» - т.вр. в нефтепровод УПН-1020 «Кыласово» - ПНОС г.Пермь», выполненный ООО «Уралстройизыскания» в 2022г. в составе:

- 2019/206/ДС154-ИГДИ1.1.Том 1.1.1 Технический отчет по результатам инженерно-геодезических изысканий. Часть 1. Текстовая часть. Книга 1. Разделы 1-7. Приложения А-Ц.

- 2019/206/ДС154-ИГДИ1.2.Том 1.1.2 Технический отчет по результатам инженерно-геодезических изысканий. Часть 1. Текстовая часть. Книга 2. Приложения Ш.

- 2019/206/ДС154-ИГДИ1.3.Том 1.1.3 Технический отчет по результатам инженерно-геодезических изысканий. Часть 1. Текстовая часть. Книга 3. Приложения Ш.

-2019/206/ДС154-ИГДИ2.1.Том 1.2.1 Технический отчет по результатам инженерно-геодезических изысканий. Часть 2. Графическая часть. Книга 1. Листы 1-22.

-2019/206/ДС154-ИГДИ2.1.Том 1.2.1 Технический отчет по результатам инженерно-геодезических изысканий. Часть 2. Графическая часть. Книга 1. Листы 1-22.

- 2019/206/ДС154-ИГДИ2.2.Том 1.2.2 Технический отчет по результатам инженерно-геодезических изысканий. Часть 2. Графическая часть. Книга 2. Листы 23.1-23.37.

- 2019/206/ДС154-ИГДИ2.2.Том 1.2.3 Технический отчет по результатам инженерно-геодезических изысканий. Часть 2. Графическая часть. Книга 3.

Листы 23.38-35.

- 2019/206/ДС154-ИГДИ2.2.Том 1.2.4 Технический отчет по результатам инженерно-геодезических изысканий. Часть 2. Графическая часть. Книга 4. Листы 36-56.

- 2019/206/ДС154-ИГДИ2.2.Том 1.2.5 Технический отчет по результатам инженерно-геодезических изысканий. Часть 2. Графическая часть. Книга 5. Листы 57-79.

- 2019/206/ДС154-ИГДИ2.2.Том 1.2.6 Технический отчет по результатам инженерно-геодезических изысканий. Часть 2. Графическая часть. Книга 6. Листы 80-105.

- 2019/206/ДС154-ИГДИ2.2.Том 1.2.7 Технический отчет по результатам инженерно-геодезических изысканий. Часть 2. Графическая часть. Книга 7. Листы 106-134.

- 2019/206/ДС154-ИГДИ2.2.Том 1.2.8 Технический отчет по результатам инженерно-геодезических изысканий. Часть 2. Графическая часть. Книга 8. Листы 135-158.

- 2019/206/ДС154-ИГДИ2.2.Том 1.2.9 Технический отчет по результатам инженерно-геодезических изысканий. Часть 2. Графическая часть. Книга 9. Листы 159-183.

- 2019/206/ДС154-ИГДИ2.2.Том 1.2.10 Технический отчет по результатам инженерно-геодезических изысканий. Часть 2. Графическая часть. Книга 10. Листы 184-203.

- 2019/206/ДС154-ИГДИ2.2.Том 1.2.11 Технический отчет по результатам инженерно-геодезических изысканий. Часть 2. Графическая часть. Книга 11. Листы 204-230.

- 2019/206/ДС154-ИГДИ2.2.Том 1.2.12 Технический отчет по результатам инженерно-геодезических изысканий. Часть 2. Графическая часть. Книга 12. Листы 231-257.

- 2019/206/ДС154-ИГДИ2.2.Том 1.2.13 Технический отчет по результатам инженерно-геодезических изысканий. Часть 2. Графическая часть. Книга 13. Листы 258-280.

- 2019/206/ДС154-ИГДИ2.2.Том 1.2.14 Технический отчет по результатам инженерно-геодезических изысканий. Часть 2. Графическая часть. Книга 14. Листы 281-302.

- 2019/206/ДС154-ИГДИ2.2.Том 1.2.15 Технический отчет по результатам инженерно-геодезических изысканий. Часть 2. Графическая часть. Книга 15. Листы 303-325.

- 2019/206/ДС154-ИГДИ2.16 Технический отчет по результатам инженерно-геодезических изысканий. Часть 2. Графическая часть. Книга 16. Листы 303-326;

- 2019/206/ДС154-ИГИ1.1 Технический отчет по результатам инженерно-геодезических изысканий. Часть 1.Разделы 1-10. Приложения А-Г;

-2019/206/ДС154-ИГИ1.2 Технический отчет по результатам инженерно-геодезических изысканий. Часть 1.Текстовая часть .Книга 2. Приложения Д-

Ж;

- 2019/206/ДС154-ИГИ1.3 Технический отчет по результатам инженерно-геодезических изысканий. Часть 1.Текстовая часть .Книга 3. Приложения И-Н;

- 2019/206/ДС154-ИГИ1.4 Технический отчет по результатам инженерно-геодезических изысканий. Часть 1.Текстовая часть .Книга 4. Приложения И-Щ;

- 2019/206/ДС154-ИГИ2.1 Технический отчет по результатам инженерно-геодезических изысканий. Часть 2.Графическая часть .Книга 1. Листы 1-2.37;

- 2019/206/ДС154-ИГИ2.2 Технический отчет по результатам инженерно-геодезических изысканий. Часть 2.Графическая часть .Книга 2. Листы 2.38.14;

- 2019/206/ДС154-ИГИ2.3 Технический отчет по результатам инженерно-геодезических изысканий. Часть 2.Графическая часть .Книга 3. Листы 15-35;

- 2019/206/ДС154-ИГИ2.4 Технический отчет по результатам инженерно-геодезических изысканий. Часть 2.Графическая часть .Книга 4. Листы 36-58;

- 2019/206/ДС154-ИГИ2.5 Технический отчет по результатам инженерно-геодезических изысканий. Часть 2.Графическая часть .Книга 5. Листы 59-82;

- 2019/206/ДС154-ИГМИ Технический отчет по результатам гидрометеорогических изысканий;

- 2019/206/ДС154-ИЭИ1.1 Технический отчет по результатам экологических изысканий; Часть 1.Текстовая часть .Книга 1. Приложения А-Д;

- 2019/206/ДС154-ИЭИ1.2 Технический отчет по результатам экологических изысканий; Часть 1.Текстовая часть .Книга 2. Приложения Е-Х;

- 2019/206/ДС154-ИЭИ2 Технический отчет по результатам экологических изысканий; Часть 2.Графическая часть.

- Документы по согласованию представления земельных участ-ков.

–2019/206/ДС154-ДПТ Документация по планировке территории. Основная часть проекта планировки территории

Проектная документация выполнена в соответствии с требованиями технических регламентов, экологических, санитарно-гигиенических, противопожарных и других норм, правил, стандартов, действующих на территории РФ, исходных данных, технических условий, выданных органами государственного надзора и заинтересованными организациями, и обеспечивает безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объекта при соблюдении мероприятий, предусмотренных проектной документацией.

Проектная документация выполнена в соответствии с требованиями ФЗ № 384 «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений».

Идентификационные признаки

Идентификация проектируемого объекта выполнена в соответствии с требованиями Главы 1 статьи 4 ФЗ № 384 «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»:

Наименование сооружения	Классификация по ОКОФ (ОК 013-2014 «Общероссийский классификатор основных фондов»)	
	Код	Наименование
Нефтепровод	220.41.20.20.327	Нефтепровод межпромысловый
Площадка устройства пуска очистных и диагностирующих устройств	220.41.20.20.903	Площадки производственные с покрытием
Площадка устройства приема очистных и диагностирующих устройств	220.41.20.20.903	Площадки производственные с покрытием

1) Назначение проектируемых сооружений – транспорт нефти от УППН «Баклановка» до точки врезки в нефтепровод УПН-1020 «Кыласово» - ПНОС г.Пермь» .

2) Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и другим объектам, функционально-технологические особенности которых, влияют на их безопасность: система промысловых трубопроводов.

3) Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство и эксплуатация здания и сооружения – Из опасных геологических процессов на исследуемой территории следует отметить подтопление и сезонное пучение грунтов в пределах глубины промерзания. Факторами, осложняющими строительство проектируемых сооружений, являются близкое к поверхности залегание подземных вод; прогнозируемое формирование горизонта подземных вод типа «верховодка»; агрессивное

действие подземных вод к бетону и металлическим конструкциям; пучинистость грунтов.

Из опасных гидрологических процессов на участке изысканий выявлены русловые процессы на пересекаемых водотоках, угрожающие целостности нефтепровода и в результате его возможного повреждения – экологическому состоянию окружающей среды.

Также к опасным гидрологическим явлениям на изыскиваемой территории относится половодье, которое может оказывать гидродинамическое воздействие на береговые сооружения, размыв берегов потоком воды, способствовать загрязнению гидросферы, почв, грунтов, затоплению территории.

4) Принадлежность к опасным производственным объектам:

Проектируемый нефтепровод входит в состав существующего опасного производственного объекта «Система межпромысловых трубопроводов Баклановского месторождения» ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», зарегистрированного в Государственном реестре опасных производственных объектов за № А48-10051-0232, согласно Федеральному закону №116–ФЗ от 21.07.1997 (в редакции №22-ФЗ от 04.03.2013), как опасный производственный объект добычи нефти, газа и газового конденсата по II классу опасности (пункт 3, приложение 2).

5) Пожарная и взрывопожарная опасность:

В соответствии со статьей 6.1 Федерального закона №123-ФЗ по пожарной и взрывопожарной опасности объект проектирования идентифицируется следующим образом:

– по классу функциональной пожарной опасности – Ф5.1;

– по степени огнестойкости и классу конструктивной пожарной опасности - не квалифицируется;

– по категории по взрывопожарной и пожарной опасности – АН (в надземной части).

6) Наличие помещений с постоянным пребыванием людей – помещения с постоянным пребыванием людей отсутствуют.

7) Уровень ответственности – повышенный, согласно Федеральному закону № 384-ФЗ от 30.12.2009 статья 4.

3 Сведения о климатической, географической и инженерно-геологической характеристике района

В административном отношении район работ расположен территории ЦДНГ-8 Баклановского нефтяного месторождения ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

Температура

Средняя годовая температура воздуха в районе строительства составляет плюс 2,5°С.

Самым холодным месяцем в году является январь.

Средняя температура самого холодного месяца составляет минус 16,7°С.

Абсолютный минимум температуры составил минус 51°С.

Самым теплым месяцем являются июль.

Средняя максимальная температура самого жаркого месяца составляет плюс 25,4°С.

Абсолютный максимум температуры составил плюс 38°С.

Климатические характеристики

Абсолютная минимальная температура воздуха -51°С.

Абсолютная максимальная температура воздуха +38°С.

Средняя суточная температура воздуха наиболее холодного месяца -16,9°С.

Средняя максимальная температура воздуха наиболее теплого месяца +25,1°С.

Влажность воздуха

Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее холодного месяца 81%.

Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее теплого месяца 67%.

Осадки

Количество осадков за период с ноября по март составляется 204°мм. Количество осадков за период с апреля по октябрь составляет 377°мм. Суточный максимум осадков равен 61°мм.

Ветровой режим

По ветровому давлению район изысканий относится ко II району, нормативное ветровое давление на высоте 10°м составляет 500°Па, соответствующая нормативная скорость ветра на высоте 10м составляет 29м/с.

Скорость ветра, вероятность превышения которой в течение года составляет 5%, равна 7м/с

Средняя годовая скорость ветра по направлениям, м/с, по метеостанции Оханск

Направление	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
Скорость	12	7	6	7	27	16	13	12	12

Атмосферные явления на рассматриваемой территории обуславливаются особенностями циркуляции атмосферы, а отдельные сезоны - и влиянием орографии.

Грозы в среднем за год в районе изысканий наблюдается 23 дня.

Метели. Средняя продолжительность периода с метелями в год -34 дня, наибольшая 54 дня. Сильные метели -метели (включая низовые) продолжительностью 12 часов и более при скорости ветра 15 м/с и более.

Туманы. Среднегодовое количество дней с туманами -12 дней, наибольшее 21 день. Сильные туманы - метеорологическая дальность видимости 100м, продолжительностью этого явления 12 часов и более.

Град. Среднее число дней с градом в год составляет 0,9 дня, наибольшее - 3 дня. Крупный град -диаметром градин 20 мм и более.

Гололед. Гололедный сезон на рассматриваемой территории начинается обычно в октябре и заканчивается в марте, однако явления гололёда (мокрый снег) отмечается иногда и в сентябре, апреле и мае.

Снежный покров. Согласно районированию территории по весу снегового покрова район изысканий относится к V району, расчетное значение веса снегового покрова составляет 3,2 кПа.

Средняя высота снежного покрова на открытом участке составляет 65 мм.

Нормативная глубина промерзания под оголенной от снега поверхностью, согласно п.5.5.3 СП 22.13330, суглинков, глин составляет 1.62м, крупнообломочных грунтов – 2.39м.

Рельеф в районе работ холмисто-грядовый. Углы наклона поверхности не превышают 3°.

В соответствии с геолого-литологическим строением участка, по полевым и лабораторным данным, а также согласно ГОСТ 20522-2012, ГОСТ 25100-2020 на участке изысканий выделены следующие инженерно-геологические элементы (ИГЭ):

ИГЭ-2 – Торф среднеразложившийся (bQ);

ИГЭ-3а – Глина лёгкая пылеватая полутвердая (aQ);

ИГЭ-3б – Глина легкая пылеватая тугопластичная минеральная (aQ);

ИГЭ-3б-1 – Глина легкая пылеватая тугопластичная с примесью органического вещества (aQ);

ИГЭ-3б-2 – Глина тяжелая тугопластичная с низким содержанием органического вещества (aQ);

ИГЭ-3в – Глина легкая пылеватая мягкопластичная (aQ);

ИГЭ-3в-1 – Глина легкая пылеватая мягкопластичная с примесью органического вещества (aQ);

ИГЭ-3в-2 – Глина тяжелая мягкопластичная с низким содержанием органического вещества (aQ);

ИГЭ-3г – Глина легкая пылеватая текучепластичная (aQ);

ИГЭ-3г-1 – Глина тяжелая текучепластичная с низким содержанием органического вещества (aQ);

ИГЭ-4а – Суглинок тяжелый пылеватый полутвердый (aQ);

ИГЭ-4б – Суглинок тяжелый пылеватый тугопластичный (aQ);

ИГЭ-4в – Суглинок тяжелый пылеватый мягкопластичный (aQ);

ИГЭ-4в-1 – Суглинок тяжелый пылеватый мягкопластичный с примесью органического вещества (aQ);

ИГЭ-4г – Суглинок тяжелый пылеватый текучепластичный (aQ);

ИГЭ-4г-1 – Суглинок тяжелый пылеватый текучепластичный с примесью органического вещества (aQ);

ИГЭ-5а – Песок мелкий средней плотности средней степени водонасыщения (aQ);

ИГЭ-5б – Песок мелкий средней плотности водонасыщенный (aQ);

ИГЭ-7а – Галечниковый грунт с суглинистым текучепластичным заполнителем (заполнителя до 46%) (aQ);

ИГЭ-7б – Галечниковый грунт с глинистым полутвердым заполнителем (заполнителя до 44%) (aQ);

ИГЭ-7в – Галечниковый грунт с песчаным заполнителем (заполнителя до 42%) (aQ);

ИГЭ-7г – Галечниковый грунт с суглинистым мягкопластичным заполнителем (заполнителя до 45%) (aQ);

ИГЭ-8а – Глина легкая пылеватая/тяжелая полутвердая (dQ);

ИГЭ-8б – Глина легкая пылеватая тугопластичная (dQ);

ИГЭ-8в – Глина легкая пылеватая мягкопластичная (dQ);

ИГЭ-9б – Суглинок тяжелый пылеватый тугопластичный (dQ);

ИГЭ-9в – Суглинок тяжелый пылеватый мягкопластичный (dQ);

ИГЭ-10а – Глина полутвердая легкая пылеватая (eP);

ИГЭ-10б – Глина легкая пылеватая тугопластичная (eP);

ИГЭ-11а – Суглинок тяжелый песчанистый полутвердый (eP);

ИГЭ-12а – Песок мелкий плотный средней степени водонасыщения (eP);

ИГЭ-12б – Песок мелкий плотный средней степени водонасыщения (eP);

ИГЭ-13 – Щебенистый грунт с глинистым твердым заполнителем (заполнителя до 45%) (eP);

ИГЭ-14 – Грунт дресвяный с глинистым твердым заполнителем (заполнителя до 50%) (eP);

ИГЭ-15 – Песчаник низкой прочности (eP).

Техногенные грунты не выделяются в инженерно-геологический элемент ввиду его локального распространения, малой мощности слоя и разнородности состава. Также они не будут являться основаниями для сооружений. При

необходимости расчетное сопротивление (R_0) принять равным 180 кПа согласно п.5.6.7 СП 22.13330.2016/

Показатели физико-механических свойств грунтов приняты на основании результатов лабораторных исследований и приведены в текстовых приложениях И, К, Л.

За нормативные значения показателей физических свойств грунтов принимаются средние значения частных определений этих показателей.

Сопоставительная таблица нормативных характеристик грунтов выделенных ИГЭ приведена в таблице 6.

Рекомендуемые нормативные и расчетные значения характеристик грунтов для выделенных ИГЭ приведены в таблице 7.

Грунты по степени агрессивного воздействия сульфатов на бетонные конструкции (приложение Т), согласно табл. В.1 СП 28.13330.2017 [9], неагрессивные, слабо- и среднеагрессивные.

Грунты по степени агрессивного воздействия хлоридов на арматуру в железобетонных конструкциях (приложение Т), согласно табл. В.2 СП 28.13330.2017 [9], неагрессивные, слабоагрессивные.

Степень агрессивного воздействия грунтов на металлические конструкции ниже уровня грунтовых вод – слабоагрессивная (по результатам химанализов, приложение И); выше уровня грунтовых вод – средне- и сильноагрессивная (по результатам замеров удельного сопротивления грунтов, приложение Х), согласно табл.Х5 прил.Х СП 28.13330.2017.

Географическая характеристика

В геоморфологическом отношении район работ находится в Волго-Камской провинции низменных и возвышенных равнин и ярусных возвышенностей в районе Верхнекамской и Бельско-Камской ярусно-увалистых эрозионных возвышенностей.

Естественная поверхность в районе работ подверглась влиянию техногенных факторов при строительстве и эксплуатации нефтепромысловых объектов, автодорог.

На исследуемой территории опасных инженерно-геологических процессов не выявлено.

Ближайшие населенные пункты – Куляшовка, Верхний Пальник, Бырма, Челяба, Ключики, Кукуштан, Янычи.

Проезд к объектам осуществляется в любое время года по асфальтированным дорогам «Пермь - Екатеринбург», «Пермь-Оса», «Кукуштан-Чайковский» далее по промысловым дорогам.

4 Обоснование выбранного варианта трассы

Настоящей проектной документацией, согласно заданию на проектирование, предусматривается строительство участка нефтепровода «УППН «Баклановка» - т.вр. в существующий нефтепровод УППН Кыласово –ПНОС» диаметром 273мм.

Трасса изыскана вдоль существующих коридоров коммуникаций в общем северо-восточном направлении.

5 Сведения о линейном объекте

Настоящей проектной документацией, согласно заданию на проектирование, техническим условиям, предусматривается строительство нефтепровода товарной нефти «УППН «Баклановка»- т.вр. в существующий нефтепровод УППН Кыласово –ПНОС».

Нефтепровод товарной нефти «УППН «Баклановка»- т.вр. в существующий нефтепровод УППН Кыласово – ПНОС» входит в состав существующего опасного производства объекта «Система промысловых трубопроводов Баклановского месторождения» ООО ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

Нефтепровод УППН «Баклановка» - т.вр. в существующий нефтепровод УППН Кыласово – ПНОС» является сооружением повышенного уровня ответственности согласно федеральному закону №384-ФЗ от 30.12.2009 «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений», статья 4, п. 8; федеральному закону №191-ФЗ от 29.12.2004 «Градостроительный кодекс Российской Федерации», статья 48_1, п. 1. Согласно федеральному закону №116-ФЗ от 21.07.1997 «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», нефтепровод относится к I классу опасности.

6 Технико-экономическая характеристика линейного объекта

Нефтепровод товарной нефти УППН «Баклановка» - т.вр. в существующий нефтепровод УППН Кыласово – ПНОС» входит в состав существующего опасного производства объекта «Система промысловых трубопроводов Баклановского месторождения» ООО ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

В связи с ТУ УТДНГ необходимо строительство нефтепровода.

Согласно заданию на проектирование, максимально перспективная загрузка нефтепровода составляет:

- по жидкости Qж=1700 $м^3$/сут;
- по нефти Qн=1445 т/сут.

Состав проектируемых сооружений нефтепровода приведен в таблице 1.

Таблица 6.1 – Состав проектируемых сооружений

п/п	Наименование	Ед. изм.	Кол.	Характеристика
1	Нефтепровод	м	36806,52	Труба стальная электросварная Ø273х8,0мм, по ТУ 1303-007-12281990-2015, класс прочности К52, сталь 09ГСФ с наружным трехслойным полиэтиленовым усиленным покрытием по ТУ 1390-001-60700040-2012
2	Технологический трубопровод	м	79,1	Труба стальная электросварная Ø273х8,0мм, по ТУ 1303-007-12281990-2015, класс прочности К52, сталь 09ГСФ с наружным трехслойным полиэтиленовым усиленным покрытием по ТУ 1390-001-60700040-2012

Согласно п.7.1.3 и п.7.1.5 ГОСТ Р 55990-2014 проектируемый нефтепровод относится к III классу, категории Н(Н1).Согласно руководству по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» проектируемые участки нефтепровода в пределах ограждения площадки камеры приема и на территории УППН «Баклановка» и в районе точки врезки в существующий трубопровод «УПН-1020 «Кыласово»-ПНОС» относятся к Бб категории I.

Проектной документацией предусматривается подземный способ укладки трубопровода.

Для обеспечения надежности линейного объекта трубопроводная арматура, трубы и другие детали и материалы должны иметь паспорта, подтверждающие качество изготовления и соответствие нормативно-технической документации.

Запорная арматура должна быть испытана на предприятии-изготовителе на герметичность перекрытия. Запорная арматура для нефти и газа должна иметь класс герметичности А по ГОСТ Р54808-2011 – отсутствие видимых протечек.

7 Сведения о земельных участках, на которых располагаются проектируемые сооружения

Площадь земельных участков на период строительства и эксплуатации определена с использованием сведений государственного земельного кадастра, в соответствии с действующими нормативами отвода земель.

Площади занимаемых земель (объектам, кварталам, выделам, срокам занятия) приведены в подразделе 7.2 «Мероприятия по охране и рациональному использованию земельных ресурсов» Раздела 7 «Перечень мероприятий по охране окружающей среды».

В таблицах 7.1, 7.2 приведены сведения о земельных участках, на которых располагаются проектируемые объекты.

Таблица 7.1 – Сводная информация по занимаемым землям Пермского муниципального округа

№п/п	Кад номер участка	Категория земель	Площадь образуемого участка/занимаемой части участка	Обозначение образуемого участка/занимаемой части участка	Вид разрешенного использования по классификатору	Вид разрешенного использования по документу	Способ образования
Кунгурский муниципальных округ							
	59:24:0000000:59	Земли лесного фонда	**17590**	**59:24:0000000:59/чзу1**	Трубопроводный транспорт	«Строительство промыслового нефтепровода товарной нефти УППН «Баклановка» - т.вр. в нефтепровод УПН-1020 «Кыласово» - ПНОС г. Пермь»	Образование многоконтурной части земельного участка
			8913	59:24:0000000:59/чзу1(1)			
			7245	59:24:0000000:59/чзу1(2)			
			1432	59:24:0000000:59/чзу1(3)			
Пермский муниципальных округ							
4	59:32:4470101:1871	Земли лесного фонда	**252 764**	**59:32:4470101:1871/чзу1**			Образование многоконтурной части земельного участка
			2568	59:32:4470101:1871/чзу 1(1)			
			2960	59:32:4470101:1871/чзу 1(2)			
			15418	59:32:4470101:1871/чзу 1(3)			
			33983	59:32:4470101:1871/чзу 1(4)			
			5235	59:32:4470101:1871/чзу 1(5)			
			151546	59:32:4470101:1871/чзу 1(6)			
			6615	59:32:4470101:1871/чзу 1(7)			
			34439	59:32:4470101:1871/чзу 1(1)			
5	59:32:4680901:119	Земли лесного фонда	**337254**	**59:32:4680901:119/чзу1**			Образование многоконтурной части земельного участка
			92792	59:32:4680901:119/чзу1(1)			
			95036	59:32:4680901:119/чзу1(2)			
			24758	59:32:4680901:119/чзу1(3)			
			49703	59:32:4680901:119/чзу1(4)			
			26874	59:32:4680901:119/чзу1(5)			
			33053	59:32:4680901:119/чзу1(6)			
			15038	59:32:4680901:119/чзу1(7)			
	59:32:4640701:3	Земли лесного фонда	**40815**	**59:32:4640701:3**			Образование многоконтурной части земельного участка
			1743	59:32:4640701:3/чзу1(1)			
			39072	59:32:4640701:3/чзу1(2)			
	59:32:4640801:1	Земли лесного фонда	**5193**	**59:32:4640801:1/чзу1**			образование части земельного участка
	59:32:4650101:1	Земли лесного фонда	**32389**	**59:32:4650101:1/чзу1**			образование части земельного участка
	59:32:0000000:46	Земли лесного фонда	**64490**	**59:32:0000000:46/чзу1**			Образование
			14877	59:32:0000000:46/чзу1(1)			
			28578	59:32:0000000:46/чзу1(2)			

5	59:32:4680901:119	Земли лесного фонда	337254	59:32:4680901:119/чзу1			Образование многоконтурной части земельного участка
			92792	59:32:4680901:119/чзу1(1)			
			95036	59:32:4680901:119/чзу1(2)			
			24758	59:32:4680901:119/чзу1(3)			
			49703	59:32:4680901:119/чзу1(4)			
			26874	59:32:4680901:119/чзу1(5)			
			33053	59:32:4680901:119/чзу1(6)			
			15038	59:32:4680901:119/чзу1(7)			
	59:32:4640701:3	Земли лесного фонда	40815	59:32:4640701:3			Образование многоконтурной части земельного участка
			1743	59:32:4640701:3/чзу1(1)			
			39072	59:32:4640701:3/чзу1(2)			
	59:32:4640801:1	Земли лесного фонда	5193	59:32:4640801:1/чзу1			образование части земельного участка
	59:32:4650101:1	Земли лесного фонда	32389	59:32:4650101:1/чзу1			образование части земельного участка
	59:32:0000000:46	Земли лесного фонда	64490	59:32:0000000:46/чзу1			Образование
			14877	59:32:0000000:46/чзу1(1)			
			28578	59:32:0000000:46/чзу1(2)			
			21035	59:32:0000000:46/чзу1(3)			
	59:32:4470101:1869	Земли лесного фонда	13417	59:32:4470101:1869/чзу1			образование части земельного участка
	59:32:0000000:387	Земли лесного фонда	206696	59:32:0000000:387/чзу1	Трубопроводный транспорт	«Строительство промыслового нефтепровода товарной нефти УППН «Баклановка» - т.вр. в нефтепровод УПН-1020 «Кыласово» - ПНОС г. Пермь»	Образование
			9831	59:32:0000000:387/чзу1(1)			
			388	59:32:0000000:387/чзу1(2)			
			3456	59:32:0000000:387/чзу1(3)			
			595	59:32:0000000:387/чзу1(4)			
			6944	59:32:0000000:387/чзу1(5)			
			6126	59:32:0000000:387/чзу1(6)			
			12842	59:32:0000000:387/чзу1(7)			
			4064	59:32:0000000:387/чзу1(8)			
			3087	59:32:0000000:387/чзу1(9)			
			712	59:32:0000000:387/чзу1(10)			
			274	59:32:0000000:387/чзу1(11)			
			4157	59:32:0000000:387/чзу1(12)			
			23376	59:32:0000000:387/чзу1(13)			
			2471	59:32:0000000:387/чзу1(14)			
			2510	59:32:0000000:387/чзу1(15)			
			595	59:32:0000000:387/чзу1(16)			
			4550	59:32:0000000:387/чзу1(17)			
			4923	59:32:0000000:387/чзу1(18)			
			7446	59:32:0000000:387/чзу1(19)			
			3800	59:32:0000000:387/чзу1(20)			
			10697	59:32:0000000:387/чзу1(21)			
			9369	59:32:0000000:387/чзу1(22)			
			2117	59:32:0000000:387/чзу1(23)			
			1553	59:32:0000000:387/чзу1(24)			
			3609	59:32:0000000:387/чзу1(25)			
			3842	59:32:0000000:387/чзу1(26)			
			3343	59:32:0000000:387/чзу1(27)			
			20391	59:32:0000000:387/чзу1(28)			
			253	59:32:0000000:387/чзу1(29)			
			476	59:32:0000000:387/чзу1(30)			
			79	59:32:0000000:387/чзу1(31)			
			19201	59:32:0000000:387/чзу1(32)			

			7331	59:32:0000000:387/чзу1(33)		
			10591	59:32:0000000:387/чзу1(34)		
			645	59:32:0000000:387/чзу1(35)		
			2851	59:32:0000000:387/чзу1(36)		
			4439	59:32:0000000:387/чзу1(37)		
			2727	59:32:0000000:387/чзу1(38)		
			732	59:32:0000000:387/чзу1(39)		
			303	59:32:0000000:387/чзу1(40)		
	59:32:0000000:14224	Земли лесного фонда	**4785**	**59:32:0000000:14224/чзу1**		образование части земельного участка
			64578	**59:32:0000000:ЗУ1**		
			578	59:32:0000000:ЗУ1(1)		
			2425	59:32:0000000:ЗУ1(2)		
			1585	59:32:0000000:ЗУ1(3)		
			558	59:32:0000000:ЗУ1(4)		
			2267	59:32:0000000:ЗУ1(5)		
			356	59:32:0000000:ЗУ1(6)		
			143	59:32:0000000:ЗУ1(7)		
			1951	59:32:0000000:ЗУ1(8)		
			1021	59:32:0000000:ЗУ1(9)		
			1352	59:32:0000000:ЗУ1(10)		
			644	59:32:0000000:ЗУ1(11)		
			1610	59:32:0000000:ЗУ1(12)		
			1504	59:32:0000000:ЗУ1(13)		
			130	59:32:0000000:ЗУ1(14)		
			337	59:32:0000000:ЗУ1(15)		
			233	59:32:0000000:ЗУ1(16)		
			15	59:32:0000000:ЗУ1(17)		
			1710	59:32:0000000:ЗУ1(18)		
			617	59:32:0000000:ЗУ1(19)		
			643	59:32:0000000:ЗУ1(20)		Образование
	59:32:0000000:ЗУ1	Земли сельскохозяйственного назначения	2854	59:32:0000000:ЗУ1(21)		Образование многоконтурного земельного участка
			4920	59:32:0000000:ЗУ1(22)		
			844	59:32:0000000:ЗУ1(23)		
			2253	59:32:0000000:ЗУ1(24)		
			822	59:32:0000000:ЗУ1(25)		
			4637	59:32:0000000:ЗУ1(26)		
			414	59:32:0000000:ЗУ1(27)		
			2496	59:32:0000000:ЗУ1(28)		
			529	59:32:0000000:ЗУ1(29)		
			18	59:32:0000000:ЗУ1(30)		
			244	59:32:0000000:ЗУ1(31)		
			158	59:32:0000000:ЗУ1(32)		
			99	59:32:0000000:ЗУ1(33)		
			270	59:32:0000000:ЗУ1(34)		
			1520	59:32:0000000:ЗУ1(35)		
			683	59:32:0000000:ЗУ1(36)		
			526	59:32:0000000:ЗУ1(37)		
			1120	59:32:0000000:ЗУ1(38)		
			2493	59:32:0000000:ЗУ1(39)		
			13613	59:32:0000000:ЗУ1(40)		
			772	59:32:0000000:ЗУ1(41)		
			1863	59:32:0000000:ЗУ1(42)		
			350	59:32:0000000:ЗУ1(43)		
			1401	59:32:0000000:ЗУ1(44)		
	59:32:0000000:ЗУ2	Земли сельскохозяйственного назначения	2825	59:32:0000000:ЗУ2		Образование земельного участка
	59:32:4620002:4219	Земли сельскохозяйственного назначения	2053	59:32:4620002:4219/чзу1		Образование части земельного участка

59:32:4620002:4218	Земли сельскохозяйственного назначения	2218	59:32:4620002:4218/чзу1	Трубопроводный транспорт	«Строительство промыслового нефтепровода товарной нефти УППН «Баклановка» - т.вр. в нефтепровод УПН-1020 «Кыласово» - ПНОС г. Пермь»	Образование части земельного участка
59:32:4620002:4217	Земли сельскохозяйственного назначения	84	59:32:4620002:4218/чзу1			Образование части земельного участка
59:32:4640801:3	Земли промышленности, энергетики, транспорта, связи, радиовещания, телевидения, информатики, земли для обеспечения космической деятельности, земли обороны, безопасности и земли иного специального назначения	381	–			образование части земельного участка
59:32:0000000:123	Земли промышленности, энергетики, транспорта, связи, радиовещания, телевидения, информатики, земли для обеспечения космической деятельности, земли обороны, безопасности и земли иного специального назначения	1370	–			образование части земельного участка
59:32:0000000:38	Земли промышленности, энергетики, транспорта, связи, радиовещания, телевидения, информатики, земли для обеспечения космической деятельности, земли обороны, безопасности и земли иного специального назначения	1630	59:32:0000000:38/чзу1			образование части земельного участка
Итого		**1 050 532**				

Таблица 7.2 – Сводная информация по занимаемым землям Кунгурскому муниципальному округу

№п/п	Кад.номер участка	Категория земель	Площадь образуемого участка/занимаемой части участка	Обозначение образуемого участка/занимаемой части участка	Вид разрешенного использования по классификатору	Вид разрешенного использования по документу	Способ образования
Кунгурский муниципальных округ							
	59:24:0000000:59	Земли лесного фонда	**17590**	**59:24:0000000:59/чзу1**	Трубопроводный транспорт	«Строительство промыслового нефтепровода товарной нефти УППН «Баклановка» - т.вр. в нефтепровод УПН-1020 «Кыласово» - ПНОС г. Пермь»	Образование многоконтурной части земельного участка
			8913	59:24:0000000:59/чзу1(1)			
			7245	59:24:0000000:59/чзу1(2)			
			1432	59:24:0000000:59/чзу1(3)			

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

Использование изобретений, защищенных авторскими правами, в настоящей проектной документации не предусматривается.

9 Сведения о наличии разработанных и согласованных специальных технических условий

Специальные технические условия в данном проекте не разрабатывались.

10 Сведения о компьютерных программах, используемых при расчетах конструктивных элементов сооружений

При разработке проектной документации компьютерные программы для выполнения расчетов конструктивных элементов зданий, строений и сооружений не использовались.

Гидравлический расчет произведен в программной системе для компьютерного моделирования технологий промыслового сбора и многофазного транспорта нефти, газа и конденсата «OLGA».

Расчет и подбор приборов освещения произведен с использованием программы для расчета освещения ElectriCS Light.

Расчет рассеивания выбросов вредных веществ в атмосфере проведен по унифицированной программе расчета загрязнения «Эколог» (версия 3.0), разработанной фирмой «Интеграл», Санкт-Петербург.

11 Сведения о предполагаемых затратах, связанных со сносом сооружений

Необходимости в затратах связанных со сносом сооружений, переселением людей и переносом сетей нет.

12 Описание принципиальных проектных решений

Надежность- это способность сооружения выполнять в определенных условиях эксплуатации все заданные функции, сохраняя рабочие параметры в пределах установленных допусков, в течение требуемого интервала времени. Применительно к трубопроводам надежность является показателем

качества в самом широком смысле этого понятия. Она определяется качеством проектирования, строительства и эксплуатации.

На данном участке нефтепровода в процессе проектирования требуемая надежность обеспечивается:

- учетом многолетнего опыта заказчика по эксплуатации действующего нефтепровода;
- рассмотрением и согласованием принципиальных решений с профильными службами заказчика;
- выполнением требований технических условий;
- установкой запорно-предохранительной арматуры в необходимом количестве;
- проведением гидравлического, прочностных расчетов;
- использованием высококачественных материалов и оборудования заводского изготовления, соответствующих современным требованиям;
- выбором оптимальных рабочих режимов и наиболее эффективной защиты от неблагоприятных внутренних и внешних воздействий;
- применением эффективного контроля, позволяющего диагностировать техническое состояние нефтепровода и предупреждать возникновение отказов;
- установлением охранных зон;

На проектируемом нефтепроводе приняты технические решения:

- минимальное безопасное расстояние от аналогичных объектов – 8 м;
- максимальное рабочее давление оборудования 4,0 МПа;
- установка 24-х секущих полнопроходных задвижек на переходах через водные преграды (ручьи, реки);
- толщина стенки трубы 8 мм;
- нефтепровод защищен антикоррозийной изоляцией усиленного типа заводского изготовления;
- предусмотрена электрохимическая защита от коррозии подземной части нефтепровода;
- надземные участки и арматура окрашивается материалом с гарантийным сроком не менее 5 лет;
- предусмотрено гидравлическое испытание сооружения на прочность и герметичность;
- пригрузы в пойменной части трассы.

12.1 Технико-экономические показатели

Наименование	Ед. изм.	Кол-во Заявлено	Кол-во Рекомендовано**
Диаметр нефтепровода	мм	273	
Протяжённость нефтепровода	м	36886,62	

13 Заверение проектной организации

Проектная документация разработана в соответствии с проектом планировки и проектом межевания территории, заданием на проектирование, 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.

14 Список использованной нормативной литературы

1. Федеральный закон № 116-ФЗ от 21.07.97 г. «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;
2. Федеральный закон РФ №123-ФЗ от 22.07.2008 «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;
3. Федеральный закон № 125-ФЗ от 24.07.1998 «Об обязательном социальном страховании от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний»;
4. Федеральный закон № 384-ФЗ от 30.12.2009г. «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»;
5. СП 48.13330.2019 «Организация строительства»;
6. СНиП 12-04-2002 «Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство»;
7. ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность. Общие требования»;
8. ГОСТ 12.4.011.89 «Средства защиты работающих. Общие требования и классификация»;
9. ГОСТ Р 51164-98 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии;
10. ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах»;
11. 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 15.12.2020г;
12. ППБО-85 «Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности», утв. Министерством нефтяной промышленности 25 ноября 1985 года;
13. Постановление Правительства РФ от 23 апреля 2020г. №569;
14. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасного ведения газоопасных, огневых и ремонтных работ», утв. приказом Ростехнадзора от 20.11.2017 № 485;
15. РД 10-290-99 «Типовое положение об ответственном за осуществление производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности при эксплуатации сосудов, работающих под давлением», утверждено постановлением Госгортехнадзора России от 18.06.99 №41;
16. ГОСТ Р 58367-2019 «Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование»;
17. ПУЭ «Правила устройства электроустановок» (М., 2007 г.);

18. Инструкции по монтажу и эксплуатации отдельных видов оборудования;

19. Типовые нормативы численности рабочих нефтегазодобывающих управлений нефтяной промышленности, М., ВНИИОЭНГ, 1987г;

20. Типовое положение по организации контроля воздушной среды на подконтрольных Госгортехнадзору СССР объектах с химическими процессами, утверждено Госгортехнадзором СССР 15.11.1977;

21. ИБТВ 1-087-81 «Отраслевая инструкция по контролю воздушной среды на предприятиях нефтяной промышленности»;

22. «Порядок проведения технического расследования причин аварий и инцидентов на объектах, поднадзорных Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору», утв. Приказом ФС по ЭТАН от 30.06.2009 №191;

23. Положение об особенностях расследования несчастных случаев на производстве в отдельных отраслях и организациях, утверждено постановлением Министерства труда и социального развития РФ от 24.10.2002 №73;

24. Приказ Министерства здравоохранения и социального развития РФ №970н от 09.12.2009 «Об утверждении Типовых норм бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам нефтяной промышленности, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением»;

25. СП 76.13330.2016 «Электротехнические устройства»;

26. СП 284.1325800.2016 «Трубопроводы промысловые для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ»;

27. СП 31.13330.2012 «Водоснабжение. Наружные сети и сооружения»;

28. СП 32.13330.2012 «Канализация. Наружные сети и сооружения»;

29. СП 30.13330.2016 «Внутренний водопровод и канализация зданий»;

30. СП 129.13330.2019 «Наружные сети и сооружения водоснабжения и канализации»;

31. СП 37.13330.2012 «Промышленный транспорт»;

32. ГОСТ 12.1.004-91 «ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования»;

33. ГОСТ 30852.5-2002 «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 4. Метод определения температуры самовоспламенения»;

34. ГОСТ 30852.9-2002 «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 10. Классификация взрывоопасных зон»;

35. ГОСТ 30852.11-2002 «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 12 Классификация газов и паров с воздухом по безопасным экспериментальным зазорам и минимальным воспламеняющим токам»;

36. ВНТП 01/87/04-84 «Объекты газовой и нефтяной промышленности, выполненные с применением блочных и блочно-комплектных устройств. Нормы технологического проектирования»;

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

38. Градостроительный кодекс Российской Федерации;

39. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов»;

40. «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» Федеральный закон Российской Федерации от 22 июля 2008г. №123-ФЗ;

41. СП 18.13330.2019 Производственные объекты. Планировочная организация земельного участка (Генеральные планы промышленных предприятий);

42. Земельный кодекс Российской Федерации;

43. Лесной кодекс Российской Федерации;

44. Водный кодекс Российской Федерации;

45. Федеральный закон «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» от 21.12.1994 № 68-ФЗ;

46. Федеральный закон «Об охране окружающей среды» от 10.01.2002 № 7-ФЗ;

47. Федеральный закон «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения» от 30.03.1999 № 52-ФЗ;

48. Федеральный закон «Об экологической экспертизе» от 23.11.1995 № 174-ФЗ;

49. Федеральный закон «Об отходах производства и потребления» от 24.06.1998 № 89-ФЗ;

50. Федеральный закон «Об особо охраняемых природных территориях» от 14.03.1995 № 33-ФЗ;

51. Федеральный закон «Об объектах культурного наследия (памятниках истории и культуры) народов Российской Федерации» от 25.06.2002 № 73-ФЗ;

52. Федеральный закон «Об охране атмосферного воздуха» от 04.05.1999 № 96-ФЗ;

53. Закон Российской Федерации «О плате за землю» от 11.10.1991 № 1738-1;

54. Закон Российской Федерации «О недрах» от 21.02.1992 № 2395-1;

55. Постановление Правительства Российской Федерации от 03.03.2017 № 255 «Об исчислении и взимании платы за негативное воздействие на окружающую среду» с изменениями и дополнениями от 17.08.2020;

56. Постановление Правительства Российской Федерации от 13.09.2016 № 913 «О ставках платы за негативное воздействие на окружающую среду и дополнительных коэффициентах с изменениями на 24.01.2020года »;

57. Приказ Государственного комитета Российской Федерации по Охране окружающей среды от 16.05.2000 № 372 «Об утверждении Положения об оценке воздействия намечаемой хозяйственной и иной деятельности на окружающую среду в Российской Федерации»;

58. СП 47.13330.2016 «Инженерные изыскания для строительства. Основные положения».

59. СП 11-102-97 Инженерно-экологические изыскания для строительства.

60. СанПиН 2.1.7.1287-03 Санитарно-эпидемиологические требования к качеству почвы;

61. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов. Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03. Новая редакция;

62. 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»;

63. Постановление Правительства РФ от 16.02.2008 N 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»

Приложение А1-Задание на проектирование «Строительство нефтепровода товарной нефти УППН «Баклановка» -т. врезки в нефтепровод УПН-1020 «Кыласово» - ПНОС г.Пермь»

УТВЕРЖДАЮ
Первый Заместитель Генерального
директора - Главный инженер
ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

_____И.И. Мазеин

«_____» _____ 2021 г.

ЗАДАНИЕ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ
по объекту
«Строительство промыслового нефтепровода товарной нефти УППН «Баклановка» - т.вр. в нефтепровод УПН-1020 «Кыласово» - ПНОС г. Пермь»

Перечень основных данных и требований	Основные данные и требования
1. Основание для проектирования	1.1. Среднесрочная инвестиционная программа Группы предприятий ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» на 2022 – 2024 гг.
2. Вид деятельности	2.1. Новое строительство
3. Адрес объекта проектирования	3.1. Пермский край, Пермский район, ЦДНГ-8
4. Стадийность проектирования	4.1. Проектная документация. 4.2. Рабочая документация.
5. Ранее выполненная проектная документация по объекту	5.1. Ранее выполненные проекты: - 2018/040 Строительство нефтепровода товарной нефти УППН «Баклановка» - УППН «Оса»; - 5914 «Строительство и обустройство скважин Баклановского месторождения (кусты №2070, 2110, 2371,2346, 2392, 2069, 2329, 2085, 2362,2382)»; - 14z1970/2014/470 «Строительство промливневой канализации на ДНС-0883, 0886, 0888 Баклановского н.м. ЦДНГ-8»; - 19z0500/206/027 «Техническое перевооружение БЕ на ДНС-0888, 0886, 0883»; - 6771 «Строительство и обустройство скважин Баклановского месторождения. Кусты №№ 2402, 2431, 2408, 2439, 2436. Расширение кустов скважин №№ 2392, 2382, 2362, 2085»; - 7003 «Строительство трубопроводов Баклановского месторождения (2023 г.)»; - 6814 «Система сбора и транспорта газа ЦДНГ-8»; - 14z3124/2015/017 «Строительство водозаборных скважин для водоснабжения объектов Баклановского месторождения»; - «Строительство и обустройство скважин Баклановского месторождения (модуль 123)»; - «Строительство объектов обустройства реконструируемой скважины № 59 Баклановского месторождения»; - «Строительство объектов системы ППД для скважины № 319 Баклановского месторождения»; - «Реконструкция трубопроводов Баклановского месторождения (2024г)»; - «Строительство технологических объектов на УППН "Баклановка" (2023-2024 г.г.)».

6. Сроки начала строительства	6.1. Начало выполнения строительно-монтажных работ – 2024 г.
7. Особые условия строительства	7.1. Строительство объекта осуществляется на территории ЦДНГ-8
8. Основные технико-экономические показатели	8.1. Протяженность нефтепровода определить проектом исходя из выбранной трассы с учетом имеющихся ограничений. Ориентировочная протяжённость 32 км. 8.2. Максимальная загрузка УППН «Баклановка» по нефти - 520 тыс. тонн в год; 8.3. Максимальная загрузка УППН «Баклановка» с учетом поступления нефти Рассветного направления с ЦДНГ №5 и с ООО «ПермТОТИнефть» по нефти - 1000 тыс. тонн в год; 8.4. Перспективная загрузка нефтепровода «Кыласово – ПНОС г. Пермь» по нефти - 1500 тыс. тонн в год. 8.5. Существующие параметры действующего нефтепровода «УПН-1020 «Кыласово» - ПНОС г.Пермь»: - типоразмер 325х8 мм; - $P_{пр.}$=3,2 МПа; - $P_{раб.}$=2,5 МПа - материал Ст.20. 8.6. Объем капитальных вложений определить проектом.
9. Объем проектирования	9.1. Проектную документацию выполнить в соответствии с требованиями технических условий Отдела трубопроводного транспорта УМЭМО от 20.09.2021 г.: Строительство промыслового нефтепровода товарной нефти УППН «Баклановка» - т.вр. в нефтепровод УПН-1020 «Кыласово» - ПНОС г. Пермь. На этапе основных проектных решений выполнить вариантную проработку по выбору трассы прохождения нефтепровода с учетом имеющихся ограничений и определения точки врезки в действующий нефтепровод «УПН-1020 «Кыласово» - ПНОС г. Пермь», согласовать с Заказчиком. 9.2. Проектной документацией предусмотреть в соответствии с техническими условиями УТДНГ от 23.09.2021г.: - выполнение гидравлического расчета проектируемого трубопровода с учетом максимальной загрузки УППН «Баклановка»; - выполнение гидравлического расчета проектируемого трубопровода с учетом максимальной загрузки УППН «Баклановка» и нефти Рассветного направления с ЦДНГ №5 и с ООО «ПермТОТИнефть»; - выполнение гидравлического расчета участка существующего нефтепровода «Кыласово – ПНОС г.Пермь» от точки врезки проектируемого нефтепровода до ПНОС. - гидравлические расчеты выполнить с учетом 20% запаса; - по результатам гидравлических расчетов определить типоразмер проектируемого трубопровода, определить необходимость увеличения мощности насосных агрегатов внешнего транспорта на УППН «Баклановка», оценить необходимость реконструкции СИКН №1000; 9.3. Проектную документацию выполнить в соответствии с техническими условиями Отдела главного механика УМЭМО от 24.09.2021 г. 9.4. Строительство объектов электроснабжения предусмотреть в соответствии с техническими условиями Отдела главного энергетика УМЭМО от 24.09.2021г. 9.5. Объем автоматизации предусмотреть в соответствии со стандартом ПАО «ЛУКОЙЛ» СТО 1.22.1 – 2015 и техническими условиями Отдела автоматизации и метрологии УМЭМО от 27.09.2021 г.

	9.6. Выполнить раздел «Сети связи» в соответствии с техническими условиями Отдела информационных технологий и связи от 27.09.2021 г. 9.7. Выполнить требования технических условий УКБ по обеспечению мероприятий по противодействию террористическим актам 24.09.2021 г. 9.8. В случае необходимости разработки раздела «Система охранно-пожарной сигнализации, системы пожаротушения» руководствоваться техническими условиями УКБ от 24.09.2021 г.
10. Требования по вариантной и конкурсной разработке	10.1. Принятые в проектной документации технические и технологические решения должны отвечать требованиям конкурентоспособности и технико-экономической обоснованности, обеспечивать применение энергосберегающих технологий и энергоэффективного оборудования. 10.2. В проектно-сметной документации предусматривать наиболее оптимальные организационно-технологические схемы производства СМР, а также расценки при определении стоимости строительно-монтажных, ремонтно-строительных и пусконаладочных работ, снижающие стоимость строительства.
11. Требования к проведению предпроектных работ	11.1. Получить информацию о возможных ограничениях (скотомогильники, земли РФ, ООПТ, объекты культурного наследия, ОЗУ и т.д.). 11.2. Перед началом проектирования провести выезд на место с целью предпроектного обследования совместно с представителями Заказчика. 11.3. Выполнить инженерные изыскания в объеме, необходимом для получения информации о возможных ограничениях ведения хозяйственной деятельности, для выбора площадок и трасс трубопроводов, для проведения гидравлического расчета. Объем и необходимость проведения инженерных изысканий согласовать с Заказчиком. 11.4. Разработать и согласовать с Заказчиком принципиальную технологическую схему, гидравлический расчет, карточку оборудования, конструкций и материалов, проработать основные проектные решения по энергетике. 11.5. Выполнить рассмотрение и согласование результатов предпроектной проработки на НТС Общества. 11.6. На этапе разработке основных проектных решений, выполнять вариантную проработку размещения площадочных (линейных) объектов и трасс коммуникаций на предварительном графическом материале (при необходимости, с учетом имеющихся материалов в службе главного маркшейдера и Отдела землеустроительных работ), без выполнения полевых инженерно-геодезических изысканий, для выявления возможных ограничений в проектировании и строительстве. 11.7. Идентифицировать объект (площадочно-производственный или линейный) с целью определения необходимости разработки ППТ или ГПЗУ. Проработать вопрос с администрацией муниципального района. 11.8. Выполнить анализ для выявления зависимых друг от друга проектов и включить данную информацию в пояснительную записку при разработке проектной документации. 11.9. Получить информацию из ЕГРН о поставленных на кадастровый учет объектах капитального строительства в пределах площади застройки. Учесть полученную информацию при проектировании новых объектов и реконструкции существующих.

12. Требования по обеспечению энергетической эффективности и оснащенности зданий, строений и сооружений приборами учета используемых энергетических ресурсов	12.1. В составе проектной документации разработать раздел «Мероприятия по обеспечению соблюдения требований энергетической эффективности и требований оснащённости зданий, строений и сооружений приборами учёта используемых энергетических ресурсов». В текстовую часть проектной документации включить: - показатели энергетической эффективности (перечень, описание и значения показателей для предусмотренных энергосберегающих мероприятий, обеспечивающих снижение потребления электрической, тепловой энергии жидкого и моторного топлива, газа и воды); - данные об использовании вторичных энергетических ресурсов, альтернативных (местных) видов топлива и возобновляемых источников энергии; - сведения об оснащённости приборами учёта используемых энергетических ресурсов по видам энергии, топлива, газа и воды.
13. Требования к режиму предприятия	13.1. Режим работы круглосуточный, непрерывный.
14. Выделение очередей и этапов, строительства	14.1. Очередность строительства и ввода в эксплуатацию определить проектом, согласовать с Заказчиком.
15. Требования к архитектурно-строительным, объемно-планировочным и конструктивным решениям	15.1. Архитектурно-строительные решения принять на основании расчетов, из условия обеспечения надежности, безопасности объекта в условиях эксплуатации, из условий экономической эффективности и срока эксплуатации. 15.2. При необходимости строительные конструкции с предоставлением расчета согласовывать по требованию Заказчика.
16. Требования к выполнению инженерных изысканий	16.1. При формировании объема работ по инженерным изысканиям выполнить запрос в Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» о ранее выполненных инженерных изысканиях, согласовать полученную информацию с Отделом Главного маркшейдера ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». 16.2. Приступать к выполнению инженерных изысканий только после утверждения результатов предпроектной проработки на заседании секции научно-технического совета. 16.3. Выполнить комплексные инженерные изыскания в соответствии с типовыми Техническими условиями Отдела главного маркшейдера от 04.10.2021 г. 16.4. Материалы инженерных изысканий и ГИС представить в Отдел главного маркшейдера ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ" в электронном виде в формате Arc View и на бумажном носителе. Геодезическую разбивочную основу и закрепленные в натуре площадки, и трассы сдать по акту представителям маркшейдерской службы Заказчика. 16.5. Картографические материалы оформить в соответствии со стандартами ПАО «ЛУКОЙЛ» (СТО ЛУКОЙЛ 1.8-2008, СТО ЛУКОЙЛ 1.8.1-2008, СТО ЛУКОЙЛ 1.8.2-2008). 16.6. На этапе выполнения полевых работ предоставлять сводку в отдел ОПР по фактически выполненным работам, с указанием объема работ, количества персонала, фото/видео материала. 16.7. Выполнить инженерные изыскания георадаром в объёме, достаточном для подтверждения соответствующего качества выполненных инженерных изысканий. 16.8. При проведении инженерных изысканий использовать программный продукт «Мобильное приложение изыскателя». 16.9. При пересечении трассы проектируемых коммуникаций с искусственными и водными преградами выполнить контрольное бурение геологических скважин с целью исключения ошибки в инженерных изысканиях.

17. Требования и условия к разработке природоохранных мер и мероприятий	17.1. В составе предпроектной и проектной документации разработать разделы по обеспечению охраны окружающей среды в соответствие с законодательством РФ в области охраны окружающей среды, сводами правил и национальными стандартами, иными федеральными, территориальными и производственно-отраслевыми нормативными правовыми актами и нормативно-техническими документами, включая локальные нормативные акты ПАО «ЛУКОЙЛ» и ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», содержащими требования по охране окружающей среды, с учетом типовых технических условий Управления ОТ, П и ЭБ от 30.04.2021, согласовать с контролирующими органами в установленном порядке. 17.2. Определить порядок обращения с отходами в соответствии с требованиями законодательства РФ. 17.3. Определить специализированные организации, имеющие лицензии на осуществление деятельности по транспортированию, утилизации, обезвреживанию и размещению отходов, образующихся при строительстве, реконструкции и капитальном ремонте объектов. Уточнить у данных организаций возможность заключения договоров на обращение с образующимися отходами. 17.4. При необходимости отвода земли провести предварительное согласование места размещения объекта. Разработать и согласовать с контролирующими органами в установленном порядке в соответствии с типовыми техническими условиями Отдела землеустроительных работ от 30.03.2018 г. раздел «Мероприятия по охране и рациональному использованию земельных ресурсов» (с учетом объемов временным занятием земель для проезда техники к участкам строительства), межевые планы земельных участков. При наличии древесной растительности, предусмотреть места складирования ее на площадках, согласованных с ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». 17.5. В соответствии со статьей 25 ФЗ «О недрах» получить согласование размещения объекта у недропользователя. 17.6. Получить информационное письмо Министерства природных ресурсов, лесного хозяйства и экологии Пермского края о предоставлении (не предоставлении) права пользования участком недр, содержащим общераспространенные полезные ископаемые, в пределах участка намечаемой застройки. 17.7. При строительстве линейных объектов предусмотреть проектом решения по выполнению берегоукрепительных работ в местах перехода через водные преграды или обосновать отсутствие необходимости в выполнении данных работ. 17.8. В проектной документации предусмотреть ответственность подрядной строительной организации за регистрацию объектов негативного воздействия на окружающую среду и получение разрешительной документации на период строительства. 17.9. Принадлежность к объектам, оказывающим негативное воздействие на окружающую среду в соответствии с требованиями постановления Правительства Российской Федерации от 31.12.2020 №2398 «Об утверждении критериев отнесения объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, к объектам I, II, III и IV категорий»: - I категория. 17.10. При подготовке проектной документации разработать подраздел, содержащий оценку проектных решений на соответствие технологическим показателям наилучших доступных технологий. 17.11. В случае необходимости проведения работ по демонтажу участков промысловых трубопроводов, демонтируемые трубы идентифицировать как ТМЦ (МТР).

18. Требования по разработке инженерно-технических мероприятий гражданской обороны и мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций	18.1. Разработать раздел «Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» в соответствии с действующими законодательными и нормативными актами РФ, СНиП и согласно исходных данных Главного управления Министерства РФ по делам ГО и ЧС и ликвидации последствий стихийных бедствий по Пермскому краю и стандартом ПАО «ЛУКОЙЛ» СТО 1.6.9.2-2019 с учетом продолжения работы объекта в военное время.
19. Требования к режиму безопасности, охране труда и пожарной безопасности	19.1. Проектную документацию разработать в соответствии с требованиями: - Стандарт ПАО «ЛУКОЙЛ» СТО 1.6.9.2-2019 «Документация предпроектная и проектная. Требования к составу и содержанию обосновывающих материалов»; - СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов»; - СанПин 2.1.4.1110-02 «Зона санитарной охраны источников водоснабжения и водоводов питьевого назначения»; - СанПиН 2.1.5.980-00 «Гигиенические требования к охране поверхностных вод»; - СП 2.2.3670-20 «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда»; - ФЗ №116 от 21.07.1997 о промышленной безопасности ОПО с учетом последний изменений; - ПБНГП утвержденные приказом Ростехнадзора от 15 декабря 2020 №534; - технические регламенты таможенного союза, принятые законами РФ; - федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением»; - ГОСТ 32569-2013 трубопроводы технологические стальные и др. действующие нормативные документы. 19.2. Разработать раздел «Организация и условия труда работников. Управление производством и предприятием» в соответствии с требованиями приложения В к СТО 1.6.9.2-2019. 19.3. Разработать раздел «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности» в соответствии с требованиями Федерального закона от 22.07.2008 №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» (в редакции от 10.07.2013), от 21.12.1994 №69-ФЗ. 19.4. Выполнить описание мероприятий, направленных на предотвращение несанкционированного доступа на объект посторонних лиц, транспортных средств и грузов, а также мероприятий по охране объектов в период строительства согласно техническим условиям. 19.5. При выполнении проектно-изыскательских работ соблюдать требования «Инструкции по безопасному производству работ, выполняемых подрядными организациями на территории объектов ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». 19.6. Выполнить расчет количества горючей жидкости в проектируемых нефтегазосборных трубопроводах, сравнить ее количество с приведенным в действующей декларации промышленной безопасности на ОПО «Система промысловых трубопроводов Баклановского месторождения».

	19.6.1. В случае увеличения более чем на 20%, разработать и согласовать с Заказчиком декларацию промышленной безопасности (ДПБ) опасного производственного объекта I и II класса опасности (в соответствии с п.23 ЗП), на котором получаются, используются, перерабатываются, образуются, хранятся, транспортируются, уничтожаются опасные вещества в количествах, указанных в Приложении 2 к Федеральному закону от 21.07.1997 N 116-ФЗ (ред. от 29.07.2018) «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» (за исключением использования взрывчатых веществ при проведении взрывных работ). В разрабатываемой ДПБ учитывать сведения по ранее разработанным проектам. На разработанную ДПБ получить положительное заключение экспертизы промышленной безопасности, а также получить регистрацию в Ростехнадзоре. 19.6.2. В случае отсутствия необходимости разработки декларации промышленной безопасности, разработать раздел «Анализ промышленной безопасности и степени риска аварий проектируемого объекта» в соответствии с требованиями РБ «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на ОПО».
20. Расчетная стоимость строительства	20.1. Стоимость строительства определить в соответствии с техническими условиями Отдела экспертизы смет от 04.12.2020 г. 20.2. Расчет затрат на доставку оборудования с базы Заказчика до объекта строительства выполнить в соответствии с ТУ ОЭС и утвержденным паспортом инициативы "Снижение стоимости по договору СМР: оптимизация затрат на доставку оборудования".
21. Требования к составу, формату, объему выпуска проектной документации и оформлению проекта	21.1. Состав разделов проектной документации и их содержание предусмотреть согласно: - Положению о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию, утвержденным Постановлением Правительства РФ от 16 февраля 2008 года N 87, - Федеральному закону №384-ФЗ от 30.12.2009 «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»; - Федеральному закону №123-ФЗ от 22.07.2008 «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности». - Градостроительному кодексу РФ. 21.2. В составе рабочей документации отдельной книгой выпускаются: - ведомость объемов работ; - ведомость разграничения поставки материалов и оборудования между ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» и подрядными организациями; - перечень всех нормативных документов (разъяснений, писем и т. д.), которые используются при разработке данной проектной документации; - сертификаты/декларации соответствия требованиям технических регламентов таможенного союза. 21.3. Подрядчик предоставляет Заказчику проектно-сметную документацию в соответствии с «Типовыми требованиями к оформлению и предоставлению в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» проектной документации на объекты строительства, реконструкции, технического перевооружения и капитального ремонта» от 16.08.2021. 21.4. Обеспечить кодирование документации в соответствии с СТО ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ 07-18.2-02-2018. 21.5. Документацию на рассмотрение и согласование предоставить через информационную систему Pilot-ICE.

22. Дополнительные условия проектирования	22.1. При разработке рабочей документации руководствоваться ГОСТ Р 21 1101. «Система проектной документации для строительства (СПДС). Основные требования к проектной и рабочей документации». 22.2. Заказные спецификации в составе рабочей документации необходимо составлять отдельной книгой для каждого объекта с разделением объёмов поставки Заказчика и Подрядчика, опросные листы и заказные спецификации согласовать с Заказчиком (с получением визы начальников отделов и управлений по направлению деятельности), указать рекомендуемый перечень заводов-изготовителей, поставщиков оборудования и материалов. В заказных спецификациях на поставку трубной продукции указывать требование по ограничению содержания неметаллических включений (Приложение №24.17). 22.3. На оборудование поставки Заказчика стоимостью (в текущих ценах свыше 5000,0 тыс.руб.) разрабатывать техническое задание на проведение тендера, по выбору поставщика оборудования. 22.4. Технические задания и опросные листы на типовое оборудование и оборудование длительного срока изготовления и поставки (Приложение №24.18) разрабатывать на этапе проектной документации. 22.5. Сформировать в электронном виде по каждому объекту (по этапам строительства и по участкам трубопроводов) ведомости объемов работ согласно локальным сметным расчетам и спецификациям. 22.6. Ведомость разграничения поставки материалов и оборудования разрабатывать в соответствии с техническими условиями Отдела организации проектных работ от 23.06.2020 и типовой ведомостью разграничения поставки материалов для объектов капитального строительства между ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» и подрядными организациями, утвержденной 20.01.2016. Выдавать ведомость разграничения со штампом проектной организации с подписью ответственных лиц со сквозной нумерацией. При выделении этапов строительства, ведомости разграничения поставки материалов и оборудования между подрядчиком и заказчиком должны быть оформлены поэтапно. 22.7. Выполнять требования в части данных для заказа оборудования и материалов в составе проектно-сметной документации от 13.04.2020 г. Управления материально-технического и транспортного обеспечения. 22.8. Разработать программу и порядок проведения индивидуальных испытаний и комплексного опробования оборудования с учетом требований РД-07-11.1-001-14, СНиП 3.05.05-84, СНиП 3.05.07-85, и соответствующих обоснований. При проведении пусконаладочных работ предусмотреть проведение следующих замеров: освещенности рабочих мест, эффективности вентиляции (при наличии), уровня шума. Формат программ пусконаладочных работ дополнительно согласовать с Заказчиком. 22.9. Предусмотреть окраску и обозначение оборудования и трубопроводов согласно стандарту предприятия СТП 09-001-2013 «Окраска и обозначение оборудования на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». Предусмотреть в проекте оснащение объектов нефтедобычи знаками безопасности. 22.10. Получить градостроительный (ППТ, ПМТ) план земельных участков и постановление органа местного самоуправления об его утверждении. 22.11. При наличии пересечений проектируемых трубопроводов с существующими инженерными коммуникациями и автодорогами запросить технические условия на пересечения или работу в охранных зонах в организациях, являющихся собственниками

	данных сооружений. Проектные решения согласовать на соответствие выданным техническим условиям до включения в проектную документацию. Технические условия и результаты согласований проектных решений на соответствие выданным ТУ включить в состав проектной документации. 22.12. В соответствии с Постановлением Правительства РФ № 145 от 05.03.2007 г. получить положительное заключение государственной экспертизы федерального уровня. Изменение уровня экспертизы обосновать и согласовать с Заказчиком. 22.13. Разработать проект организации дорожного движения по проектируемым дорогам. 22.14. Работы по врезке вновь построенных и/или заменяемых участков в действующие коммуникации на промысловых трубопроводах, предусмотреть силами сторонних организаций. Выбор организации согласовать с Отделом трубопроводного транспорта. 22.15. Согласовать РКД на основное оборудование по запросу Заказчика. 22.16. При выполнении проектной документации предусмотреть требование о выполнении работ по неразрушающему контролю сварного соединения и нанесения антикоррозионного покрытия с привлечением независимых лабораторий, не входящих в состав Генподрядных организаций. 22.17. При выполнении работ рассмотреть альтернативные проектные решения по снижению стоимости строительства.
23. Идентификация объекта в соответствии со статьёй 4 Федерального закона РФ №384-ФЗ от 30.12.2009 «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»	23.1. Назначение: Опасный производственный объект нефтедобывающего комплекса. 23.2. Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности, которых влияют на их безопасность: - Система промысловых трубопроводов Баклановского месторождения; 23.3. Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружений: - наличие опасных природных процессов и явлений определить инженерными изысканиями. 23.4. Принадлежность к опасным производственным объектам (в соответствии с требованиями приложения 2 к Федеральному закону от 21.07.1997г. №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»): - Система промысловых трубопроводов Баклановского месторождения признаки опасности 2.1, 2.2, класс опасности II. 23.5. Пожарная и взрывопожарная опасность: - взрывопожароопасный. 23.6. Наличие помещений с постоянным пребыванием людей: - помещения с постоянным пребыванием людей отсутствуют. 23.7. Уровень ответственности: - повышенный. 23.8. Признаки идентификации уточнить при разработке проектной документацией.
24. Исходные данные, предоставляемые заказчиком	24.1. Технические условия Управления технологии добычи нефти и газа (УТДНиГ) - Отдела подготовки нефти от 23.09.2021 на 1 л.

	24.2. Технические условия Управления механоэнергетического и метрологического обеспечения (УМЭМО): - Отдела трубопроводного транспорта от 20.09.2021 на 3 л.; - Отдела главного механика от 24.09.2021 на 6 л.; - Отдела главного энергетика от 24.09.2021 на 2 л.; - Отдела автоматизации и метрологии от 27.09.2021 на 8 л., 24.3. Технические условия Отдела информационных технологий и связи от 27.09.2021 на 2 л. 24.4. Технические условия Управления корпоративной безопасности по Пермскому краю (УКБ): - Технические условия по обеспечению мероприятий по противодействию террористическим актам от 24.09.2021 на 1 л.; - Технические условия на разработку проекта Система охранно-пожарной сигнализации, системы пожаротушения от 24.09.2021 на 1л. 24.5. Исходные данные Управления персоналом на 2 л. 24.6. Типовые технические условия Управления охраны труда, промышленной и экологической безопасности для включения в задание на проектирование объектов строительства, технического перевооружения, реконструкции и капитального ремонта от 30.04.2021 на 9 л. 24.7. Типовые технические условия Отдела землеустроительных работ от 30.03.2018 на 5 л. 24.8. Типовые технические условия Отдела главного маркшейдера от 04.10.2021 на 1 л. 24.9. Технические условия Отдела экспертизы смет от 04.12.2020 на 8 л. 24.10. Требования УМТиТО в части данных для заказа оборудования и материалов в составе проектно-сметной документации от 13.04.2020 на 3 л. 24.11. Протокол совещания по вопросу выполнения актов натурного обследования от 30.04.2014 на 1 л. 24.12. Технические условия Отдела планирования и организации строительства от 07.05.2018 на 1 л. 24.13. Указания по формированию раздела «Проект организации строительства» в составе проектной документации на 5 л. 24.14. Типовые требования к оформлению и предоставлению в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» проектной документации на объекты строительства, реконструкции, технического перевооружения и капитального ремонта от 16.08.2021 на 4 л. 24.15. Типовые технические условия Отдела организации проектных работ от 23.06.2020 на 6 л. 24.16. Исходные данные Главного управления Министерства РФ по делам ГО и ЧС и ликвидации последствий стихийных бедствий по Пермскому краю. 24.17. Требования по ограничению содержания неметаллических включений для трубопроводов на 1 л. 24.18. Перечень оборудования длительного срока изготовления и поставки на 1 л. 24.19. Действующая декларация промышленной безопасности на ОПО «Система промысловых трубопроводов Баклановского месторождения».

Заказчик:
Начальник Отдела организации проектных работ

_____А.А. Бурылов

«_____»_____ 2021г.

Согласовано:
Начальник Управления по развитию активов и организации работы с инвестиционными проектами

_____ А.Н. Полетаев

«_____»_____ 2021г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

Управление технологии добычи нефти и газа

Наименование объекта: Строительство нефтепровода "УППН "Баклановка" - т.вр. в нефтепровод "Кыласово - ПНОС г. Пермь".

Дата: 23.09.2021

1. Назначение объекта: Транспорт товарной нефти.
2. Цель строительства: Обеспечение транспорта товарной нефти с УППН «Баклановка» на ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез».
3. Требуемые параметры: товарная нефть 1 группы качества

Максимальная загрузка	УППН «Баклановка», тыс. тонн в год	УППН «Баклановка» и нефть Рассветного направления ЦДНГ № 5 с ООО 'ПермТОТИнефть', тыс. тонн в год
Нефть	520	1000

4. Технические решения:

4.1. Выполнить предпроектное обследование с отбором проб для определения свойств нефтяной эмульсии из расчета на зимние условия работы;

4.2. Строительство объектов: размещение, назначение, тип и количество насосных агрегатов определить проектом, согласовать с УТДНГ, ЦИТС;

4.3. Проектом предусмотреть подключение к действующим коммуникациям, системам пожаротушения, к дренажной системе и системе промливневой канализации;

4.4. Точки подключения согласовать с УТДНГ, ЦИТС;

4.5. Выполнить и предоставить гидравлические расчеты. По результатам гидравлических расчетов согласовать диаметры трубопроводов и при необходимости изменение типоразмера насосных агрегатов внешнего транспорта на УППН;

4.6. Оборудовать трубопровод системой мониторинга контроля давления (утечек);

4.7. Предусмотреть передачу на верхний уровень АСУ ТП технологических параметров;

4.8. Определить очередность строительства, ввода в эксплуатацию оборудования, согласовать с Заказчиком;

4.9. Гидравлический расчет выполнить с учетом запаса в 20 %;

4.10. Оценить возможную необходимость реконструкции СИКН № 1000;

5. Проектом предусмотреть разработку технологического регламента на этапе разработки рабочей документации;

6. Применяемые в проекте новые технологии и оборудование должны пройти опытно-промышленное испытание и рекомендованы к внедрению на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

7. Перспективная загрузка нефтепровода "Кыласово - ПНОС г. Пермь" по существующей схеме транспортировки ожидается до 1500 тыс. тонн в год.

Начальник Управления технологии добычи нефти и газа — В.С. Баканеев

Начальник Отдела подготовки нефти — С.Ю. Хисматулин

Начальник ЦИТС «Оса» — В.В. Третьяков

Начальник ЦИТС «Чернушка» — Ю.Н. Харченко

ЛУКОЙЛ
НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

ОТДЕЛ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА

Наименование инвестиционного мероприятия:	Строительство промыслового нефтепровода товарной нефти «УППН Баклановка – т. вр. в нефтепровод УПН-1020 «Кыласово» - ПНОС г. Пермь», ЦДНГ-8
Основание:	Служебная записка № С-24093э от 19.07.2021
Дата:	20.09.2021 г.

В соответствии с ТУ УТДНГ необходимо строительство промыслового нефтепровода товарной нефти «УППН Баклановка – т. вр. в нефтепровод УПН-1020 «Кыласово» - ПНОС г. Пермь». Точку врезки в действующий нефтепровод «УПН-1020 «Кыласово» - ПНОС г. Пермь» и трассу проектируемого нефтепровода определить проектом, с учетом выбранного варианта. Точную протяженность нового участка уточнить при проектировании.

Перспективные объемы перекачки принять из ТУ УТДНГ. Существующие параметры нефтепровода «УПН-1020 «Кыласово» - ПНОС г. Пермь»: Д=325 мм, толщина стенки 8 мм, Рпр. – 3,2 МПа, Рраб. – 2,5 МПа, материал – Ст. 20.

Диаметр и толщину стенки нового нефтепровода предусмотреть проектом на основании гидравлического и прочностного расчетов с учетом 20% запаса. Тип трубопровода принять в коррозионностойком исполнении, согласовать с Заказчиком. При выборе типоразмера руководствоваться Унифицированным сортаментом труб для реконструкции, строительства и капитального ремонта трубопроводов ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», согласовать с Заказчиком.

Рабочее давление определить на основании гидравлического расчета. Давление испытания (расчетное давление) принять не менее 4,0 МПа.

Выбрать трассу проектируемых трубопроводов оптимальной, в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014: наименьшая протяжённость, минимальное число поворотов, минимальное количество пересечений с водными преградами, автодорогами и ЛЭП. Максимально использовать существующий коридор коммуникаций. Выбор трассы и точек подключения на начале инженерных изысканий согласовать с ЦИТС (ЦДНГ) и Управлением МЭМО.

Глубину заложения проектируемых трубопроводов запроектировать в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014. Переходы проектируемых трубопроводов через естественные и искусственные препятствия выполнить в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014.

В местах возможного несанкционированного доступа к трубопроводу предусмотреть дополнительную механическую защиту трубопровода (наружное бетонное покрытие и т.д.). Согласовать места установки, а также тип защиты с ОТТ УМЭМО. В случае применения трубопроводов с бетонированным наружным покрытием предусмотреть установку датчиков контроля технического состояния трубопровода

Проектом определить способ очистки внутренней полости нефтепровода от АСПО (установку КППОУ), при применении трубы без внутреннего покрытия, предусмотреть камеры приема-пуска с возможностью пропуска диагностических устройств, согласовать с УМЭМО.

В начале и в конце проектируемого трубопровода, а также на опасных участках и в начале каждого ответвления предусмотреть установку секущих полнопроходных задвижек, в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014. Ограждение запорной арматуры выполнить в едином корпоративном стиле, предусмотреть запрещающие и опознавательные знаки.

Определить проектом целесообразность применения средств борьбы с наружной коррозией путём защиты трубопровода с использованием средств ЭХЗ, в случае не применения системы ЭХЗ подтвердить технико-экономическим обоснованием.

Для исключения несанкционированного доступа к трубопроводу, а также для контроля давления, предусмотреть систему обнаружения утечек (СОУ). Проработать и предложить на этапе ОПР различные варианты СОУ, принять за основу разработки НОЦ ГИРНГМ ГНФ ПНИПУ.

Проектом определить необходимую мощность каждой проектируемой станции с учетом энергоэффективности, а также предусмотреть техническую возможность, в случае необходимости, использовать (подключать) функцию телеметрии на станциях. При проектировании КИП,

предусматривать их исполнение из композитных материалов. При необходимости применения ЭХЗ проектирование выполнить в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51164-98, ГОСТ 9.602-2016 и с учётом существующих систем ЭХЗ и их технического состояния.

В случае применения стальных трубопроводов, для повышения эффективности электрохимической защиты, ограничения опасного влияния на металлические сооружения и с целью исключения растекания защитного потенциала на технологическое оборудование, а также электрического секционирования трубопроводов, проходящих в зонах действия блуждающих токов, предусмотреть вварные электроизолирующие трубные соединения в начале и в конце трубопровода и устройства для сброса токов (УЗТ и т.д.). Места установки электроизолирующих трубных соединений и устройства для сброса токов согласовать с Заказчиком.

В случае применения стальных труб с внутренним защитным покрытием, для исключения повреждения внутреннего изоляционного покрытия высокими температурами термитной сварки, в ПСД отразить требования по приварке кабелей ЭХЗ на наружной поверхности трубы в зоне перекрытия защитной втулкой.

В случаях установки новых станций и необходимости электроснабжения потребителей точки подключения к энергосистеме, согласовать с отделом главного энергетика на стадии разработки проектной документации (утверждаемой части).

Предусмотреть проектом нормативный срок эксплуатации коррозионностойкого трубопровода - не менее 25 лет.

Проектом предусмотреть все затраты на подключение нового трубопровода к существующим промысловым коммуникациям. Работы по врезке выполнять силами подрядной организации выполняющей СМР с привлечением специализированной подрядной организации, согласованной Заказчиком (Управление МЭМО).

Проектом предусмотреть демонтаж выведенного из эксплуатации трубопровода после обвязки и пуска в эксплуатацию нового объекта.

В проекте доработать существующий Технологический регламент на эксплуатацию трубопровода, программу и порядок проведения индивидуальных испытаний трубопровода и комплексного опробования оборудования с учётом требований СНиП, СТП и соответствующих обоснований, провести согласование в инспектирующих органах.

В соответствии с требованием постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008г. №87 разработать мероприятия по минимизации возникновения возможных аварийных ситуаций и последствий их воздействий на экосистему региона.

При проектировании руководствоваться действующими Федеральными нормами и правилами: «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (в ред. Приказа Ростехнадзора от 15.12.2020 № 534).

Начальник Управления МЭМО — Р.В. Габдульманов

Зам. Начальник ОТТ Управления МЭМО — А.Д. Ямалтдинов

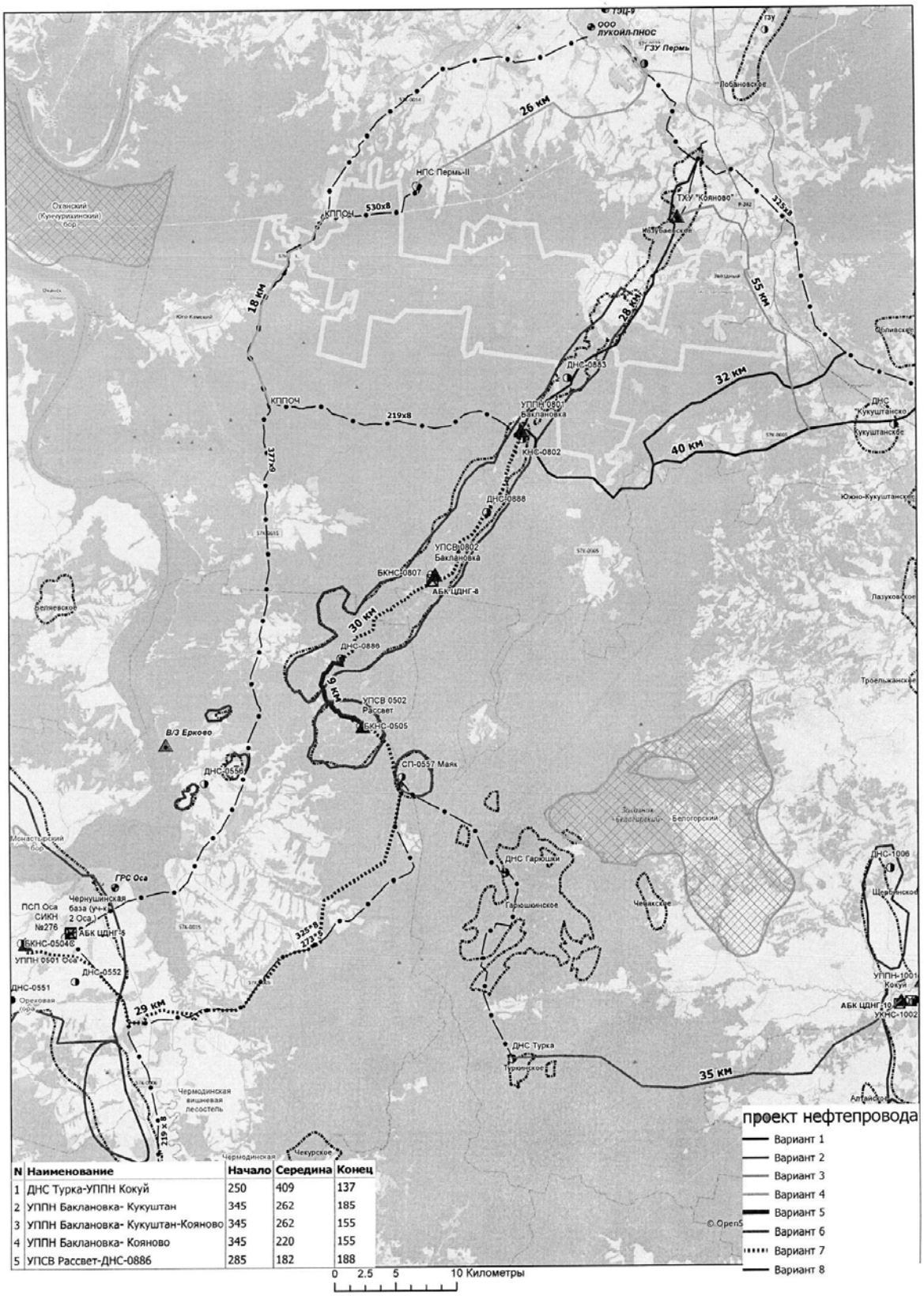
А.В. Зверев

И.о. начальника ЦДНГ-8 — Е.О. Третьяков

Начальник ЦДНГ-10 — В.Ю. Мошкин

И.А. Катаев
56-092

2



N	Наименование	Начало	Середина	Конец
1	ДНС Турка-УППН Кокуй	250	409	137
2	УППН Баклановка- Кукуштан	345	262	185
3	УППН Баклановка- Кукуштан-Кояново	345	262	155
4	УППН Баклановка- Кояново	345	220	155
5	УПСВ Рассвет-ДНС-0886	285	182	188

ЛУКОЙЛ
НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
ОТДЕЛ ГЛАВНОГО МЕХАНИКА

Наименование инвестиционного мероприятия:	Строительство нефтепровода "УППН "Баклановка" - т.вр. в нефтепровод "Кыласово - ПНОС г. Пермь".
Основание:	Служебная записка № 31398э от 17.09.2021
Дата:	24.09.2021

1. Общие требования

1.1. Выполнить предпроектное обследование технической документации, существующего оборудования и объекта, с целью использования его в составе проекта с учетом технического состояния.

1.2. Проектом предусмотреть оснащение объектов нефтедобычи знаками безопасности согласно стандарту предприятия СТП-09-001-2013 «Стандарт предприятия по применению фирменного стиля на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

1.3. Подготовку наружной поверхности под окрашивание выполнить абразивно-струйной очисткой. Окраску оборудования выполнить согласно стандарту предприятия СТП 09-001-2013 «Стандарт предприятия по применению фирменного стиля на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», с гарантийным сроком не менее 6 лет.

1.4. Разработать и согласовать с УМЭМО опросные листы и заказные спецификации на применяемое (проектируемое) оборудование.

1.5. К опросным листам прикладывать рабочие чертежи фундаментов с указанием присоединительных размеров для крепления оборудования.

1.6. Разработать и согласовать программу пуско-наладочных работ (далее - ПНР), согласно РД-07-11.1-001-14 «Требования к пусконаладочным работам оборудования, систем и объектов, завершаемых строительством, ремонтом, реконструкцией и модернизацией».

1.7. Проектом предусмотреть затраты на ПНР (индивидуальные испытания и комплексное опробование). В составе затрат на ПНР предусмотреть затраты на ревизию и настройку СППК перед запуском объекта в эксплуатацию.

1.8. Предусмотреть в проектах демонтаж и ликвидацию выводимого из эксплуатации оборудования, трубопроводов и недействующих объектов, а также затраты на эти работы.

1.9. Проектом предусмотреть затраты на подготовительные работы, подключение (врезки) к действующим коммуникациям.

1.10. Предусмотреть шефмонтажные работы ответственного оборудования с участием специалистов завода-изготовителя.

1.11. Объем реконструкции и выбор насосных агрегатов определить на основании энергоэффективности, требуемых технических параметров и ТЭО.

1.12. Предусмотреть шеф-монтажные работы ответственного оборудования с участием специалистов завода-изготовителя оборудования.

1.13. Объем реконструкции и выбор насосных агрегатов определить на основании энергоэффективности, требуемых технических параметров и ТЭО.

1.14. Провести ТЭО вариантов реконструкции объекта в следующем объеме:

1.14.1.1. Строительство технологической насосной в наземном исполнении на открытой площадке на базе насосов ЦНС и НЦСМ.

1.14.1.2. На основании ТЭО согласованного с Заказчиком провести выбор оборудования наиболее эффективного насосного оборудования для дальнейшего проектирования.

1.14.2. Предложить другой вариант технологической схемы проектной организацией.

1

2. Технологические трубопроводы

2.1. Предусмотреть проектом технологическую трубопроводную обвязку проектируемого оборудования, узлы переключения с запорной арматурой выполнить в надземном исполнении, позволяющую осуществлять вывод любого оборудования из работы (для технического освидетельствования, ремонта) без остановки технологического процесса.

2.2. Предусмотреть проектом временные сооружения (трубопроводы) на период реконструкции объекта для обеспечения непрерывности технологического процесса.

2.3. Проектом определить материал трубопроводов, исходя из коррозионной активности транспортируемой среды и способа прокладки, диаметр, протяжённость, трассу прохождения трубопроводов.

2.4. Проектом определить необходимость теплоизоляции трубопроводов. В качестве материала для теплоизоляции использовать цилиндры (полуцилиндры) из негорючего материала с классом НГ (базальтовое волокно на клеевой основе), для механической защиты теплоизоляции использовать оцинкованное железо толщиной не менее 0,55 мм. На запорную арматуру установить съемные короба из оцинкованного железа, утеплённого базальтовым волокном на клеевой основе, на защёлках.

2.5. В теплоизоляции трубопроводов должны быть предусмотрены закрывающиеся окна, позволяющие проводить дефектоскопию. Места расположения и количество окон определяет проектная организация.

2.6. В соответствии с п. 63 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" при проектировании ОПО должны приниматься меры по защите от статического электричества.

2.7. В соответствии с 65 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" вся металлическая аппаратура, нефтепроводы, сливоналивные устройства должны быть подсоединены к заземляющему контуру.

2.8. Надземную прокладку запроектировать на опорах согласно СНиП 3.05.05-84.

2.9. При подземной прокладке трубопроводов, переходы через автодороги запроектировать в гильзах согласно СНиП 3.05.05-84. Предусмотреть защиту гильз от наружной электрохимической коррозии;

2.10. Проектом принять нормативный срок службы металлических технологических трубопроводов не менее 20 лет, неметаллических не менее 25 лет.

2.11. В опросных листах типовой формы предусмотреть гарантийный срок эксплуатации не менее 3 лет (36 месяцев) с момента монтажа трубопроводной арматуры на объекте строительства. Срок эксплуатации трубопроводной арматуры не менее 30 лет. Форма опросных листов должна соответствовать утверждённой типовой форме в инструкции по закупке трубопроводной арматуры.

2.12. В качестве запорной арматуры применить фланцевые стальные клиновые задвижки или дисковые затворы (стальные или из нержавеющей стали, материал выбирается в зависимости от коррозионной активности перекачивающей среды и места расположения запорной арматуры). При использовании электроприводов применять электроприводы во взрывозащищённом исполнении.

2.13. В качестве регулирующих устройств, применить регуляторы дроссельного типа.

2.14. ПСД предусмотреть установку поворотных заглушек (АТК-26-18-5-93) в местах отключения участков приёмных, дренажных и нагнетательных линиях. В местах основных участков «входа-выхода» трубопроводов УППН предусмотреть проектом поворотные заглушки с разжимным механизмом и редуктором.

2.15. Для защиты трубопроводов и насосного оборудования от повышения давления выше допустимого значения при незапланированном закрытии задвижки, предусмотреть блок клапанов предохранительных пружинных полно-подъёмных с приспособлением для принудительного открытия, в комплекте с переключающим устройством на входе и выходе.

2.16. Для защиты трубопроводов от электрохимической коррозии п.10.9.9 ГОСТ-Р-32569 проектом предусмотреть изолирующие фланцевые соединения (ИФС) в соответствии с ГОСТ 25660-83 или трубное изолирующее соединение (ТИС).

2.17. Представить решение о применении ЭХЗ в соответствии с п.10.9.5, 10.9.6 ГОСТ-Р-32569. При необходимости, систему ЭХЗ проектировать в соответствии с требованиями НД.
2.18. Для трубопроводов с расчётным рабочим давлением ниже 1,6 МПа, за давление испытания на плотность (герметичность) принимать не менее 1,6 МПа, а на прочность не менее 2,0 МПа, для трубопроводов с расчётным рабочим давлением 6,3 МПа, давление испытания на плотность (герметичность) принимать 8,0 МПа (СИКН, ПСП).
2.19. Для трубопроводов подверженных вибрации должны быть предусмотрены средства снижения вибрации. Обоснование применения технических решений, снижающих вибрации трубопроводов и расчетные уровни вибрации должны быть подтверждены расчетом и указаны в РД.

3. Система канализации и дренажных линий.
3.1. Предусмотреть проектом подключение насосных агрегатов к системе канализации.
3.2. Проектом предусмотреть дренаж с технологического оборудования.
3.3. Технологические площадки под оборудованием предусмотреть в бетонном плиточном исполнении на 15 см выше планировочной отметки земли, с бортиком по периметру высотой не менее 15 см с уклоном не менее 0,003 для стока жидкости к приемным устройствам (лоткам, колодцам, приямкам).
3.4. Предусмотреть проектом раздельные системы дождевой (сброс дождевых и талых вод с технологических площадок под оборудованием) и производственной дренажной канализации в отдельные емкости.
3.5. В системе дренажа с технологического оборудования и в системе ливневой канализации рассмотреть установку емкостей б/у (при наличии в Обществе ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»). При разработке проектной документации, ёмкости согласовать с ОГМ УМЭМО и ЦДНГ.
3.6. В соответствии с п.148 Руководства по безопасности «Руководства по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» и п. 10.2.1 ГОСТ 32569-2013 в целях безопасности технологические трубопроводы оборудовать дренажами для слива воды после гидравлического испытания и воздушники в верхних точках трубопроводов для удаления газа.
3.7. В соответствии с п.1053 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" на трубопроводах требуется обеспечение гидравлических затворов высотой **не менее 0,25м.**
3.8. Подземные емкости должны соответствовать требованиям утвержденного заказчиком унифицированного опросного листа.
3.9. Предусмотреть для раскачки дренажных емкостей насосные агрегаты типа ВНД или НВД с электродвигателем взрывозащищенного исполнения. Характеристики оборудования определить проектом.
3.10. Проектом предусмотреть строительство ливневых колодцев с гидрозатворами, оборудованными запорными устройствами (хлопушами), приводимыми в действие с мест, находящихся вне обвалования.
3.11. Проектом предусмотреть устройство водоотводных каналов для отвода дождевых и талых вод с территории объекта в промышленную канализационную линию **(при подтверждении данными предпроектного обследования объекта)**.

4. Насосная станция на открытой площадке.
4.1. Запроектировать насосные агрегаты центробежного типа на базе насосов ЦНС с уплотнением вала торцового типа в соответствии с требованиями ПБНГП, с электродвигателями во взрывозащищенном исполнении на рамах.
4.2. Укомплектовать насосные агрегаты муфтами пластинчатыми типа УКМ производства заводов России.
4.3. Параметры насосов определить гидравлическим расчетом с учетом перспективы откачки продукции скважин и параметров сети с учетом перспективы до 2035 года

4.4. Материальное и климатическое исполнение насосных агрегатов определить проектом в соответствии с действующими нормативными документами и Техническими требованиями на поставку центробежных насосов и насосных агрегатов для НГДО ПАО «ЛУКОЙЛ» от 27.08.2021.
4.5. При оформлении опросных листов предусмотреть гарантийные обязательства не менее 36 месяцев и срок службы агрегата не менее 20 лет.
4.6. Предусмотреть комплект ЗИП на насосный агрегат на 3 года эксплуатации.
4.7. Регулирование подачи насоса предусмотреть ЧРП. Диапазон регулирования определить проектом.
4.8. Проектом предусмотреть поэтапное подключение и пуск в работу насосных агрегатов.
4.9. Насосные агрегаты оснастить системой контроля и защиты. Предусмотреть сигнализацию и отклонения при отклонениях от рабочих характеристик:
- при падении давления на линиях приема и на нагнетания,
- по превышению перепада давлений до и после фильтра,
- по превышению температуры подшипников насоса и электродвигателя,
- по превышению вибрации насоса и электродвигателя,
- давлению и температуре жидкости в трубке разгрузки насоса (для насосов ЦНС),
- осевому ходу ротора насоса (для насосов ЦНС),
- обеспечить учет времени работы насосного агрегата и простоя,
- обеспечить защиту насосного агрегата от сухого хода,
- обеспечить оснащение приборами КИПиА торцовых уплотнений для останова насосного агрегата и сигнализации при отказе(разгерметизации) торцовых уплотнений.
- прочие защиты в соответствии с требованиями ПС и РЭ на проектируемые насосные агрегаты.
4.10. Разместить посты местного управления насосными агрегатами с учетом визуального контроля давления и нагрузки электродвигателя агрегата.
4.11. На насосе, трубопроводах линии нагнетания предусмотреть спускные вентили и дренажные трубопроводы, предназначенные для удаления газа и слива газированной жидкости в процессе заполнения насоса и трубопроводов перед пуском.
4.12. Предусмотреть перепускную линию в обход обратного клапана на линии нагнетания (для обеспечения протока жидкости через насос) с отводом в приемный трубопровод и исключения замерзания жидкости в насосе при отрицательных температурах.
4.13. На трубопроводах линии нагнетания и линии приема предусмотреть дренажные и пропарочные патрубки с запорной арматурой, предназначенные для слива жидкости и пропарки трубопроводов.
4.14. Предусмотреть систему канализации для слива жидкости из насоса при ремонте, слива жидкости из фильтра и технологических трубопроводов.
4.15. Предусмотреть установку обратного клапана типа КОП на линии нагнетания насоса соответствующего типоразмера.
4.16. На приеме каждого насоса установить фильтры типа ФС У-образный со съемной фильтрующей корзиной с литым корпусом из стали 25Л. Величина ячейки сетки 3,5х3,5 мм в свету. Сетка фильтрующего элемента из стали типа 12Х18Н10Т. В днище фильтра предусмотреть сливную пробку.
4.17. При проведении гидравлического расчета особое внимание уделить величине давления на линии приема насосных агрегатов в процессе эксплуатации на всех режимах работы насосного оборудования.
4.18. Диаметры и материал трубопроводной обвязки насосных агрегатов определить проектом на основании гидравлического расчета.
4.19. Режимы эксплуатации работы насосных агрегатов определить проектом на основании результатов гидравлического расчета.
4.20. Гидравлический расчет согласовать с Заказчиком.
4.21. Исключить возможность снижения давления на линии приема насосов ниже паспортных требований при эксплуатации на всех режимах работы насосного оборудования.
4.22. Фундаменты запроектировать согласно СНиП, а также следующих требований:

– При изготовлении железобетонного монолитного фундамента для предусмотреть установку кондуктора с закладными пластинами в тело фундамента из металлического профиля с опорными пластинами для установки рамы насосного агрегата.

– Опорные поверхности закладных элементов кондуктора для установки агрегата должны быть выполнены с применением механической обработки. Анкерные болты должны быть установлены в кондуктор и точно повторять сетку крепежных отверстий в раме насосного агрегата. Требования по горизонтальности и плоскости верхней поверхности (базовой поверхности) кондуктора не ниже требований по установке насосного агрегата. Данные требования внести в технические требования чертежа на обустройство фундамента;

– Резьбовая часть анкерных болтов должна соответствовать диаметрам крепежных отверстий в раме насосного агрегата, количество анкеров в соответствии с количеством крепежных отверстий в раме насосного агрегата. Анкерные болты предусмотреть длиной не менее L= 1100-1200 мм;

– Грани фундамента по периметру облицевать окантовкой из уголка с шириной полки 40-45 мм. Боковые стороны фундамента облицевать стальным листом толщиной 2–3 мм. Облицовке подлежит верхняя часть фундамента. Металлическую облицовку устанавливать в процессе обустройства фундамента.

4.23. Требования к раме насосного агрегата центробежного типа:

– Конструкция рамы насосного агрегата должна соответствует применяемому в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» конструктиву (прототипу) рам насосных агрегатов.

– Запроектировать рамы насосных агрегатов из элементов коробчатого сечения из швеллера №27, рама должна быть оснащена конструктивными элементами с отжимными болтами в количестве 8 шт. (8 шт. для электродвигателя), защитным кожухом муфты.

– Верхняя поверхность рамы должна исключать попадания нефтесодержащей жидкости и атмосферных осадков во внутреннюю полость рамы при производстве ремонтных работ и эксплуатации насосного агрегата.

– Опорные поверхности рамы для установки насоса и электродвигателя и нижней опорной поверхности должны быть выполнены с применением механической обработки рамы в сборе. Шероховатость механически обработанных поверхностей не грубее Rz20.

4.17. В технические требования сборочного чертежа на насосный агрегат внести требования по установке насоса и электродвигателя на раму. Объем требований не ниже, указанных в руководстве по эксплуатации по проверке горизонтальности, точность центрирования насоса и электродвигателя.

4.18. В технические требования чертежа внести требования по установке насосного агрегата на фундамент. Объем требований не ниже, указанных в руководстве по эксплуатации:

требования по установке агрегата на фундамент. Метод проверки горизонтальности и допуски, метод регулировки при установке агрегата на кондуктор пластинами, отжимными болтами и т.д.

5. Дренажные насосные агрегаты для откачки промышленной и ливневой канализации

5.1. Предусмотреть для раскачки емкостей насосные агрегаты типа ВНД или НВД с электродвигателем взрывозащищенного исполнения. Характеристики оборудования определить проектом.

5.2. Обеспечить защиты и блокировки насосных агрегатов ВНД или НВД в соответствии с требованиями ПС и РЭ на насосный агрегат.

5.3. На линии нагнетания установить дроссельную диафрагму ограничивающую подачу насоса не превышающей номинальную подачу при его эксплуатации.

5.4. Предусмотреть защиту насосных агрегатов по «Сухому ходу» и минимальному уровню жидкости в емкости в соответствии с требованиями ПС и РЭ.

5.5. При оформлении опросных листов предусмотреть гарантийные обязательства не менее 36 месяцев и срок службы агрегата не менее 20 лет. Предусмотреть комплект ЗИП на насосный агрегат на 3 года эксплуатации.

5.6. Материальное и климатическое исполнение насосных агрегатов определить проектом в соответствии с действующими нормативными документами и Техническими требованиями на поставку центробежных насосов и насосных агрегатов для НГДО ПАО «ЛУКОЙЛ» от 27.08.2021.

Начальник УМЭМО	Р.В. Габдульманов
Начальник ОГМ	В.Ф. Абрамов
Начальник ЦДНГ-8	С.В. Брюханов
Начальник СМ ЦДНГ-8	И.Р. Ярулин

Мельников А.В.
56-169
Лунегов А.В.
56-033

6

ЛУКОЙЛ
НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

ОТДЕЛ ГЛАВНОГО ЭНЕРГЕТИКА

Наименование инвестиционного мероприятия:	«Строительство промыслового нефтепровода товарной нефти "УППН "Баклановка" - т.вр. в нефтепровод УПН-1020 "Кыласово - ПНОС г. Пермь"».
Основание:	СЗ-31398э от 17.09.2021
Дата:	24.09.2021

1. Разработать оптимальную схему электроснабжения насосных агрегатов. Выбрать источники электроснабжения, определить уровень напряжения электропривода. Решения согласовать с ОГЭ. По результатам рассмотрение вариантов электроснабжения вести проектирование на основе строительства НКУ-0.4 кВ или питания ЭД от существующего РУ-6 кВ «УППН Баклановка».
2. Кабельные линии выбрать с медными токоведущими жилами, с негорючей изоляцией, сечение жил кабеля определить проектом. Прокладку силовых кабелей организовать по кабельным эстакадам в металлических оцинкованных перфорированных лотках с крышками. При проектировании кабельных лотков использовать готовые технические решения на болтовых соединениях, защелках и т.п. без применения сварки. Все металлоконструкции должны быть в антикоррозионном исполнении. Основание эстакады – труба-стойка;

Устройство НКУ:

3. НКУ-0.4 кВ установить на основание из труб;
4. Ввод-вывод кабелей осуществить через кабельные вводы в полу блок-модуля и в отдельных кабельных отсеках шкафов НКУ с универсальными сальниковыми уплотнениями;
5. Предусмотреть АВР на управляемых автоматах и микропроцессорном устройстве;
6. Коммутационную аппаратуру и шкафные системы одностороннего обслуживания, одного производителя;
7. Токоведущие части должны быть недоступны прикосновению даже при открытых дверях;
8. Автоматы предусмотреть с регулируемыми расцепителями и блок-контактами состояния;
9. На дверях шкафов предусмотреть необходимые измерительные приборы, ключи управления и индикаторы;
10. Учет электроэнергии выполнить счётчиками ПСЧ на вводах и по агрегатно с выводом в систему АСТУЭ;
11. Предусмотреть частотное регулирование производительности насосных агрегатов с устройством байпаса и с устройством для снятия характеристик и написания программы регулирования;
12. Предусмотреть режим автоматизированного управления производительностью насосных агрегатов из операторной с ключом выбора «ручной-автоматический»;
13. Предусмотреть прямой пуск насосных агрегатов с ключом выбора на панели шкафа НКУ;
14. Предусмотреть вентиляцию, кондиционирование блок-модуля и отвод тепла непосредственно от частотных преобразователей наружу блок-модуля;

Общие требования:

15. Необходимые в ходе проектирования исходные данные и информацию по существующему оборудованию запросить в ПРУ ООО «ЛУКОЙЛ-ЭНЕРГОСЕТИ». Принципиальные технические решения согласовать с ОГЭ УМЭМО в ходе проектирования;

1

16. Оборудование применять энергоэффективное с предоставлением расчёта индикатора энергетической эффективности в соответствии с Постановлением Правительства РФ №600 от 17.06.2015 г.;
17. Проектом определить этапы реконструкции для обеспечения надежного электроснабжения потребителей на период строительно-монтажных работ. В условиях действующих объектов. Разработать программы производства работ;
18. Проект согласовать в ПРУ ООО «ЛУКОЙЛ-ЭНЕРГОСЕТИ;
19. В проекте учесть компенсацию реактивной энергии;
20. Проектом предусмотреть защитное отключение, заземление, выравнивание и уравнивание потенциалов оборудования;
21. Предусмотреть устройства защиты от грозовых и коммутационных перенапряжений оборудования;
22. Предусмотреть расчёт молниезащиты согласно действующей НТД. Разработать очертания зон в двух проекциях с нанесением размеров на чертежи и классом взрывоопасной зоны;
23. Проект должен быть согласован в установленном порядке;
24. В проект включить разработку энергетических паспортов объектов, содержащих режимы работы потребителей энергии, удельного потребления энергии, объёмов выпускаемой продукции. Энергетический паспорт выполнить в соответствии с ГОСТ Р 51379;
25. Предусмотреть проверку существующей системы наружного освещения площадки насосной. При необходимости выполнить реконструкцию наружной системы освещения территории. Оформить план-карты нормируемых значений освещённости в пределах всего технологического объекта. Привести рассчитанные значения освещённости (изолюксы) в графическом виде;
26. Разработать программу и порядок проведения индивидуальных испытаний и комплексного опробования оборудования в соответствии с РД-07-11.1-001-14.
27. Разработать схему временного электроснабжения стройплощадки на весь период строительства;
28. В сметах предусмотреть:
- Затраты на демонтаж выведенного из эксплуатации оборудования;
- Затраты на пусконаладочные работы в полном объёме;
- Замер освещённости на рабочих местах технологического персонала;
- Затраты на покраску оборудования в соответствии со стандартом СТП 09-001-2013;
- Затраты на комплектование электроустановок первичными средствами пожаротушения и средствами защиты от поражения электрическим током;

И.о. Начальника Управления МЭМО	В.Ф. Абрамов
Зам. начальника ОГЭ	Р.Т. Шарафутдинов
И.о. Начальника ЦДНГ-8	Е.О. Третьяков
Начальник СЭ ЦДНГ-8	С.Н. Занин

Попов Н.А.
23-56-791

2

ЛУКОЙЛ
НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
"ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ"

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

ОТДЕЛ АВТОМАТИЗАЦИИ И МЕТРОЛОГИИ

Наименование инвестиционного мероприятия:	Строительство нефтепровода "УППН "Баклановка" - т.вр. в нефтепровод "Кыласово - ПНОС г. Пермь"
Основание:	Служебная записка № 31398э от 17.09.2021
Дата:	27.09.2021

1. Общие требования

1.1. Проектирование выполнить в объеме достаточном для безопасной эксплуатации технологических объектов без постоянного присутствия оперативного персонала, в соответствии с требованиями действующего законодательства Российской федерации (РФ), постановлений правительства РФ, действующих нормативных документов федеральных органов исполнительной власти (надзорных органов).

1.2. Проектирование выполнить в соответствии с требованиями: СТО ЛУКОЙЛ 1.22.1 «Автоматизированные системы управления технологическими процессами и производством. Автоматизированные системы управления технологическими процессами добычи нефти и газа. Общие требования»; требованиями СТО ЛУКОЙЛ 1.14 «Система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение в Группе "ЛУКОЙЛ". Основные положения»; типовыми техническими решениями, применяемыми в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»; нормативно-технической документацией на применяемое оборудование.

1.3. Провести предпроектное обследование технического состояния действующих смежных объектов с целью возможности использования в составе проекта существующей инфраструктуры, оборудования, коммуникаций и приведения эксплуатируемых систем автоматизации к действующим требованиям безопасности.

1.4. Выбор технологии построения сети передачи данных и программно-аппаратных средств «среднего» и «верхнего» уровня проектируемой системы осуществить с учётом экономической оценки способов (вариантов) и совокупной стоимости владения на горизонте 10 лет.

1.5. На этапе разработки основных проектных решений, выполнить вариантную проработку и технико-экономическое сравнение вариантов комплексов технических средств (ТО), систем передачи данных.

1.6. При разработке проектной документации учитывать реализацию проектных решений смежных и зависимых проектов.

2. Требования к объему автоматизации

2.1. Объём автоматизации проектируемого оборудования предусмотреть в соответствии с требованиями раздела 6.2 и Приложения А СТО ЛУКОЙЛ 1.22.1.

2.2. Предусмотреть доработку автоматизированной системы управления технологическим процессом (АСУ ТП) УППН «Баклановка» в соответствии с требованиями раздела 6.8 СТО ЛУКОЙЛ 1.22.1 в части сетевой архитектуры и информационной безопасности.

2.3. Предусмотреть интеграцию проектируемых систем с АСУТП УППН «Баклановка».

3. Требования к узлу учета нефти (УУН)

3.1. Учет нефти должен осуществляться с применением методов динамических измерений.

3.2. Для определения физико-химических свойств перекачиваемой нефти в испытательной лаборатории нефти (химико-аналитической лаборатории) на узле должен производиться отбор проб ручным и (или) автоматизированным способом на потоке по безнасосной схеме.

1

3.3. Оперативный контроль влажности нефти допускается осуществлять полнопоточным влагомером с погрешностью не хуже 2%.
3.4. При обработке данных с использованием СОИ, програмное обеспечение либо его выделенная метрологически значимая часть должны пройти подтверждение соответствия в установленном порядке.
3.5. Измерения и вычисления массы нефти на узле должны проводиться по методикам измерений разработанным и аттестованным в установленном порядке. Допускается применять типовые методики измерений массы нефти.
3.6. Пределы допускаемой относительной погрешности методик измерений массы нефти должны соответствовать перечню измерений утвержденному приказом Минэнерго России № 179 от 15.03.2016 г.
3.7. Пределы измерений применяемых средств измерений (СИ) должны охватывать весь диапазон измерений необходимых количественных характеристик нефти и параметров качества нефти.
3.8. Измерение массы «брутто» нефти, прошедшей по каждой измерительной линии и через УУН в целом (при прямом методе динамических измерений).
3.9. Измерение объемной и вычисление массовой доли воды в нефти (при наличии влагомера).
3.10. Измерение давления рабочей среды УУН.
3.11. Измерение температуры рабочей среды УУН.
3.12. Автоматический отбор объединенной пробы нефти (при наличии автоматического пробоотборника) и ручной отбор точечных проб нефти пропорционально количеству перекачиваемой нефти за откачку (при необходимости за смену, за сутки).
3.13. Определение средневзвешенных значений температуры и давления рабочей среды УУН за откачку, за смену, за сутки (при наличии СОИ).
3.14. Обеспечивать выполнение контроля метрологических характеристик (КМХ) преобразователей расхода без нарушения функции учета нефти (при наличии технологической возможности).
3.15. Накопление информации в базе данных СОИ, информация хранится в базе данных в агрегированном виде, период агрегирования - не более 1 минуты (при наличии СОИ).
3.16. Наличие защиты информации (параметров конфигурации, итоговых отчетов) от несанкционированного доступа (при наличии СОИ).
3.17. Передача информации о работе оборудования и средств измерений (СИ) узла учета нефти в АСУ ТП, диспетчерские системы, OIS+ и т.п. (при наличии СОИ) должна осуществляться в объеме:

- текущие показания СИ и состояние насосных агрегатов - непрерывно;
- нарастающие значения принятой-сданной нефти - за откачку, за 2часа, за смену, за сутки;

3.18. Формирование и печать отчетов по учету нефти за 2 часа, смену, сутки по запросу оператора. Срок хранения отчетов - 5 лет (при наличии СОИ).

4. Требования к системе обнаружения утечек (СОУ)

4.1. СОУ должна обеспечивать:

– отказоустойчивую структуру, для непрерывного контроля герметичности защищаемого участка на всех режимах функционирования нефтепровода;
– формирование звукового и светового сигнала «Утечка» на АРМ СОУ в УППН и ОПС;
– фильтрацию сигналов во время переходных процессов, либо простоя технологического оборудования с целью уменьшения формирования количества ложных срабатываний;
– возможность квитирования сигнала с записью в базу данных (БД) с идентифицирующей информацией об операторе, квитировавшего сигнал;
– формирование и просмотр исторических событий при помощи трендов и журнала событий.
– хранение исторических данных не менее 6 месяцев;

– формирование и передачу сообщения «Утечка» в систему АСОДУ.

4.2. Количество точек контроля давления и их расположение определить в соответствии с техническими условиями ОТТ УМЭМО и уточнить проектом дополнительно.

4.3. При нарушении герметичности трубопровода СОУ должна отображать:

– факт наличия утечки;

– координату утечки с точностью до 300 метров от места отбора;

– время обнаружения утечки;

– графическое подтверждение сформировавшегося сигнала в виде визуально четкого и заметного символа с указанием координаты местоположения утечки (с размерностью в километрах с точностью до метров с привязкой к диагностическому участку) и времени ее обнаружения.

4.4. Контроллеры СОУ (при их наличии) должны обеспечивать:

– первичную обработку данных получаемых от полевого оборудования;

– частоту опроса не менее 1 раза в минуту;

– хранение информации об утечках, не менее 3 дней в случае отсутствия связи с сервером СОУ;

– передачу сохранённой информации на сервер СОУ при восстановлении канала связи.

4.5. Определение факта возникновения утечки должно проводиться не менее чем по двум различным алгоритмам, обеспечивающим взаимное подтверждение наличия нарушения герметичности (кроме случая режима остановленной перекачки).

4.6. Нарушение герметичности трубопровода должно отображаться в графическом интерфейсе СОУ на мнемосхеме (в привязке к номеру пикета) и в журнале оперативных сообщений.

4.7. В ПО СОУ должны быть реализованы диаграммы отклонения от сохранённых пользователем показателей давления и других параметров, приведённых к 0, в каждой точке отбора давления.

4.8. Системное время СОУ должно синхронизироваться с сервером точного времени.

4.9. В программном обеспечении (ПО) СОУ должна быть реализована защита от редактирования исторических данных.

4.10. Если СОУ не фиксирует окончание утечки в течение 10 мин, сигнал «Утечка» должен формироваться повторно.

4.11. В ПО СОУ должна быть реализована функция вызова диагностического окна с информацией о компонентах прикладного ПО и функционировании СОУ.

4.12. Не запланированное завершение работы ПО СОУ не должно приводить к потере информации в БД и конфигурации ПО.

4.13. Прикладное ПО СОУ должна иметь функцию автоматического освобождения потребляемой оперативной/виртуальной памяти с целью защиты от переполнения.

4.14. Информация о наличии в составе СОУ, о применении в процессе её создания технических, программных изделий, баз данных и других объектов, защищенных лицензионными правами, принадлежащими третьим лицам, должна быть указана в технической (программной) документации на СОУ и ее компоненты. Использование соответствующих объектов лицензионных прав должно быть согласовано разработчиком или поставщиком системы с правообладателями или уполномоченными ими представителями.

4.15. Обеспечить возможность наращиваемости системы (СОУ) и подключения новых/ существующих подсистем, а также новых участков контроля трубопроводов.

4.16. Проработать варианты реализации на базе проектируемого технического обеспечения алгоритмов расчета места разгерметизации или системы обнаружения утечек. Технико-коммерческие предложения представить на ОПР.

4.17. Датчики избыточного давления, применяемые в составе СОУ «по волне давления», должны иметь пределы основной приведенной погрешности не более ±0,1 %, время отклика не более 0,1 с.

4.18. Массивы значений данных СОУ «по волне давления» должны передаваться на уровень ДП по выделенным каналам СОУ.

5. Требования к (системе линейной телемеханики) ЛТМ

5.1. Система ЛТМ предназначена для обеспечения дистанционного управления технологическим оборудованием линейной части нефтепровода из ДП, а также контроля за его параметрами.

5.2. В системе предусмотреть функцию постановки на контроль отклонения давлений в трубопроводах при установившемся режиме и снятия с контроля при переходных процессах по команде с АРМ диспетчера.

5.3. Оборудование системы ЛТМ должно поставляться комплектно в соответствии с «Заданием на поставку системы телемеханики».

5.4. Средний уровень систем ЛТМ должен обеспечивать:

– сбор информации от нижнего уровня (в том числе необходимой для обеспечения работы СОУ);

– формирование управляющих воздействий на исполнительные механизмы технологического оборудования контролируемых технологических объектов;

– возможность работы по интерфейсным каналам с КИП и исполнительными механизмами. Период опроса оборудования нижнего уровня по интерфейсным каналам программно-аппаратными средствами среднего уровня системы не должен превышать 0,5 секунды;

– связь с другими системами (связи, электрохимзащиты, охранной, пожарной, энергоснабжения и т.д.);

– связь с оборудованием связи.

5.5. Программируемые логический контроллер (ПЛК) ЛТМ должен иметь повышенную надежность и обеспечивать непрерывную, отказоустойчивую работу. ПЛК должен иметь возможность резервирования.

5.6. Предусмотреть доработку ПО, ИО, МО «Верхнего» уровня АСУТП УППН в объёмах ПНР.

5.7. Технические характеристики оборудования среднего уровня системы ЛТМ должны обеспечивать возможность корректной обработки входных сигналов, контроля напряжения на секциях шин, контроля напряжения в схемах управления, сигналов концевых и моментных выключателей задвижек и регуляторов, а также любых других сигналов необходимых для правильной работы алгоритмов систем телемеханизации.

5.8. Значения датчики избыточного давления должны отображаться в системе ЛТМ.

6. Требования к техническим устройствам

6.1. Все применяемое оборудование должно иметь необходимые сертификаты ТР ТС: взрывозащищенное оборудование - ТР ТС 012/2011 "О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах", низковольтное электрооборудование - ТР ТС 004/2011 "О безопасности низковольтного оборудования" и ТР ТС 020/2011 "Электромагнитная совместимость технических средств".

6.2. Требуемый уровень полноты безопасности проектируемого оборудования определить проектом в соответствии с ГОСТ Р МЭК 61508-2012.

6.3. Исполнение оборудования должно обеспечивать степень защиты по ГОСТ 14254 не ниже IP65 для установки на улице и IP42 для установки внутри помещений. Во взрывоопасных зонах с соответствующим уровнем защиты.

6.4. Комплекс технических средств должен быть достаточным для выявления факта не герметичности на участках нефтепровода.

6.5. Для каждой АСУТП, подключаемой к ЛТМ, в ЛТМ устанавливается отдельный модуль связи и обеспечивается топология сети типа «звезда».

6.6. КМ конструктивно должен обеспечивать возможность оперативной замены модема при изменении стандарта сети передачи данных.

6.7. КМ должен иметь функционал передачи данных как об отключении внешнего электроснабжения, так и при отключении питания самого КМ.

6.8. Для каждого сетевого устройства (маршрутизатора с функцией МСЭ, коммутатора, сетевого адаптера АРМ, сервера, порта Ethernet ПЛК) должны быть настроены базы управляющей информации. В базах Management Information Base (MIB) должны быть настроены OID (идентификаторы объектов), определяющие переменные, которые могут быть только считаны. Дистанционное изменение значений OID должно быть запрещено и заблокировано.

6.9. Описание преднастроенных MIB таблиц для каждого сетевого устройства должно предоставляться поставщиком комплектно с эксплуатационной документацией на оборудование в объёме поставки.

6.10. КМ должен обеспечивать:

– обмен данными контроллеров смежных АСУТП по интерфейсным портам RS-485 по протоколу Modbus RTU;

– передачу диагностической информации в контроллеры АСУТП;

– получение дискретных и аналоговых сигналов (при необходимости) для диагностики оборудования шкафа контроллерного и шкафа серверного.

– непрерывный контроль каналов связи с АСУТП и управляющим ДП;

– загрузку драйвера протокола в интерфейсный модуль;

– синхронизацию системного времени контроллера от приемника (сервера) точного времени ГЛОНАСС времени по протоколу NTP (SNTP)-клиент;

– подключение по линиям Ethernet в маршрутизаторы с МСЭ.

Запрещается дистанционная переустановка ПО КМ ЛТМ.

Запрещается установка дополнительных промежуточных преобразователей телемеханических протоколов на канале ЛТМ.

6.11. На пикетах, обеспеченных электроснабжением, устанавливается шкаф с контроллером обработки и передачи данных. Питание контроллера и оборудования связи выполнить от источника бесперебойного питания.

6.12. В условиях отсутствия электроснабжения или невозможности электрификации пикета питание контроллера и датчика давления предусмотреть эффективные решения по автономному питанию.

6.13. Контроллер должен выполнять следующие функции:

– опрос датчика давления с цикличностью 0,1-20 сек (настраивается при ПНР);

– при каждом цикле опроса выполняется сравнение значения давления с предыдущим замером;

– при отклонении значений давления на $\Delta = 0{,}01$ Мпа (настраивается при ПНР) в большую или меньшую сторону от предыдущего замера значение последнего замера записывается в буфер контроллера (в энергонезависимой памяти) с меткого времени (значение демпфера Δ может корректироваться при ПНР в зависимости от параметров трубопровода и величины гидродинамического шума).

– передача данных из буфера в систему выполняется с циклом не реже 5 мин. После успешной передачи данных буфер очищается, и цикл опроса датчика и сравнения параметров замера начинается сначала. Емкость буферной памяти должна обеспечивать хранение информации не менее 72 часов на случай временного отсутствия связи;

– диагностика работоспособности всего оборудования линейного пункта телемеханики. При потере работоспособности любого нерезервированного компонента системы отключение технологического оборудования выполняется средствами предустановленного состояния модулей вывода. Во время загрузки контроллера выходные сигналы модулей вывода должны быть предустановлены в состояние, обеспечивающее безопасное состояние объекта управления.

6.14. Обеспечить контроль несанкционированного доступа к оборудованию линейной части трубопроводов и колодцев отбора давления (при их наличии).

6.15. Для отборов давления в качестве запорной арматуры применить шаровые краны. Импульсные линии (при их использовании для соединения датчика с отбором давления) выполнить из нержавеющей стали с внутренним диаметром 10 мм.

6.16. Предусмотреть резерв технических средств автоматизации, включая сменные конструктивные блоки (модули) в объёме 5% от общего количества таких блоков (модулей), но не менее одной штуки по каждому типу блока (модуля), а также не менее одной штуки по каждому типу оборудования, по каждому пределу измерения.

7. Требования к программному обеспечению

7.1. Прикладное ПО «среднего» и/или «верхнего» уровня должно обеспечивать автоматическую идентификацию и настройку адресного пространства подключаемого оборудования телемеханизированных объектов при появлении оборудования на связи.

7.2. В составе системного программного обеспечения контроллеров АСУТП следует предусматривать средства привязки контролируемых параметров к единой общесистемной шкале времени. Метка времени (с минимальной задержкой от момента возникновения событий) должна присваиваться событиям и использоваться без коррекции на всех уровнях АСУТП.

7.3. Должна быть реализована функция выгрузки результатов анализа исторических данных в Excel.

7.4. Все интеллектуальные разработки в т.ч. программное обеспечение и исходные коды конечного продукта, являющиеся результатом работы в рамках данного проекта с момента ввода в промышленную эксплуатацию, являются собственностью Заказчика и передаются Исполнителем в объемах и сроки, оговоренные соответствующим договором.

7.5. ПО должно соответствовать требованиям разделов п.6.5 и п.6.7 СТО ЛУКОЙЛ 1.22.1.

7.6. ПО должно предусматривать:

- регламентирование (по паролям) доступа к базам данных и информационным массивам;
- регламентирование (по паролям) доступа к прикладному программному обеспечению;
- регламентирование (по паролям) доступа к управлению технологическим процессом;
- защиту общесистемного ПО от вредоносных программ (вирусов) средствами лицензионных антивирусных программ;
- защиту от прямого редактирования архивных данных;
- защиту информации от несанкционированного или непреднамеренного воздействия.

8. Требования к информационной безопасности

8.1. Проектом определить технические, программные, организационные решения и мероприятия, которые обеспечат минимальный риск несанкционированного доступа к информационным и управляющим функциям системы.

8.2. Проектные решения должны быть выполнены с учетом требований: Федерального закона №187-ФЗ от 26.07.2017 «О безопасности критической информационной инфраструктуры РФ»; Приказа ФСТЭК России №239 от 25.12.2017 «Об утверждении требований по обеспечению безопасности значимых объектов критической информационной инфраструктуры РФ»; Приказа ФСТЭК России №31 от 14.03.2014 «Об утверждении требований к обеспечению защиты информации в автоматизированных системах управления производственными и технологическими процессами на критически важных объектах, потенциально опасных объектах, а также объектах, представляющих повышенную опасность для жизни и здоровья людей и для окружающей природной среды»; раздела 6.8 СТО ЛУКОЙЛ 1.22.1-2015; документа Технические требования по обеспечению информационной безопасности в автоматизированных системах управления технологическими процессами», Москва, 2017; документа «Архитектура сетевого взаимодействия АСУТП и ЛВС. Требования по обеспечению ИБ при подключении АСУТП». Версия 1.0, Москва. 2015 год; ТУ УКБ.

9. Требования к надежности

9.1. Единичный отказ оборудования «среднего» уровня АСУТП (за исключением единичного отказа во входном тракте модуля ввода или непосредственно в модуле ввода) или единичный отказ линий связи не должен приводить к необходимости остановки технологического процесса.

9.2. В АСУТП не должно быть узлов, отказ которых способен привести к потере функции защиты.

9.3. Функция защиты не должна зависеть от исправности «верхнего» уровня АСУТП.

10. Требования к электропитанию и заземлению

10.1. При проектировании электропитания выполнять требования «Правил устройства электроустановок» и ВСН 205-84 «Инструкция по проектированию электроустановок систем автоматизации технологических процессов».

10.2. Питание оборудования «среднего» и «верхнего» уровня АСУ должно производиться от источников бесперебойного питания с топологией двойного преобразования энергии (on-line), с устройством автоматического байпаса на сетевое питание и функциями диагностики по протоколу SNMP.

10.3. Обеспечить передачу диагностической информации от источника бесперебойного питания (ИБП) в АСУ ТП.

10.4. Все контрольно-измерительные приборы, щиты управления, защитные металлорукава подводящих кабельных линий подлежат заземлению независимо от применяемого напряжения.

11. Требования к метрологическому обеспечению

11.1. Все проектируемые средства измерений должны быть утвержденного типа.

11.2. Единицы величин СИ, применяемых в системах автоматизации, должны удовлетворять требованиям постановления Правительства РФ «Об утверждении положения о единицах величин, допускаемых к применению в Российской Федерации». Единицы измерения давления применить МПа (кПа).

11.3. Метрологические характеристики средств измерений должны соответствовать обязательным метрологическим требованиям к измерениям, а при их отсутствии устанавливаться проектировщиком с учетом влияния указанных характеристик на безопасность, экономичность, управляемость и другие свойства объекта автоматизации по каждому из измеряемых параметров данного технологического процесса.

12. Требования к передаче данных.

12.1. Каналы передачи данных организовать в соответствии с ТУ ОИТиС и Техническими требованиями к организации каналов передачи данных с объектов добычи нефти и газа Российских организаций Группы «ЛУКОЙЛ» БС «ГиД» в действующей редакции.

12.2. Обеспечить возможность синхронизации времени КК и АРМ от сервера точного времени.

13. Требования к эстакадам и прокладке кабелей КИП

13.1. Для подключения приборов, подсистем автоматики использовать негорючие кабели марки МКЭШВнг, КВВГЭнг. не более 1,5 мм^2.

13.2. Для защиты кабеля от механических повреждений использовать металлорукав в ПВХ изоляции.

13.3. Для интерфейсных сигналов по RS-485 – кабель симметричный парной скрутки экранированный с волновым сопротивление 120 Ом в исполнении нг(А)-ХЛ.

13.4. Для объектов вычислительной сети - кабель «витая пара» UTP категории не ниже 5е (для внутренней прокладки), кабель «витая пара» FTP категории не ниже 5е (для внешней прокладки).

13.5. Каналы и короба для силовых кабелей и сигнальных кабелей должны быть раздельными.

14. Требования к документации

14.1. Документацию выполнить в соответствии с ГОСТ-21.408-2013, стандартов СПДС, ЕСКД РФ.

14.2. Разработать задание на разработку СОУ на стадии РД.

14.3. Разработать задание на поставку КТС СТМ, включающее Задание на разработку прикладного программного обеспечения оборудования среднего уровня, Задание на доработку ПО верхнего уровня АСУТП УППН «Баклановка» (АРМ СТМ) с учетом реализации передачи

данных АСОДУ (Uniformance Asset Sentinel, DynAMo Alarm Suite: Dynamo Metrics & Reporting) (уточнить на стадии ОПР).

14.4. Разработать схему информационных потоков в составе раздела «Информационная безопасность».

14.5. Разделы ИБ и СС согласовать с ООО «ЛУКОЙЛ-Технологии».

14.6. На стадии разработки ПД согласовать:

- структурную схему автоматизации с выделением проектируемой части с УМЭМО;
- перечень технологических параметров контроля, сигнализации и управления (с указанием шкал приборов, класса точности, уставок срабатывания сигнализации и блокировок) с УМЭМО, УТДНГ, ЦИТС;
- ведомость (карточку) оборудования с УМЭМО. Выбор оборудования обосновать с учетом стоимости владения в перспективе 20 лет;
- план расположения оборудования и коммуникаций, план кабельных трасс с ЦДНГ.

14.7. На стадии разработки рабочей документации согласовать с ЦДНГ, ЦИТС:

- схему размещения средств автоматизации на технологических блоках;
- план кабельных трасс;
- опросные листы, ТЗ и заказные спецификации;
- схему соединений внешних проводок и подключений.

14.8. Раздел «Системы пожарной сигнализации, пожарно-охранной сигнализации» выполнить в соответствии с ТУ УКБ, отдельно от раздела «Автоматизация комплексная».

14.9. Разработать программу и методику приёмочных испытаний и опытно-промышленной эксплуатации СОУ.

14.10. Разработать программу пуско-наладочных работ с учетом требований СП 77.13330.

14.11. Предусмотреть затраты (сметы):

- на СМР, ИИ и КО проектируемых систем;
- по доработке ПО смежных систем автоматизации;
- на метрологическое обеспечение.

Разработанная документация (ПД, РД) должна пройти экспертизу в ОАиМ УМЭМО.

Начальник УМЭМО Р.В. Габдульманов

И.о. Начальника отдела-Главного метролога А.А. Фатин

Гуледза А.В.
36-834
Сальников О.Ю.
56-777
Ждановский Е.О.
56-668

8

Технические условия
Отдел информационных технологий и связи

Наименование инвестиционного мероприятия	Строительство промыслового нефтепровода товарной нефти «УППН "Баклановка" - т.вр. в нефтепровод УПН-1020 "Кыласово" - ПНОС г.Пермь»
Основание	СЗ № п_зс_2021_32210э
Дата	27.09.2021

1. Технологию сбора и передачи данных с объектов добычи нефти и газа определить проектом.

2. При проработке технических решений учесть требования и рекомендации:
   - Приказа Министерства цифрового развития, связи и массовых коммуникаций российской федерации от 29 марта 2019 года N 113 «Об утверждении Концепции построения и развития узкополосных беспроводных сетей связи "Интернета вещей" на территории Российской Федерации»;
   - Технических требований к организации каналов передачи данных с объектов добычи нефти и газа Российских организаций Группы «ЛУКОЙЛ» бизнес-сегмента «Геологоразведка и добыча» от 07.09.2019, утвержденными Старшим вице-президентом по добыче нефти и газа А.А. Шамсуаровым.
   - Стандарта ОАО «ЛУКОЙЛ» «Архитектура сетевого взаимодействия между автоматизированной системой управления технологическими процессами и локальной вычислительной сетью. Требования по обеспечению информационной безопасности при подключении к автоматизированной системе управления технологическими процессами».

3. При проектировании максимально использовать существующую инфраструктуру сети связи и передачи данных.

4. При необходимости организации каналов передачи данных с камер пуска/приема АСПО, от датчиков запорной арматуры рассмотреть два варианта:
   - Беспроводной широкополосный способ передачи данных (приоритетный);
   - Канал связи, построенный на сетях связи операторов сотовой связи для устройств телеметрии HSPA/UMTS.

5. Для организации каналов передачи данных от датчиков системы обнаружения утечек (СОУ) предусмотреть канал связи, построенный на сетях связи операторов сотовой связи для устройств телеметрии LTE/NB-IoT.

6. На стадии ОПР провести изыскания прохождения радиоволн между проектируемыми объектами и существующей сетью связи и передачи данных. Расчет высот подвеса антенн, их тип и азимуты направлений выполнить с учетом рельефа Земли и высот существующих строений, и лесных массивов, находящихся в интервале между объектами расчета. Для разработки основных технических решений по организации каналов, по присоединению к существующей сети радиосвязи и (или) к корпоративной сети связи и передачи данных привлечь ООО «ИНФОРМ». Определить приоритетного оператора сотовой связи. Выполнить вариантную проработку и технико-экономическое сравнение решений по организации каналов передачи данных.

7. Обеспечить передачу регистрируемых параметров в АСОДУ. В существующие системы АСУ ТП объектов добычи нефти и газа, согласно ТУ ОАиМ.

8. При строительстве АМС связи (при необходимости), место установки, высоту, конструкцию, трассу прокладки ВЧ кабелей согласовать с ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ".

9. Разработать электроснабжение, заземление оборудования; молниезащиту АМС (при строительстве АМС).

10. Предусмотреть технические решения по защите информации.

11. В рамках раздела «Сети связи» должны быть разработаны физические и логические схемы организации сети с пояснительной запиской (в части передачи информационных потоков в/из корпоративной сети);

12. Согласовать с ООО «ЛУКОЙЛ-Технологии» схемы связи.

13. Раздел «Сети связи» (рабочей и проектной документации) выполнить отдельным томом со своими спецификациями и опросными листами на оборудование.

14. Раздел «Сети связи» (проектной документации) разработать в соответствии с требованиями постановления Правительства РФ №87 от 16.02.2008 и согласовать с ООО «ИНФОРМ».

15. Разработать программу и порядок проведения индивидуальных испытаний и комплексного опробования оборудования в соответствии с РД-07-11.1-001-14.

16. В сметных расчетах предусмотреть стоимость работ, выполняемых специализированными (сервисными) организациями, по конфигурированию и настройке сетевого оборудования и оборудования информационной безопасности, выводу данных в АСОДУ, затраты на пусконаладочные работы в полном объеме.

Начальник отдела ИТиС Н.А. Алтунин

Исполнитель:
Н.Л. Соколов
Тел. № 23-56-762

Технические условия по обеспечению
мероприятий по противодействию террористическим актам
для включения в специально разрабатываемый раздел проекта (АТ)
либо для включения в раздел «Проект организации строительства» (ПОС)
(Основание: Постановление Правительства РФ от 15.02.2011 № 73)

Управление корпоративной безопасности по Пермскому региону

Объект: Строительство промыслового нефтепровода товарной нефти "УППН "Баклановка" - т.вр. в нефтепровод УПН-1020 "Кыласово" - ПНОС г. Пермь".
Номер:
Дата: 24.09.2021

1. Доступ физических лиц, транспортных средств и грузов на объекты ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» регулируется «Положением о пропускном и внутриобъектовом режимах на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», в действующей редакции.
2. Охрана объектов ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» осуществляется в соответствии с договором на услуги охраны с ООО Агентство «ЛУКОМ-А-Пермь», в действующей редакции.
3. Охрану материальных ценностей и имущества на объекте в период строительства, до передачи его в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», осуществляет подрядная организация, выполняющая данные работы.
4. На территории деятельности ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» установлен режим охраны конфиденциальности информации, утвержденный в соответствии с Приказом Генерального директора, в действующей редакции. Приказом определен режим обращения, хранения, передачи и уничтожения конфиденциальной информации.
5. Подрядным организациям, перед началом выполнения работ по проекту, разработать и подготовить порядок оповещения и взаимодействия между подрядными организациями, службами заказчика, межрайонными отделами МВД РФ при возникновении признаков террористической угрозы или совершения террористических актов, проектные решения и мероприятия по охране объекта в период строительства.
6. Документацию по обеспечению мероприятий по противодействию террористическим актам, хранить на объекте строительства.
7. Объект проектирования не подлежит категорированию, так ка не входит в Перечень объектов топливно-энергетического комплекса, подлежащих категорированию по требованиям Федерального закона от 12.07.2011 № 256-ФЗ «О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса» (п. 2 Методических рекомендаций по включению объектов топливно-энергетического комплекса в перечень объектов, подлежащих категорированию, утвержденным приказом Минэнерго России от 10.02.2012 № 48).
8. В соответствии с СП 132.13330.2011 "Обеспечение антитеррористической защищенности зданий и сооружений. Общие требования проектирования", проектируемый объект относится к 3 классу объектов по значимости. Систему контроля управления доступом и средства визуального досмотра предусматривать не требуется. Дополнительных средств защиты проектировать не требуется.

Составил:
Ведущий специалист ОКБ ОНД
по Пермскому региону А.А. Бабаков

1

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
на разработку проекта
Система охранно-пожарной сигнализации

Управление корпоративной безопасности по Пермскому региону

Объект: Строительство промыслового нефтепровода товарной нефти "УППН "Баклановка" - т.вр. в нефтепровод УПН-1020 "Кыласово" - ПНОС г. Пермь".
Номер:
Дата: 24.09.2021

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ
В случае необходимости проектирования систем охранно-пожарной сигнализации руководствоваться данными техническими условиями.

Состав комплекса
Проектируемая система должна соответствовать нормам и правилам российских стандартов, обеспечивать комплексное решение вопросов безопасности объекта, включать следующие компоненты:

- система охранно-пожарной (пожарной) сигнализации зданий и помещений;
- система оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре.

2. ТРЕБОВАНИЯ К КОМПЛЕКСУ
При проектировании учесть существующие системы охранной-пожарной сигнализации на объектах. Осуществить вывод сигналов «неисправность», «внимание», «пожар», «тревога» на пост круглосуточной физической охраны. Способ передачи сигналов уточнить при проектировании с учетом особенностей объекта. Предпочтение отдавать проводной передаче сигналов и оборудованию производства НПО «Болид».

3. СИСТЕМА ПОЖАРНОЙ СИГНАЛИЗАЦИИ
Систему пожарной сигнализации выполнить в соответствии с действующими нормативными документами, обеспечить защиту вновь возводимых и реконструируемых помещений. На одном шлейфе сигнализации расположить не более трех рядом расположенных помещений.
Запись и хранение сообщений осуществить в журнале событий приемно-контрольного прибора.

4. СИСТЕМА БЕСПЕРЕБОЙНОГО ЭЛЕКТРОПИТАНИЯ
Система бесперебойного э/питания должна обеспечивать плавный переход на резервный источник питания без перебоев в питании и в работе пожарной сигнализации.
Для обеспечения бесперебойности работы системы пожарной сигнализации предусмотреть источники бесперебойного питания, в соответствии с требованиями руководящих документов.
Система должна обеспечивать работу:
- автоматическую подзарядку аккумуляторов при наличии сети 220 В/50 Гц;
- сигнализацию о переходе на резервное электроснабжение;
- поддержание работы пожарной сигнализации при кратковременном пропадании сети 220 В/50 Гц;
- сигнализацию о критическом разряде аккумуляторных батарей.

В соответствии с Указанием Президента ПАО «ЛУКОЙЛ» от 17.12.2018 № ВА-58/у разработка и реализация данного раздела проекта находится в компетенции ООО Техцентр «ЛУКОМ-А», тел. (342) 238-82-00.

Составил:
Ведущий специалист ОКБ ОНД
по Пермскому региону А.А. Бабаков

Исходные данные для разработки проектно-сметной документации
по проекту «Строительство промыслового нефтепровода товарной нефти УППН «Баклановка» – точка врезки в нефтепровод УПН-1020 «Кыласово» - ПНОС г. Пермь»

1. «Строительство промыслового нефтепровода товарной нефти УППН «Баклановка» – точка врезки в нефтепровод УПН-1020 «Кыласово» - ПНОС г. Пермь» Баклановского месторождения находится в зоне ответственности бригады установки по подготовке и перекачке нефти № 0830 ЦДНГ № 8. Дополнительная численность работников для обслуживания не требуется.

2. Численность бригады установки по подготовке и перекачке нефти № 0830 - 23 чел.
в т.ч. мастер - 1 чел.
оператор обезвоживающей и обессоливающей установки 4 разряда - 15 чел.
оператор обезвоживающей и обессоливающей установки 3 разряда - 2 чел.
машинист насосной станции по закачке рабочего агента в пласт 4 разряда - 5 чел.

3. Режим работы:

3.1. Для мастера:
Недельный учёт рабочего времени. Пятидневная рабочая неделя с двумя выходными днями (суббота и воскресенье), продолжительность смены 8 часов с 08:00 до 17:00.
Перерыв для отдыха и питания 1 час с 12:00 до 13:00

3.2. Для операторов обезвоживающей и обессоливающей установки, машинистов насосной станции по закачке рабочего агента в пласт предусмотрено 2 режима работы:
Сменный/суммированный учет рабочего времени.
Первая смена (день) с 08:00 до 17:00, продолжительность смены – 8 часов.
Перерыв для отдыха и питания 1 час с 12:00 до 13:00.
Сменный/суммированный учет рабочего времени.
Первая смена (день) с 08:00 до 20:00, продолжительность смены 11 часов.
Перерыв для отдыха и питания 1 час с 12:00 до 13:00.
Вторая смена (ночь) с 20:00 до 08:00, продолжительность смены 11 часов.
Перерыв для отдыха и питания 1 час с 00:00 до 01:00.

4. Бригада установки по подготовке и перекачке нефти № 0830 базируется в опорном пункте бригады.

5. Ежегодный оплачиваемый отпуск мастера, операторов обезвоживающей и обессоливающей установки, машинистов насосной станции по закачке рабочего агента в пласт – 28 календарных дней.

Дополнительный оплачиваемый отпуск за работу во вредных условиях труда операторов обезвоживающей и обессоливающей установки, машинистов насосной станции по закачке рабочего агента в пласт до 7 календарных дней.

Дополнительный оплачиваемый отпуск за ненормированный рабочий день мастера – 4 календарных дня.

6. Медицинское обслуживание работников осуществляется в здравпункте, расположенном в здании административно-бытового корпуса ЦДНГ № 8 Баклановского месторождения.

7. Ежегодные периодические медицинские осмотры работников, чья работа связана с воздействием вредных производственных факторов или опасных для здоровья веществ, проводятся персоналом специализированных медицинских организаций в соответствии с Приказом Минздрава России от 28.01.2021 N 29н «Об утверждении Порядка проведения

обязательных предварительных и периодических медицинских осмотров работников, предусмотренных частью четвертой статьи 213 Трудового кодекса РФ, перечня медицинских противопоказаний к осуществлению работ с вредными и (или) опасными производственными факторами, а также работам, при выполнении которых проводятся обязательные предварительные и периодические медицинские осмотры».

8. Горячее питание для сотрудников ЦДНГ № 8 ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» организовано в столовой ООО «Пермьторгнефть», располагающейся на территории УППН ЦДНГ № 8, или в комнате приема пищи опорного пункта бригады.

Начальник Отдела организации труда и заработной платы — Ю.С. Ручнова

Н.Н. Щелокова
56-186

Приложение Б10- Протокол по выполнению проектными организациями актов натурного обследования

ЛУКОЙЛ
НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ

ПРОТОКОЛ

совещания по выполнению проектными организациями актов натурного обследования

г. Пермь 30.04.2014

Председатель: Начальник Управления проектных работ и подготовки к строительству Наборщиков А.Н.

Секретарь: Ведущий инженер Отдела организации проектных работ Дутлова С.А.

Присутствовали:
от ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»: Кузнецов С.Ф., Власов М.С., Ладин А.А., Лешукова Н.В.

ПОВЕСТКА ДНЯ:

Проектные организации выполняют акты натурного обследования в соответствии с решениями протокола № 109 от 10.12.2010, но при согласовании данных актов возникают разногласия с лесничествами, т.к. в подсчетах объема древесины используются лесотаксационные таблицы. Так же в сметной документации никак не учитывается объем древесины фактически находящийся на пашнях, учитывается только сведение поросля.
Докладчик – Лешукова Н.В.

РЕШИЛИ:

1. По лесным участкам выполнять акт натурного обследования, руководствуясь решениями протокола № 109 от 10.12.2010. Проектным институтам не допускать разницы в объеме древесины указанном в акте натурного обследования, подписанного лесничеством и фактически имеющейся на лесном участке. Фактический объем вырубаемой древесины включать в проектно- сметную документацию.
2. По землям, не относящимся к лесным участкам, но покрытым древесно-кустарниковой растительностью проектным институтам выполнять обсчет фактического объема древесины и количества деревьев по натурному обследованию. Результат подписывать проектным институтом. На рубку леса и сведение кустарника по землям, не относящимся к лесным участкам выполнять отдельные локальные сметные расчеты с включением в сводный сметный расчет.

Отв: Проектные организации Срок: постоянно

Председатель: Наборщиков Н.А.

Секретарь: Дутлова С.А.

Лешукова Н.В. Власов М.С. Кузнецов С.Ф.

Приложение Б11 - Технические условия Отдела планирования и организации строительства

Технические условия Отдела планирования и организации строительства

1. Стоимость объектов строительства не должна превышать утвержденные средневзвешенные удельные показатели. В случае превышения необходимо предоставить пояснения по увеличению стоимости в пояснительной записке к сводному сметному расчету.
2. Терминология названия объектов строительства (строек) должна соответствовать методическим документам в строительстве (новое строительство, реконструкция, модернизация, техническое перевооружение).
3. В сводном сметном расчете необходимо указывать стоимость оборудования, не входящего в смету строек (устьевая арматура, насосно-компрессорные трубы, приборы НИП, установленные на устьевом оборудовании, выпки эксплуатационные, пакера, линии для подачи сжатого газа и воздуха, предустьевая площадка, электрооборудование, установка механизации спуско-подъемных операций и т.п.) в соответствии с приказом Миннефтепрома № 342 от 06.06.1984 «Об утверждении Отраслевого перечня оборудования, не входящего в смету строек».
4. В объектных сметах необходимо указывать стоимость давальческих материалов в соответствии с типовой ведомостью разграничения поставки материалов для целей капитального строительства и капитального ремонта между ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» (заказчик) и подрядными организациями по договорам на выполнение строительно-монтажных работ из расчета потребности на одну стройку (объект капитального ремонта).
5. Утвердить наименование объекта «Вертикальная планировка и благоустройство территории». Объект всегда должен выделяться как самостоятельный. При обустройстве куста скважин выполнять деление объемов работ на каждую скважину.

Начальник Отдела планирования
и организации строительства — С. А. Фетюков

07.05.18

Приложение Б12 - Указания по формированию раздела «Проект организации строительства» в составе проектной документации

Согласовано

Главный инженер Филиала
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«ПермНИПИнефть в г. Перми

Сидоренков С.Б.

Утверждаю

Заместитель Генерального
директора по капитальному
строительству
ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

Козлов В.Н.

Указания по формированию раздела «Проект организации строительства» в составе проектной документации

1 Область применения

1.1 Настоящие указания устанавливают требования к оформлению проектной документации в части изложения требований ведения исполнительной документации строительными подрядными организациями

1.2 Действие настоящих указаний распространяется на все подрядные организации ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

2 Общие положения

Проектная документация должна быть оформлена в соответствии с Градостроительным кодексом РФ (№ 190-ФЗ от 29.12.2004), Постановлением Правительства РФ от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиям к их содержанию» и требованиями данных указаний.

3 Специальные требования по оформлению раздела ПОС

В разделе 6 «Проект организации строительства» проектной документации объекта капитального строительства и раздел 5 «Проект организации строительства» линейного объекта должны быть отражены следующие обязательные положения:

3.1 Разработать главу текстовой части «Проекта организации строительства»:

«Перечень видов строительных и монтажных работ, ответственных конструкций, участков сетей инженерно-технического обеспечения, подлежащих освидетельствованию с составлением соответствующих актов приемки перед производством последующих работ и устройством последующих конструкций.

3.2 Технические требования указанной главы излагать в следующей редакции:

Исполнительная документация на объекте строительства ведется лицом, осуществляющим строительство. В состав исполнительной документации включаются:

1) Акты освидетельствования геодезической разбивочной основы объекта капитального строительства (линейного объекта), оформленные по форме, приведенной в приложении № 1 РД 11-02-2006 [1];
2) Акты разбивки осей объекта капитального строительства (линейного объекта) на местности, оформленные по форме, приведенной в приложении № 2 РД 11-02-2006 [1];
3) Акты освидетельствования работ, которые оказывают влияние на безопасность объекта капитального строительства (линейного объекта) контроль за выполнением которых не может быть проведен после выполнения других работ (скрытые работы), оформленные актами освидетельствования скрытых работ по форме, приведенной в приложение № 3 РД 11-02-2006 [1].

«Перечень видов строительных и монтажных работ, подлежащих освидетельствованию с составлением соответствующих актов приемки»

По тексту привести общий перечень основных работ, требующих освидетельствования (виды работ определить на основании влияния данных работ на безопасность объекта и в соответствии с технологией строительства, реконструкции, капитального ремонта контроль за выполнением которых не может быть проведен после выполнения других работ (скрытые работы)), с учетом перечня приведенного в ВСН 012-88 [2, 3].

После приведенного перечня указать, что данный общий перечень является укрупненным для объекта строительства. Уточненные детальные перечни скрытых работ, требующих освидетельствования приводятся в общих указаниях на листах общих данных рабочей документации.

4) Акты освидетельствования строительных конструкций, устранение выявленных в процессе проведения строительного контроля недостатков

в которых невозможно без разборки или повреждения других строительных конструкций и участков сетей инженерно-технического обеспечения (ответственные конструкции), оформленные актами освидетельствования ответственных конструкций по форме, приведенной приложение № 4 в РД 11-02-2006 [1].

«Перечень ответственных конструкций подлежащих освидетельствованию с составлением соответствующих актов приемки»

По тексту привести общий перечень ответственных конструкций требующих освидетельствования (ответственные конструкции определять исходя из критериев, что совокупность выполняемых скрытых работ должна приводить к созданию конструкции, т.е совокупность актов на выполненные скрытые работы должна подтверждаться актом освидетельствования ответственной конструкции).

После приведенного перечня указать, что данный общий перечень является укрупненным для объекта строительства. Уточненные детальные перечни скрытых работ, требующих освидетельствования приводятся в общих указаниях на листах общих данных рабочей документации.

5) Акты освидетельствования участков сетей инженерно-технического обеспечения, устранение выявленных в процессе проведения строительного контроля недостатков в которых невозможно без разборки или повреждения других строительных конструкций и участков сетей инженерно-технического обеспечения, оформленные актами освидетельствования участков сетей инженерно-технического обеспечения по форме, приведенной в приложении № 5 РД 11-02-2006 [1].

«Перечень участков сетей инженерно-технического обеспечения подлежащих освидетельствованию с составлением соответствующих актов приемки»

По тексту привести общий перечень участков сетей инженерно - технического обеспечения требующих освидетельствования (участки сетей инженерно-технического обеспечения определять исходя из критериев, что устранение выявленных в процессе проведения строительного контроля недостатков на данных участках невозможно без разборки или повреждения других строительных конструкций и участков сетей инженерно-технического обеспечения).

После приведенного перечня прописать: данный общий перечень является укрупненным для объекта строительства. Уточненные детальные перечни участков сетей инженерно-технического обеспечения, требующих освидетельствования приводятся в общих указаниях на листах общих данных рабочей документации.

3.3 В данной главе Раздела «Проект организации строительства» привести требование о соответствия состава и содержания исполнительной до-

кументации Раздел П РД 11-02-2006 [1]; Часть I и II ВСН 012-88 [2, 3]; СП 48.13330.2011 [4];

3.4 Детализированные перечни (скрытых работ, ответственных конструкций, участков сетей инженерно-технического обеспечения) привести в общих указаниях на листах общих данных рабочей документации.

3.5 Главы текстовой части «Проект организации строительства»:

«Потребность в основных строительных материалах, конструкциях, изделиях»,

«Организация контроля качества строительно-монтажных работ»

дополнить следующими требованиями:

1) Лицо, осуществляющее строительство, должно применять при выполнении работ строительные материалы, конструкции и изделия обеспечивающие соответствие показателей материалов, конструкций и изделий, а также зданий и сооружений возводимых с применением их, требованиям Федеральных законов и проектной документации.
2) Лицо, осуществляющее строительство должно осуществлять контроль за соответствием применяемых материалов, изделий и конструкций производимых на строительной площадке и вне ее, с использованием собственных производственных мощностей и мощностей подрядных организаций
3) Нормативные показатели качества материалов, конструкций и изделий должны быть подтверждены паспортами, сертификатами, заключениями лабораторных испытаний и исследований.
4) В процессе строительства использовать только материалы и изделия с показателем удельной эффективной активности естественных радионуклидов, не превышающим предельного значения в соответствии с ГОСТ 30108-94 [5];

4 Нормативные ссылки

1. 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, конструкций, участков сетей инженерно-технического обеспечения»
2. ВСН 012-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Контроль качества и приемка работ». Часть I.

Приложение Б13 - Типовые требования к оформлению и предоставлению в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» проектной документации

УТВЕРЖДАЮ
Начальник Управления проектных работ и подготовки к строительству
_____ Г.Д. Захиров
«13» 05 2015г.

ТИПОВЫЕ ТРЕБОВАНИЯ
к оформлению и предоставлению в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» проектной документации на объекты строительства, реконструкции и капитального ремонта.

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ:

1. Проектная документация на объекты строительства передается в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» проектными организациями на бумажном и электронном носителях.
2. Состав и содержание ПСД на электронном носителе и на бумажном носителе должны строго соответствовать.
3. До передачи основного комплекта проектной документации Подрядчик в установленные договором сроки предоставляет ответственному лицу ООПР состав проектной документации в соответствии с Постановлением Российской Федерации № 87 от 16.02.2008г. и реестр всех марок чертежей рабочей документации.

II. ТРЕБОВАНИЯ К ПРЕДОСТАВЛЕНИЮ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ

1. Передача проектной документации осуществляется представителем Генеральной проектной организации (далее Подрядчик) в сроки, предусмотренные условиями заключенного договора на выполнение проектно-изыскательных работ, в соответствии с утвержденным заданием на проектирование. Проектная и рабочая документация принимается в 2 этапа и в обязательном порядке должна сопровождаться электронным видом на компакт-диске.

Первым этапом, в соответствии с календарным планом, документация передается на рассмотрение в службы ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» в следующем составе:

- отчеты комплексных инженерных изысканий (каждый экземпляр отчета по топографо-геодезическим изысканиям должен быть согласован с Главным маркшейдером ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ») – 1 экз;
- разбивочные чертежи площадных и линейных объектов – 1 экз.;
- отчеты по научно-исследовательским работам – 3 экз.;
- проект рекультивации земель, включающий акты натурного технического обследования лесных участков – 3 экз.;
- межевые планы – 3 экз. по лесным участкам и землям федеральной собственности, 1 экз. по иным участкам;
- документы о предварительном согласовании занятия земельного участка – 3 экз.;
- градостроительный план (в том числе 1 оригинал и 3 копии) – 4 экз.;
- программа ПНР – 1 экз.;
- технологический регламент – 1 экз.;
- проектная документация (сводный сметный расчет стоимости строительства) – 1 экз.;
- проектная документация (состав в соответствии с Постановлением Правительства №87 от 16.02.2008) – 2 экз.;
- комплект рабочей и сметной документации для рассмотрения, в том числе сборник заказных спецификаций и опросных листов – 1 экз.;

Вторым этапом после согласования всех служб и положительного заключения ГГЭ документация принимается одним комплектом, согласно пункту 1.1:

Все изменения передаются специалисту ООПР ответственному исполнителю по договору.

IV. ТРЕБОВАНИЯ К ПРЕДОСТАВЛЕНИЮ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ В ЭЛЕКТРОННОМ ВИДЕ НА ЭЛЕКТРОННОМ НОСИТЕЛЕ:

1. На лицевой стороне передаваемого диска (футляра) должна быть нанесена маркировка, содержащая следующую информацию: наименование объекта, шифр проекта, дата записи, номер диска, наименование организации-заказчика, организации-подрядчика и т.д.

2. Вся ПСД в электронном виде принимается только с учетом отсканированных копий печатей и подписей Подрядчика.

3. ПСД, передаваемая на электронном носителе, должна иметь файловую структуру, предоставленную на рис.1.

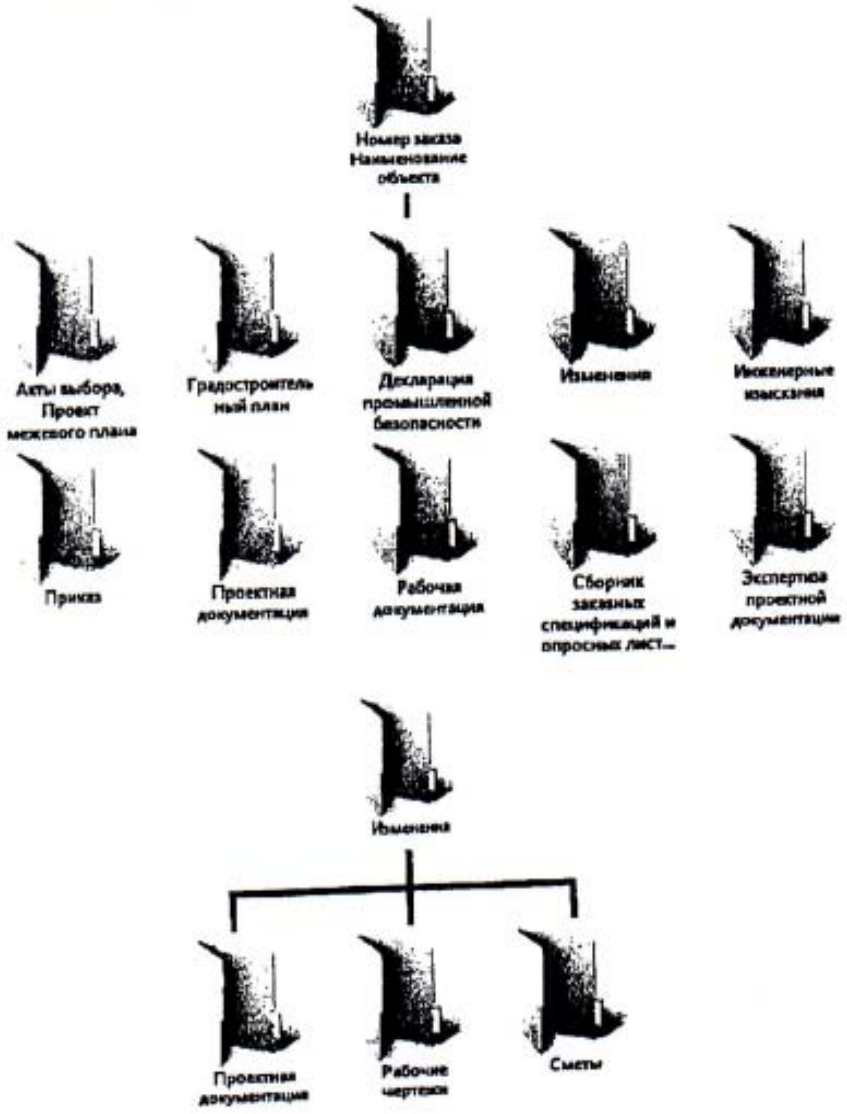


Рис.1 Схема файловой системы проектной документации на электронном носителе

4. Все изменения ПСД необходимо учитывать в отдельной папке ***«Изменения»***. Внутри папки необходимо выделить отдельные папки ***«Проектная документация»***, ***«Рабочие чертежи»*** и ***«Сметы»***.

5. В случае выявления в составе проекта очередей, этапов строительства, данные этапы необходимо выделять в отдельные папки внутри папок «Рабочие чертежи», «Сметная документация».

6. Каждая папка электронной версии ПСД должна быть идентифицирована (указано название группы файлов, хранящихся в папке).

   - Самый длинный путь к любому файлу электронной версии ПСД не должен превышать 150 символов.
   - Названия файлов РЧ и смет должны содержать марку и шифр, состоящий из номера проекта, номера подобъекта согласно ССР и порядкового номера РЧ/сметы.

7. Требования к форматам файлов электронной версии ПСД:

   - Проектная документация, отчеты по инженерным изысканиям: ***PDF, tif (Acrobat Reader) + (doc) MS Word;***
   - Графические приложения, чертежи, схемы: ***PDF, tif (Acrobat Reader); все землеустроительные разделы в редактируемом формате (dwg) AutoCad.;***
   - Сметная документация: ***АПРС или XML, для просмотра в формате PDF или Word;***
   - Межевые планы:
     - в редактируемом формате (dwg) AutoCad, (tab) MapInfo в местной системе координат МСК-59;
     - в формате составленном с использованием актуальной XML-схемы заверенной усиленной ЭЦП кадастрового инженера. Приложения к XML-схеме должны быть представлены в форме электронных образов бумажных документов и заверены усиленной ЭЦП кадастрового инженера.
   - Градостроительный план, сканобраз положительного заключения экспертиз проектной документации: ***PDF (Acrobat Reader);***
   - Разбивочные чертежи промышленных площадок и трасс коммуникаций: ***в редактируемом формате AutoCAD (dgv) в местной системе координат МСК-59.***

8. Файлы с разделами проектной документации должны быть с титульными листами разделов и иметь в составе полный комплект из текстовой части, графических и текстовых (табличных) приложений в том же порядке, что и на бумажном носителе.

9. Кроме того, на электронном носителе должна быть создана ***отдельная папка со сборником заказных спецификаций и опросных листов*** в соответствии с бумажным экземпляром. ***Корневой каталог*** электронной версии (оформляется в формате ***(xls) Ecxel***) должен быть включен ***в каждый электронный носитель*** совместно с передаваемой документацией и должен содержать сводный реестр документов, находящихся в комплекте ПСД (см. рис.1), с подробным указанием всех текстовых и графических разделов, отображением изменений, дополнений, исключений, а так же гиперссылками по каждому пункту для оперативного просмотра содержания записи диска.

Начальник отдела
организации проектных работ — В.Е. Чадов

Приложение Б14 - Типовые технические условия Отдела организации проектных работ

ТИПОВЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
Отдела организации проектных работ

I. ТРЕБОВАНИЯ К ОФОРМЛЕНИЮ ВЕДОМОСТИ РАЗГРАНИЧЕНИЯ ПОСТАВКИ МАТЕРИАЛОВ И ОБОРУДОВАНИЯ МЕЖДУ ПОДРЯДЧИКОМ И ЗАКАЗЧИКОМ

1. Ведомость разграничения поставки материалов и оборудования (ВРПМиО) оформляется согласно утвержденной форме ПАО «ЛУКОЙЛ» (приказ № у-I27 — для строек 2017 г. и последующих годов).

2. ВРПМиО оформляется на каждый этап строительства отдельно.

3. ВРПМиО на инженерную подготовку и устройство подъездных путей для обеспечения бурения (на каждый этап строительства) должны быть оформлены отдельно.

4. При оформлении ВРПМиО необходимо составлять на каждый этап строительства (п. 2,3) по две книги:

— в первой книге необходимо указывать поставку Подрядчика и Заказчика.

— во второй книге необходимо указывать только поставку Подрядчика.

5. ВРПК4иО оформляется проектным институтом и передается куратору ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» при выдаче рабочей документации по накладной,

6. ВРПМиО выдается в ООПР для согласования в одном экземпляре в электронном виде с титульным листом, со сквозной нумерацией и подписью проектной организации.

7. После согласования проектная организация передает ВРПМиО с титульным листом, со сквозной нумерацией и подписью проектной организации в бумажном и электронном виде (формат PDF, WORD или EXCEL.) в 1 экземпляре куратору ООПР.

8. После получения положительного заключения экспертизы и утверждения проекта, в том числе после каждого внесения изменения в проект необходимо выдавать в ООПР актуальную ВРПМиО, соответствующую действующей документации.

II. ТРЕБОВАНИЯ К ОФОРМЛЕНИЮ СВОДНОЙ ВЕДОМОСТИ ОБЪЕМОВ РАБОТ

1. Сводная ведомость объемов работ (СВОР) оформляется проектным институтом и передается куратору ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» при выдаче рабочей документации по накладной.

2. СВОР оформляется на каждый этап строительства отдельно.

3. СВОР должна быть отдельно оформлена на инженерную подготовку (на этапы строительства).

4. В СВОР не должна быть прописана стоимость материалов и оборудования.

5. СВОР выдается в одном экземпляре в бумажном и электронном виде (формат PDF, WORD или EXCEL) с титульным листом, со сквозной нумерацией и подписью проектной организации.

6. После получения положительного заключения экспертизы и утверждения проекта, в том числе после каждого внесения изменения в проект необходимо выдавать в ООПР актуальную СВОР, соответствующую действующей документации.

III. ТРЕБОВАНИЯ К ОФОРМЛЕНИЮ ОПРОСНЫХ ЛИСТОВ, ЗАКАЗНЫХ СПЕЦИФИКАЦИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ ЗАДАНИЙ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ

1. Включать в состав опросных листов, заказных спецификаций и технических заданий проектной документации, определяющей конструктивные, технологические и все прочие требования (параметры, характеристики и т.д.) к оборудованию, которые являются определяющими при выборе типа, марки и т.д. поставляемого оборудования, с указанием:

- разделов рабочей документации, имеющей зависимые проектные решения;
- строительной части;
- технологической обвязки;

- электротехнической обвязки;
- обеспечение КИПиА;
- элементы требований к внешнему виду;
- габаритных размеров оборудования;
- размеров привязки и высотных отметок узлов крепления оборудования на фундаменты, входов-выходов технологических сетей, в том числе технологических трубопроводов, кабельных линий и т.д.;
- размеров привязки и высотных отметок дверных и оконных просмов (при необходимости).

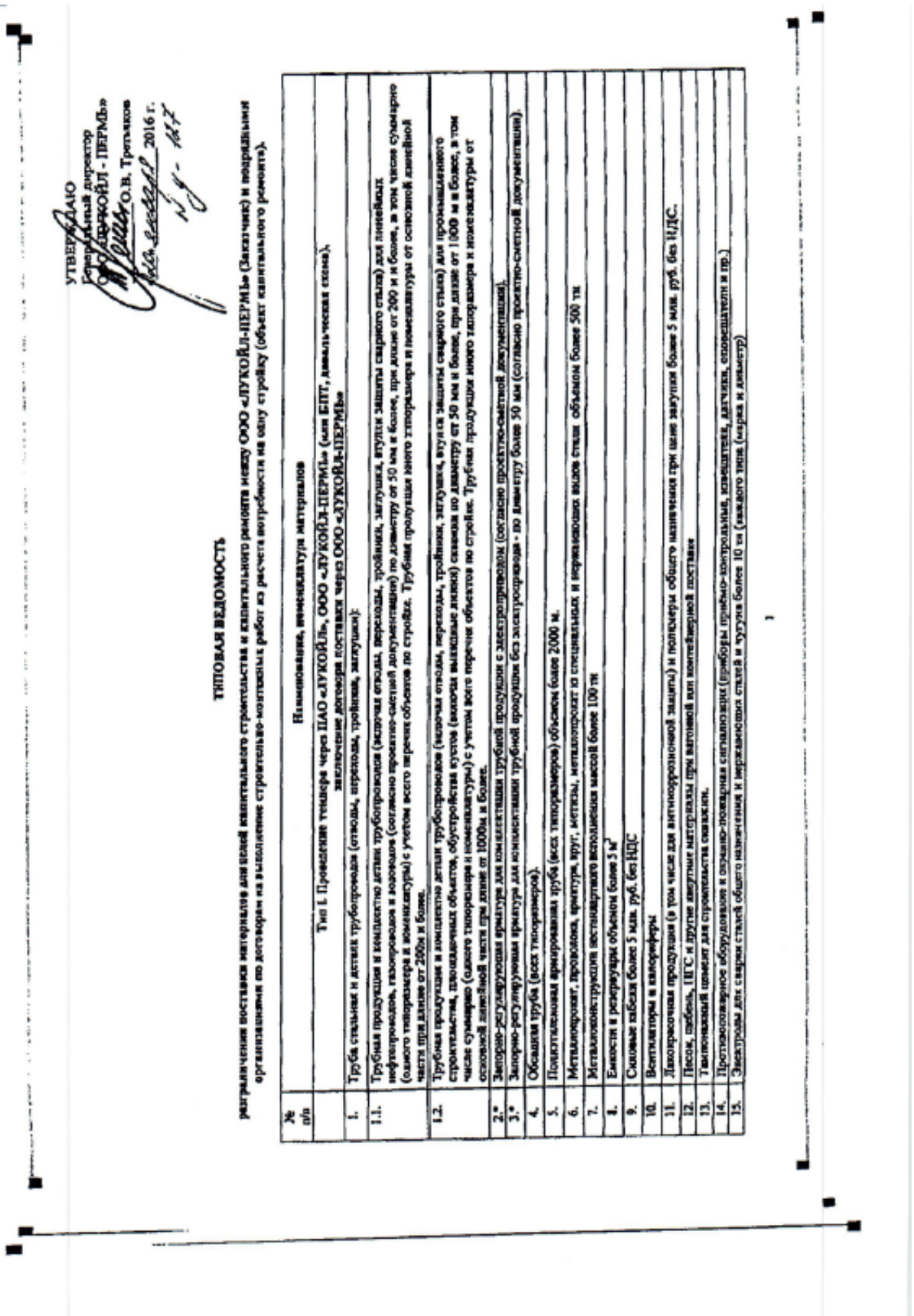
2. Включать в состав опросных листов и технических заданий проектной документации требования по максимальному укрупнению оборудования до транспортных габаритов.

IV. ТРЕБОВАНИЯ К ВЫЯВЛЕНИЮ ЗАВИСЫМЫХ ПРОЕКТОВ

1. На этапе выполнения основных проектных решений обеспечивать проведение анализа для выявления зависимых друг от друга проектов и включения данной информации в пояснительную записку при разработке проектной документации

Начальник отдела организации
проектных работ А.А. Бурылов

Приложение Б15 - Типовая ведомость



УТВЕРЖДАЮ
Генеральный директор
ООО «ЛУКОЙЛ - ПЕРМЬ»
О.В. Третьяков
2016 г.

ТИПОВАЯ ВЕДОМОСТЬ

распределения поставки материалов для целей капитального строительства и капитального ремонта между ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» (Заказчик) и подрядными организациями по договорам на выполнение строительно-монтажных работ из расчета потребности на одну стройку (объект капитального ремонта).

№ п/п	Наименование, номенклатура материалов
	Тип I. Проведение тендера через ПАО «ЛУКОЙЛ», ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» (или БПТ, дальневосточная схема), заключение договора поставки через ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»
1.	Труба стальная и детали трубопроводов (отводы, переходы, тройники, заглушки):
1.1.	Трубная продукция и комплектно детали трубопроводов (запорная арматура, переходы, тройники, заглушки, втулки защиты сварного стыка) для линейных нефтепроводов, газопроводов и водоводов (согласно проектно-сметной документации) по диаметру от 50 мм и более, при длине от 200 м и более, в том числе суммарно (одного типоразмера и номенклатуры) с учетом всего перечня объектов по стройке. Трубная продукция иного типоразмера и номенклатуры от основной линейной части при длине от 200м и более.
1.2.	Трубная продукция и комплектно детали трубопроводов (включая отводы, переходы, тройники, заглушки, втулки защиты сварного стыка) для промышленного строительства, промышленных объектов, обустройства кустов (включая выкидные линии) скважин по диаметру от 50 мм и более, при длине от 1000 м и более, в том числе суммарно (одного типоразмера и номенклатуры) с учетом всего перечня объектов по стройке. Трубная продукция иного типоразмера и номенклатуры от основной линейной части при длине от 1000м и более.
2.*	Запорно-регулирующая арматура для комплектации трубной продукции с электроприводом (согласно проектно-сметной документации).
3.*	Запорно-регулирующая арматура для комплектации трубной продукции без электропривода - по диаметру более 50 мм (согласно проектно-сметной документации).
4.	Обсадная труба (всех типоразмеров).
5.	Полиэтиленовая армированная труба (всех типоразмеров) объемом более 2000 м.
6.	Металлопрокат, проволока, арматура, круг, метизы, металлопрокат из специальных и нержавеющих видов стали объемом более 500 тн
7.	Металлоконструкции нестандартного назначения массой более 100 тн
8.	Емкости и резервуары объемом более 5 м³
9.	Силовые кабели более 5 млн. руб. без НДС
10.	Вентиляторы и кондиционеры
11.	Лакокрасочная продукция (в том числе для антикоррозионной защиты) и полимеры общего назначения при цене закупки более 5 млн. руб. без НДС.
12.	Песок, щебень, ПГС и другие аналогичные материалы при наличии или контейнерной поставки
13.	Тампонажный цемент для строительства скважин.
14.	Противокозырьковое оборудование и охранно-пожарная сигнализация (приборы приемно-контрольные, извещатели, датчики, оповещатели и пр.)
15.	Электроды для сварки сталей общего назначения и нержавеющих сталей и чугуна более 10 тн (каждого типа (марка и диаметр)

№ п/п	Наименование, номенклатура материалов
	Тип II. Самостоятельный выбор поставщика и заключение договоров поставки подрядными организациями.
1.	Труба стальная и детали трубопроводов (отводы, переходы, тройники, заглушки):
1.1.	Трубная продукция и комплектно детали трубопроводов для линейных нефтепроводов (включая отводы, переходы, тройники, заглушки, втулки защиты сварного стыка), газопроводов и водоводов при длине до 200 метров независимо от диаметра. Трубная продукция иного типоразмера и номенклатуры от основной линейной части при длине до 200 метров
1.2.	Трубная продукция и комплектно детали трубопроводов для промышленного строительства (включая отводы, переходы, тройники, заглушки, втулки защиты сварного стыка), площадочных объектов, обустройства кустов (включая выкидные линии) скважин независимо от диаметра при длине до 1000 м с учетом всего перечня объектов по стройке.
1.3.	Кожухи для трубопроводов и дорог и т.д.
2.	Запорно-регулирующая арматура для комплектации трубной продукции без электропривода - по диаметру до 50 мм включительно (согласно проектно-сметной документации).
3.	Полиэтиленовая армированная труба (всех типоразмеров) объемом до 2000 м включительно
4.	Теплоизоляционные и покровные материалы.
5.	Лакокрасочная продукция (в том числе для антикоррозионной защиты) и полимеры общего назначения при цене закупки до 5 млн. руб. без НДС включительно
6.	Общестроительные материалы, в том числе:
6.1.	Цемент строительный до 5 тн
6.2.	Песок, щебень, ПГС и другие инертные материалы при отсутствии вагонной или контейнерной поставки
7.	ЖБ и металлоконструкции ЛЭП.
8.	Материалы для вентиляции (вентиляционные короба, соединительные и монтажные элементы вентиляции и пр.)
9.	Воздухораспределительные устройства - воздухозаборники, решетки, насадки, патрубки.
10.	Дефлекторы, люки, зонты, гибкие вставки, регулирующие устройства, заслонки.
11.	Арматура, провод и комплектующие для ЛЭП, в том числе стальной канат для грозозащиты линий электропередач и прочие.
12.	Отделочные материалы (плитка, панели, элементы декора и пр.).
13.	Асфальтная смесь и бетонные растворы.
14.	Санитарно-технические устройства.
15.	Противопожарные ворота, двери.
16.	Трубы для канализационных сетей (для административно-бытовых зданий и площадочных сетей).
17.	Кирпич.
18.	Пиломатериалы.
19.	Оконные и дверные блоки.
20.	Витражи, фонари.
21.	Битум и мастики.
22.	Огнеупорные изделия.
23.	Покрытия кровли.
24.	Конструкции вентилируемого фасада.
25.	Радиаторы и нагревательные приборы.
26.	Электроустановочные материалы и изделия (лампы, светильники, прожекторы, розетки, выключатели, коробки, рубильники, кабельно-проводниковая продукция (в том числе греющий кабель) и пр.)
27.	Отборные устройства, бобышки.

2

Приложение В1 - Технические условия ПАО "МегаФон" от 22.04.2022г.

МегаФон
Начинается с тебя

ПАО «МегаФон»
614045, г. Пермь, ул. Екатерининская, 32 а

т. +7 3422 046 363, ф +7 3422 046 300
e-mail: url-perm@megafon.ru

ОКПО 87836282, ОГРН 1027809169585
ИНН 7812014560, КПП 590245003

22.04.2022 № 5/2-05-IND-Исх-00260/22

«Пермский национальный исследовательский политехнический университет»
Проектный центр «ПНИПУ-Нефтепроект»
Директору
Айдаралиеву Р.М.
614010, Пермский край, г. Пермь, ул.Куйбышева, д. 95 б, офис 203
Тел.: 8(342) 219-89-93
E-mail: nefteproject@pc.pstu.ru

О выдаче технических условий

Технические условия

на пересечение (сближение) с существующей кабельной линией связи (КЛС) Пермского регионального отделения Уральского филиала ПАО «МегаФон» при выполнении проектно - изыскательных работ по объекту: «Строительство промыслового нефтепровода товарной нефти УППН «Баклановка» - т.вр. в нефтепровод УПН – 1020 «Кыласово» - ПНОС г. Пермь».

1. Наименование организации, которой выдаются ТУ, адрес, телефон, факс	«Пермский национальный исследовательский политехнический университет» Проектный центр «ПНИПУ-Нефтепроект» 614010, Пермский край, г. Пермь, ул. Куйбышева 95, б., офис 203 Тел.: 8(342) 219-89-93 E-mail: nefteproject@pc.pstu.ru
2. Основание для выдачи ТУ	Письмо о выдаче ТУ на пересечение КЛС ПАО «МегаФон» от 14.04.2022г. № и-647
3. Перечни необходимых строительно-монтажных работ:	1. При выполнении проектно – изыскательных работ по объекту: «Строительство промыслового нефтепровода товарной нефти УППН «Баклановка» - т.вр. в нефтепровод УПН – 1020 «Кыласово» - ПНОС г. Пермь» необходимо предусмотреть следующие мероприятия: 1.1. Уточнить в структурных подразделениях ПАО «МегаФон» прохождение трассы существующей КЛС в местах планируемых работ. 1.2. На рабочих чертежах, в местах пересечения (сближения) коммуникаций с охранной зоной существующей КЛС ПАО «МегаФон» сделать надпись «Осторожно, кабель связи ПАО «МегаФон» Без представителя обслуживающей организации работы не проводить!»

Документ подписан электронной подписью
22.04.2022 16:10 GMT+03:00
СВЕДЕНИЯ О СЕРТИФИКАТЕ ЭП
Сертификат: 0A3649640060AEE3BF4052B965698F1A3D
Владелец: Королев Константин Григорьевич
Действителен до: 22.03.2023

Осенков А.А.
+7 922 355-3308

2

	1.3. Угол пересечения КЛС и проектируемого газопровода должен быть в пределах 45-90 градусов 1.4. Предусмотреть установку дополнительных информационных аншлагов КЛС ПАО «МегаФон» в местах пересечения по одному с каждой стороны на расстоянии не более 20м от места пересечения. 1.5. При сближении обеспечить расстояние по горизонтали не менее 2м. 1.6. Предусмотреть защиту КЛС стальным П-образным швеллером с выходом за края траншей не менее 1м. при пересечении. 2. Проект согласовать с Пермским региональным отделением Уральского филиала ПАО «МегаФон». 3. Строительно-монтажные работы выполнить в соответствии с согласованным проектом. 4. Производство строительно-монтажных работ вблизи охранной зоны КЛС ПАО «МегаФон» выполнять в соответствии с «Правилами охраны линий связи и сооружений связи Российской Федерации» утвержденными постановлением правительства Российской Федерации от 9 июня 1995 г. №578. 4.1. Строительной организации издать приказ о назначении ответственных лиц за сохранность КЛС при производстве работ вблизи и охранной зоне КЛС. Копию приказа предоставить в Пермское региональное отделение Уральского филиала ПАО «МегаФон». 4.2. Не позднее, чем за 5 рабочих дня до начала работ письменно или телефонограммой уведомить представителя ПАО «МегаФон» для выезда и контроля за производством работ. 4.3. В местах проезда тяжелой техники через трассу (включая охранную зону) существующей КЛС ПАО «МегаФон» предусмотреть подсыпку ПГС толщиной не менее 0,5 м. или закрытие ж/б плитами на время проезда. 4.4. При необходимости, в случае сближения, пересечения существующей КЛС ПАО МегаФон для точного определения залегания, провести идентификацию (трассировку) кабеля с привлечением специализированной организацией. 4.5. Работы в охранной зоне производить в ручную, без применения ударных инструментов (кирки, лома, отбойного молотка и т.д.) 4.6. В охранной зоне кабеля связи запрещается: - срезка и вырубка грунта; - складирование строительных материалов; - стоянка спецтехники; - разведение огня; - загромождение поваленными деревьями, порубочными остатками, выбранным грунтом; - производство работ в выходные дни и темное время суток 4.7. Запрещается применение землеройной техники в охранной зоне кабеля (по 2 метра от оси КЛС в обе стороны), ударных механизмов – 5 метров от оси. 4.8. При производстве работ по пересечению существующей КЛС ПАО «МегаФон», выполнить шурфование существующего кабеля связи.

Документ подписан электронной подписью
22.04.2022 16:10 GMT +03:00
СВЕДЕНИЯ О СЕРТИФИКАТЕ ЭП
Сертификат: 0A3649640D60AEE3BF4052B965698F1A3D
Владелец: Королев Константин Григорьевич
Действителен до: 22.03.2023

Осенков А.А.
+7 922-355-3308

	4.9. В случае повреждения существующей кабельной линией связи (КЛС) Пермского регионального отделения Уральского филиала ПАО «МегаФон» восстановление осуществляется силами и за счет средств строительной организации производившей работы. 4.10. Выполненные работы предъявить представителю Пермского регионального отделения Уральского филиала ПАО «МегаФон» с оформлением Акта о готовности пересечения (сближения) нефтепровода с КЛС.
4. Наименование структурных подразделений ПАО «МегаФон», адрес, телефон (для взаимодействия)	Технический офис ПАО «МегаФон», Инфраструктура, эксплуатация сети, г. Пермь, ул. Лебедева, 9, тел. (342) 263-02-20
5. Этап проведения работ	Определить рабочим проектом
6. Срок действия ТУ	В течение одного года с даты выдачи ТУ

С уважением,

Технический руководитель

Пермского регионального отделения К.Г. Королёв

Уральского филиала ПАО «МегаФон»

Документ подписан электронной подписью
22.04.2022 16:10 GMT +03:00
СВЕДЕНИЯ О СЕРТИФИКАТЕ ЭП
Сертификат: 0A3649640060AEE3BF4052B965698F1A3D
Владелец: Королев Константин Григорьевич
Действителен до: 22.03.2023

Осенков А.А.
+7 922-355-3308

Приложение В2 - Технические условия МКУ "Управление благоустройством Пермского муниципального района"

МУНИЦИПАЛЬНОЕ КАЗЕННОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
УПРАВЛЕНИЕ
БЛАГОУСТРОЙСТВОМ
ПЕРМСКОГО МУНИЦИПАЛЬНОГО
РАЙОНА
Ул. Ш.Космонавтов, д.315а, г. Пермь, 614065
Тел/факс: 294 68 69
E-mail: UGKX@yandex.ru
ОГРН 1065948002031
ИНН/КПП 5948029024/594801001

05.05.2022 № 01-10/268

На № И - 646 от 14.04.2022

О выдаче технических условий

Главному инженеру Проектного центра «ПНИПУ – Нефтепроект»

Г.Д. Закирову

Куйбышева д. 95 б, офис 203, г. Пермь, Пермский край, 614010

Уважаемый Глеб Данирович!

МКУ Управление благоустройством Пермского района согласовывает пересечение ВЛ-6кВ автомобильной дороги «Кукуштан – Оса – Чайковский» - Бырма при соблюдении следующих технических условий.

Общие требования.

1. Опоры сетей электроснабжения должны располагаться вне границ полосы отвода автомобильной дороги «Кукуштан – Оса – Чайковский» - Бырма расстояние по горизонтали для высоковольтных линий электропередачи должно составлять не менее высоты опоры плюс 2 метра до внешней бровки кювета.

2. Высота провиса провода в самой нижней точке должна быть не менее 7 метров от проезжей части.

3. Согласовать прохождение коммуникаций с собственниками земельных участков, смежными землепользователями и владельцами сетей в зоне проектирования и производства работ.

Требования к проектированию.

1. Разработать технический план участка в масштабе 1:500 с нанесением на него планируемых сетей линий ВЛ, выполненный в соответствии с действующей нормативно-технической документацией и выданными ТУ, с указанием провисов проводов ВЛ до проезжей части, кадастровых границ земельных участков, в том числе границы полосы отвода автомобильной дороги «Кукуштан – Оса – Чайковский» - Бырма.

2. Предусмотреть мероприятия по обустройству в охранной зоне ЛЭП объектов балансодержателя автомобильных дорог, без дополнительных согласований и разрешений на производство работ со стороны ОАО «МРСК Урала».

3. В проектной документации предусмотреть восстановительные работы измененных или поврежденных элементов Автодороги и полосы отвода после прокладки проектируемых коммуникаций.

Требования к производству работ.

1. Проводить работы по реконструкции ВЛ разрешено строго после получения согласования и разрешения на производство земляных работ (разрешения на строительство).

2. Перед началом и после окончания производства работ уведомить МКУ Управление благоустройством Пермского района и вызвать представителей подрядной организации по содержанию автодороги.

3. Для обеспечения безопасности дорожного движения при производстве работ не допускать выноса грязи на проезжую часть автодороги, в случае попадания грязи и строительного мусора обеспечить немедленную очистку покрытия автодороги.

4. Выполненные работы по строительству и реконструкции линии ВЛ сдать представителю МКУ Управление благоустройством Пермского района, получить справку о выполнении технических условий.

5. В случае необходимости реконструкции автомобильной дороги «Кукуштан – Оса – Чайковский» - Бырма переустройство сетей ВЛ осуществляется балансодержателем линии электропередачи за счет собственных средств.

6. В процессе эксплуатации, реконструированных сетей ВЛ, все виды работ, попадающие в полосу отвода дороги, должны быть согласованы с МКУ Управление благоустройством Пермского района.

7. Оградить место производства работ в соответствии с ОДМ 218.6.019-2016. Отраслевой дорожный методический документ. Рекомендации по организации движения и ограждению мест производства дорожных работ.

Данные технические условия действительны в течение одного года с момента получения.

В случае невыполнения хотя бы одного из вышеуказанных пунктов, технические условия будут отозваны.

И.о. начальника учреждения А.А. Бояршинов

Дровосеков Александр Александрович
296 25 21

МУНИЦИПАЛЬНОЕ КАЗЕННОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
УПРАВЛЕНИЕ
БЛАГОУСТРОЙСТВОМ
ПЕРМСКОГО МУНИЦИПАЛЬНОГО
РАЙОНА
614506, Российская Федерация, Пермский край,
Пермский район, д. Кондратово, ул. Камская, д. 5 б
Тел/факс: 294 68 69
E-mail: UGKX@yandex.ru
ОГРН 1065948002031
ИНН/КПП 5948029024/594801001

02.06.2022 № 01-10/401

На № И - 801 от 11.05.2022

Об изменении технических условий

Главному инженеру Проектного центра «ПНИПУ – Нефтепроект»

Г.Д. Закирову

Куйбышева д. 95 б, офис 203, г. Пермь, Пермский край, 614010

Уважаемый Глеб Данирович!

В ответ на Ваше письмо от 11.05.2022 № 801 сообщаю следующее.

МКУ Управление благоустройством Пермского района согласовывает изменения в технических условиях (далее – ТУ) от 05.05.2022 № 01-10/274 и направляет ТУ в новой редакции.

Требования к проектированию:

1. Разработать проект строительства газопровода пересекаемого автомобильную дорогу «Кукуштан – Оса – Чайковский» - Бырма, с учетом расстояния от подошвы насыпи до границы охранной зоны нефтепровода не менее 3-х метров;
2. Согласовать рабочие чертежи с МКУ Управление благоустройством Пермского района;
3. Согласовать прохождение коммуникаций с собственниками земельных участков, смежными землепользователями и владельцами сетей в зоне проектирования и производства работ;
4. Пересечение автодороги выполнить методом продавливания;
5. Участок инженерных коммуникаций на переходе через автодорогу выполнить в защитном кожухе (футляре);
6. Переход нефтепровода через автодорогу по завершении ее строительства должна удовлетворять требованиям СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы;

- угол пересечения нефтепровода должен быть, как правило, 90град., но в любом случае не менее 60 град.;
- концы футляра вывести на расстояние согласно п. 10.3.2 СП 36.13330.2012;
- расстояние от верха футляра до верха покрытия дороги должно оставлять не менее 1,2 м, а в выемках и нулевых отметках, кроме того, не менее 0,6 м от дна кювета, водоотводной канавы и дренажа.

7. В месте пересечения нефтепровода с автодорогой проектом предусмотреть установку на бровке автодороги знаков «Остановка запрещена» с каждой стороны дороги на расстоянии от крайней нитки технологического коридора до и после пересечения с указанием границ действия знаков.

8. В проектной документации предусмотреть восстановительные работы измененных или поврежденных элементов автодороги и полосы отвода.

Требования к производству работ:

1. Проводить работы по прокладке нефтепровода разрешено строго после получения согласования и разрешения на производство земляных работ (разрешения на строительство);

2. Перед началом и после окончания производства работ уведомить МКУ Управление благоустройством Пермского района, а также вызвать представителей подрядной организации по содержанию автодороги;

3. Для обеспечения безопасности дорожного движения при производстве работ не допускать выноса грязи на проезжую часть автомобильной дороги, в случае попадания грязи и строительного мусора – обеспечить немедленную очистку покрытия автомобильной дороги;

4. Выполненные работы по прокладке коммуникации сдать представителю МКУ Управление благоустройством Пермского района, получить справку о выполнении технических условий;

В случае невыполнения хотя бы одного из вышеуказанных пунктов, технические условия будут отозваны.

Технические условия действительны в течение 12 месяцев.

И.о. начальника Е.В. Хлюпина

Дровосеков Александр Александрович
296 25 21

Приложение В3 - Технические условия ОАО "МРСК Урала" – филиал «Пермэнерго».

РОССЕТИ
УРАЛ
Пермэнерго

Открытое акционерное общество
«Межрегиональная распределительная
сетевая компания Урала» - филиал «Пермэнерго»

614990, г. Пермь, Комсомольский проспект, 48
Тел.: (342) 243-52-19, Факс: (342) 243-53-53
E-mail: perm@rosseti-ural.ru

11.07.2022 № 12П01/16/4039

На _____ от _____

Главному инженеру
«ПНИПУ-Нефтепроект»
Г.Д. Закирову

e-mail: nefteproject@pc.pstu.ru

О технических условиях на
проектирование нефтепровода
и ЛЭП 10 кВ

Технические условия
на проектирование подземного нефтепровода ($P_{раб}$ = 4 МПа) и ЛЭП 10 кВ по объекту: «Строительство промыслового нефтепровода товарной нефти УППН «Баклановка» - т.вр. в нефтепровод УПН-1020 «Кыласово» - ПНОС г. Пермь» в охранных зонах ВЛ 10 - 110 кВ

В зону строительства подземного нефтепровода и ЛЭП 10 кВ попадают ВЛ 110 кВ Химкомплекс – Баклановка I, II цепь (совместная подвеска на двухцепных опорах), ВЛ 110 кВ Владимирская – Бизяр и КВЛ 10 кВ Челяба 2 РП-3012 отпайка в сторону ТП-66276, принадлежащие филиалу ОАО «МРСК - Урала».

При проектировании необходимо учесть следующее:

1. Проектирование подземного нефтепровода и ЛЭП 10 кВ при пересечении с ВЛ 10-110 кВ выполнить в соответствии с требованиями ПУЭ - 2003 года 7 издание.
2. На пересечении с ВЛ 10 кВ проектируемую ЛЭП 10 кВ выполнить в кабельном исполнении (далее – КВЛ 10 кВ).Угол пересечения подземного нефтепровода с ВЛ 10 кВ не нормируется. Для ВЛ 110 кВ угол должен быть не менее 60^0.
3. Угол пересечения кабельного участвка КВЛ 10 кВ с ВЛ 10 кВ не нормируется.
4. Расстояния по горизонтали при пересечении подземного нефтепровода от заземлителя или подземной части фундаментов опор ВЛ 10 –

110 кВ принять следующие: для ВЛ 10 кВ не менее 10 метров; для ВЛ 110 кВ не менее 20 метров.

5. Расстояние в свету при пересечении кабельного участка КВЛ 10 кВ до заземленных частей и заземлителей опор ВЛ 10 кВ должно быть не менее 5 метров.

6. Для исключения повреждения нефтепровода и КВЛ 10 кВ в месте пересечения с ВЛ 10-110 кВ для переезда тяжелой техники выполнить защиту. Кабель и трубу нефтепровода уложить в трубу кондуктор или защитить другим способом, на длине равной расстоянию между крайними проводами плюс 2 м с каждой стороны от крайних проводов.

7. Для определения местонахождения подземного нефтепровода в охранной зоне ВЛ 10 - 110 кВ установить опознавательные знаки. Опознавательный знак установить по оси трассы нефтепровода на границе охранных зон ВЛ 10 - 110 кВ. На опознавательный знак нанести данные о диаметре, давлении, глубине заложения нефтепровода, материале труб, расстоянии до нефтепровода, сооружения или характерной точки и другие сведения. Опознавательные знаки устанавливаются на железобетонные столбики или металлические реперы высотой не менее 0,5 м или другие постоянные ориентиры.

8. Нефтепровод при пересечении с ВЛ 10 - 110 кВ в пределах охранной зоны должен соответствовать действующим строительным нормам и правилам.

9. Проектом разработать порядок организации работ в охранной зоне ВЛ и при необходимости выполнить расчёт времени отключения ВЛ 10 - 110 кВ в местах пересечения с проектируемыми сооружениями. В проекте организации строительства учесть, что при выполнении строительно-монтажных работ на пересечении с двухцепными ВЛ 110 кВ одновременное отключение двух цепей не согласовывается.

10. В смете проекта учесть затраты производственного отделения Центральные электрические сети (далее - ПО ЦЭС) по отключению ВЛ 10 - 110 кВ и допуску персонала СМО для выполнения строительных и монтажных работ. Смету затрат запросить в ПО ЦЭС.

11. На основании п.13 «Правил установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон», утвержденных ПП РФ от 24 февраля 2009 г. N 160, собственнику нефтепровода заключить соглашение о совместных действиях при эксплуатации, а также при ликвидации возможных аварий в местах пересечений, сближений и параллельного прохождения нефтепровода с воздушными линиями электропередачи филиала «МРСК Урала» - «Пермэнерго». Соглашение заключить на этапе согласования рабочей документации.

12. В рабочую документацию включить ведомость пересечений с ВЛ 10 - 110 кВ по форме приложения 1.

13. Рабочую документацию по строительству подземного нефтепровода и КВЛ 10 кВ в местах пересечения с ВЛ 10 - 110 кВ согласовать с Управлением

технического перевооружения, реконструкции, обслуживания и ремонта филиала ОАО «МРСК Урала»-«Пермэнерго».

14. Проект производства работ по строительству подземного нефтепровода и КВЛ 10 кВ в охранных зонах ВЛ 10 - 110 кВ согласовать в ПО ЦЭС.

15. Срок действия технических условий на проектирование подземного нефтепровода и КВЛ 10 кВ без переустройства ВЛ - два года.

16. В случае необходимости переустройства ВЛ или строительства временного выноса ВЛ запросить технические требования с заключением договора компенсации затрат в филиале ОАО «МРСК Урала» - «Пермэнерго».

17. Данные технические условия не являются разрешением на производство работ в охранной зоне ВЛ.

18. Технические условия на пересечение с объектами, не принадлежащими ОАО «МРСК Урала», запросить у собственника объекта.

Приложение: Перечень и характеристика пересечений и сближений инженерных коммуникаций на 1 л. в 1 экз.

И.о. заместителя директора –
главного инженера А.С. Палкин

Норов С.И.
(342) 243-52-82

Приложение В4 - Технические условия ООО "Радар"

РАДАР
ЭЛЕКТРО-СЕТЕВАЯ КОМПАНИЯ

Исх. № 45/04-22 от 20.04.22 г.
На и-648 от 14.04.2022

Главному инженеру
Проектного центра
«ПНИПУ-Нефтепроект»
Г.Д. Закирову

О выдаче технических условий

Технические условия

На пересечение действующей ВЛ-10 кВ ПС «Янычи» фид. «Лыжная база» отпайка в сторону ТП-00535 (АС-35) с проектируемым участком ВЛ-10 кВ по обьекту «Строительство промыслового нефтепровода товарной нефти УППН «Баклановка» - т.вр. в нефтепровод УПН-1020 «Кыласово» - ПНОС г. Пермь».

1. Выполнить проектную документацию на пересечении с воздушной линией 10 кВ в соответствии с требованиями ПУЭ, СНиП и другими действующими нормативно-техническими актами.
2. Проектную документацию в части мероприятий, обеспечивающих защиту ВЛ-10 кВ согласовать с производственно – техническим отделом ООО «Радар» на предмет соответствия с действующим нормативно-техническим актом с указанием характеристик и обоснованием принятых технических решений.
3. Для безопасного ведения работ в охранной зоне ВЛ-10 кВ и исключения повреждения ЛЭП, в месте пересечения воздушной линии для переезда тяжелой техники произвести инструктаж водителей перед началом работ.
4. Отступления от требований технических условий, действующих норм и правил, допускаются по согласованию в каждом отдельном случае.
5. Перед началом работ произвести все необходимые согласования, получить разрешение на производство работ, наряд-допуск.
6. В смете учесть затраты производственного отделения ООО «Радар» по допуску персонала для выполнения строительных и монтажных работ. Смету затрат запросить в ООО «Радар».
7. В случае необходимости переустройства ВЛ-10 кВ или строительству временного выноса ВЛ-10 кВ заказчику проектирования запросить технические решения с заключением договора компенсации затрат в ООО «Радар».
8. Повреждение, выход из строя и поломки ВЛ-10 кВ фид. «Лыжная база» связанные с работами по прокладке промыслового нефтепровода, заказчик компенсирует за свой счет.
9. Настоящие технические условия действительны два года и не являются разрешением на производство работ в охранной зоне ВЛ -10 кВ до согласования с ООО «Радар».

Директор Алексеев Е.А.

Исп. Носков Р.Н.
т. 89922227030

ООО «Радар», юридический адрес: 614010, г.Пермь, ул.Г.Хасана 64, ОГРН 1065904009400, ИНН 5904187658, КПП 590401001, ОКПО 85087391
фактический адрес: 614017, г.Пермь, ул.Тургенева 33А стр.1, оф.409-411, (342) 2-592-562, radar-perm.ru
Банк: Филиал "Нижегородский" АО "АЛЬФА-БАНК" в г.Нижний Новгород, р/с 40702810329190000220, к/с 30101810200000000824, БИК 042202824

Приложение В5 - Технические условия Филиала ОАО "РЖД» Свердловская железная дорога.

ФИЛИАЛ ОАО «РЖД»
СВЕРДЛОВСКАЯ ЖЕЛЕЗНАЯ ДОРОГА

Челюскинцев ул., 11,
г. Екатеринбург, 620013,
тел.: (343) 358-44-66, факс: (343) 358-48-48,
e-mail: info@svrw.ru, www.svrw.rzd.ru

Заместителю генерального директора
по капитальному строительству
ООО «Лукойл-Пермь»
А.А.Плаксину

«13» июля 2022 г. № исх-19483/сверд
На № _____ от _____

Технические условия на проектирование

При проектировании объекта «Строительство промыслового нефтепровода товарной нефти УППН «Баклановка» - т.вр. в нефтепровод УПН-1020 «Кыласово» - ПНОС г. Пермь» в части строительства пересечения нефтепроводом железнодорожных путей на ориентировочной ординате 1483 км ПК 6 + 67 м перегона Юг – Кукуштан предусмотрите:

1. Проектирование в соответствии с СП 119.13330.2017 «Железные дороги колеи 1520 мм», СП 227.1326000 «Пересечения железнодорожных линий с линиями транспорта и инженерными сетями» и другими действующими нормативными документами.

2. Переход через железнодорожные пути и всю полосу отвода железной дороги под углом 90°, через ж.д. пути закрытым способом. Расстояние до края стрелочных переводов не менее 20 м до искусственных сооружений не менее 30 м.

3. Точное место перехода, метод пересечения определить с учетом гидрогеологической характеристики грунтов. С проектом предоставить отчет инженерно-геологического обследования участка.

4. Использование трубопровода категории «В», включая участки 50 м от края железнодорожной насыпи.

5. Переход в пролете опор ВЛ и не ближе 10 м от основания этих опор.

6. Выведение концов защитного футляра на расстояние не менее чем на 50 м от основания железнодорожной насыпи. При прокладке в стальном футляре защиту трубопровода от электрохимкоррозии.

7. Глубину заложения определить теплотехническим расчетом, но не менее 4 м от подошвы рельса до верха защитного футляра, и от основания железнодорожной насыпи или дна водоотвода до верха защитного футляра не менее 2 м на протяжении всей полосы отвода железной дороги. Полоса отвода от крайнего рельса ориентировочно составляет 35 м справа и 30 м слева по ходу километров. Точная информация о границах земельных участков содержится в Публичной кадастровой карте РФ и находится в свободном доступе на информационном портале Росреестра.

ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»
Вход № 6-19207
Листов 3 / –
«14» 07 2022

8. Рабочий и приемный котлованы расположить по возможности за пределами полосы отвода железной дороги и не ближе 10 м от основания железнодорожной насыпи справа и слева по ходу километров. При расположении котлованов в полосе отвода отношения по землепользованию оформить в соответствии с существующим законодательством РФ.

9. Расположение запорной арматуры за пределами полосы отвода ж.д. на расстоянии в соответствии с существующими нормативными документами. Конструкция должна обеспечивать возможность периодических осмотров, текущего ремонта, отключения и опорожнения трубопровода.

10. Обеспечение сохранности существующих ВЛ, инженерных коммуникаций ОАО «РЖД», точное место установить шурфлением в присутствии представителей Свердловской железной дороги. Учесть наличие:

- подземной кабельной линии связи вдоль железнодорожных путей справа по ходу километров на расстоянии 1,5 - 2,0 м от крайнего рельса на глубине 0,5 - 0,7м;

- подземной кабельной линии сигнализации, централизации и блокировки вдоль железнодорожных путей слева по ходу километров на расстоянии 1,5 – 2,0 м от крайнего рельса;

- опор контактной сети 3,3 кВ справа и слева по ходу километров на расстоянии 3,1 м от крайнего рельса;

- ВЛ 10 кВ ПЭ по опорам контактной сети справа по ходу километров;

Волоконно-оптической линии связи по опорам контактной сети справа по ходу километров;

- ВЛ 6 кВ СЦБ на отдельно стоящих опорах вдоль железнодорожных путей слева по ходу километров на расстоянии 10-12 м от крайнего рельса.

11. При пересечении трубопровода с железнодорожными путями установку и обслуживание специальных сигнальных знаков с данными балансодержателя коммуникации, основными техническими характеристиками и контактными телефонами.

12. В пояснительной записке указать подробное описание работ, принятые технические решения по прокладке трубопровода, данные о способе производства работ. Устройства и порядок отключения трубопровода в случае возникновения аварийной ситуации. Порядок оповещения персонала Свердловской железной дороги для блокировки движения поездов.

13. Нанесение на рабочие чертежи в масштабе 1:500 всех инженерных коммуникаций, расположенных в пределах 50 м от оси перехода, с указанием их владельца, нумерации и расстояний от них до оси перехода, границы полосы отвода железной дороги, направление станций, километровые и пикетные столбики. Выполнить точную привязку к железнодорожному пикетажу (км, пк, м). Указать характеристики (толщину стенки трубопровода, защитного футляра, рабочее давление, диаметр).

14. На продольный геологический профиль по оси перехода нанести существующие водоотводные и противодеформационные сооружения, инженерные коммуникации, конструкцию пересечения, границы полосы отвода железной дороги, отметки уровня головки рельса, отметки глубины заложения трубопровода.

15. Заключение договора, предусматривающего компенсацию затрат на технический надзор, организацию работ под железнодорожными путями и в полосе отвода железной дороги.

16. Срок действия технических условий 2 года, включая период проектирования.

Проектную (рабочую) документацию на бумажном носителе представить для предварительного заключения в Пермский регион обслуживания дороги (телефон специалиста: 8/342/230-31-09) далее в Управление Свердловской железной дороги.

И.о.главного инженера
железной дороги С.Н.Веселов

Волкова Наталья Васильевна, НТП
343/358-20-42

Приложение В6 - Технические условия ПАО "Ростелеком"

Исх. № 01/05/45010/22
От 24.05.2022

УТВЕРЖДАЮ
Руководитель направления технических условий и согласований Урал
Управления технических условий и согласований проектов на инженерных сетях
Центра технического учета
Департамента технического учета
Корпоративного центра
ПАО «Ростелеком»

А.В. Старцев

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ № 01/05/45010/22

на сохранность и защиту линий и сооружений связи ПАО «Ростелеком», попадающих в границы проектирования и строительства объекта: «Строительство промыслового нефтепровода товарной нефти УППН «Баклановка» - т. вр. в нефтепровод УПН-1020 «Кыласово» - ПНОС г. Пермь».

1. Наименование организации, которой выдаются ТУ	Проектный центр «ПНИПУ-Нефтепроект» 614010, г. Пермь, ул. Куйбышева, д. 95, ИНН 5902291029, телефон +7 (342) 219-89-93
2. Основание для выдачи ТУ	Заявление на выдачу технических условий исх. № И-645 от 14.04.2022 (вх. №01/03/42086/22 от 16.05.2022)
3. Место производства работ	УППН «Баклановка» - т. вр. в нефтепровод УПН-1020 «Кыласово» ПНОС г. Пермь»
4. Сооружения связи, попадающие в границы проектируемого объекта	Внутризоновая волоконно-оптическая линии связи (далее - ВОЛС) ПАО «Ростелеком» К-746С14 на участке М14– М15 (Кунгур- 021М) и ПАО «ВымпелКом» (Пермь –Екатеринбург) на участке М18- М19 (кабель проложен в грунте).
5. Перечень необходимых работ, выполняемых Заказчиком (подрядчиком) при проектировании	1. Выполнить проект на защиту линий и сооружений связи ПАО «Ростелеком» и ПАО «ВымпелКом» при пересечении и параллельном следовании с объектом: «Строительство промыслового нефтепровода товарной нефти УППН «Баклановка» - т. вр. в нефтепровод УПН-1020 «Кыласово» - ПНОС г. Пермь» 2. Проект защиты линейно-кабельных сооружений связи выполнить в соответствии с действующими СНиП, нормами технологического проектирования РД 45.120-2000, «Руководством по строительству линейных сооружений местных сетей связи», ГОСТ Р 21.101-2020, ГОСТ Р 21.703-2020, Руководства по защите оптических кабелей от ударов молнии, Правил устройства электроустановок 7 издание, силами проектной организации, имеющей Свидетельство СРО с правом осуществления проектно-строительных работ в области связи. 3. Перенос или переустройство линий и сооружений связи, необходимость которых выявляется в процессе проектирования и

ПАО «Ростелеком»

ПАО Ростелеком
Пермский филиал
Вх. № 0501/03/5414-22
От 24.05.2022 Л.:5 П.:

	строительства, производится средствами и материалами Заказчика в соответствии с **ФЗ «О связи» ст. 6, п. 4**. 4. Проектные решения по сохранности линий и сооружений связи объекта должны содержать поперечные разрезы в местах пересечений с линиями связи. 5. Проект должен быть согласован с Направлением технического учета магистральных сетей Урал ПАО «Ростелеком» (далее – НТУМС Урал) по адресу: г. Пермь, ул. Техническая, 7 тел.: (342)235-40-16, 235-42-88» и ЦЭ ПФ ПАО «Ростелеком» по адресу: г. Пермь, ул. Техническая,7». 6. На всех рабочих чертежах проекта линии и сооружения связи ПАО «Ростелеком» и ПАО «ВымпелКом», попадающие в зону производства работ, должны иметь точную привязку к конкретным муфтам линии связи, нанесен штамп с предупреждающей записью, обязывающую «Подрядчика» перед началом работ вызвать представителя ПАО «Ростелеком»: «Внимание кабель связи! Работы без представителя Центра эксплуатации Пермского филиала ПАО «Ростелеком» ЗАПРЕЩАЮТСЯ! Вызов представителя по адресу: г. Пермь, ул. Техническая, 7, тел: (342) 281-97- 64». 7. Соблюдение охранной зоны линейно-кабельных сооружений связи ПАО «Ростелеком» и ПАО «ВымпелКом» - 2 м в обе стороны от оси существующих линейно-кабельных сооружений связи. 8. После получения согласования *один экземпляр* (копии) проекта по объекту: «Строительство промыслового нефтепровода товарной нефти УППН «Баклановка» - т. вр. в нефтепровод УПН-1020 «Кыласово» - ПНОС г. Пермь», в части, касающейся защиты действующих линий и сооружений связи ПАО «Ростелеком» и ПАО «ВымпелКом», передается в НТУМС Урал ПАО «Ростелеком» и ЛЦ ЦЭ Пермского филиала для осуществления технического надзора за выполнением требований данных технических условий.
6. Перечень необходимых мероприятий, направленных на защиту и сохранность сооружений связи при строительстве	1. Предусмотреть организационные и технические мероприятия по защите линий и сооружений связи от повреждений, связанных со смещением грунта, при выполнении работ за пределами охранной зоны линий связи. 2. Исключить передвижение тяжелой техники, складирование материалов, размещение сооружений в охранной зоне линий и сооружений связи. 3. Производить земляные работы при сближении участков производства работ с сооружениями связи ПАО «Ростелеком» и ПАО «ВымпелКом» менее 2-х метров (охранная зона) ручным способом без применения ударных механизмов и инструментов. 4. При пересечении открытым способом проектируемый нефтепровод проложить ниже существующих линий и сооружений связи ПАО «Ростелеком» и ПАО «ВымпелКом» на 0,5 метра, под углом, близким к 90°, после определения глубины залегания кабеля связи путём шурфования ручным способом. 4.1. Проектируемый промысловый нефтепровод проложить в защитном кожухе или футляре, концы которого должны выводиться на расстояние не менее 3,0 метров в каждую сторону от оси пересечения.

ТУ № 01/05/45010/22
ПАО «Ростелеком»

	5. При параллельном следовании (сближении) с существующими линиями и сооружениями связи ПАО «Ростелеком» и ПАО «ВымпелКом» проектируемый нефтепровод проложить так, чтобы линии и сооружения связи были расположены вне охранной зоны нефтепровода, но не ближе 10,0 метров. 6. При пересечении кабеля связи открытым способом, необходимо защитить кабель связи стальной конструкцией из швеллера, сложенного друг на друга, или зачехлить в стальную трубу или полиэтиленовую трубу диаметром не менее 50мм. На месте пересечения установить указательный знак. К стальной трубе через каждые 1,5 метра приварить пластины с отверстиями для болтового соединения двух частей труб. П/э труба соединяется проволокой или хомутами. Швеллер/труба должны быть такой длины, чтобы их концы выступали за края траншеи не менее чем на 2 метра с каждой стороны. При входе в швеллер/трубу и выходе из них на другом конце пересечения на длине 5-7 см кабель следует плотно обмотать кабельной лентой или пряжей во избежание крутых изгибов у краев трубы вследствие возможной осадки грунта. В местах входа кабеля в швеллер/трубу и выхода из них грунт должен быть плотно подбит под кабель. 7. Засыпку траншеи в месте пересечения произвести песком слоями по 0,2 метра с трамбованием каждого слоя до уровня на 0,3 метра выше действующий линий и сооружений связи. В случае необходимости сделать укрепления стенок траншеи для исключения обвала грунта. 8. При выполнении пересечения методом ГНБ, место забуривания и выхода буровой головки должно располагаться не ближе 20 метров до линейно-кабельных сооружений связи. Расстояние по вертикали между трубкой ПЭТ (скважины) и кабелем связи должно быть не менее 2-х метров. 9. Опоры проектируемой ВЛ-10 кВ расположить от внутризонового кабеля связи ПАО «Ростелеком» и ПАО «ВымпелКом» на расстоянии не менее 30,0 метров. 10. Молниеотводы и их заземлители расположить не ближе 30,0 метров от внутризонового кабеля связи ПАО «Ростелеком» и ПАО «ВымпелКом» в противоположную сторону. 11. Пересечение проектируемой ВЛ-10 кВ с внутризоновым кабелем связи ПАО «Ростелеком» и ПАО «ВымпелКом» выполнить под углом, близким к 90° (но не менее 60°). 12. При пересечении внутризонового кабеля связи ПАО «Ростелеком» с ВЛ-10 кВ крепление проводов ВЛ на опорах, ограничивающих пролёт пересечения, должно осуществляться с помощью глухих зажимов, не допускающих падение проводов на землю в случае обрыва их в соседнем пролёте. 13. В местах пересечений установить типовые указательные столбики и шаровые маркеры. Шаровые маркеры 1401-XR Scotchmark™ EMSII для линий связи. 14. Трансформаторную подстанцию с контуром заземления расположить не ближе 30,0 метров от внутризонового кабеля связи ПАО «Ростелеком» и ПАО «ВымпелКом», контур заземления оборудовать в противоположную сторону от кабеля связи.

ТУ № 01/05/45010/22
ПАО «Ростелеком»

	15. В проекте производства работ разработать технологическую схему на работы в охранной зоне кабельных линий связи, а в его пояснительной записке – осветить основные решения по производству работ в охранной зоне и определить мероприятия по обеспечению сохранности существующих кабельных линий связи ПАО «Ростелеком» и ПАО «ВымпелКом». 16. Строительные работы по настоящим техническим условиям разрешается производить только при наличии письменного согласования, которое необходимо получить в Центре эксплуатации Пермского филиала ПАО «Ростелеком». 17. Перемещение, установка и производство работ средствами механизации, используемыми по объекту: «Строительство промыслового нефтепровода товарной нефти УППН «Баклановка» - т. вр. в нефтепровод УПН-1020 «Кыласово» - ПНОС г. Пермь», должны соответствовать требованиям нормативных актов Гостехнадзора, ведомственных строительных норм, СНиП 12-03-2001 «Безопасность труда в строительстве», утвержденного Госстроем России от 23.07.2001 г. № 80. При обнаружении подземных кабельных линий, не обозначенных в технической документации, Заказчик обязан незамедлительно прекратить эти работы, принять меры для обеспечения сохранности линий связи и сообщить об этом в Центр эксплуатации (далее - ЦЭ ПФ) ПАО «Ростелеком», тел.: (342) 281-97-64.
7. Заказчик приступает к выполнению работ по строительству объекта при наличии	1. Проектно-сметной документации по сохранности и защите линий и сооружений связи, согласованной с НТУМС Урал ПАО «Ростелеком» и ЦЭ ПФ г. Пермь, ул. Техническая,7. 2. Допуска на производство работ, оформленного в установленном порядке в ЦЭ ПФ ПАО «Ростелеком». 3. Представителя ЦЭ ПФ ПАО «Ростелеком», выполняющего функции технического надзора. 4. Информации об ответственных лицах (копия приказа о назначении представителя Заказчика, выполняющего функции технического надзора при работах в охранной зоне кабеля и список всех лиц, задействованных при проведении работ с подписью об ознакомлении с правилами ПОЛСС и приказом) и контактных телефонах для взаимодействия технического персонала.
8. Действия Заказчика при создании аварийной ситуации на линии связи	В случае повреждения линий и сооружений связи Заказчик обязан немедленно сообщить об этом в ЦЭ ПФ ПАО «Ростелеком» по тел.:(34278) 3-25-55, 3-20-99, и выполнить их восстановление в полном объеме за счет сил и средств заказчика.
9. Требования к Заказчику при проведении работ	1. Строительно-монтажные работы должны быть выполнены специалистами организаций, имеющих свидетельство о допуске к работам на данный вид деятельности (Свидетельство СРО). 2. Производство всех работ, связанных со вскрытием грунта вблизи охранной зоны и в охранной зоне (не менее 2 м в каждую сторону от оси кабеля) кабелей связи ПАО «Ростелеком» и ПАО «ВымпелКом» проводить в строгом соответствии с **Правилами**

ТУ № 01/05/45010/22
ПАО «Ростелеком»

	охраны линий и сооружений связи РФ, утвержденных постановлением Правительства РФ от 9 июня 1995 года № 578, только в присутствии и под надзором представителей ЦЭ ПФ ПАО «Ростелеком». 3. Проектно-сметной документацией предусмотреть затраты на необходимые мероприятия по обеспечению сохранности указанной линии связи и ведению технического надзора специалистами ЦЭ ПФ до окончания работ в соответствии с данными техническими условиями за счет заказчика, согласно Федерального закона «О связи» от 07.07.2003 г. № 126-ФЗ, гл. 2, ст.6, п.4 и Правил охраны линий и сооружений связи (утвержденных постановлением Правительства РФ от 09.06.1995 г. № 578) разд. III, п.п. 18, 19, 29, 30, 45, 48. 4. Без представителя ПАО «Ростелеком» работы запрещаются, для вызова представителя ЦЭ ПФ ПАО «Ростелеком» обратиться по адресу: г. Пермь, ул. Техническая, 7, тел.: (342)281-97-64 5. После определения Подрядчиков работ уведомить о них ЦЭ ПФ ПАО «Ростелеком» для проведения с ними охранно-предупредительной работы. 6. О начале работ сообщить в ЦЭ ПФ ПАО «Ростелеком» не позднее, чем за трое суток телефонограммой. 7. Составить акт на скрытые работы.
10. Особые условия	В охранной зоне линий и сооружений связи (2 м от оси существующих линий и сооружений связи в обе стороны) запрещается: 1. Осуществлять строительные, монтажные и взрывные работы, планировку грунта землеройными механизмами без согласования с СЦ г. Чернушка и Центр эксплуатации ПФ ПАО «Ростелеком». 2. Устраивать стоянки автотранспорта, тракторов и механизмов, устраивать заграждения и другие препятствия. 3. Самовольно подключаться к линии связи. 4. Совершать иные действия, которые могут причинить повреждения сооружениям связи. 5. Данные технические условия не являются основанием для производства работ на сети ПФ ПАО «Ростелеком». 6. В связи с возможными мероприятиями Федерального значения работы в охранной зоне кабелей связи могут быть запрещены. 7. Работы в охранной зоне кабелей связи разрешается производить при температуре окружающей среды не ниже минус 10°С. При промерзании грунта на глубину залегания кабелей связи проведение работ по пересечению кабелей связи в грунте открытым способом запрещены. Допускается проведение работ с применением установки горизонтально-направленного бурения (УГНБ).
11. Срок действия настоящих технических условий	1. Срок действия ТУ – 2 года. 2. В случае изменения границ производства работ данные технические условия считать недействительными.

ТУ № 01/05/45010/22
ПАО «Ростелеком»

12. Примечание	Выписка из Правил охраны линий и сооружений связи РФ утвержденных постановлением Правительства РФ от 9 июня 1995 года: **п. 50.** Юридические и физические лица, не выполняющие требования настоящих Правил, а также нарушающие работу линий и сооружений связи привлекаются к ответственности в соответствии с законодательством РФ. **п. 53.** Материальный ущерб взыскивается в соответствии с действующим законодательством независимо от привлечения лица, виновного в нарушении настоящих Правил, к административной или уголовной ответственности.

Еловиков К.В.
8(342)235-40-61
elovikov-kv@ural.rt.ru

ТУ № 01/05/45010/22
ПАО «Ростелеком»

Старцев Андрей Владимирович
Сертификат № 6CB9A3802FAF7296813CA76553C2B2F1D
Действителен с 01.02.2022 по 01.05.2023

Приложение В7 - Технические условия АО «Связьтранснефть» - «Волго-Камское ПТУС».

УТВЕРЖДАЮ:
Главный инженер филиала
АО «Связьтранснефть» -
«Волго-Камское ПТУС»
_____ А.В. Изотов
«11» 07 2022г.

Технические условия № 02-16/252

на проектирование по объекту ПЦ «ПНИПУ-Нефтепроект»:
«Строительство промыслового нефтепровода товарной нефти УППН «Баклановка» -
т.вр. в нефтепровод УПН-1020 «Кыласово» - ПНОС г.Пермь».

Основание: письмо ПЦ «ПНИПУ-Нефтепроект» № И - 644 от 14.04.2022г.

1. Общие положения:

1.1. Уведомить филиал АО «Связьтранснефть» «Волго-Камское ПТУС» (далее Волго-Камское ПТУС) за 10 рабочих дней до планируемого прибытия на объект представителя проектной организации.

1.2. Включить в комиссию для проведения предпроектного обследования (далее – ППО) специалиста Волго-Камского ПТУС.

1.3. Провести ППО (с выездом на местность) для отображения существующих коммуникаций и сооружений, не отображенных на исходном топографическом плане и привязки проектируемого объекта к существующим объектам.

1.4. По итогам ППО представить в адрес Волго-Камского ПТУС акт ППО с ситуационной схемой (планом) с предварительным размещением объектов на картографических материалах.

1.5. Результаты инженерных изысканий согласовать с Волго-Камским ПТУС.

1.6. В случае необходимости выноса (переустройства) кабеля, строительства ВЛ- запросить соответствующие технические условия.

1.7. При разработке проектной документации предусмотреть затраты на работы и материалы для защиты линейно-кабельных сооружений (ЛКС), учесть все существующие и проектируемые объекты Волго-Камского ПТУС.

1.8. В разделе проектной документации «Проект организации строительства» указать необходимость получения технических условий на производство работ в охранной зоне ЛКС Волго-Камского ПТУС.

1.9. Проект должен соответствовать требованиям РД 45.120-2000, «Правилам технической эксплуатации первичных сетей взаимоувязанной сети связи Российской Федерации».

1.10. Проектную и рабочую документацию согласовать с Волго-Камским ПТУС.

1.11. Затраты по обеспечению сохранности линейно-кабельных сооружений производятся за счет средств Заказчика.

1.12. В случае повреждения кабеля связи его ремонт и простой системы связи полностью оплачивается за счет средств Заказчика.

2. В проекте предусмотреть:

2.1. Организационные мероприятия:

2.1.1. Не позднее, чем за 3 дня до начала работ (исключая выходные и праздничные дни) вызвать **письменно или телефонограммой** представителя Пермского ЦЭС Волго-Камского ПТУС: Республика Татарстан, г.Казань, ул. Н.Ершова, д. 26а, Региональный центр управления, тел.: +7 (843) 249-23-00 (круглосуточно), эл. почта: rcuvkptus@stn.transneft.ru, для указания трассы прохождения кабелей связи и контроля за производством работ в охранной зоне линейно-кабельных сооружений (ЛКС).

2.1.2. По результатам работы по уточнению трассы кабельных линий связи **КЛС «Пермь – Чернушка», КЛС «Башкултаево – Кокуй», составить «Акт передачи на сохранность кабельной магистрали, замерных столбиков и предупредительных знаков»** с участием ПЦ «ПНИПУ-Нефтепроект» (далее – Заказчик), представителя Пермского ЦЭС Волго-Камского ПТУС и представителя Подрядчика.

2.1.3. При производстве работ вблизи и в охранной зоне кабельных линий связи Волго-Камского ПТУС, Заказчик совместно с представителями Подрядчика и Волго-Камского ПТУС должны оформить **«Разрешение на производство работ в охранной зоне линий и сооружений связи».** Для оформления разрешения на производство работ в охранной зоне линий и сооружений связи Волго-Камского ПТУС

необходимо предоставить в отдел эксплуатации сетей связи Волго-Камского ПТУС, по адресу: Республика Татарстан, г.Казань, ул. Н.Ершова, д. 2г, кабинет №411 пакет документов (ППР, технологические карты; Акт передачи под сохранность объекта для производства работ; Приказ о назначении ответственных за сохранность сторонних коммуникаций; Лист ознакомления с приказом (с указанием контактных телефонов); Список землеройной техники; Приказ о закреплении транспортных средств (землеройной техники)).

2.1.4. После оформления всех разрешительных документов Заказчик оформляет **«Ордер на право производства работ в охранной зоне инженерных коммуникаций»**, в котором, за подписью должностного лица Волго-Камского ПТУС (начальника ЦЭС или лица его замещающего), удостоверяется выполнение всех необходимых мероприятий по обеспечению безопасности производства работ в охранной зоне ЛКС.

2.1.5. Производители работ (мастера, прорабы, машинисты строительных машин и механизмов) до начала работ в охранной зоне кабелей связи Волго-Камского ПТУС должны быть ознакомлены с расположением кабелей и проинструктированы о порядке производства работ ручным и механизированным способом.

2.1.6. Производство земляных работ на расстоянии ближе 20 метров от оси кабеля при отсутствии необходимых документов (акты, технические условия, разрешение на производство работ), ЗАПРЕЩАЕТСЯ.

2.1.7. Не позднее, чем за 2-е суток до начала производства работ согласовать с отделом эксплуатации сетей связи Волго-Камского ПТУС рабочий проект и проект производства работ.

2.1.8. На месте производства работ у производителя работ должен быть рабочий проект, проект производства работ, данные технические условия и разрешение на производство работ, утверждённое главным инженером Волго-Камского ПТУС.

2.2. Технические мероприятия:

2.2.1. Место расположения подземных сооружений связи уточнить по всей длине действующего подземного кабеля связи в зоне производства работ и обозначить вешками высотой 1,5-2 метра, которые установить на прямых участках трассы через 10-15 метров. У всех точек отклонений от прямолинейной оси трассы более чем на 0,5 метра, на всех поворотах трассы, а также на границах разрытия грунта, где работы должны выполняться ручным способом. Работы по установке предупредительного знака, вешек и шурфованию кабеля выполнить силами и средствами Заказчика или Подрядчика, в присутствии представителя Пермского ЦЭС Волго-Камского ПТУС, эксплуатирующего кабельную линию связи. Изготовление или приобретение предупредительных знаков и вешек осуществляется за счет средств Заказчика или Подрядчика.

2.2.2. До прибытия представителя Пермского ЦЭС Волго-Камского ПТУС, эксплуатирующего кабельные линии связи КЛС «Пермь – Чернушка», КЛС «Башкултаево – Кокуй», обозначения трассы, определения точного местоположения кабеля связи, документального оформления разрешений на производство работ, проведение земляных работ не допускается.

2.2.3. Кроме вешек трасса кабеля связи в обязательном порядке обозначается предупредительными знаками, которые представляют собой окрашенный в желтый цвет металлический прямоугольник размером 400х300 миллиметров с надписью: «Копать запрещается, охранная зона кабеля», с указанием размеров охранной зоны, адреса (названия населенного пункта) и номера телефона (черным цветом) Волго-Камского ПТУС, эксплуатирующего кабельную линию связи. Знак устанавливается на столбе на высоте 1,7 метра над поверхностью земли.

2.2.4. Совместно с представителем Пермского ЦЭС Волго-Камского ПТУС определить места проезда спецтехники. В местах проезда спецтехники через кабели связи предусмотреть устройство временных переездов с обозначением их временными знаками и указателями. Устройство временных проездов (укладку деревянных настилов и бетонных плит, подсыпку щебня и гравия) осуществляет строительная организация, выполняющая работы.

2.2.5. Разработка грунта в пределах охранной зоны подземной кабельной линии связи или линии радиофикации допускается только с помощью лопат, без резких ударов. Пользоваться ударными инструментами (ломами, кирками, клиньями и пневматическими инструментами) запрещается.

2.2.6. При разрытии траншей и котлованов на трассе подземной кабельной линии связи организация, осуществляющая строительные работы, производит защиту кабеля от повреждений в следующем порядке:

2.2.6.1. Кабель, проложенный в трубах (блоках), раскапывается ручным способом только до верхнего края трубы (блока). Затем прокладывается балка, необходимая для подвески указанного

кабеля. После этого продолжается раскопка грунта до нижнего края трубы (блока), производится подвеска кабеля и затем дальнейшее разрытие грунта;

2.2.6.2. При разработке траншеи или котлована ниже уровня залегания подземного кабеля связи или в непосредственной близости от него должны быть приняты меры к недопущению осадки и оползания грунта;

2.2.6.3. При пересечении с кабелями связи Волго-Камского ПТУС первоначально определяется их местоположение, выполняется шурфование, вручную производится его открытие на длину, позволяющую свободно уложить его в защитный кожух из швеллера, длиной равной ширине траншеи + 2 метра с каждой стороны траншеи, а также в пластиковую трубу по краям входа и выхода кабеля в швеллер не менее + 2 метров с каждой стороны, во избежание повреждения кабеля об острые кромки швеллера. Внутри и снаружи кожух обработать защитным антикоррозийным составом. Кожух по всей длине соединить болтовыми соединениями с шагом не более 1 метра с каждой стороны. Для установки болтовых соединений приварить петли. Для недопущения провисания кабеля с коробом, при необходимости, под короб установить опоры и закрепить их в грунте. Пересечение с кабелями связи Волго-Камского ПТУС выполнить в соответствии со СНиП. Места пересечения обозначить типовыми предупредительными знаками в соответствии с требованиями п.21 («Обозначение подземных кабелей на местности») «Правил технической эксплуатации первичных сетей взаимоувязанной сети связи РФ» (книга третья). Угол пересечения инженерных коммуникаций с кабелем связи выдержать не менее 60 градусов, расстояние по вертикали в свету между кабелем связи не менее 0,5м;

2.2.6.4. Защита кабеля связи или блоков кабельной канализации при оголении на большом протяжении должна быть предусмотрена на стадии разработки проекта производства работ;

2.2.6.5. При отсутствии защиты оголенных кабелей связи Заказчиком или Подрядчиком должна быть организована их охрана.

2.2.7. При пересечении кабеля связи методом ГНБ расстояние по вертикали в свету между верхней образующей кожуха и нижней образующейся кабеля связи не менее 2-х метров. Точки входа и выхода буровой головки расположить на расстоянии не менее чем 10 метров от оси кабеля связи.

2.2.8. При параллельном следовании расстояние до кабеля связи принять в соответствии со СНиП. **В случае сближения и отсутствия возможности выдержать требуемое расстояние выполнить переустройство (вынос) существующих кабелей связи, предварительно согласовав с отделом эксплуатации сетей связи Волго-Камского ПТУС.**

2.2.9. В охранной зоне и вблизи кабелей связи Волго-Камского ПТУС без письменного согласия и присутствия представителей предприятий, эксплуатирующих линии связи, юридическим и физическим лицам запрещается:

- устройство технологических проездов вдоль оси кабелей связи;
- планировка, срезка и выборка грунта с помощью землеройной техники;
- складирование стройматериалов;
- стоянка спецтехники, жилых вагончиков;
- разведение открытого огня;
- загромождение трассы кабеля поваленными деревьями, кустарниками, порубочными остатками, выбранным грунтом;
- производство работ в выходные, праздничные дни и в темное время суток;
- осуществлять всякого рода строительные, монтажные и взрывные работы, планировку грунта землеройными механизмами (за исключением зон песчаных барханов) и земляные работы (за исключением вспашки на глубину не более 0,3 метра);
- производить геолого-съемочные, поисковые, геодезические и другие изыскательные работы, которые связаны с бурением скважин, шурфованием, взятием проб грунта, осуществлением взрывных работ;
- устраивать проезды и стоянки автотранспорта, тракторов и механизмов, провозить не габаритные грузы под проводами воздушных линий связи и линий радиофикации, строить каналы (арыки), устраивать заграждения и другие препятствия;
- производить строительство и реконструкции линий электропередач;
- производить защиту земельных коммуникаций от коррозии без учета проходящих подземных кабельных линий связи.

2.2.10. Отогревание мерзлого грунта в зоне расположения подземных кабелей связи должно производиться так, чтобы температура грунта не вызывала повреждения оболочки и изоляции жил кабеля связи. Разработка мерзлого грунта с применением ударных механизмов запрещается.

2.2.11. Засыпка траншей в местах пересечения подземных кабелей связи и кабельной канализации производится слоями грунта толщиной не более 0,1 метра, с тщательным уплотнением. В зимних условиях засыпка производится песком или талым грунтом. При производстве работ предусмотреть меры, исключающие смещение слоев и оседание грунта в охранной зоне кабеля связи. Траншея засыпается вместе с балками и коробами, в которых были уложены кабели связи, о чем составляется акт на скрытые работы.

2.2.12. Обеспечить на время работ выноску и сохранность информационных знаков, шлагбаумов. После окончания работ средства фиксации трассы установить на место. В местах пересечений с КЛС установить информационные знаки.

2.2.13. Затраты по обеспечению сохранности линейно-кабельных сооружений производятся за счет средств Заказчика.

2.2.14. В случае повреждения кабеля связи его ремонт и простой системы связи полностью оплачивается за счет средств Заказчика.

2.2.15. После завершения работ кабель связи возвращается на своё место (за исключением выполненного выноса трассы кабеля), за счёт средств Заказчика проводится полный комплекс измерений, проверка герметичности оболочки кабеля. В случае соответствия параметров кабеля связи нормам производиться его засыпка. При несоответствии нормам проводиться комплекс работ по доведению его до нормативного состояния или замена кабеля за счёт средств Заказчика.

2.2.16. Все работы вблизи и в охранной зоне кабельных линий связи должны выполняться в соответствии с проектной документацией, разработанной проектными организациями, имеющими право и соответствующие допуски на выполнение проектных работ, с учётом технических условий (на производство работ) выданных Волго-Камским ПТУС, после согласования проектной документации, в части обеспечения сохранности КЛС, проект производства работ согласовать с отделом эксплуатации сетей связи Волго-Камского ПТУС.

2.2.17. После окончания СМР, совместно с представителем филиала АО «Связьтранснефть» - «Волго-Камское ПТУС» (начальником цеха) провести осмотр и проверку рабочего места с последующим подписанием акта о выполнении технических условий.

3. **Данные технические условия не являются разрешением на производство работ в охранной зоне линейно-кабельных сооружений связи.**

4. Срок действия технических условий – **один год** с момента выдачи.

Лист согласования посредством КИСУП

Организация: Филиал АО "Связьтранснефть" - "Волго-Камское ПТУС"

Инициатор: Ивойлов Д.А., ОЭСС

Документ: ТУ№02-16-252 на проектирование ПЦ ПНИПУ-Нефтепроект от 19.07.22

Краткое описание: ТУ№02-16-252 на проектирование ПЦ ПНИПУ-Нефтепроект

Подразделение	Ответственный	Отметка о согласовании	Дата	Комментарий
Отдел эксплуатации сетей связи, Заместитель начальника отдела	А.И. Ергашев	Согласовано	19.07.22	
Пермский цех электросвязи, Начальник цеха	А.А. Агафонов	Согласовано	20.07.22	

2511091714

№ 02-16/252 003903 **стр. 4 из 4**

Приложение В8 – Согласие ФКУ «Управление федеральных автомобильных дорог «Прикамье».

ФЕДЕРАЛЬНОЕ КАЗЕННОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
«УПРАВЛЕНИЕ ФЕДЕРАЛЬНЫХ АВТОМОБИЛЬНЫХ ДОРОГ «ПРИКАМЬЕ» ФЕДЕРАЛЬНОГО ДОРОЖНОГО АГЕНТСТВА»
(ФКУ УПРДОР «ПРИКАМЬЕ»)

614068, Пермский край
г. Пермь, ул. Луначарского, д. 100
Телефон/факс: (342) 244-98-90
E-mail: perm@volgodor.ru, Сайт: prikamfkd.ru

Заместителю генерального директора по капитальному строительству
ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

А.А. Плаксину

ул. Ленина, 62,
г. Пермь, 614068

31.03.2022 № 07/1889

На № И-4644 от 09.03.2022

СОГЛАСИЕ

Федеральное казенное учреждение «Управление федеральных автомобильных дорог «Прикамье» Федерального дорожного агентства» (далее – ФКУ Упрдор «Прикамье») руководствуясь частью 2.1 и частью 3 статьи 19 Федерального закона от 08.11.2007 № 257-ФЗ «Об автомобильных дорогах и о дорожной деятельности в Российской Федерации и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» (далее – Закон), пунктом 16 Порядка установления и использования полос отвода автомобильных дорог федерального значения, утвержденного приказом Министерства транспорта Российской Федерации от 18.08.2020 № 313 согласовывает обществу с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» планируемое размещение промыслового нефтепровода товарной нефти УПГН «Баклановка» – т.вр. в нефтепровод УПН-1020 «Кыласово» – ПНОС г. Пермь (далее – Инженерная коммуникация) с подземным пересечением в границах полосы отвода автомобильной дороги общего пользования федерального значения Р-242 Пермь – Екатеринбург (далее – Автомобильная дорога) на км 43+935 при выполнении следующих технических требований и условий:

1. Уточнить адрес подземного пересечения Инженерной коммуникацией Автомобильной дороги и прокладки вдоль Автомобильной дороги по прямому ходу (км+м). Под прямым ходом понимается отсчет протяженности Автомобильной дороги из начальной точки. Адрес размещения определяется с точностью до одного метра.

2. Разработать проектную документацию на прокладку Инженерной коммуникации в соответствии с законодательством, нормативными документами, правилами, государственными стандартами Российской Федерации и настоящим письмом.

3. Проектную документацию разработать в соответствии с требованиями технического регламента Таможенного союза «Безопасность автомобильных дорог» (ТР ТС 014/2011).

4. Проектную документацию оформить по ГОСТ Р 21.101-2020 «Система проектной документации для строительства. Основные требования к проектной и рабочей документации» с выделением подраздела и наименованием «Инженерная коммуникация в границах полосы отвода и придорожных полос автомобильной дороги».

5. В текстовой части проектной документации включить сведения:

5.1. Правоустанавливающие документы на объект капитального строительства (для реконструкции и капитального ремонта);

5.2. Перечень работ в полосе отвода и придорожной полосе Автомобильной дороги и границы работ;

5.3. Сведения о наличии разработанных и согласованных специальных технических условий – в случае необходимости разработки таких условий;

5.4. Начало и окончание работ по прокладке Инженерной коммуникации;

5.5. Планируемый (расчетный) срок эксплуатации Инженерной коммуникации.

6. В графическую часть проектной документации включить:

6.1. Ситуационный план в масштабе не менее 1:10000 на котором показать:

сносимую (демонтируемую) инженерную коммуникацию – в случае необходимости сноса (демонтажа);

планируемые инженерные коммуникации с привязкой к указателям километров.

6.2. Инженерно-топографический план в масштабе 1:500 (для пересечений) и 1:1000 (для размещения вдоль автомобильной дороги), на котором показать:

сносимую (демонтируемую) инженерную коммуникацию (в случае необходимости сноса (демонтажа);

проектную Инженерную коммуникацию с указанием угла пересечения с осью Автомобильной дороги и их обозначение (в случае пересечения Автомобильной дороги);

привязку Инженерной коммуникации к указателям километров дорог (км+м);

границы охранных зон Инженерных коммуникаций;

линии бровок земляного полотна (насыпь или выемка);

кромки проезжей части;

водоотводные сооружения (кюветы, лотки, быстротоки, канавы и т.п.);

откосы насыпей и выемок Автомобильной дороги;

существующие инженерные коммуникации и их обозначение;

границы участков землепользователей и землевладельцев (границы полосы отвода Автомобильной дороги);

кадастровые номера участков землепользователей и землевладельцев (границы полосы отвода Автомобильной дороги);

границы придорожной полосы Автомобильной дороги;

размеры защитного футляра, расстояние от оси Автомобильной дороги до концов защитного футляра в обе стороны, расстояние от бровки земляного полотна до концов защитного футляра, расстояние от концов защитного футляра до границы полосы отвода, расстояние от рабочего и приемочного котлована до границы полосы отвода;

наименование конечных пунктов существующей Автомобильной дороги (направление указывается стрелками).

7. В проектную документацию включить продольный профиль Инженерной коммуникации в границах полосы отвода и придорожных полос Автомобильной дороги. При пересечении Автомобильной дороги показать линии ординат от точек ее переломов фактической поверхности земли и границы полосы отвода Автомобильной дороги, линии ординат контура существующего земляного полотна (насыпь и/или выемка) и водоотводных сооружений (кюветы, лотки, быстротоки, канавы) Автомобильной дороги, проектную Инженерную коммуникацию, ее обозначение, условное обозначение защитных футляров, линии ординат от защитных футляров, привязку к указателям километров пересекаемых инженерных коммуникаций в месте пересечения с Автомобильной дорогой (км+м), расстояние между всеми линиями ординат, опознавательные знаки, линии ординат от контрольной трубки (при наличии), размеры защитного футляра, расстояние от оси Автомобильной дороги до концов защитного футляра в обе стороны, расстояние от бровки земляного полотна до концов защитного футляра, расстояние от концов защитного футляра до границы полосы отвода, расстояние от рабочего и приемочного котлована до границы полосы отвода.

8. Проектирование Инженерной коммуникации должна выполнять организация, имеющая разрешения (свидетельства о допуске) к выполнению соответствующих видов работ.

9. Планируемое размещение Инженерной коммуникации и установление охранной зоны предусмотреть таким образом, чтобы не нарушать требования законодательства РФ,

требования безопасности дорожного движения, установленные соответствующими техническими регламентами, национальными стандартами и другими обязательными к применению документами.

Кроме того, считать согласованными проведение работ по содержанию, ремонту, капитальному ремонту и реконструкции (в том числе перспективной реконструкции) Автомобильной дороги и искусственных инженерных сооружений на ней, в отношении которой установлена охранная зона.

10. В проектной документации подземное пересечение Инженерной коммуникацией полосы отвода и придорожной полосы выполнить под прямым углом (90 градусов) к оси Автомобильной дороги, закрытым способом без нарушения целостности земляного полотна, методом горизонтально-направленного бурения с заложением защитного футляра, соответствующего диаметра, с толщиной стенок, препятствующих его раздавливанию. Футляры должны соответствовать нормативным требованиям к прочности и долговечности.

11. Инженерную коммуникацию под Автомобильной дорогой заключить в защитный футляр, диаметром и длиной принятым по проекту. Концы защитного футляра должны быть выведены на расстояние не менее 10 метров от границы полосы отвода Автомобильной дороги.

12. Глубину заложения защитного футляра принять не менее 3 (трех) метров от подошвы насыпи земляного полотна Автомобильной дороги до верха футляра, а при наличии водоотводных сооружений (кюветы, лотки, быстротоки, канавы и т.п.) или дренажа Автомобильной дороги от дна вышеприведенных сооружений.

При прохождении прокола в нестабильных, слабых или пучинистых грунтах прокол производить ниже уровня залегания этих грунтов. Если глубина залегания слабых грунтов слишком велика, следует изменить место пересечения коммуникации с Автомобильной дорогой, с последующим внесением изменений в установленном порядке.

13. Рабочий и приемочный котлованы, расположить за пределами полосы отвода Автомобильной дороги, на расстоянии не менее 10 метров от ее границы.

14. Размещение инженерной коммуникации вдоль Автомобильной дороги выполнить за пределами полосы отвода и придорожной полосы с исключением наложения охранной зоны Инженерной коммуникации и полосы отвода Автомобильной дороги.

В случае необходимости параллельного прохождения Инженерной коммуникации вдоль участков Автомобильной дороги, в границах придорожной полосы, технические требования и условия на проведение работ получить в ФКУ Упрдор «Прикамье» дополнительно.

15. В проектной документации предусмотреть снос (демонтаж) выводимых из эксплуатации и ликвидируемых инженерных коммуникаций, находящихся в полосе отвода Автомобильной дороги, с последующей рекультивацией занимаемых земель – в случае необходимости сноса (демонтажа).

16. В проектной документации предусмотреть движение строительной техники (спецтехники) к месту прокладки Инженерной коммуникации через существующие примыкания (съезды) на км 42+440 (справа) и на км 45+340 (слева). Предусмотреть устройство пунктов для мытья колес при выезде строительной техники с территории строительной площадки на Автомобильную дорогу. Не допускать вынос грязи и других строительных материалов на покрытие проезжей части Автомобильной дороги.

17. В проектной документации запрещается предусматривать:

прекращение движения транспортных средств и пешеходов по Автомобильной дороге;

перегон гусеничной техники через Автомобильную дорогу;

размещение спецтехники и строительной техники, технологического транспорта и оборудования на проезжей части, обочинах, откосах Автомобильной дороги;

погрузку и разгрузку оборудования на проезжей части, обочинах, откосах Автомобильной дороги;

монтаж строительных конструкций и оборудования с проезжей части, обочин и откосов Автомобильной дороги.

18. В проектной документации предусмотреть мероприятия по исполнению законодательства об охране окружающей среды, в том числе после завершения прокладки Инженерной коммуникации учесть работы по приведению полосы отвода и придорожной полосы Автомобильной дороги в исходное состояние.

19. Отвод земельного участка расчетной площади в пределах полосы отвода и придорожных полос Автомобильной дороги осуществить в установленном законодательством порядке.

20. В проектной документации предусмотреть мероприятия в части установления публичного сервитута на весь период эксплуатации Инженерной коммуникации в рамках статьи 25 Федерального закона от 08.11.2007 № 257-ФЗ «Об автомобильных дорогах и о дорожной деятельности в Российской Федерации и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации». Порядок подачи и рассмотрения заявления об установлении публичного сервитута в отношении земельных участков в границах полос отвода автомобильных дорог утвержден приказом Министерства транспорта Российской Федерации от 10.08.2020 № 297.

21. Перед проведением работ по прокладке Инженерной коммуникации необходимо заключить с ФКУ Упрдор «Прикамье» соглашение, предусматривающее размер платы за публичный сервитут.

22. Руководствуясь статьями 51 и 55 Градостроительного кодекса Российской Федерации, введенного Федеральным законом от 29.12.2004 № 190-ФЗ, Законом, застройщику необходимо получить в ФКУ Упрдор «Прикамье» разрешение на подземную прокладку Инженерной коммуникации в полосе отвода Автомобильной дороги, а также разрешение на ввод указанных объектов в эксплуатацию в соответствии с порядком, установленным приказом Федерального дорожного агентства от 29 апреля 2020 г. № 1655.

23. Прокладку Инженерной коммуникации в границах придорожной полосы Автомобильной дороги осуществить на основании разрешения на строительство, выданного в соответствии с Градостроительным кодексом Российской Федерации, (в случае, если для прокладки, переноса или переустройства таких инженерных коммуникаций требуется выдача разрешения на строительство).

24. Согласно статьи 19 Закона прокладка, перенос или переустройство инженерных коммуникаций, их эксплуатация в границах полосы отвода автомобильной дороги осуществляются владельцами таких инженерных коммуникаций или за их счет на основании договора, заключаемого владельцами таких инженерных коммуникаций с владельцем автомобильной дороги (ФКУ Упрдор «Прикамье»).

26. В проектной документации по окончании работ предусмотреть приведение в порядок рабочих площадок, с выполнением работ по рекультивации занимаемых земель и засевом трав по слою растительного грунта.

В ведомости объёмов работ предусмотреть работы по рекультивации территории, занятой для проведения строительно-монтажных работ.

27. Предусмотреть по окончании работ по прокладке Инженерной коммуникации, проведение работ по обозначению охранных зон Инженерной коммуникации, расположенных в границах полосы отвода Автомобильной дороги, путем установки предупреждающих знаков, содержащих указание на размер охранной зоны, информацию о владельце Инженерной коммуникации, в соответствии с требованиями правил установления охранных зон данных Инженерных коммуникаций, а также обеспечить своими силами либо за свой счёт, содержание охранной зоны Инженерной коммуникации в границах полосы отвода Автомобильной дороги в нормативном состоянии согласно действующим требованиям и нормативам.

28. Подземное размещение Инженерной коммуникации в полосе отвода и придорожной полосе Автомобильной дороги согласовать со всеми заинтересованными юридическими и физическими лицами, а также с владельцами инженерных коммуникаций,

при пересечении охранных зон, после чего представить на окончательное согласование в ФКУ Упрдор «Прикамье» в 2-ух экземплярах в печатном виде.

29. Согласованную проектную документацию представить на электронном носителе (CD/DVD) в 1 экземпляре, в течение 10 рабочих дней с момента получения согласования проектной документации.

30. В течение 10 календарных дней до начала производства работ по прокладке Инженерной коммуникации направить в адрес ФКУ Упрдор «Прикамье» извещение о начале производства работ в полосе отвода Автомобильной дороги и дополнительно уведомить телефонограммой Центр управления производством ФКУ Упрдор «Прикамье» (8-932-331-79-94).

31. При производстве работ обеспечить безопасность и непрерывность движения автотранспортных средств по Автомобильной дороге, сохранность снегозадерживающих и декоративных посадок, дорожных знаков и других элементов, находящихся на балансе ФКУ Упрдор «Прикамье».

32. При возникновении деформации элементов Автомобильной дороги, в том числе земляного полотна, проезжей части с обочинами и дорожной одеждой, искусственных сооружений, представляющих угрозу безопасности дорожного движения Владелец инженерной коммуникации обязан незамедлительно уведомить Владельца автомобильной дороги и органы ГИБДД, а также принять безотлагательные меры по ограждению опасного участка дорожными знаками и ограждающими устройствами, организовать движение в объезд опасного участка.

33. В кратчайшие сроки устранить деформации за свой счет самостоятельно или с привлечением специализированной организации, имеющей разрешения (свидетельства о допуске) к выполнению соответствующих видов работ.

34. При сдаче объекта в эксплуатацию в состав приемочной комиссии включить представителей ФКУ Упрдор «Прикамье».

35. Представить в ФКУ Упрдор «Прикамье» копии исполнительной документации на выполненные работы по прокладке Инженерной коммуникации на бумажном и электронном носителе по 1 экземпляру.

36. При невыполнении данных технических требований и условий и в случае, если проектное размещение осуществляется с нарушениями настоящего письма, ФКУ Упрдор «Прикамье» имеет право в одностороннем порядке отозвать ранее выданное согласование на планируемое размещение Инженерной коммуникации до устранения заявителем выявленных нарушений.

37. При предоставлении в проектной документации недостоверных документов (сведений) настоящее согласие считается недействительным, а планируемое размещение несогласованным.

38. Настоящее письмо согласованием проектной документации, согласием на прокладку Инженерной коммуникации, эксплуатацию, разрешением на строительство в полосе отвода Автомобильной дороги, техническими требованиями и условиями на прокладку не является.

39. Срок действия настоящего согласия 2 (два) года со дня выдачи.

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН
ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ
Сертификат: 009f25f20658c1cf0077c816b0bed4a310
Владелец: Пастухов Александр Владимирович
Действителен с 05.03.2022 по 29.05.2023

Заместитель главного инженера А.В. Пастухов

Е.К. Одинокова
Тел. (342) 244 98 90

Приложение В9 - Технические условия Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» - «Пермское предприятие магистральных электрических сетей».

РОССЕТИ
ФСК ЕЭС
МЭС Урала

Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» - Пермское предприятие
Магистральных электрических сетей
Россия, 614990, г. Пермь
ул. Вишерская, д. 34

тел: +7 (342) 240-79-59, факс: +7 (342) 240-79-22
e-mail: perm-pmes@fskees.ru, www.fsk-ees.ru

от 20.04.2022 № М4/П4/1/1002

Главному инженеру
ПЦ «ПНИПУ-Нефтепроект»

Г.Д. Закирову

614010, Пермский край, г. Пермь,
ул. Куйбышева, д. 95Б, оф. 203
тел.: 8(342) 219-89-93
e-mail: nefteproject@pc.pstu.ru

О выдаче ТУ на пересечение
нефтепровода с ВЛ 220 кВ

Уважаемый Глеб Данирович!

В ответ на Ваше письмо от 14.04.2022 № И-643 направляем технические условия на объект «**Строительство промыслового нефтепровода товарной нефти УППН «Баклановка» - т. вр. в нефтепровод УПН-1020 «Кыласово» - ПНОС г. Пермь**» в части пересечения нефтепровода с **ВЛ 220 кВ Владимирская – Ирень 1** и **ВЛ 220 кВ Владимирская – Ирень 2** в пролётах опор **№ 81-82**:

1. При проектировании пересечения нефтепровода с ВЛ 220 кВ руководствоваться требованиями ПУЭ 7 изд. п.п. 2.5.287-2.5.290.
2. Прокладку проектируемого нефтепровода в пределах охранной зоны ВЛ 220 кВ выполнить подземным способом на глубине не менее 1,2 м.
3. Угол пересечения проектируемого нефтепровода с ВЛ 220 кВ не нормируется.
4. Наименьшее расстояние по горизонтали от нефтепровода до заземлителя или подземной части (фундаментов) опор ВЛ 220 кВ должно быть не менее 30 м.
5. Наименьшее расстояние по горизонтали от крайнего неотклоненного провода ВЛ 220 кВ до любой части наружного нефтепровода и установок должно быть не менее высоты опоры плюс 3 метра.
6. В местах захождения и выхода в охранную зону ВЛ 220 кВ и на углах поворота в пределах охранной зоны ВЛ 220 кВ предусмотреть установку информационных знаков о прохождении газопровода с указанием его наименования, владельцев данных сетей и их номером телефона.
7. При проектировании предусмотреть возможность переездов через подземный газопровод тяжелой автотракторной техники массой до 25 тонн для обслуживания и ремонта ВЛ 220 кВ.
8. Рабочие чертежи на участки пересечения проектируемого нефтепровода с существующими ВЛ 220 кВ с указанием наименований ВЛ, номеров опор, ограничивающих пролеты пересечения, расстояний от опор ВЛ до проектируемого

нефтепровода и отметок земли и нижних проводов ВЛ 220 кВ в месте пересечения согласовать с Пермским ПМЭС.

9. В случае, если при строительстве проектируемого нефтепровода требуется переустройство (реконструкция) ВЛ, находящихся в собственности ПАО «ФСК ЕЭС», связанное с выносом участка ВЛ или установкой дополнительных опор, то Заказчик ТУ должен обратиться в МЭС Урала с просьбой рассмотреть возможность переустройства существующих объектов с приложением обосновывающих документов. При этом все работы осуществляются собственником объектов за счет средств, привлекаемых по договору компенсации затрат.

10. Работы в охранной зоне существующей ВЛ 220 кВ организовать в соответствии с требованиями Постановления Правительства РФ от 24.02.2009 № 160 (ред. от 21.12.2018) «О порядке установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон», Приказом Минтруда России от 15.12.2020 № 903н «Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок», Приказом Минтруда России от 11.12.2020 № 883н «Об утверждении Правил по охране труда в строительстве» и Постановлением Госстроя РФ от 23.07.2001 № 80 «О принятии строительных норм и правил Российской Федерации "Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования. СНиП 12-03-2001"».

11. Выполнение работ в охранных зонах ВЛ 220 кВ с использованием различных подъёмных машин и механизмов необходимо производить по проекту производства работ (ППР), согласованному с Пермским ПМЭС.

12. В проекте учесть затраты на осуществление технического надзора и проведение организационно-технических мероприятий в охранных зонах ВЛ 220 кВ (на подготовку рабочих мест, допуск строительно-монтажных организаций в охранных зонах ВЛ 220 кВ и надзор за ними при проведении строительно-монтажных работ).

13. Заказчику строительства (собственнику) нефтепровода необходимо заключить с Пермским ПМЭС соглашение «О совместных действиях при эксплуатации, а также при ликвидации возможных аварий в месте пересечения нефтепровода с ВЛ 220 кВ» (п. 13 Постановления Правительства РФ от 24.02.2009 № 160 (ред. от 21.12.2018) «О порядке установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон»).

Охранная зона ВЛ 220 кВ – зона вдоль ВЛ в виде участка земли и воздушного пространства, ограниченного по обе стороны вертикальными плоскостями, отстоящими от крайних проводов в их неотклонённом положении на расстоянии 25 метров.

Срок действия данных ТУ – 2 года.

И.о. Заместителя Директора – главного инженера В.С. Горбатов

Шаров Н.А.
(342) 240-78-39

Таблица регистрации изменений

Таблица регистрации изменений								
Изм.	Номера листов (страниц)				Всего листов (страниц) в док.	Номер док.	Подпись	Дата
	измененных	замененных	новых	аннулированных				
1	Все				238	7-22		27.01.22