

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»
Научно-проектный центр «Нефтегазовый инжиниринг»

Свидетельство № 0253-2016-5902291029-08 от 21 июня 2016 г.

ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

**«РЕКОНСТРУКЦИЯ ГАЗОПРОВОДА ПОПУТНОГО
НЕФТЯНОГО ГАЗА ДНС-1103-ДНС-1101 «УНЬВА»
(ПЕРЕХОД ЧЕРЕЗ Р.ЯЙВА, ОСНОВНАЯ И РЕЗЕРВНАЯ НИТКИ),
ПК54+35-ПК59+49»**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

**Раздел 3. Технологические и конструктивные решения линейного объекта.
Искусственные сооружения**

2021/354/ДС17-PD-ТКР

Том 3

Договор №

2021/354/ДС17

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

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»
Научно-проектный центр «Нефтегазовый инжиниринг»

Свидетельство № 0253-2016-5902291029-08 от 21 июня 2016 г.

ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

**«РЕКОНСТРУКЦИЯ ГАЗОПРОВОДА ПОПУТНОГО
НЕФТЯНОГО ГАЗА ДНС-1103-ДНС-1101 «УНЬВА»
(ПЕРЕХОД ЧЕРЕЗ Р.ЯЙВА, ОСНОВНАЯ И РЕЗЕРВНАЯ НИТКИ),
ПК54+35-ПК59+49»**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

**Раздел 3. Технологические и конструктивные решения линейного объекта.
Искусственные сооружения**

2021/354/ДС17-PD-TKR

Том 3

Договор №

2021/354/ДС17

Главный инженер

Д.Г. Малыхин

Главный инженер проекта

А.И. Сивкова

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

Регистрационный номер № 050913/104 от 05.09.2013 года
в реестре СРО Ассоциация проектировщиков «СтройПроект»

Заказчик - ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

**«РЕКОНСТРУКЦИЯ ГАЗОПРОВОДА ПОПУТНОГО
НЕФТЯНОГО ГАЗА ДНС-1103-ДНС-1101 «УНЬВА»
(ПЕРЕХОД ЧЕРЕЗ Р.ЯЙВА, ОСНОВНАЯ И РЕЗЕРВНАЯ НИТКИ),
ПК54+35-ПК59+49»**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

**Раздел 3. Технологические и конструктивные решения линейного объекта.
Искусственные сооружения**

2021/354/ДС17-PD-ТКР

Том 3

Изм.	№ док.	Подп.	Дата
1	10-23		22.05.23

Регистрационный номер № 050913/104 от 05.09.2013 года
в реестре СРО Ассоциация проектировщиков «СтройПроект»

Заказчик - ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

**«РЕКОНСТРУКЦИЯ ГАЗОПРОВОДА ПОПУТНОГО
НЕФТЯНОГО ГАЗА ДНС-1103-ДНС-1101 «УНЬВА»
(ПЕРЕХОД ЧЕРЕЗ Р.ЯЙВА, ОСНОВНАЯ И РЕЗЕРВНАЯ НИТКИ),
ПК54+35-ПК59+49»**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

**Раздел 3. Технологические и конструктивные решения линейного объекта.
Искусственные сооружения**

2021/354/ДС17-PD-TKR

Том 3

Директор

Р.В. Пепеляев

Главный инженер проекта

Ю.А. Никулина

Изм.	№ док.	Подп.	Дата
1	10-23		22.05.23

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

Содержание

Общие сведения.....	4
1 Сведения о топографических, инженерно-геологических, гидрогеологических, метеорологических и климатических условиях участка, на котором будет осуществляться строительство, реконструкция, капитальный ремонт линейного объекта.....	6
1.1 Физико-географическая характеристика района работ.....	6
1.2 Геолого-литологическое строение.....	7
1.3 Гидрогеологические условия.....	9
1.4 Климатические условия.....	9
По схематической карте климатического районирования территории Российской Федерации для строительства район работ относится к строительно-климатическому подрайону IV.....	9
2 Сведения об особых природно-климатических условиях земельного участка, предоставляемого для размещения линейного объекта (сейсмичность, мерзлые грунты, опасные геологические процессы и др.).....	13
3 Сведения о прочностных и деформационных характеристиках грунта в основном линейного объекта.....	15
4 Сведения об уровне грунтовых вод, их химическом составе, агрессивности по отношению к материалам изделий и конструкций подземной части линейного объекта.....	23
5 Сведения о проектной мощности (пропускной способности, грузообороте, интенсивности движения и др.) линейного объекта.....	25
6 Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного объекта, обеспечивающие соблюдение требований технических регламентов.....	30
6.1 Характеристика основного технологического оборудования.....	30
6.2 Характеристика параметров трубопровода и описание технологических решений.....	30
7 Перечень мероприятий по энергоснабжению.....	39
8 Обоснование количества и типов оборудования, в том числе грузоподъемного, транспортных средств и механизмов, используемых в процессе строительства, реконструкции линейного объекта.....	40
9 Сведения о численности и профессионально-квалификационном составе персонала с распределением по группам производственных процессов, число и оснащенность рабочих мест.....	41
10 Обоснование принятых в проектной документации автоматизированных систем управления технологическими процессами, автоматических систем по предотвращению нарушения устойчивости и качества работы линейного объекта.....	44
11 Обоснование технических решений по строительству, реконструкции, капитальному ремонту в сложных инженерно-геологических условиях.....	46
12 Электрохимическая защита от коррозии.....	47
12.1 Основные технические решения.....	47
12.2 Охрана труда при эксплуатации средств электрохимзащиты.....	48
13 Описание конструктивных решений строительных конструкций, а также мер по защите конструкций от коррозии.....	50
14 Перечень мероприятий по заземлению.....	55
ТЕКСТОВЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ.....	56

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

1	-	Зам.	10-23		22.05.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС17-PD-TKR-TCH

Лист

2

Приложение А Ведомость пересечения с надземными и подземными коммуникациями	57
Приложение Б Ведомость пересекаемых водотоков	58
Приложение В Ведомость пересечения с ВЛ	59
Приложение Г Расчет устойчивого положения трубопровода Ø325x8.....	60
Приложение Д Состав среды	62

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

1	-	Зам.	10-23		22.05.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС17-PD-TKR-TCH

Лист

3

Общие сведения

Основанием для разработки проектных решений является задание на проектирование объекта: «Реконструкция газопровода попутного нефтяного газа ДНС-1103 – ДНС-1101 «Уньва» (переход через р. Яйва, основная и резервные нитки), ПК54+35 – ПК59+49», утвержденное Первым Заместителем Генерального директора – Главным инженером ООО ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» И.И. Мазеиным.

Технологические решения выполнены в соответствии со следующими нормативными документами:

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

–ГОСТ 9544–2015 «Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов»;

–ГОСТ 14202–69 «Трубопроводы промышленных предприятий. Опознавательная окраска, предупреждающие знаки и маркировочные щитки»;

–ГОСТ 32388–2013 «Трубопроводы технологические. Нормы и методы расчета на прочность, вибрацию и сейсмические воздействия»;

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

–СП 131.13330.2020 Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23–01–99;

–СП 86.13330.2014 «Магистральные трубопроводы» Актуализированная редакция СНиП III-42-80;

– СП 36.13330.2014 «Магистральные трубопроводы» Актуализированная редакция СНиП 2/05/06-85;

–Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 № 534 «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»;

–Правила устройства электроустановок (изд. 7) ПУЭ;

–Нормы проектирования, строительства и эксплуатации. Переходы магистральных и промысловых трубопроводов, транспортирующих углеводороды, через водные преграды. Часть I. Проектирование. Приложение №1 к указанию от 21.12.2021 №АШ-12У.

Проектом предусмотрена реконструкция газопроводов попутного нефтяного газа «ДНС-1103 – ДНС-1101 «Уньва» (переход через р. Яйва, основная и резервные нитки), ПК54+35 – ПК59+49», с установкой узлов запорной арматуры.

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

1	–	Зам.	10-23		22.05.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС17-PD-ТКР-ТСН

Принципиальная схема представлена на графическом приложении к данному тому. Узлы запорной арматуры представлены на графических приложениях к тому 3 (2021/354/ДС17-PD-TKR).

Подключение к существующему трубопроводу предусмотрено через отводы методом сварки с остановкой существующего трубопровода.

После подключения вновь построенных трубопроводов, трубопроводы, выведенные из эксплуатации, демонтируются.

Согласовано		

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

1	-	Зам.	10-23		22.05.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС17-PD-TKR-TCH

Лист

5

1.2 Геолого-литологическое строение

В геологическом строении района работ до глубины 5,0-20,0м по данным бурения инженерно-геологических скважин принимают участие четвертичные аллювиальные (aQ) грунты, подстилаемые элювиальными нижнепермскими (eP_1) и коренными нижнепермскими (P_1) отложениями.

Поверхность на изучаемой территории практически повсеместно поросла почвенно-растительным слоем мощностью 0,2м.

Геолого-литологический разрез до глубины 20,0м следующий (сверху - вниз).

Четвертичная система – Q

Аллювиальные отложения aQ

Песок средней крупности коричневый, серо-коричневый, плотный и средней плотности, средней степени водонасыщения, ниже уровня подземных вод водонасыщенный, с включением гравия и гальки кварцево-кремнистого состава до 15%, с прослоями (3-5см) суглинка серого, мягкопластичного. Встречен на ПК0-ПК0+38.5, ПК2+23.88-ПК5+78.36 основной нитки газопровода и на ПК0+08.65-ПК0+58.14, ПК2+10.4-ПК5+66.13 резервной нитки газопровода с глубины 0,0-8,0м. Вскрытая мощность 4,8м.

Суглинок серо-коричневый, тяжелый пылеватый, текучепластичный, прослоями до мягкопластичного. Встречен на 2+47.18-ПК5+04.40 основной нитки газопровода и на ПК2+37.76-ПК5+09.1 резервной нитки газопровода с глубины 2,4-2,5м. Мощность 5,3-5,5м.

Суглинок коричневый, серый, тяжелый пылеватый, тугопластичный, прослоями до полутвердого, с единичным включением гравия и гальки кварцево-кремнистого состава, с включением гравия и гальки до 15%. Встречен на ПК1-ПК1+49.38 и ПК2+58.98-ПК5+30.26 основной нитки газопровода и на ПК2+37.76-ПК3+25.85 резервной нитки газопровода с глубины 0,0-9,1м. Мощность 0,7-2,3м.

Гравийный грунт: гравий, галька кварцево-кремнистого состава 50-82% с песчаным заполнителем 18-50%, грунт средней степени водонасыщения и водонасыщенный. Встречен на ПК0-ПК0+44.02 и ПК1+77.49-ПК2+79.53 основной нитки газопровода и на ПК0-ПК1+06.4 и ПК1+69.37-ПК2+70.17 резервной нитки газопровода с глубины 0,0-9,8м. Мощность 0,4-3,5м.

Гравийный грунт: гравий, галька кварцево-кремнистого состава 50-78%, заполнитель суглинок коричневый, легкий пылеватый, полутвердый 22-50%. Встречен на ПК0-ПК1+30.5 основной нитки газопровода и на ПК0-ПК0+18.85 резервной нитки газопровода с глубины 1,5-5,1м. Вскрытая мощность 0,9-2,7м.

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

1	–	Зам.	10-23		22.05.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС17-PD-TKR-TCH

Лист

7

1.3 Гидрогеологические условия

Территория района работ характеризуется сложными гидрогеологическими условиями. Район изысканий относится к гидрогеологической области Соликамской впадины, распространены соликамский и шешминский водоносные комплексы.

1.4 Климатические условия

По схематической карте климатического районирования территории Российской Федерации для строительства район работ относится к строительно-климатическому подрайону IV.

При составлении климатической характеристики района работ использовались материалы по метеостанции Березники.

Климат рассматриваемой территории континентальный, с холодной, продолжительной зимой, теплым, но сравнительно коротким летом, ранними осенними и поздними весенними заморозками.

Испарение. Годовая величина испарения с поверхности рассматриваемой территории лежит в пределах 430 мм в год. Распределение по территории сезонных величин испарения, особенно в весенний и летний периоды, в основном повторяет распределение его годовых значений. Зимой (XII–III) испарение в среднем равно 20–25 мм. В весенний сезон (IV–VI) испарение изменяется в основном в пределах от 90 до 120 мм. В летний период (VII–IX) испаряется больше влаги, чем ее поступает на поверхность территории, за счет ранее накопленных влагозапасов, и в среднем равна 230–270 мм. Осенью (X–XI) испарение составляет 60–70 мм. Распределение испарения внутри года по сезонам отличается большой устойчивостью.

Температура воздуха. Среднегодовая температура воздуха в районе изысканий 1,6°C. Самым холодным месяцем в году является январь, со средней температурой воздуха - 15,0°C (средняя минимальная температура - -18,6°C), самым тёплым – июль со средней температурой +17,9°C (средняя максимальная температура +23,4°C). Абсолютный минимум температуры воздуха достигает -48°C, абсолютный максимум +34°C. Среднегодовое количество осадков по данным МС Березники составляет 651 мм. Максимум осадков за месяц наблюдается в июле (81мм), минимум – в феврале (27мм). Наибольшая высота снежного покрова за зиму составляет: средняя - 82 см, максимальная –128 см, минимальная – 48 см. Основные климатические параметры приведены в таблица 1.4.1.

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

1	–	Зам.	10-23		22.05.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС17-PD-TKR-TCH

Лист

9

Таблица 1.4.1 – Основные климатические параметры по м/с Березники

<i>Климатические параметры холодного периода года</i>		величина
Температура воздуха наиболее холодных суток, °С		
➤ обеспеченностью 0,98		-45
➤ обеспеченностью 0,92		-42
Температура наиболее холодной пятидневки, °С		
➤ обеспеченностью 0,98		-39
➤ обеспеченностью 0,92		-36
Температура воздуха, °С обеспеченностью 0,94		-20
Абсолютная минимальная температура воздуха, °С		-48
Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее холодного месяца, °С		-17,8
Продолжительность периода, (сут) и средняя температура воздуха, °С, периода со средней суточной температурой воздуха :		
➤ равной и менее, 0°С		169/-9,9
➤ равной и менее, 8°С		235/-6,0
➤ равной и менее, 10°С		254/-4,9
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее холодного месяца, %		81
Средняя месячная относительная влажность воздуха в 15 ч наиболее холодного месяца, %		82
Количество осадков за ноябрь-март, мм		182
Преобладающее направление ветра за декабрь-февраль		Ю
<i>Климатические параметры теплого периода года</i>		
Барометрическое давление, гПа		989
Температура воздуха, °С		
➤ обеспеченностью 0,95		21,7
➤ обеспеченностью 0,98		25,1
Средняя максимальная температура воздуха наиболее теплого месяца °С		23,7
Абсолютная максимальная температура воздуха, °С		34
Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее теплого месяца, °С		7,3
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее теплого месяца, %		69
Средняя месячная относительная влажность воздуха в 15 ч наиболее теплого месяца, %		58
Количество осадков за апрель-октябрь, мм		465
Суточный максимум осадков, мм		53
Преобладающее направление ветра за июль-август		С
Минимальная из средних скоростей ветра по румбам за июль, м/с		1,2

Температура почвы. Температура поверхности почвы приведена в таблице 1.4.2.

Таблица 1.4.2 – Температура поверхности почвы

Хар-ка	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Средняя	-17,1	-15,3	-7,4	-0,7	10,2	17,9	20,8	16,0	8,6	0,3	-7,9	-13,9	1,0
Абсолютный максимум	0,2 2007	2,1 2016	5,0 1985	32,0 2001	45,0 2005	50,0 1991	53,0 2004	51,2 2003	37,5 1995	21,5 2005	7,5 2013	0,5 2006	53,0 2004
Абсолютный минимум	-52,0 1979	-43,5 2010	-37,0 1993	-25,0 1984	-10,1 2009	-4,0 1981	1,5 1997	-1,0 1993	-6,1 1998	-20,3 2015	-41,0 1984	-54,0 1978	-54,0 1978

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

1	-	Зам.	10-23		22.05.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС17-PD-TKR-TCH

Лист

10

Влажность воздуха. Для характеристики влажности воздуха приводятся три основных показателя: парциальное давление, относительная влажность воздуха и дефицит влажности.

Среднегодовая относительная влажность воздуха по району составила 75%. Максимальная среднемесячная относительная влажность воздуха в районе отмечается в ноябре и составляет 85%, минимальная – в мае – 59%.

Осадки. Среднее количество осадков за год составляет 644 мм.

Глубина промерзания почвогрунтов. Нормативная глубина сезонного промерзания грунтов под оголенной от снега поверхностью в данном районе составила:

- для песчаных грунтов – 2,18м;
- для глинистых грунтов – 1,67м;
- для крупнообломочных грунтов – 2,48м.

Ветровой режим. За год преобладают ветры южного направления, а в период с июня по август – западного направления. Максимальная наблюдаемая скорость ветра по метеостанции Березники составляет 37 м/с.

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

Грозы. В среднем за год в районе работ наблюдается 18 дней с грозой, максимально – 41 дней. Среднегодовая расчетная продолжительность гроз составляет 48 часов.

Метели. Средняя продолжительность периода с метелями в год – 21 дней, наибольшая – 59 дней.

Туманы. Среднегодовое количество дней с туманами – 13 дней, наибольшее – 32 дня.

Град. Среднее число дней с градом в год составляет 1 дней, наибольшее – 4 дня.

Гололед. Гололédный сезон на рассматриваемой территории начинается обычно в октябре и заканчивается в апреле.

При проектировании учтены нагрузки, возникающие при возведении и эксплуатации сооружений. Основными характеристиками атмосферных нагрузок являются их нормативные значения: снеговой, ветровой и гололедной нагрузки.

Согласовано			
Ив. № подл.			
Подп. и дата			
Взам. инв. №			

1	–	Зам.	10-23		22.05.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС17-PD-TKR-TCH

Лист

11

Согласно СП 20.13330.2016, они равны:

– ветровая нагрузка – (I район согласно карте 2 приложения Е), нормативное значение ветрового давления w_0 в зависимости от ветрового района принимается по таблице 11.1 и составляет 0,23 кПа;

– снеговая нагрузка – (VI район согласно карте 1 приложения Е), нормативное значение веса снегового покрова S_g составляет 2,5 кН/м² (таблица 10.1);

– гололедные нагрузки – (III район согласно карте 3 приложения Е), толщина гололедной стенки составляет 10 мм согласно таблице 12.1.

Согласно Правилам устройства электроустановок (ПУЭ):

– по ветровому давлению район работ относится к III району, нормативное ветровое давление на высоте 10 м составляет 650 Па, соответствующая нормативная скорость ветра на высоте 10 м составляет 32 м/с;

– по толщине стенки гололеда район работ относится к III району, толщина гололедной стенки составляет 20 мм.

Согласовано		

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

1	–	Зам.	10-23		22.05.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС17-PD-TKR-TCH

2 Сведения об особых природно-климатических условиях земельного участка, предоставляемого для размещения линейного объекта (сейсмичность, мерзлые грунты, опасные геологические процессы и др.)

При инженерно-геологической оценке территории основное внимание уделяется физико-геологическим и техногенным процессам. Степень распространения и интенсивность проявления этих процессов во многом определяет устойчивость геологической среды к техногенным воздействиям. В исследуемом районе характерными инженерно-геологическими процессами являются процессы подтопления, который характеризуется высоким уровнем грунтовых вод и пучинистость грунтов.

По подтопляемости территории согласно СП 11-105-97, ч. II участок работ относится к I области – подтопленная, по условиям развития процесса к району I-A – подтопленный в естественных условиях, по времени развития процесса к участку I-A-1- постоянно подтопленный.

Подтопление подземными водами района обусловлено, в первую очередь, влиянием природных и, в меньшей мере, техногенных факторов. К природным факторам относятся: геоморфологическая обстановка, определяющая дренированность территории, геолого-литологическое строение, особенности гидрогеологических условий. К техногенным факторам, способствующим процессу подтопления, относятся: недостаточная организация поверхностного стока, влияние человека, связанное со строительным освоением территории, нарушение естественного рельефа, прокладка водонесущих коммуникаций и т.д.

Факторами подтопления являются: климатические условия; близкое положение к поверхности уровней подземных вод; инфильтрация атмосферных осадков; малые уклоны поверхности, что затрудняет поверхностный сток и происходит застаивание дождевых и талых вод.

Согласно п.10.1.4 СП 116.13330.2012 комплекс мероприятий и инженерных сооружений по защите от подтопления должен обеспечивать как локальную защиту зданий, сооружений, грунтов оснований, так и (при необходимости) защиту всей территории в целом. При использовании в качестве защитных мероприятий дренажей и организации поверхностного стока в комплекс защитных сооружений следует включить системы водоотведения и утилизации (при необходимости очистки) дренажных вод. В состав мероприятий по инженерной защите от подтопления должен быть включен мониторинг режима подземных и поверхностных вод, расходов (утечек) и напоров в водонесущих коммуникациях, деформаций оснований, зданий и сооружений, а также наблюдения за работой сооружений инженерной защиты.

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

1	–	Зам.	10-23		22.05.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС17-PD-TKR-TCH

Лист

13

На территории работ грунты в зоне сезонного промерзания обладают пучинистыми свойствами.

Степень морозной пучинистости в пределах глубины сезонного промерзания рассчитана по формуле (6.31) СП 22.13330.2016:

- суглинок тугопластичный ИГЭ-4 – средне- и сильнопучинистый грунт;
- гравийный грунт с суглинистым полутвердым заполнителем ИГЭ-6 (по заполнителю) – слабопучинистый грунт;
- дресвяный грунт с суглинистым полутвердым заполнителем ИГЭ-7 (по заполнителю) – слабопучинистый грунт.

Суглинок текучепластичный ИГЭ-3 находится ниже глубины сезонного промерзания грунтов.

Песок средней крупности ИГЭ-2, гравийный грунт с песчаным заполнителем ИГЭ-5 относятся к непучинистым грунтам при любом положении уровня подземных вод.

Рассматриваемый участок характеризуется сейсмичностью в 5 баллов.

Другие опасные инженерно-геологические и техногенные процессы и явления не выявлены.

Согласно табл. 5.1 СП 115.13330.2016, категория опасности выявленных природных процессов (подтопление) – весьма опасные, (пучение) – опасные, (землетрясения) – умеренно опасные.

Более подробное описание рельефа местности, климатических, инженерно-геодезических, инженерно-геологических условий по проектируемой трассой трубопровода приведено в томе «Отчетная техническая документация по инженерно-геодезическим изысканиям», «Отчетная техническая документация по инженерно-геологическим изысканиям», «Отчетная техническая документация по инженерно-гидрометеорологическим изысканиям»

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

1	–	Зам.	10-23		22.05.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС17-PD-TKR-TCH

Лист

14

3 Сведения о прочностных и деформационных характеристиках грунта в основном линейного объекта

В соответствии с полевым описанием грунтов, лабораторными данными, в соответствии с ГОСТ 20522-2012 и классификацией грунтов по ГОСТ 25100-2020 на участке работ выделены следующие инженерно-геологические элементы (ИГЭ):

ИГЭ-2 – песок мелкий (aQ);

ИГЭ-3 – суглинок текучепластичный (aQ);

ИГЭ-4 – суглинок тугопластичный (aQ);

ИГЭ-5 – гравийный грунт с песчаным заполнителем (aQ);

ИГЭ-6 – гравийный грунт с суглинистым полутвердым заполнителем (aQ);

ИГЭ-7 – дресвяный грунт с суглинистым полутвердым заполнителем (eP_I);

ИГЭ-8 – мергель низкой прочности, размягчаемый (P_I);

ИГЭ-9 – мергель средней прочности, размягчаемый (P_I).

Показатели физико-механических свойств песка средней крупности (ИГЭ-2) приведены в таблице 3.1.

Согласовано										
Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №								
1	–	Зам.	10-23		22.05.23	2021/354/ДС17-PD-TKR-TCH				Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					15

Таблица 3.1. Показатели физико-механических свойств песка средней крупности ИГЭ-2

Расчетные значения характеристик грунта								
Характеристика грунта	Кол-во определений, п	Интервал значений		Средн. кв. откл.	Коэффициент вариация	Нормативные значения	Для расчета оснований по деформациям	Для расчета оснований по несущей
		min	max					
Природная влажность, д.е.	12	0,114	0,167	0,02	0,12	0,142		
Плотность грунта, г/см ³	12	1,87	2,05	0,07	0,04	1,97	1,94	1,93
(коэффициент надежности)							1,012	1,020
Плотность частиц грунта, г/см ³	12	2,64	2,67	0,01	0,01	2,66		
Плотность сухого грунта, г/см ³	12	1,63	1,82	0,06	0,04	1,72		
Пористость, %	12	30,98	38,98	2,40	0,07	35,18		
Коэффициент пористости	12	0,449	0,639	0,06	0,11	0,545		
Коэффициент водонасыщения, д.е.	12	0,572	0,858	0,10	0,15	0,698		
Коэффициент фильтрации, м/сут	7	6,389	9,204			7,57		
При плотности сухого грунта, г/см ³	7	1,66	1,75			1,73		
Угол откоса								
сухой, градус	7	32	36			33,14		
под водой, градус	7	28	29			28,71		
Модуль деформации лаб., Ек, МПа	6	22,86	29,09	2,42	0,09	26,14		
Модуль деформации лаб, Eoed, МПа	6	28,57	36,36	3,02	0,09	32,67		
Модуль деформации E, МПа, с учетом корреляционного коэффициента Mk=1,05						34,30		
Модуль деформации E по результатам испытаний трехосным сжатием, МПа	6	28,50	39,90	3,98	0,12	34,33		
Удельное сцепление, МПа	6	0,001	0,002	0,000	0,22	0,002	0,002	0,001
(коэффициент надежности)							1,121	1,240
Угол внутреннего трения, град	6	33	38	1,83	0,05	36	35	34
(коэффициент надежности)							1,025	1,046
Тангенс угла внутреннего трения	6	0,655	0,780	0,05	0,06	0,729	0,707	0,690
Грансостав по фракциям, %								
>10мм	4	0,2	10,9			3,2		
10-5мм	6	0,1	8,6			2,1		
5-2мм	6	4,8	5,7			5,3		
2-1мм	9	0,1	9,3			3,8		
1-0,5мм	12	0,7	23,3			11,6		
0,5-0,25мм	12	48,5	65,9			54,1		
0,25-0,10мм	12	7,3	46,5			23,6		
<0,10мм	12	0,5	7,4			3,1		

Показатели физико-механических свойств суглинка текучепластичного (ИГЭ-3) приведены в таблице 3.2

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

1	-	Зам.	10-23		22.05.23	2021/354/ДС17-PD-TKR-TCH	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		16

Таблица 3.2. Показатели физико-механических свойств суглинка текучепластичного ИГЭ-3

Расчетные значения характеристик грунта								
Характеристика грунта	Кол-во определений, п	Интервал значений		Средн. кв. откл.	Коэффициент вариация	Нормативные значения	Для расчета оснований по деформациям	Для расчета оснований по несущей способности
		min	max					
Природная влажность, д.е.	12	0,287	0,399	0,04	0,11	0,332		
Влажность на границе текучести, д.е.	12	0,309	0,403	0,03	0,09	0,348		
Влажность на границе раскатывания, д.е.	12	0,174	0,273	0,03	0,15	0,204		
Число пластичности, д.е.	12	0,129	0,168	0,01	0,09	0,145		
Показатель текучести, д.е.	12	0,76	1,00			0,89		
Плотность грунта, г/см ³	12	1,78	1,91	0,05	0,03	1,85	1,83	1,82
(коэффициент надежности)							1,009	1,014
Плотность частиц грунта, г/см ³	12	2,68	2,76	0,03	0,01	2,71		
Плотность сухого грунта, г/см ³	12	1,27	1,48	0,07	0,05	1,39		
Пористость, %	12	45,32	52,53	2,54	0,05	48,69		
Коэффициент пористости	12	0,829	1,106	0,10	0,10	0,953		
Коэффициент водонасыщения, д.е.	12	0,834	0,983	0,04	0,04	0,944		
Модуль деформации лаб., Ек, МПа	6	2,73	3,33	0,25	0,08	3,00		
Модуль деформации лаб, Еоed, МПа	6	4,55	5,56	0,41	0,08	4,99		
Модуль деформации Е, МПа, с учетом корреляционного коэффициента Мк=1,45						7,23		
Модуль деформации Е по результатам испытаний трехосным сжатием, МПа	6	6,08	7,98	0,77	0,11	7,22		
Относительная деформация просадочности, д.ед	6	0,0004	0,0010			0,0006		
Удельное сцепление, МПа	6	0,012	0,017	0,002	0,15	0,014	0,013	0,012
(коэффициент надежности)							1,079	1,150
Угол внутреннего трения, град	6	12	16	1,83	0,13	14	13	12
(коэффициент надежности)							1,068	1,129
Тангенс угла внутреннего трения	6	0,220	0,280	0,03	0,11	0,247	0,233	0,222
Грансостав по фракциям, %								
1-0,5мм	1	0,4	0,4			0,4		
0,5-0,25мм	8	0,1	3,5			1,4		
0,25-0,10мм	12	0,1	17,3			5,3		
0,10-0,05мм	12	10,7	23,3			16,1		
0,05-0,01мм	12	38,7	62,8			50,7		
0,01-0,005мм	12	7,0	17,1			11,9		
<0,005мм	12	9,5	23,2			15,1		

Показатели физико-механических свойств суглинка тугопластичного (ИГЭ-4) приведены в таблице 3.3

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

1	-	Зам.	10-23		22.05.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС17-PD-TKR-TCH

Лист

17

Таблица 3.3. Показатели физико-механических свойств суглинка тугопластичного ИГЭ-4

Расчетные значения характеристик грунта								
Характеристика грунта	Кол-во определений, п	Интервал значений		Средн. кв. откл.	Коэффициент вариация	Нормативные значения	Для расчета оснований по деформациям	Для расчета оснований по несущей способности
		min	max					
Природная влажность, д.е.	12	0,223	0,249	0,01	0,03	0,235		
Влажность на границе текучести, д.е.	12	0,301	0,335	0,01	0,04	0,317		
Влажность на границе раскатывания, д.е.	12	0,171	0,208	0,01	0,07	0,185		
Число пластичности, д.е.	12	0,121	0,154	0,01	0,08	0,132		
Показатель текучести, д.е.	12	0,28	0,49			0,38		
Плотность грунта, г/см ³	12	1,90	2,04	0,04	0,02	1,95	1,94	1,93
(коэффициент надежности)							1,006	1,009
Плотность частиц грунта, г/см ³	12	2,69	2,73	0,01	0,01	2,71		
Плотность сухого грунта, г/см ³	12	1,53	1,65	0,03	0,02	1,58		
Пористость, %	12	39,24	43,30	1,13	0,03	41,75		
Коэффициент пористости	12	0,646	0,764	0,03	0,05	0,717		
Коэффициент водонасыщения, д.е.	12	0,849	1,000	0,04	0,05	0,891		
Модуль деформации лаб., Ек, МПа	6	3,41	4,84	0,62	0,16	3,95		
Модуль деформации лаб, Eoed, МПа	6	5,68	8,06	1,04	0,16	6,58		
Модуль деформации E, МПа, с учетом корреляционного коэффициента Mk=2,07						13,62		
Модуль деформации E по результатам испытаний трехосным сжатием, МПа	6	11,94	14,82	0,98	0,07	13,62		
Относительная деформация просадочности, д.ед	6	0,0004	0,0012			0,0007		
Удельное сцепление, МПа	6	0,023	0,029	0,003	0,10	0,026	0,024	0,023
(коэффициент надежности)							1,050	1,093
Угол внутреннего трения, град	6	21	22	0,41	0,02	21	21	21
(коэффициент надежности)							1,010	1,017
Тангенс угла внутреннего трения	6	0,375	0,400	0,01	0,03	0,384	0,379	0,376
Грансостав по фракциям, %								
2-1мм	1	0,1	0,1			0,1		
1-0,5мм	3	0,1	0,2			0,2		
0,5-0,25мм	10	0,1	1,0			0,4		
0,25-0,10мм	12	0,3	4,3			1,5		
0,10-0,05мм	12	6,9	21,3			12,4		
0,05-0,01мм	12	22,4	57,2			49,8		
0,01-0,005мм	12	7,9	43,0			15,7		
<0,005мм	12	13,9	28,8			20,4		

Показатели физических свойств гравийного грунта с песчаным заполнением (ИГЭ-5) приведены в таблице 3.4

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

1	-	Зам.	10-23		22.05.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС17-PD-TKR-TCH

Лист

18

Таблица 3.4. Показатели физических свойств гравийного грунта с песчаным заполнением ИГЭ-5

Расчетные значения характеристик грунта								
Характеристика грунта	Кол-во определений, п	Интервал значений		Средн. кв. откл.	Коэффициент вариация	Нормативные значения	Для расчета оснований по деформациям	Для расчета оснований по несущей способности
		min	max					
Природная влажность, д.е.	10	0,062	0,092	0,01	0,13	0,077		
Плотность грунта, г/см ³	10	2,15	2,30	0,04	0,02	2,24	2,23	2,21
(коэффициент надежности)							1,007	1,011
Плотность частиц грунта, г/см ³	10	2,65	2,68	0,01	0,00	2,67		
Плотность сухого грунта, г/см ³	10	1,97	2,17	0,06	0,03	2,08		
Пористость, %	10	18,89	26,54	2,21	0,10	22,01		
Коэффициент пористости	10	0,233	0,361	0,04	0,13	0,283		
Коэффициент водонасыщения, д.е.	10	0,665	0,784	0,05	0,06	0,728		
Грансостав по фракциям, %								
>10мм	10	26,5	48,2			41,2		
10-5мм	10	6,6	26,5			14,2		
5-2мм	10	6,7	18,5			11,5		
2-1мм	10	1,9	14,9			6,9		
1-0,5мм	10	1,1	11,9			4,9		
0,5-0,25мм	10	1,3	15,1			7,6		
0,25-0,10мм	10	0,3	11,0			4,8		
<0,10мм	10	4,8	19,4			9,0		

Показатели физико-механических свойств гравийного грунта с суглинистым полутвердым заполнителем (ИГЭ-6) приведены в таблице 3.5.

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

1	-	Зам.	10-23		22.05.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС17-PD-TKR-TCH

Лист

19

Таблица 3.5. Показатели физико-механических свойств гравийного грунта с суглинистым полутвердым заполнителем ИГЭ-6

Расчетные значения характеристик грунта									
Характеристика грунта	Кол-во определений, п	Интервал значений		Средн. кв. откл.	Коэффициент вариация	Нормативные значения	Для расчета оснований по деформациям	Для расчета оснований по несущей способности	
		min	max						
Природная влажность, д.е.	10	0,141	0,205	0,02	0,13	0,180			
Влажность на границе текучести, д.е.	10	0,231	0,305	0,02	0,08	0,276			
Влажность на границе раскатывания, д.е.	10	0,128	0,195	0,02	0,13	0,167			
Число пластичности, д.е.	10	0,101	0,119	0,01	0,06	0,109			
Показатель текучести, д.е.	10	0,00	0,21			0,11			
Плотность грунта, г/см ³	10	2,03	2,15	0,04	0,02	2,08	2,07	2,06	
(коэффициент надежности)							1,007	1,013	
Плотность частиц грунта, г/см ³	10	2,67	2,78	0,04	0,01	2,74			
Плотность сухого грунта, г/см ³	10	1,69	1,87	0,07	0,04	1,77			
Пористость, %	10	30,08	38,67	3,22	0,09	35,46			
Коэффициент пористости	10	0,430	0,631	0,08	0,14	0,553			
Коэффициент водонасыщения, д.е.	10	0,851	0,977	0,04	0,04	0,891			
Коэффициент истираемости, д.е.	6	0,03	0,05			0,04			
Коэффициент выветрелости крупных обломков грунтов, д.е.	6	0,10	0,16			0,13			
Прочностные и деформационные характеристики грунта*									
Удельное сцепление, С, МПа	6	0,008	0,017	3,63	0,28	0,013	0,013	0,009	
(коэффициент надежности)							1,00	1,50	
Угол внутреннего трения, φ, град	6	25	30	1,86	0,07	28	28	24	
(коэффициент надежности)							1,00	1,15	
Модуль деформации, Е, МПа	6	36,27	46,50	4,37	0,11	40,37			
Грансостав по фракциям, %									
>10мм	10	18,7	49,6			34,1			
10-5мм	10	6,2	21,8			13,4			
5-2мм	10	6,0	18,5			12,7			
2-1мм	5	1,7	5,4			3,0			
1-0,5мм	9	1,1	7,0			3,1			
0,5-0,25мм	9	0,9	7,1			3,6			
0,25-0,10мм	10	0,7	10,3			3,1			
0,10-0,05мм	10	0,8	6,6			3,9			
0,05-0,01мм	10	6,8	21,4			12,5			
0,01-0,005мм	10	1,1	6,1			4,1			
<0,005мм	10	3,5	12,5			8,6			

Показатели физико-механических свойств дресвяного грунта с суглинистым полутвердым заполнением (ИГЭ-7) приведены в таблице 3.6.

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

1	-	Зам.	10-23		22.05.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС17-PD-TKR-TCH

Лист

20

Таблица 3.6. Показатели физико-механических свойств дресвяного грунта с суглинистым полутвердым заполнением ИГЭ-7

Расчетные значения характеристик грунта								
Характеристика грунта	Кол-во определений, п	Интервал значений		Средн.кв. откл.	Коэффициент вариация	Нормативные значения	Для расчета оснований по деформациям	Для расчета оснований по несущей способности
		min	max					
Природная влажность, д.е.	10	0,198	0,217	0,01	0,03	0,208		
Влажность на границе текучести, д.е.	10	0,298	0,356	0,02	0,06	0,323		
Влажность на границе раскатывания, д.е.	10	0,181	0,213	0,01	0,06	0,193		
Число пластичности, д.е.	10	0,098	0,145	0,01	0,11	0,129		
Показатель текучести, д.е.	10	0,00	0,24			0,11		
Плотность грунта, г/см ³	10	1,87	2,17	0,09	0,05	2,04	2,01	1,98
(коэффициент надежности)							1,016	1,028
Плотность частиц грунта, г/см ³	10	2,71	2,77	0,02	0,01	2,73		
Плотность сухого грунта, г/см ³	10	1,55	1,80	0,08	0,05	1,69		
Пористость, %	10	34,28	43,57	3,01	0,08	38,26		
Коэффициент пористости	10	0,522	0,772	0,08	0,13	0,623		
Коэффициент водонасыщения, д.е.	10	0,730	1,000	0,09	0,10	0,912		
Коэффициент истираемости, д.е.	6	0,50	0,59			0,55		
Коэффициент выветрелости крупных обломков грунтов, д.е.	6	0,76	0,81			0,78		
Прочностные и деформационные характеристики грунта*								
Удельное сцепление, С, МПа	6	0,009	0,019	3,67	0,29	0,013	0,013	0,009
(коэффициент надежности)							1,00	1,50
Угол внутреннего трения, φ, град	6	14	16	0,81	0,05	15	15	13
(коэффициент надежности)							1,00	1,15
Модуль деформации, Е, МПа	6	22,36	28,03	2,05	0,08	24,67		
Грансостав по фракциям, %								
>10мм	10	15,5	47,4			32,6		
10-5мм	10	11,5	17,7			14,0		
5-2мм	10	8,6	20,1			13,2		
2-1мм	5	0,6	5,3			2,4		
1-0,5мм	7	0,1	1,7			1,1		
0,5-0,25мм	8	0,7	6,7			2,4		
0,25-0,10мм	9	0,1	7,5			2,9		
0,10-0,05мм	10	1,8	5,5			4,0		
0,05-0,01мм	10	6,3	23,6			12,4		
0,01-0,005мм	10	3,5	14,9			8,3		
<0,005мм	10	2,1	14,5			9,0		

Показатели физико-механических свойств мергеля низкой прочности, размягчаемого (ИГЭ-8) приведены в таблице 3.7.

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

1	-	Зам.	10-23		22.05.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС17-PD-TKR-TCH

Лист

21

Таблица 3.7. Показатели физико-механических свойств мергеля низкой прочности, размягчаемого ИГЭ-8

Расчетные значения характеристик грунта								
Характеристика грунта	Кол-во определений, п	Интервал значений		Средн. кв. откл.	Коэффициент вариация	Нормативные значения	Для расчета оснований по деформациям	Для расчета оснований по несущей способности
		min	max					
Природная влажность, д.е.	10	0,087	0,136	0,02	0,14	0,111		
Плотность грунта, г/см ³	10	2,18	2,27	0,03	0,01	2,24	2,23	2,22
(коэффициент надежности)							1,005	1,008
Плотность частиц грунта, г/см ³	10	2,69	2,73	0,01	0,01	2,71		
Плотность сухого грунта, г/см ³	10	1,94	2,07	0,04	0,02	2,01		
Пористость, %	10	23,90	28,82	1,52	0,06	25,67		
Коэффициент пористости	10	0,314	0,405	0,03	0,08	0,346		
Коэффициент водонасыщения, д.е.	10	0,713	1,000	0,09	0,11	0,865		
Предел прочности на одноосное сжатие в естественном состоянии, МПа	10	2,0	4,4	0,74	0,25	3,0		
Предел прочности на одноосное сжатие в водонасыщенном состоянии, МПа	10	1,3	2,9	0,43	0,22	2,0		
Предел прочности на одноосное сжатие в воздушно-сухом состоянии, МПа	10	2,4	5,7	1,16	0,29	4,0		
Коэффициент размягчаемости, д.е.	10	0,34	0,73	0,14	0,27	0,52		
Коэффициент выветрелости, д.е.	10	0,75	0,82	0,02	0,03	0,79		

Показатели физико-механических свойств мергеля средней прочности, размягчаемого (ИГЭ-9) приведены в таблице 3.8.

Таблица 3.8. Показатели физико-механических свойств мергеля средней прочности, размягчаемого ИГЭ-9

Расчетные значения характеристик грунта								
Характеристика грунта	Кол-во определений, п	Интервал значений		Средн. кв. откл.	Коэффициент вариация	Нормативные значения	Для расчета оснований по деформациям	Для расчета оснований по несущей способности
		min	max					
Природная влажность, д.е.	10	0,034	0,044	0,00	0,08	0,038		
Плотность грунта, г/см ³	10	2,45	2,56	0,03	0,01	2,52	2,51	2,50
(коэффициент надежности)							1,005	1,008
Плотность частиц грунта, г/см ³	10	2,73	2,77	0,01	0,00	2,75		
Плотность сухого грунта, г/см ³	10	2,36	2,47	0,03	0,01	2,43		
Пористость, %	10	9,49	14,79	1,50	0,13	11,66		
Коэффициент пористости	10	0,105	0,174	0,02	0,14	0,132		
Коэффициент водонасыщения, д.е.	10	0,606	0,938	0,11	0,13	0,802		
Предел прочности на одноосное сжатие в естественном состоянии, МПа	10	16,2	24,5	3,05	0,15	20,9		
Предел прочности на одноосное сжатие в водонасыщенном состоянии, МПа	10	15,1	19,9	1,62	0,10	17,0		
Предел прочности на одноосное сжатие в воздушно-сухом состоянии, МПа	10	20,3	27,1	1,98	0,08	24,3		
Коэффициент размягчаемости, д.е.	10	0,58	0,75	0,06	0,09	0,70		
Коэффициент выветрелости, д.е.	10	0,87	0,93	0,02	0,02	0,91		

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

1	-	Зам.	10-23		22.05.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС17-PD-TKR-TCH

Лист

22

4 Сведения об уровне грунтовых вод, их химическом составе, агрессивности по отношению к материалам изделий и конструкций подземной части линейного объекта

В гидрогеологическом отношении участок характеризуется развитием 2-х горизонтов подземных вод: четвертичных (Q) и нижнепермских (P1) отложений.

Первый от поверхности водоносный горизонт приурочен к четвертичным аллювиальным отложениям и носит постоянный характер. По характеру распространения воды четвертичных отложений относятся к зоне грунтовых вод. Уровень грунтовых вод и мощность водоносного горизонта подвержены незначительным колебаниям в течение года. Питание грунтовых вод происходит в основном за счет атмосферных осадков и поверхностных вод, но они могут быть и смешанными, инфильтрационно-конденсационными, разгрузка осуществляется в ближайшую гидрографическую сеть и нижележащие горизонты.

Грунтовые воды вскрыты на глубине 0,4-2,5м от дневной поверхности (абс.отм. 106,65-112,56м в Балтийской системе высот) в песке средней крупности (ИГЭ-2) и суглинке текучепластичном (ИГЭ-3). Установившийся уровень грунтовых вод зафиксирован на тех же глубинах. Максимальный уровень данного горизонта прогнозируется в мае после схода снежного покрова, и ожидается подъем на 0,5-1,5м от ранее замеренного, вплоть до выхода на дневную поверхность. Режим подземных вод сезонный гидрологический.

По химическому типу подземные воды характеризуется как сульфатно-хлоридные, натриево-калиевые; гидрокарбонатно-сульфатно-хлоридные, магниевые-кальциевые, пресные, с общей минерализацией 0,13-0,26г/литр.

Согласно химическим анализам проб воды и в соответствии с табл. В.3, В.4 СП 28.13330.2017 подземные воды обладают слабой выщелачивающей и общекислотной агрессивностью к бетону нормальной проницаемости (марки W4). Согласно табл. Г.1 СП 28.13330.2017 подземные воды неагрессивные к арматуре железобетонных конструкций по содержанию хлора при постоянном погружении и при периодическом смачивании. По отношению к металлическим конструкциям при свободном доступе кислорода (табл. Х.3) среда среднеагрессивная. Согласно табл. П 11.2 и П 11.4 РД 34.20.508 коррозионная агрессивность подземных вод к свинцовой и алюминиевой оболочкам кабеля средняя и высокая.

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

1	-	Зам.	10-23		22.05.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС17-PD-ТКR-ТСН

Лист

23

Второй от поверхности водоносный горизонт так же носит постоянный характер и приурочен к зонам повышенной трещиноватости нижнепермских отложений. По характеру распространения подземные воды нижнепермских отложений отнесены к трещинно-грунтовым водам. Питание трещинно-грунтовых вод смешанное: атмосферно-паводковое и подземное. Разгрузка осуществляется в местную эрозионную сеть в виде родников и ближайшие водотоки. Режим трещинно-грунтовых вод по сравнению с режимом грунтовых является более стабильным; пьезометрический уровень мало подвержен сезонным колебаниям. Характер их движения определяется размером и формой трещин.

Грунтовые воды вскрыты на глубине 3,6-11,2м (абс.отм. 106,65-110,44м в Балтийской системе высот) от поверхности земли в мергелях (ИГЭ-8, ИГЭ-9). На левом берегу р. Яйва подземные воды обладают местным напором (высота напора составила 1,7м). Установившийся уровень подземных вод зафиксирован на глубине 9,5м (абс.отм. 108,35м в Балтийской системе высот). Напор обусловлен гидростатическим давлением, которое возникает из-за разности перепадов высот в области питания и области разгрузки. На правом берегу реки трещинно-грунтовые воды безнапорные, установившиеся уровни зафиксированы на абсолютной отметке 110,44м (БС).

По химическому типу подземные воды характеризуется как хлоридно-гидрокарбонатные, магниевые-кальциевые, пресные, с общей минерализацией 0,55-0,56г/литр.

Согласно химическим анализам проб воды и в соответствии с табл. В.3, В.4 СП 28.13330.2017 подземные воды обладают слабой углекислотной и общекислотной агрессивностью к бетону нормальной проницаемости (марки W4). Согласно табл. Г.1 СП 28.13330.2017 подземные воды неагрессивные к арматуре железобетонных конструкций по содержанию хлора при постоянном погружении и при периодическом смачивании. По отношению к металлическим конструкциям при свободном доступе кислорода (табл. Х.3) среда среднеагрессивная. Согласно табл. П 11.2 и П 11.4 РД 34.20.508 коррозионная агрессивность подземных вод к свинцовой и алюминиевой оболочкам кабеля средняя и высокая.

Характер питания поверхностных водных объектов - преимущественно снегового типа, с четко выраженными фазами уровневого режима: весеннего половодья, летней межени, летне-осеннего дождевого паводка и зимней межени.

По подтопляемости территории согласно СП 11-105-97, ч. II участок работ относится к I области – подтопленная, по условиям развития процесса к району I-A – подтопленный в естественных условиях, по времени развития процесса к участку I-A-1- постоянно подтопленный.

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

1	-	Зам.	10-23		22.05.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС17-PD-TKR-TCH

Лист

24

5 Сведения о проектной мощности (пропускной способности, грузообороте, интенсивности движения и др.) линейного объекта

Необходимый уровень конструктивной надежности трубопровода обеспечивается путем категорирования трубопровода и его участков в зависимости от назначения и определения коэффициентов надежности, характеризующих назначения и условия работы трубопровода, применяемые для трубопровода материалы и действующие на него нагрузки.

Проектируемый промышленный газопровод (переход через р. Яйва) в соответствии с п.7.1.3 ГОСТ Р 55990-2014 относится к IV классу (при рабочем давлении до 2,5МПа).

Транспортируемый продукт относится к категории 5 согласно п.6.2, табл.1 ГОСТ Р 55990-2014.

В соответствии с таблицей 3 ГОСТ Р 55990-2014 по назначению промышленный газопровод относится к категории Н.

Категории участков трубопровода принимаются в зависимости от условия прохождения трубопровода по местности и пересечения с естественными и искусственными преградами в соответствии ГОСТ Р 55990-2014.

В проекте участок перехода через р. Яйва принят категории I в соответствии с таблицей 1 «Переходы магистральных и промышленных трубопроводов, транспортирующих углеводороды, через водные преграды», утвержденные указаниями АШ-12У от 21.12.2021г ПАО «ЛУКОЙЛ», как участок перехода через водную преграду шириной зеркала воды в межень более 25м и глубиной более 1,5м. Категории участков трубопровода приведены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Категории участков газопровода

Участок трубопровода	Категория участка трубопровода
Узлы береговой запорной арматуры, а также участки на длине 250 м от запорной арматуры	I
Переходы через водные преграды шириной зеркала воды в межень 10 м и более и глубиной 1,5 м и более или шириной зеркала воды в межень 25 м и более независимо от глубины	I
Прибрежные участки длиной не менее 25 м от среднемеженного горизонта воды	I
Участки трубопровода протяженностью 1000 м от границ ГВВ 10% обеспеченности	II

Категории участков указаны на графических приложениях к тому 2 «Проект полосы

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

1	-	Зам.	10-23		22.05.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС17-PD-ТКР-ТСН

Лист

25

отвода».

Основные показатели для проектирования линейного объекта приняты на основании задания на проектирование (приведено в томе 1 «Пояснительная записка»).

Объем транспорта по трубопроводу, согласно Заданию на проектирование составляет $Q_T = 80$ тыс. м³/сут.;

Транспорт газа смеси осуществляется по герметизированной системе.

Режим работы системы непрерывный, круглосуточный.

Применяемая в проекте запорная арматура имеет необходимые сертификаты соответствия требованиям промышленной и пожарной безопасности и декларацию о соответствии ТС.

Диаметр проектируемого выкидного трубопровода, предусмотренный проектом – 325 мм с толщиной стенки 8 мм.

Диаметр трубопровода принят на основании параметров транспортируемой среды, предоставленных в задании на проектирование, с учетом условий работы трубопровода в сложных инженерно-геологических условиях и результатов прочностного и гидравлического расчетов. Расчет трубопровода на прочность и устойчивость выполнен с учетом требований ГОСТ Р 55990-2014.

Давление, максимально возможное в трубопроводе в соответствии с заданием на проектирование составляет 1,6 МПа.

Гидравлический расчет трубопровода выполнен на максимальную производительность с учетом 20% и рабочее давление 0,5 МПа. В соответствии с результатом гидравлического расчета принят диаметр проектируемого трубопровода – Ø325мм. Результаты гидравлического расчета приведены на рис. 1. **Физико-химические свойства транспортируемой среды представлены в приложении Д.**

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

1	–	Зам.	10-23		22.05.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС17-PD-TKR-TCH

Лист

26

Рис. 1 Результаты гидравлического расчета

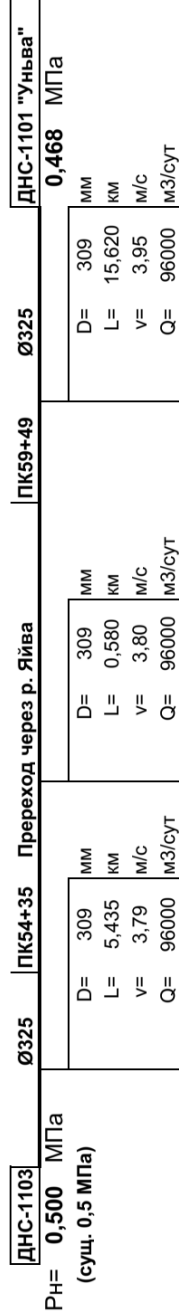
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Согласовано		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Газопровод полупного газа ДНС-1103-ДНС-1101 "Уньва" (подводный переход через р. Яйва)

Результаты гидравлического расчета

Расчетный участок газопровода	Внутрен. диаметр мм	Пр-ть млн.м3/год	Пр-ть млн.м3/сут	Давление начальн. ата	Давление конечное ата	Плотность газа кг/м3	Относит. вес газа Δ	Тем-ра газа К	Коэф-т сжимаеми. Z _{ср}	Длина участка км	Относит идр. шерох ε	Re	Рис. 7.2 коэф. λ	Скорость потока м/с	Плотность реальн. газа кг/м3	д. газ. пост. R _{уд} , кгс м/кг.К
ДНС-1103 - ПК54+35	309	35,04	0,0960	6,00	5,922	1,126	0,8729	288	1,00	5,435	0,000361	613550	0,021	3,792	3,90931	52,6
ПК54+35 - ПК59+49	309	35,04	0,0960	5,922	5,914	1,126	0,8729	288	1,00	0,580	0,000361	613550	0,021	3,797	3,90379	52,6
ПК59+49 - ДНС-1101	309	35,04	0,0960	5,914	5,684	1,126	0,8729	288	1,00	15,620	0,000361	613550	0,021	3,951	3,75195	52,6

Расчетная схема и результаты гидравлического расчета:



*Примечание: Расход принят перспективный с 20% запасом (согласно ТУ ОГТ)
 К проектированию принята труба: Ø325

Для выполнения расчета приняты коэффициенты по таблицам ГОСТ Р 55990-2014: $\gamma_{fr} = 1,10$ – коэффициент надежности по нагрузке (внутреннему давлению), принимается по таблице 11; $\gamma_{\sigma} = 0,637$ – коэффициент условий работы трубопровода, принимается по таблице 13; $\gamma_{tu} = 1,47$ – коэффициент надежности по материалу труб при расчете прочности, принимается по таблице 12; $\gamma_{tu} = 1,15$ – коэффициент надежности по материалу труб при расчете текучести, принимается по ГОСТ Р 55990-2014, пункт 12.1.8; $\gamma_n = 1,10$ – коэффициент надежности по ответственности трубопровода, принимается по ГОСТ Р 55990-2014, пункт 12.1.6.

Расчетная толщина стенки трубопровода (S_R) определяется как большее из двух значений, каждое из которых зависит от нормативных значений, соответственно, предела текучести и предела прочности (временного сопротивления) материала труб в соответствии с ГОСТ Р 55990-2014.

Номинальную толщину стенки (S_n) труб следует принимать равной не менее 1/100 номинального диаметра трубы, но не менее 4 мм для труб номинальным диаметром DN 300 с учетом не линейности толщины стенки трубы (C_1 , минусового отклонению толщины стенки – 15 %), коррозии металла ($C_2=2$ мм).

Результаты расчетов приведены в таблице 5.1

Таблица 5.1 — Результаты расчетов толщины стенки трубопровода

Наименование	D, мм	P _{max.} , МПа	S _R , мм	C ₁ , мм	S _n +C ₁ +C ₂ , мм	s, мм
Газопровод (основная и резервная нитки)	325	1,2	1,8	1,2	7,2	8,0

Сравнение расчетной толщины стенки трубопровода с отбраковочной, определенной в соответствии с Приказом 534 об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (в ред. Приказа Ростехнадзора от 15.12.2020), показывает, что за основу расчета срока службы трубопровода необходимо принимать принятую толщину, так как отбраковочная толщина меньше. Отбраковочные размеры трубопровода приведены в таблице 6.2.

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

1	–	Зам.	10-23		22.05.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС17-PD-TKR-TCH

Таблица 5.2 – Отбраковочный размер стенки трубы и деталей трубопровода

Наружный диаметр, мм	≤ 325
Наименьшая допустимая толщина стенки, Сотбр, мм	3,0

Расчетный срок службы трубопровода определяется с учетом скорости коррозии, принятой по опыту эксплуатации, а также отбраковочного размера стенок труб. Скорость коррозии трубопровода принята 0,1 мм/год.

Расчетный срок службы трубопровода определен по формуле:

$$n = \frac{\text{толщина стенки} - \text{отбраковочная толщина}}{\text{скорость коррозии}}$$

В соответствии с требованиями заказчика фактический срок службы трубопровода принят 25 лет. Назначенный срок службы трубопровода выбирается как наименьшее значение из расчетного и фактического срока службы. Расчетный и назначенный срок службы трубопровода приведены в таблице 6.3.

Таблица 5.3 – Срок службы трубопровода

Диаметр, мм	Расчетный срок службы, лет	Назначенный срок службы, лет
325 x 8	50,0	25

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

1	–	Зам.	10-23		22.05.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС17-PD-TKR-TCH

Лист

29

6 Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного объекта, обеспечивающие соблюдение требований технических регламентов

6.1 Характеристика основного технологического оборудования

Данным проектом установка технологического оборудования по трассе проектируемого трубопровода не предусматривается.

6.2 Характеристика параметров трубопровода и описание технологических решений

Технические решения, предусмотренные проектом, представлены комплексом технологических, технических и организационных мероприятий, направленных в первую очередь на повышение эксплуатационной надежности, противопожарной и экологической безопасности проектируемого трубопровода.

Основные технические решения по линейной части приняты по инженерно-геологическим и климатическим условиям района строительства, на основании задания заказчика на проектирование, с учетом прочностного и гидравлического расчета трубопровода.

Проект выполнен в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014 и Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности. Принятые технические решения обеспечивают максимальную надежность и экологическую безопасность проектируемого трубопровода.

Выбор трассы газопровода выполнен из условия минимизации нанесения ущерба окружающей природной среде и обеспечения высокой надежности и безаварийности в период эксплуатации.

При выборе трассы максимально использовалась возможность размещения их вне водоохранных зон, на заболоченных участках и землях с менее ценными породами деревьев. При этом учитывались инженерно-геологические условия района строительства, применяемые методы производства строительного-монтажных работ.

Проектируемые трассы проходят в северо-восточном направлении в коридоре существующих коммуникаций.

Основная трасса газопровода пересекает нефтепровод (нед.) на ПК2+64.03, кабель связи на ПК2+91.69 и на ПК2+01.16 р. Яйва (гл. 6,0 м).

Резервная нитка газопровода пересекает кабель связи на ПК2+46.40 и на ПК1+68.30 р. Яйва (гл. 6,0 м).

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

1	-	Зам.	10-23		22.05.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС17-PD-ТКР-ТСН

Лист

30

Все вышеперечисленные условия, позволяют уменьшить отводимые земли под проектируемый трубопровод, упрощает обслуживание и ремонт трубопровода.

Безопасность в районе прохождения проектируемого трубопровода обеспечивается расположением его на соответствующем расстоянии от объектов инфраструктуры.

Расстояния до сооружений и между инженерными сетями и параллельными трубопроводами приняты в зависимости от класса и диаметра трубопровода, транспортируемого продукта, назначения объектов и степени обеспечения их безопасности в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014 (таблицы 6 и 7).

Принятые расстояния обеспечивают сохранность существующих коммуникаций, безопасность при проведении работ и надежность трубопровода в процессе эксплуатации.

При выборе труб учитывались климатические характеристики района строительства. Выбор труб выполнен на основании расчетов на прочность с учетом номенклатуры заводо-изготовителей.

Промысловый газопровод запроектирован из стальных электросварных прямошовных труб диаметром 325 мм, толщиной стенки 8 мм по ГОСТ 20295-85 из стали 20, с наружным 3-х слойным полимерным покрытием усиленного типа по ГОСТ Р 51164-98 и внутренним двухслойным эпоксидным покрытием. Для защиты внутреннего покрытия на стыках предусмотрены втулки CPS по ТУ 1390-001-09308923-2014.

В месте пересечения с водной преградой трубопровод принят с защитным бетонным покрытием «ЗУБ-Кожух» в стальной оцинкованной оболочке.

Изоляция подземных сварных стыков трубы предусмотрена лентой на полимерной основе. Толщина изоляционного слоя над сварным стыком принята в соответствии с ГОСТ Р 51164-98.

Трубы на заводах-изготовителях подвергаются контролю.

Трубы соответствуют требованиям ГОСТ Р 55990-2014 по габаритным размерам, овальности, допустимым отклонениям по наружному диаметру и т.д.

Принятые трубы обеспечивают высокую надежность на весь период эксплуатации. Срок эксплуатации, гарантированный заводом-изготовителем, составляет для стального трубопровода – не менее 25 лет. По трассе газопровода распространения многолетнемерзлых грунтов не отмечено, на основании этого и в соответствии с ГОСТ Р 55990-2014 принят подземный способ прокладки трубопровода.

Рытье траншей выполнить согласно СП 45.13330.2017.

Соединение труб – сварное встык. Соединение стальных труб и фасонных частей (узлы запорной арматуры) между собой сваркой встык.

Промысловый газопровод прокладывается параллельно рельефу местности

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

1	–	Зам.	10-23		22.05.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС17-PD-TKR-TCH

с использованием гнутых вставок в вертикальной и горизонтальной плоскостях.

Минимальный радиус упругого изгиба составляет для трубопровода диаметром 325 мм – 300 м, для трубопровода на участке обетонирования – 300 м (1000Ду).

Гнутые вставки выполнены с применением отводов, изготовленные методом индукционного нагрева по ТУ 102-488.1-05 и ГОСТ 17375-2001.

Глубина заложения проектируемого трубопровода принята исходя из следующих условий:

- на непахотных землях вне постоянных проездов не менее 0,8 м до верха трубы;
- на пахотных землях не менее 1,0 м до верха трубы.

Глубина прокладки в пучинистых грунтах принята с учетом коэффициента учитывающего силы морозного пучения.

Глубина через водную преграду принята не менее чем на 1,0 ниже прогнозируемого предельного профиля размыва русла реки, но не менее 2,0 м от естественных отметок дна водоема сложенного сыпучими грунтами (песком, супесью), в соответствии с требованиями «Переходы магистральных и промысловых трубопроводов, транспортирующих углеводороды, через водные преграды», утвержденные указаниями АШ-12У от 21.12.2021г ПАО «ЛУКОЙЛ».

Протяженность проектируемого участка газопровод приведена в таблице 7.2.1.

Таблица 7.2.1 – Протяженность трубопровода

Наименование трубопроводов	Характеристика рекомендуемых труб				
	ТУ, ГОСТ	Марка стали	σвр, МПа	Диаметр и толщина стенки, мм	Протяженность, м
Промысловый газопровод – основная нитка (траншейная прокладка)	ГОСТ 20295-85	20	412	325 x 8	569,87
Промысловый газопровод – резервная нитка (траншейная прокладка)	ГОСТ 20295-85	20	412	325 x 8	524,03
Примечания: 1. Длина трубопровода дана с учетом плановых материалов и без учета 1 %.					

Соединительные детали трубопровода (отводы) применяются из стали аналогичной материалу труб, применяемых в проекте.

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

1	–	Зам.	10-23		22.05.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС17-PD-TKR-TCH

Лист

32

6.3 Переходы трубопровода через естественные и искусственные преграды, пересечения с коммуникациями

Проектируемый трубопровод пересекает:

- подземные коммуникации – нефтепровод, кабель связи (краткая характеристика приведена в приложении А);
- водные преграды – р. Яйва (краткая характеристика приведена в таблице Б).
- линии ВЛ (краткая характеристика приведена в таблице В). Проектирование других инженерных коммуникаций, подлежащих переустройству, проектной документацией не предусмотрено.

Проектируемый трубопровод при пересечении с существующими коммуникациями прокладывается в соответствии с нормативной документацией: п. 8.10 ГОСТ Р 55990 2014 (взаимное пересечение трубопроводов, а также пересечения трубопровода с кабелем связи) предусмотрено под углом не менее 60 градусов, расстояние в свету принято не менее 350 мм между трубопроводами и 500 мм между трубопроводом и кабелем) траншейным способом.

В месте пересечения проектируемого газопровода с кабелем связи, проектом предусмотрена защита кабеля связи.

Проектируемые трубопроводы прокладываются при пересечении с воздушными линиями электропередач траншейным способом в соответствии с ПУЭ.

Проектируемый трубопровод прокладывается при пересечении с водной преградой траншейным способом, так же предусматривается укрепление дна и берегов водной преграды каменной наброской $h = 0,5$ м по подготовке из щебня $h = 0,2$ м.

В соответствии с п.891 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», участки нефтепровода при пересечении с реками, должны быть в защитных стальных футлярах. В качестве стального футляра проектом предусмотрено защитное бетонное покрытие трубопровода «ЗУБ-Кожух» в стальной оцинкованной оболочке.

6.4 Вспомогательное оборудование

Узлы отключающих задвижек

Для производства, обслуживания и ремонта, а также уменьшения отрицательного воздействия на окружающую среду, проектной документацией предусмотрена установка запорной арматуры (Узел №1 и Узел №2). Места расположение узлов запорной арматуры указаны на графических приложениях тома 2021/354/ДС17-PD-РРО.

Размещение запорной арматуры выполнено в соответствии с разделом 9 ГОСТ Р 55990–2014. Узлы запорной арматуры включают в себя краны шаровые DN 300 мм, PN 1,6 МПа с концами под приварку, для подземной установки с удлиненным штоком,

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

1	–	Зам.	10-23		22.05.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС17-PD-ТКР-ТСН

Лист

33

выведенным на поверхность. В состав обвязки узлов на газопроводе входят продувочные трубопроводы, предназначенные для опорожнения участков газопровода на свечу. Свечи выведены на расстояние не менее 15 м от проектируемой и существующей запорной арматуры. В соответствии с требованиями раздела 9 СП 284-1325800-2016 диаметр продувочной свечи Ду 80 мм определен на основании расчета из условия опорожнения участка газопровода между запорной арматурой за время не более 2-х часов. Высота продувочной свечи от уровня земли не менее 5 м. Продувочные трубопроводы оборудуются отключающими устройствами (кранами шаровыми DN 80), выполненными в надземном исполнении. На узлах арматуры предусмотрен контроль давления посредством установки манометров.

Запорная арматура, принятая проектной документацией в соответствии с перекачиваемой средой и технологическими параметрами трубопровода (рабочее давление, диаметр), обеспечивает герметичность класса «А» по ГОСТ 9544-2015, исполнение ее соответствует климатическим характеристикам района строительства (исполнение УХЛ1).

Для предотвращения несанкционированного вмешательства вход технологических процессов узлы запорной арматуры имеют ограждения высотой не менее 2,2 м, размерами в плане 6,0x5,0 м. Продувочная свеча имеет ограждение высотой не менее 2,2 м размерами в плане 1,04x1,5 м.

Ограждения выполнены из металлических панелей. Металлическая панель и калитка состоит из стальной рамки, выполненной из уголков 45x45x5 по ГОСТ 8509-93, и приваренных к рамке арматурных стержней класса А-I (А240) диаметром 10 мм по ГОСТ 34028-2016, шаг стержней 150 мм. К калитке приварена металлическая пластина (ухо) для использования механического запорного устройства. В антивандальных целях, для запорного устройства предусмотрен короб, выполненный из проката листового по ГОСТ 19903-2015. Для защиты от подкопа ограждения, по периметру ограждения предусмотрена заглубленная в землю стальная сварная рама, выполненная из трубы диаметром 325x8 по ГОСТ 10704-91. Под рамой выполняется подушка из ПГС с послойным уплотнением. Стойки ограждения привариваются к раме и выполняются из квадратных труб 50x50x3 по ГОСТ 8639-82 и проката листового по ГОСТ 19903-2015. С целью защиты от перелаза ограждения по его верху предусматривается установка спирального барьера безопасности «Егоза» по ТУ 1211-015-49144638-2011.

Опоры под газопровод двух типов, выполнены из стальной трубы диаметром 159x5 мм по ГОСТ 10704-91 и проката листового горячекатаного по ГОСТ 19903-2015. Первый тип опор устанавливается в сверленный котлован глубиной 2,2 м, диаметром 350 мм на подушку из щебня, пролитого битумом, высотой 300 мм. Пазухи заполняются бетоном класса В15,

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

1	-	Зам.	10-23		22.05.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС17-PD-ТКР-ТСН

Лист

34

F150, W4 по ГОСТ 26633-2015 в распор. Перед бетонированием сверленного котлована по его периметру укладывается 2 слоя рубероида на всю глубину, внутренние поверхности слоев рубероида обрабатываются углеводородной (консистентной) смазкой БАМ-4 по ТУ 38-101682-88. Максимальная высота опор первого типа – 692 мм от уровня земли. Опоры второго типа устанавливаются на монолитный бетонный блок, выполненный из бетона класса В15, F150, W4 по ГОСТ 26633-2015. Для крепления опор в блоке предусмотрена закладная деталь МН157-6 по серии 1.400-15 в.0. Установка монолитного блока предусмотрена на подготовку, изготовленную из бетона класса В7.5, W4, F100 по ГОСТ 26633-2015, в обратной засыпке, выполненной из среднезернистого песка по ГОСТ 8736-2014 с послойным уплотнением. Высота опор второго типа – 656 мм от уровня земли.

Опора для крепления продувочной свечи выполнена из стальной трубы диаметром 159х5 мм по ГОСТ 10704-91 и проката листового горячекатаного по ГОСТ 19903-2015. Опора устанавливается в сверленный котлован глубиной 2,2 м, диаметром 350 мм на подушку из щебня, пролитого битумом, высотой 300 мм. Пазухи заполняются бетоном класса В15, F150, W4 по ГОСТ 26633-2015 в распор. Перед бетонированием сверленного котлована по его периметру укладывается 2 слоя рубероида на всю глубину, внутренние поверхности слоев рубероида обрабатываются углеводородной (консистентной) смазкой БАМ-4 по ТУ 38-101682-88. Высота опоры – 2500 мм от уровня земли. Для крепления продувочной свечи предусмотрены хомуты, выполненные из проката листового по ГОСТ 19903-2015 и болта М12 по ГОСТ 7798-70.

Подземный шаровой кран устанавливаются на опору - плиту ФЛ10.8-1 по ГОСТ 13580-85, уложенную на щебеночное основание, пролитое битумом, толщиной 200 мм. Отметка низа плиты -2,040 м.

Защита строительных конструкций от коррозии принята в соответствии с требованиями СП 28.13330.2017 «Защита строительных конструкций от коррозии».

Места установки узлов приведены на графических приложениях к тому 2 (2021/354/ДС17-PD-РРО), монтажные чертежи узлов приведены на графических приложениях к данному тому.

Все оборудование, предусмотренное проектной документацией, имеет сертификаты соответствия и разрешения на применение.

Контроль качества защитных покрытий вести согласно требований п. 6.2 ГОСТ Р 51164-98.

Опознавательную окраску и маркировку выполнить согласно стандарту предприятия СТП 09-001-2013 «Окраска и обозначение оборудование на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

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

1	-	Зам.	10-23		22.05.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС17-PD-ТКР-ТСН

Лист

35

6.5 Очистка полости и испытание трубопровода

Строительство, монтаж и испытание трубопровода выполнить в соответствии с ГОСТ Р 55990-2014; СНиП 12-04-2002, II часть; ВСН 011-88 и Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (в ред. Приказа Ростехнадзора от 15.12.2020 № 534).

С целью предупреждения загрязнения полости и снижения затрат на последующую очистку строительно-монтажным организациям необходимо в процессе строительства принимать меры, исключающие попадание внутрь трубопровода воды, снега, грунта и посторонних предметов. Для предотвращения загрязнения полости следует установить временные заглушки: на отдельные трубы или секции (плети) при их длительном хранении в штабелях, на стеллажах; на концах плетей в местах технологических разрывов.

До ввода в эксплуатацию трубопровода подрядчик должен обеспечить все операции по очистке трубопровода. При очистке полости трубопровода или его участка необходимо удалить случайно попавшие при строительстве внутрь трубопровода грунт, воду и различные предметы, а на стальных трубопроводах рыхлый поверхностный слой ржавчины и окалины. Очистку полости трубопровода следует выполнять протягиванием очистных устройств в процессе сборки и сварки трубопровода в нитку.

Все работы по очистке полости и испытанию трубопровода должны производиться в соответствии с требованиями специальной инструкции, которая составляется строительно-монтажной организацией и согласовывается с Заказчиком и с проектной организацией. Инструкция составляется на каждый конкретный участок трубопровода, учитывая местные условия работ, наличие строительной техники и другие особенности производства. В инструкции предусматриваются:

- способы, параметры и последовательность выполнения работ;
- методы и средства выявления и устранения отказов (утечки, разрывы и т.п.);
- схема организации связи;
- требования пожарной, технической безопасности и указания о размерах охранной зоны.

Специальная инструкция утверждается председателем комиссии и направляется на исполнение всем участникам процесса испытаний.

В процессе производства монтажных работ выполняется пооперационный контроль качества сварки и сборки трубопровода. Сварка и контроль сварных стыков производится согласно ВСН 005-88, ВСН 006-89, ГОСТ Р 55990-2014 и технических требований на трубы.

Контроль сварных стыков выполняется 100 % физическими методами.

Проектом предусмотрено проведение испытаний трубопровода на прочность и

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

1	–	Зам.	10-23		22.05.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС17-PD-TKR-TCH

Лист

36

плотность в два этапа.

Проведение очистки полости трубопровода и этапность испытаний в соответствии с таблицей 21 ГОСТ Р 55990-2014 смотри раздел ПОС.

Трубопровод считается выдержавшим испытание на прочность и проверку на герметичность, если за время испытания трубопровода на прочность труба не разрушилась, а при проверке на герметичность давление остается неизменным, и не будут обнаружены утечки.

Испытания трубопровода осуществляются в присутствии приемочной комиссии в составе представителей Заказчика, строительно-монтажной и эксплуатирующей организаций. По результатам испытаний составляются акты.

Согласно п. 890 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» приказ №534 от 15.12.2020г трубопровод должен быть подвергнут предпусковой внутритрубной приборной диагностике либо внутритрубной приборной диагностике в составе всего трубопровода, разрешается подвергать иной предпусковой приборной диагностике.

6.6 Обозначение трассы трубопровода предупреждающими и опознавательными знаками

Опознавательную окраску и маркировку выполнить согласно стандарту предприятия СТП 09-001-2013 «Окраска и обозначение оборудование на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

Для обеспечения нормальных условий эксплуатации и исключения возможности повреждения трубопровода устанавливается охранный зона в виде участка земли, ограниченного условными линиями, находящимися в 25 м от оси трубопровода с каждой стороны; вдоль подводных переходов трубопроводов – в виде участка водного пространства от водной поверхности до дна, заключенного между параллельными плоскостями, отстоящими от осей крайних ниток трубопроводов на 100 м с каждой стороны в соответствии с Правилами магистральных трубопроводов.

В охранной зоне трубопровода должны быть установлены предупредительные плакаты, запрещающие всякого рода действия, которые могут нарушить нормальную эксплуатацию трубопровода.

На трассе трубопровода должны быть установлены знаки безопасности. Сигнальные цвета и знаки безопасности предназначены для привлечения внимания к непосредственной опасности, предупреждения о возможной опасности, предписания и разрешения определенных действий с целью обеспечения безопасности, а также для необходимой информации.

Согласовано			
Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	

1	-	Зам.	10-23		22.05.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС17-PD-TKR-TCH

Линейные опознавательные знаки устанавливаются по трассе трубопровода в пределах видимости, но не более 1000 м и в местах поворота в горизонтальной плоскости, на переходах трубопровода через естественные и искусственные препятствия.

Опознавательные знаки должны содержать информацию:

- наименование трубопровода или входящего в его состав сооружения;
- местоположение оси трубопровода от основания знака;
- привязка знака на трассе (км);
- охранная зона трубопровода;

телефоны и адрес организации, эксплуатирующей данный участок трубопровода.

Согласовано		

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

1	–	Зам.	10-23		22.05.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС17-PD-TKR-TCH

Лист

38

7 Перечень мероприятий по энергоснабжению

Диаметр трубопровода принят на основании параметров транспортируемой среды, предоставленных в задании на проектирование, с учетом условий работы трубопровода, инженерно-геологических условий, результатов прочностного и гидравлического расчета. Применение трубопровода диаметром 325 мм с толщиной стенки 8 мм обеспечивает требуемую пропускную способность и не требует расходования дополнительной электроэнергии.

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

1	-	Зам.	10-23		22.05.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС17-PD-TKR-TCH

Лист

39

8 Обоснование количества и типов оборудования, в том числе грузоподъемного, транспортных средств и механизмов, используемых в процессе строительства, реконструкции линейного объекта

Расчет потребности строительства в основных строительных машинах, механизмах и транспортных средствах выполнен в соответствии с требованиями СП 48.13330.2011, исходя из годовых объемов строительно-монтажных работ и годовой производительности машин, механизмов и транспортных средств.

Потребность строительства в основных автотранспортных средствах и механизмах приведена в томе 5 «Проекта организации строительства».

Согласовано		

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

1	-	Зам.	10-23		22.05.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС17-PD-TKR-TCH

Лист

40

9 Сведения о численности и профессионально-квалификационном составе персонала с распределением по группам производственных процессов, число и оснащенность рабочих мест

Объект ««Реконструкция газопровода попутного нефтяного газа ДНС-1103 – ДНС-1101 «Уньва» (переход через р. Яйва, основная и резервные нитки), ПК54+35 – ПК59+49»» находится в зоне ответственности бригады №1103 ЦДНГ-11.

Увеличение численности обслуживающего персонала для проектируемого объекта не требуется.

Численность и состав обслуживающего персонала с разбивкой по профессиям, приведены в таблице 10.1.

Таблица 10.1 - Численность и состав обслуживающего персонала.

Профессии	Численность всего, чел.	Максим. смена			Категория
		всего	в том числе		
			муж.	жен.	
Бригада по добыче нефти и газа ЦДНГ-12:					
- мастер по добыче нефти, газа и конденсата	2	2	2	-	2Г
- оператор по добыче нефти и газа 6 разряда	2	2	2	-	2Г
- оператор по добыче нефти и газа 5 разряда	6	6	6	-	2Г
- оператор по добыче нефти и газа 4 разряда	13	13	13	-	2Г
-оператор по поддержанию пластового давления 5 разряда	3	3	3	-	2Г
Итого:	26	26	26	-	2Г

Режим работы.

1. Для мастеров:

- сменный/суммированный учет рабочего времени;
- продолжительность смены - 11 ч. с 08.00 до 20.00;
- перерыв для отдыха и питания - 1 ч. с 12:00 до 13:00.

2. Для операторов:

- сменный/ суммированный учет рабочего времени;
- первая смена (день) продолжительность смены - 11 ч. с 08.00 до 20.00;

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

1	-	Зам.	10-23		22.05.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС17-PD-TKR-TCH

- перерыв для отдыха и питания - 1 ч. с 12:00 до 13:00.

- вторая смена (ночь) продолжительность смены - 11 ч. с 20.00 до 08.00;

- перерыв для отдыха и питания - 1 ч. с 00:00 до 01:00.

Бригада базируется в опорном пункте бригады.

Ежегодный оплачиваемый отпуск – 28 календарных дней.

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

Дополнительный оплачиваемый отпуск за работу во вредных условиях труда оператора - до 7 календарных дней.

Обход проектируемого газопровода осуществляется персоналом:

- зимой – на снегоходах;

- в любое другое время года при небольшом участке обхода – пешком, при продолжительном обходе вездеходным автотранспортом.

Обогрев персонала, хранение и сушка спецодежды предусматривается на опорном пункте бригады.

Горячее питание для сотрудников ЦДНГ №11 ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» организовано в комнате приема пищи опорного пункта бригады.

Медицинское обслуживание осуществляется в здравпункте, расположенном в здании ПБК ЦДНГ №11 в Усольском районе (месторождение «Уньва»).

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 №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 работа, при выполнении которых проводятся обязательные предварительные и периодические медицинские осмотры».

Мелкий ремонт выполняется бригадой по транспорту нефти и газа, обслуживающей месторождение.

Текущие и аварийные ремонтные работы будут проводиться выездными бригадами баз промысла и сервисными организациями, расширение численного состава для которых не требуется.

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

1	-	Зам.	10-23		22.05.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС17-PD-ТКR-ТСН

На предприятии разрабатываются инструкции по промышленной безопасности и охране труда для обслуживающего персонала, где отражаются общие требования безопасности, требования безопасности перед началом и окончанием работы, во время работы, проведении технологических процессов, при аварийных ситуациях, ремонтных работах.

Численность персонала по обслуживанию объектов транспорта газа приведена в томе 10.4 часть 4 «Организация и условия труда работников. Управление производством и предприятием».

Согласовано		

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

1	-	Зам.	10-23		22.05.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС17-PD-TKR-TCH

Лист

43

10 Обоснование принятых в проектной документации автоматизированных систем управления технологическими процессами, автоматических систем по предотвращению нарушения устойчивости и качества работы линейного объекта

Настоящий раздел разработан на основании следующих исходных документов:

Проектная документация разработана на основании задания на проектирование объекта (представлено в томе 1, разделе 1 «Пояснительная записка»).

- Заданий, выданных смежными отделами;
- Материалов изысканий.

Технические решения по автоматизации соответствуют:

- Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 № 534 «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

Проектом предусмотрен местный контроль давления на узлах запорной арматуры с помощью показывающих манометров.

Места установки показывающих манометров показаны на схеме транспорта газа (2021/354/ДС17-PD-TKR-GCH-001). Оборудование устанавливается на технологические объекты с помощью закладных монтажных деталей и изделий, которые предусматриваются и учитываются в технологической части проекта.

10.1 Описание и обоснование проектных решений при реализации требований, предусмотренных статьей 8 Федерального закона «О транспортной безопасности»

Проектируемый объект размещен на территории действующего нефтяного месторождения с функционирующей системой предотвращения несанкционированного доступа на объект физических лиц и транспортных средств.

Охрана объектов осуществляется по договору на оказание услуг охраны.

Силами охранного предприятия на опасных производственных объектах осуществляется пропускной и внутриобъектовый режим. Ежемесячно составляется и согласовывается с график охраны секторов и участков патрулирования.

Так же обслуживание и периодический осмотр проектируемых сооружений предусматривается существующим персоналом.

С целью повышения бдительности работающего персонала, а так же своевременного предупреждения и выявления возможных террористических актов на объектах общества необходимо включить в программу повторного инструктажа «Памятки персоналу объекта по предотвращению террористических актов» разработанную МЧС России, а на всех рабочих

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

1	–	Зам.	10-23		22.05.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС17-PD-TKR-TCH

местах вывесить номера телефонов дежурных правоохранительных органов по месту нахождения объекта (ответственные – заместители начальников цехов).

Согласовано				

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

1	-	Зам.	10-23		22.05.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС17-PD-TKR-TCH

11 Обоснование технических решений по строительству, реконструкции, капитальному ремонту в сложных инженерно-геологических условиях

Осложняющими факторами при строительстве трубопровода являются подтопление, сезонное пучение.

Глубина прокладки в пучинистых грунтах принята с учетом требований нормативного документа ГОСТ Р 55990-2014 и с учетом пучинистости грунтов, коэффициент учитывающий силы морозного пучения принят в соответствии с СП 42-102-2004 - не менее 0,8 нормативной глубины промерзания.

По результатам расчета против всплытия проектируемого трубопровода предусмотрена балластировка. Расчет устойчивого положения (против всплытия) трубопровода представлен в приложении В.

В месте пересечения проектируемых газопроводов с р. Яйва газопроводы прокладываются подземно с устройством защитного бетонного покрытия «ЗУБ Кожух».

Согласовано		

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

							2021/354/ДС17-PD-TKR-TCH	Лист
1	-	Зам.	10-23		22.05.23			46
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

12 Электрохимическая защита от коррозии

12.1 Основные технические решения

Согласно ГОСТ 9.602-2016 (п.6.6) стальные подземные трубопроводы, расположенные в грунтах средней и высокой коррозионной агрессивности, подлежат защите средствами электрохимической защиты.

По данным изысканий на левом берегу под мёрзлыми грунтами ($\rho = 220 - 1300 \text{ Ом}\cdot\text{м}$) до глубины 2,6 – 8,8 м залегают пески, гравийные и дресвяные грунты с удельным электрическим сопротивлением от 90 до 420 Ом·м (низкая коррозионная агрессивность грунтов по отношению к стали). Ниже, до глубины 8 – 12,5 м, залегают выветрелые мергели, дресвяные грунты с сопротивлением $\rho = 42 - 110 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ (средняя и низкая коррозионная агрессивность). Ещё ниже сопротивление мергелей увеличивается до 130 – 250 Ом·м (низкая коррозионная агрессивность грунтов относительно стали).

На правом берегу под мёрзлыми грунтами ($\rho = 75 - 700 \text{ Ом}\cdot\text{м}$) до глубины 1,8 – 3,5 м залегают преимущественно суглинки выше уровня грунтовых вод с сопротивлением $\rho = 32 - 48 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ (средняя коррозионная агрессивность грунтов по отношению к стали). На отдельных участках в интервале глубин от 1,8 – 2,6 до 5,3 – 6,5 м сопротивление грунтов увеличивается до 165 – 185 Ом·м (низкая коррозионная агрессивность; пески). Ниже, до глубины 7,5 – 9 м, сопротивление грунтов низкое $\rho = 8 - 30 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ (высокая и средняя коррозионная агрессивность относительно стали; преимущественно суглинки ниже уровня грунтовых вод). Завершают разрез мергели с сопротивлением $\rho = 52 - 80 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ (низкая коррозионная агрессивность).

На глубине проектируемой прокладки газопровода коррозионная агрессивность грунтов на левом берегу преимущественно низкая вдоль обеих ниток, с участками средней для резервной нитки; на правом – преимущественно средняя вдоль обеих ниток, с участками высокой для резервной нитки.

Блуждающие токи на проектируемом участке газопровода не выявлены.

Согласно п.15.2.2 ГОСТ Р 55990-2014 предусмотрены следующие средства ЭХЗ:

- устройство протекторной защиты;
- контрольно-измерительные пункты (КИП);
- изолирующие вставки;
- устройства регулирования защитного тока.

Для разделения ЭХЗ основного трубопровода и проектируемых участков предусмотрены изолирующие вставки.

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

1	-	Зам.	10-23		22.05.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС17-PD-TKR-TCH

Лист

47

Работники, имеющие право снимать показания приборов, должны иметь квалификацию не ниже II группы допуска по электробезопасности.

Обслуживающий персонал должен быть обеспечен средствами изоляции от токоведущих частей.

Не допускается проведение любых работ во время или при приближении грозы.

Все работы по включению электрооборудования проводятся по указанию мастера или прораба при условии окончания монтажных работ и проверки правильности их выполнения, после принятия всех мер безопасности, исключающих поражение персонала электрическим током.

При работах по монтажу и наладке средств электрохимзащиты, электрометрических работах на подземных коммуникациях следует соблюдать правила по охране труда для персонала, обслуживающего электроустановки, согласно ПУЭ; «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок», утверждённые приказом №903н от 15.12.2020 г., а также «Правила по охране труда при строительстве, реконструкции и ремонте», утвержденные приказом №883н от 11.12.2020 г.

Согласовано

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

1	-	Зам.	10-23		22.05.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС17-PD-TKR-TCH

Лист

49

13 Описание конструктивных решений строительных конструкций, а также мер по защите конструкций от коррозии

Конструктивные решения сооружений, входящих в инфраструктуру линейного объекта, разработаны в соответствии с требованиями нормативных документов по строительному проектированию предприятий нефтяной и газовой промышленности и технологической частью проекта.

Проектная документация «Реконструкция газопровода попутного нефтяного газа ДНС-1103 - ДНС-1101 "Уньва" (переход через р. Яйва, основная и резервная нитки), ПК54+35 - ПК59+49» включает в себя строительство следующих сооружений:

- ограждение узла №1, 2 - 2 шт. (см. 2021/354/ДС17-PD-TKR-GCH-004, 007, 008);
- опора под кран шаровой - 4 шт. (см. 2021/354/ДС17-PD-TKR-GCH-004);
- опора для крепления продувочной свечи - 2 шт. (см. 2021/354/ДС17-PD-TKR-GCH-005);
- опоры под газопровод (см. 2021/354/ДС17-PD-TKR-GCH-005);
- ограждение продувочной свечи - 2 шт. (см. 2021/354/ДС17-PD-TKR-GCH-006, 008).

Ограждение узла №1, 2

Для предотвращения несанкционированного доступа вокруг узла №1 и узла №2 предусмотрены ограждения, размерами в плане 6,0x5,0 м. Ограждения выполнены из металлических панелей высотой 2,05 м. Металлическая панель и калитка состоит из стальной рамки, выполненной из уголков 45x45x5 по ГОСТ 8509-93, и приваренных к рамке арматурных стержней класса А-I (А240) диаметром 10 мм по ГОСТ 34028-2016, шаг стержней 150 мм. К калитке приварена металлическая пластина (ухо) для использования механического запорного устройства. В антивандальных целях, для запорного устройства предусмотрен короб, выполненный из проката листового по ГОСТ 19903-2015. Для защиты от подкопа ограждения, по периметру ограждения предусмотрена заглубленная в землю стальная сварная рама, выполненная из трубы диаметром 325x8 по ГОСТ 10704-91. Под рамой выполняется подушка из ПГС с послойным уплотнением. Стойки ограждения привариваются к раме и выполняются из квадратных труб 50x50x3 по ГОСТ 8639-82 и проката листового по ГОСТ 19903-2015. С целью защиты от перелазы ограждения по его верху предусматривается установка спирального барьера безопасности «Егоза» по ТУ 1211-015-49144638-2011.

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

1	-	Зам.	10-23		22.05.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС17-PD-TKR-TCH

Лист

50

Опора под кран шаровой

Подземный шаровой кран устанавливаются на опору - плиту ФЛ10.8-1 по ГОСТ 13580-85, уложенную на щебеночное основание, пролитое битумом, толщиной 200 мм. Отметка низа плиты -2,040 м.

Опора для крепления продувочной свечи

Опора для крепления продувочной свечи выполнена из стальной трубы диаметром 159х5 мм по ГОСТ 10704-91 и проката листового горячекатаного по ГОСТ 19903-2015. Опора устанавливается в сверленный котлован глубиной 2,2 м, диаметром 350 мм на подушку из щебня, пролитого битумом, высотой 300 мм. Пазухи заполняются бетоном класса В15, F150, W4 по ГОСТ 26633-2015 в распор. Перед бетонированием сверленного котлована по его периметру укладывается 2 слоя рубероида на всю глубину, внутренние поверхности слоев рубероида обрабатываются углеводородной (консистентной) смазкой БАМ-4 по ТУ 38-101682-88. Высота опоры – 2500 мм от уровня земли. Для крепления продувочной свечи предусмотрены хомуты, выполненные из проката листового по ГОСТ 19903-2015 и болта М12 по ГОСТ 7798-70.

Опоры под газопровод

Опоры под газопровод двух типов, выполнены из стальной трубы диаметром 159х5 мм по ГОСТ 10704-91 и проката листового горячекатаного по ГОСТ 19903-2015. Первый тип опор устанавливается в сверленный котлован глубиной 2,2 м, диаметром 350 мм на подушку из щебня, пролитого битумом, высотой 300 мм. Пазухи заполняются бетоном класса В15, F150, W4 по ГОСТ 26633-2015 в распор. Перед бетонированием сверленного котлована по его периметру укладывается 2 слоя рубероида на всю глубину, внутренние поверхности слоев рубероида обрабатываются углеводородной (консистентной) смазкой БАМ-4 по ТУ 38-101682-88. Максимальная высота опор первого типа – 692 мм от уровня земли. Опоры второго типа устанавливаются на монолитный бетонный блок, выполненный из бетона класса В15, F150, W4 по ГОСТ 26633-2015. Для крепления опор в блоке предусмотрена закладная деталь МН157-6 по серии 1.400-15 в.0. Установка монолитного блока предусмотрена на подготовку, изготовленную из бетона класса В7.5, W4, F100 по ГОСТ 26633-2015, в обратной засыпке, выполненной из среднезернистого песка по ГОСТ 8736-2014 с послойным уплотнением. Высота опор второго типа – 656 мм от уровня земли.

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

1	–	Зам.	10-23		22.05.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС17-PD-TKR-TCH

Лист

51

Ограждение продувочной свечи

Для предотвращения несанкционированного доступа вокруг продувочной свечи предусмотрено ограждение, размерами в плане 1,04x1,5 м. Ограждение выполнено из металлических панелей высотой 2,05 м. Металлические панель и калитка состоит из стальной рамки, выполненной из уголков 45x45x5 по ГОСТ 8509-93, и приваренных к рамке арматурных стержней класса А-I (А240) диаметром 10 мм по ГОСТ 34028-2016, шаг стержней 150 мм. К калитке приварена металлическая пластина (ухо) для использования механического запорного устройства. В антивандальных целях, для запорного устройства предусмотрен короб, выполненный из проката листового по ГОСТ 19903-2015. Для защиты от подкопа ограждения, по периметру ограждения предусмотрена заглубленная в землю стальная сварная рама, выполненная из трубы диаметром 325x8 по ГОСТ 10704-91. Под рамой выполняется подушка из ПГС с послойным уплотнением. Стойки ограждения привариваются к раме и выполняются из квадратных труб 50x50x3 по ГОСТ 8639-82 и проката листового по ГОСТ 19903-2015.

Защита строительных конструкций от коррозии принята в соответствии с требованиями СП 28.13330.2017 «Защита строительных конструкций от коррозии».

Класс бетона по прочности на сжатие для сборных железобетонных конструкций согласно национальным стандартам:

- для плит по ГОСТ 13580-85 – В10.

Для монолитных бетонных конструкций класс бетона по прочности на сжатие принят:

- для бетонирования опор в сверленных котлованах – В15;

- для монолитных бетонных блоков – В15;

- для подготовки – В7,5.

Марка бетона по морозостойкости для сборных железобетонных конструкций:

- для плит по ГОСТ 13580-85 – F150.

Марка бетона по морозостойкости монолитных бетонных конструкций, подвергающихся атмосферным воздействиям, принята F150; для конструкций, находящихся в грунте, в условиях эпизодического водонасыщения (поднимающийся уровень грунтовых вод) – F100.

Марка бетона по водонепроницаемости для конструкций, соприкасающихся с грунтом, W4. Боковые поверхности бетонных и железобетонных конструкций, соприкасающиеся с грунтом, покрываются холодной битумно-полимерной мастикой по ГОСТ 30693-2000 за 2 раза.

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

1	-	Зам.	10-23		22.05.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС17-PD-TKR-TCH

Лист

52

Стальные конструкции относятся к 3 и 4 группе конструкций и выполнены из следующих сталей:

- опоры под газопровод, для крепления продувочной свечи выполнены из стали марки Ст3пс2 по ГОСТ 10704-91 и стали марки С245 по ГОСТ 27772-2015;
- стойки ограждения узла №1, 2, ограждения продувочной свечи - из стали марки Ст3пс2 по ГОСТ 10705-80 и стали марки С245 по ГОСТ 27772-2015;
- рама ограждения узла №1, 2, ограждения продувочной свечи - из стали марки Ст3пс2 по ГОСТ 10704-91;
- панели и калитка ограждения узла №1, 2, ограждения продувочной свечи - из стали марки С245 по ГОСТ 27772-2015.

Показатели ударной вязкости стального проката при температуре испытаний на ударный изгиб +20°С: 34 Дж/см² (KCV) (таблица В.1 СП 16.13330.2017). Требования по химическому составу, содержание элементов, % (не более) (таблица В.2 СП 16.13330.2017): С - 0,22%, Р - 0,04%, S - 0,025%.

Защита стальных конструкций от коррозии:

- на открытом воздухе покрыть одним слоем полиуретановой грунтовки «СК-ПРОТЕКТ», толщина слоя 120 мкм, затем нанести один слой полиуретановой эмали «СК-ПРОТЕКТ», толщина слоя 80 мкм. Общая толщина покрытия 200 мкм. Все материалы производства ООО «Завод лакокрасочных материалов «Снежинка»». Краски наносить в соответствии с регламентом. Цвет окраски принять в соответствии со стандартом предприятия СТП 09-001-2013;

- металлические конструкции, соприкасающиеся с грунтом, покрыть битумно-резиновой мастикой по ГОСТ 15836-79, толщина слоя 2 мм, по битумной грунтовке с толщиной защитного покрытия 6 мм в соответствии с требованиями ГОСТ 9.602-2016 «Единая система защиты от коррозии и старения (ЕСЗКС). Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии»;

Металлическую поверхность конструкций, подлежащую защите, очистить от окислов и жировых отложений. Степень очистки поверхностей стальных конструкций по ГОСТ 9.402-2004 – вторая.

На сварных швах толщина покрытий должна быть увеличена на 30 мкм.

Сроки осуществления проверок, осмотров и освидетельствований состояния строительных конструкций в соответствии с ГОСТ 31937-2011 «Здания и сооружения. Правила обследования и мониторинга технического состояния» и пособия к СП

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

1	-	Зам.	10-23		22.05.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС17-PD-TKR-TCH

28.13330.2017 «Защита строительных конструкций от коррозии. Нормы проектирования»:

- первое обследование технического состояния сооружений провести не позднее чем через два года после их ввода в эксплуатацию. В дальнейшем обследование технического состояния сооружений проводить не реже одного раза в 10 лет и не реже одного раза в пять лет для сооружений или их отдельных элементов, работающих в неблагоприятных условиях;
- контроль состояния антикоррозионного покрытия производить не реже 1 раза в 6 месяцев и своевременно его восстанавливать.

Обследование и мониторинг технического состояния сооружений проводить также:

- по истечении нормативных сроков эксплуатации сооружений;
- при обнаружении значительных дефектов, повреждений и деформаций в процессе технического обслуживания, осуществляемого собственником сооружения;
- по результатам последствий пожаров, стихийных бедствий, аварий, связанных с разрушением сооружения;
- по инициативе собственника объекта;
- при изменении технологического назначения сооружения;
- по предписанию органов, уполномоченных на ведение государственного строительного надзора.

Согласно ГОСТ 27751-2014 срок службы сооружений нефтеперерабатывающей промышленности не менее 25 лет. Расчетный срок службы конструкций обеспечивается мероприятиями по гидроизоляции и защите от коррозии строительных конструкций. Для обеспечения проектных характеристик конструкций требуется выполнять постоянный контроль при строительстве надзорными службами всех участников процесса, а также периодические осмотры и контроль за их состоянием службой эксплуатации.

Согласовано		

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

1	–	Зам.	10-23		22.05.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС17-PD-TKR-TCH

14 Перечень мероприятий по заземлению

Трубопроводы, проложенные в земле, подвержены воздействию статического электричества, накапливаемого в грунте под воздействием свободных электрических зарядов, а проложенные над поверхностью земли - воздействию атмосферных электрических разрядов, молний.

Чтобы обеспечить безопасную эксплуатацию трубопроводных сетей, проложенных в земле и на поверхности, выполняется их заземление.

В местах расположения узлов запорной арматуры предусматривается заземляющее устройство, выполненное вертикальными стержневыми электродами диаметром 18 мм длиной 3000 мм, соединенных контуром из оцинкованной полосы 40х5. Глубина заложения полосы в земле не менее 0,5 м. Сопротивление контура повторного заземления должно быть не более 10 Ом.

Металлические опоры газопровода в начале и в конце электрически соединены с проложенным по ним металлическим газопроводом перемычкой типа ПГС35 и соединены оцинкованной полосой 40х5 с устройством заземления.

Для обеспечения непрерывной гальванической связи между всеми частями газопровода выполняется шунтирование фланцевых соединений задвижек перемычкой типа ПГС35.

Молниезащита и защита от статического электричества проектируемого объекта выполнена в соответствии с СО 153-34.21.122-2003 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций» и РД 34.21.122-87 "Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений".

На площадке узлов запорной арматуры оборудование относится к III категории по молниезащите. Молниезащита выполняется посредством подключения металлических частей оборудования оцинкованной полосой 40х5 к устройству заземления.

В соответствии с п. 2.6. РД 34.21.122-87 молниезащита продувочной свечи не предусматривается, так как выброс газов взрывоопасной концентрации осуществляется только при ремонтах и в аварийных случаях.

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

1	-	Зам.	10-23		22.05.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС17-PD-TKR-TCH

Лист

55

ТЕКСТОВЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ

Согласовано				

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

1	-	Зам.	10-23		22.05.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС17-PD-ТКР-ТСН

Лист

56

Приложение А
Ведомость пересечения с надземными и подземными
коммуникациями

№№ пересечения	Километр	На участке		Угол пересечения	Наименование трубопровода и его назначение (надземного или подземного)	Направление откуда и куда	Какой организации принадлежит трубопровод	Диаметр	Отметка поверхности земли в точке пересечения	Отметка верха трубы (глубина заложения)	Примечание
		Пикет	Плюс								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Трасса газопровода "ДНС №1103 Шершневка - т.вр. ДНС №1101 Уньва" (основная нитка)											
1.	1	0	70.19	90°	Трасса газопровода "ДНС №1103 Шершневка - т.вр. ДНС №1101 Уньва" (резервная нитка)	ДНС №1103 Шершневка - т.вр. ДНС №1101 Уньва			121.19		
2.	1	2	64.03	70°	нефтепровод	обр.	ООО «ЛУКОЙЛ – ПЕРМЬ»	89	109.20	1.1	ст. нед.
3.	1	2	91.69	81°	кабель связи	Березники-Романово	ООО НПО «Импульс»		109.87	0.7	
4.	1	5	34.22	90°	Трасса газопровода "ДНС №1103 Шершневка - т.вр. ДНС №1101 Уньва" (резервная нитка)	ДНС №1103 Шершневка - т.вр. ДНС №1101 Уньва			112.56		
Трасса газопровода "ДНС №1103 Шершневка - т.вр. ДНС №1101 Уньва" (резервная нитка)											
5.	1	0	00.0	90°	Трасса газопровода "ДНС №1103 Шершневка - т.вр. ДНС №1101 Уньва" (основная нитка)	ДНС №1103 Шершневка - т.вр. ДНС №1101 Уньва			121.19		
6.	1	2	46.4	81°	кабель связи	Березники-Романово	ООО НПО «Импульс»		110.28	0.7	
7.	1	5	24.03	90°	Трасса газопровода "ДНС №1103 Шершневка - т.вр. ДНС №1101 Уньва" (основная нитка)	ДНС №1103 Шершневка - т.вр. ДНС №1101 Уньва			112.56		

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

2021/354/ДС17-PD-TKR-TCH

Лист

57

Приложение Б
Ведомость пересекаемых водотоков

Пикетаж урезов	Километры	Протяжение водной поверхности	Угол пересечения	Наименование и характеристика водотоков	Отметка горизонта			Описание берегов
					Н-1% Н-10%	Урез воды	Дно	
Трасса газопровода "ДНС №1103 Шершневка - т.вр. ДНС №1101 Уньва" (основная нитка)								
ПК1+41.95		115.1	89°	р. Яйва	112.40	109.07	103.17	пологие
ПК2+56.99					111.60	16.VI		
Трасса газопровода "ДНС №1103 Шершневка - т.вр. ДНС №1101 Уньва" (резервная нитка)								
ПК1+01.02		118.5	88°	р. Яйва	112.40	109.07	103.18	пологие
ПК2+19.52					111.60	16.VI		

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

1	-	Зам.	10-23		22.05.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

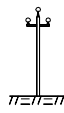

2021/354/ДС17-PD-TKR-TCH

Лист

58

Приложение В

Ведомость пересечения с ВЛ

№№ п.п.	км	Пикетаж по трассе		Угол пересечения	Наименование, направление, напряжение и владелец ЛЭП, № чертежа соответ. пере хода	Число проводов	Расстояние от опор по пересекаемым линиям		№№ тип. опор	Отметки земли			Отметки проводов			Примечание			
													левая опора	правая опора	точка пересечения		левая опора	правая опора	точка пересечения
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17			
Трасса газопровода "ДНС №1103 Шершневка - т.вр. ДНС №1101 Уньва" (основная нитка)																			
1	1	0	91.3	80	ВЛ-6кВ	3	40.6	10.2		121.14	120.93	120.50	129.34	129.03	-	ф-26			
					ПС «Уньва» – опора 284/2		№ 373	№ 374						128.94	128.63	127.64			
					ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»														
Трасса газопровода "ДНС №1103 Шершневка - т.вр. ДНС №1101 Уньва" (основная нитка)																			
2	1	0	56.3	80	ВЛ-6кВ	3	10.1	40.6		121.14	120.93	120.46	129.34	129.03	-	ф-26			
					ПС «Уньва» – опора 284/2		№ 373	№ 373						128.94	128.63	127.76			
					ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»														

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Лист

2021/354/ДС17-PD-TKR-TCH

59

1	-	Зам.	10-23		22.05.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Приложение Г

Расчет устойчивого положения трубопровода Ø325x8

Расчет устойчивого положения (против всплытия) трубопровода, выполнен в соответствии с ГОСТ Р 55990-2014.

1. Расчет устойчивого положения трубопровода на участке в пределах ГВВ 1% обеспеченности

$$Q_{акт} \leq \frac{1}{K_{н.в.}} Q_{пас}$$

где $Q_{акт}$ - суммарная расчетная нагрузка на трубопровод, действующая вверх, Н/м;

$Q_{пас}$ - суммарная расчетная нагрузка, действующая вниз (включая собственный вес), Н/м;

$K_{н.в.}$ - коэффициент надежности устойчивости положения трубопровода против всплытия (принимается равным 1,05 согласно ГОСТ Р 55990-2014 п. 12.6.1).

$$Q_{акт} = q_v = 843,7 \text{ Н / м};$$

где q_v - расчетная выталкивающая сила воды, действующая на трубопровод, покрытый изоляцией:

$$q_v = \frac{(\pi \cdot D_{из}^2 \cdot \gamma_v \cdot g)}{4} = 843,7 \text{ Н / м};$$

γ_v - плотность воды, $\gamma_v = 1000 \text{ кг/м}^3$;

g - ускорение силы тяжести, $g = 9,81 \text{ м/с}^2$;

$D_{из}$ - наружный диаметр трубы, покрытой заводской изоляцией, при толщине изоляции 3,0 мм составляет 331,0 мм.

$$Q_{пас} = q_{тр} = 640,5 \text{ Н / м};$$

где $q_{тр}$ - вес одного метра трубы, покрытой изоляцией, в воздухе;

$$q_{тр} = \frac{(\pi \cdot (D_n^2 - D_в^2) \cdot \gamma_t \cdot g)}{4} + \frac{(\pi \cdot (D_{из}^2 - D_n^2) \cdot \gamma_{из} \cdot g)}{4} = 640,5 \text{ Н / м};$$

где D_n - наружный диаметр трубы, составляет 325,0 мм;

$D_в$ - внутренний диаметр трубы, с учетом толщины стенки, равной 8 мм, составляет 309,0 мм;

γ_t - плотность материала трубы, для стальных труб $\gamma_t = 7850 \text{ кг/м}^3$;

g - ускорение силы тяжести, $g = 9,81 \text{ м/с}^2$;

$\gamma_{из}$ - плотность изоляции, для полимерной изоляции $\gamma_{из} = 900 \text{ кг/м}^3$.

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

1	-	Зам.	10-23		22.05.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС17-PD-ТКР-ТСН

Лист

60

$$Q_{акт} \leq \frac{1}{K_{н.в.}} Q_{нас} = 843,7 \geq 610,0$$

Вывод: Вес данной трубы меньше выталкивающей силы воды (трубопровод не устойчив), следовательно, на обводненных участках требуется установка пригрузов.

2. Определение интенсивности балластировки.

Нормативная балластировка для прямолинейного участка газопровода на один метр трубы в воздухе $q_{балл}^H$ определяется по формуле:

$$q_{балл}^H = \frac{1}{n_{\sigma}} (k_{н.в.} q_{в} - q_{тр}) \cdot \frac{\gamma_{\sigma}}{\gamma_{\sigma} + \gamma_{в} k_{н.в.}}, H / м;$$

где $K_{нв}$ – коэффициент надежности устойчивости положения трубопровода против всплытия, принимается равным $K_{нв} = 1,05$ (согласно СНиП 2.05.06-85);

n_{σ} – коэффициент надежности по нагрузке, для пригрузов из НСМ (согласно ВСН 007-88 п. 4.10) $n_{\sigma} = 0,8$;

γ_{σ} – объемная масса материала пригрузки составляет $\gamma_{\sigma} = 2660 \text{ кг/м}^3$.

$$q_{балл}^H = 219,9 H / м;$$

Балластировка трубопровода предусмотрена утяжелителями марки КТ-300 из технической ткани с заполнение местным грунтом.

Расстояние между одиночными грузами t определяется по расчетной величине веса балласта $q_{балл}^H$:

$$t = V_y \cdot \gamma_{\sigma} \cdot g / q_{балл}^H - l_y = 58,02 \text{ м,}$$

где:

V_y – объем утяжелителя $V_y = 0,5 \text{ м}^3$;

l_y – длина утяжелителя $l_y = 1,3 \text{ м}$.

Шаг балластировки – 58 м.

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

1	–	Зам.	10-23		22.05.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС17-PD-TKR-TCH

Приложение Д Состав среды

Расчет устойчивого

АО «КамНИИКИГС»

Центр исследований пород и флюидов

Сектор исследований газов

Аттестат аккредитации №RA.RU.21KM03

614016 г. Пермь, ул. Краснофлотская, 15

Тел: (342) 241-27-24; факс: (342) 281-16-26

e-mail: ChuvashvaGF@rusgeology.ru

Протокол испытаний № 186-ГЗ от 29.06.2020

Заказчик: ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ"; 614990, г. Пермь, ул. Ленина, д.62

 Объект: **нефтяной газ**

Наименование пункта отбора: ДНС - 1103 "Шершнёвка"

Точка отбора: на УУГ

Условия и параметры нефтяного газа при отборе проб:

давление 0,43 МПа температура плюс 15,0 °С

Дата отбора: 25.06.2020

Дата поступления/дата анализа: 29.06.2020/29.06.2020

Наименование компонента	Молярная доля, %	Объемная доля, %	Массовая доля, %	Метод испытания
метан	43,15	42,48	25,65	ФР.1.31.2012.12827
этан	16,72	16,67	19,00	ФР.1.31.2012.12827
пропан	10,60	10,49	17,68	ФР.1.31.2012.12827
изо-бутан	0,86	0,84	1,88	ГОСТ 31371.7-2008, метод А
n-бутан	1,11	1,83	4,13	ФР.1.31.2012.12827
изо-пентан	0,33	0,33	0,95	ФР.1.31.2012.12827
n-пентан	0,28	0,30	0,87	ФР.1.31.2012.12827
гексаны	0,22	0,20	0,69	ФР.1.31.2012.12827
азот	25,26	25,39	26,76	ФР.1.31.2012.12827
диоксид углерода	1,43	1,43	2,38	ФР.1.31.2012.12827
гелий	0,04	0,04	0,01	ГОСТ 31371.7-2008, метод А
сероводород*	менее 0,01	менее 0,01	менее 0,01	ГОСТ 22387.2-2014

Наименование определяемых характеристик	Норма по ГОСТ 5542-2014	Результат испытания	Единицы измерения	Метод испытания
Молярная доля кислорода	не более 0,05	менее 0,01	%	ГОСТ 31371.7-2008 метод А
Массовая концентрация сероводорода	не более 0,020	0,0010	г/м ³	ГОСТ 22387.2-2014
Массовая концентрация меркаптановой серы	не более 0,036	0,0053	г/м ³	
Теплота сгорания низшая	не менее 31,80	37,60	МДж/м ³	ГОСТ 31369-2008 п.5
	не менее 7600	8999	ккал/м ³	
Число Воббе	41,20-54,50	38,86	МДж/м ³	ГОСТ 31369-2008 п.8
	9840-13020	9301	ккал/м ³	
Плотность	не нормир.	1,126	кг/м ³	

Отбор проб произведен АО "КамНИИКИГС" в соответствии с ГОСТ 31370-2008.

Значение погрешности в соответствии с НД на метод испытания.

* значения вне области аккредитации

Результаты испытаний относятся только к исследованной пробе.

Протокол испытаний не может быть воспроизведен не в полном объеме без письменного разрешения руководителя сектора.

Исполняющий обязанности зав.сектором исследований газов

Ответственный за оформление протокола

Г.П.Белецкая

М.М. Белова

Лист 1 из 1

Окончание протокола



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

1	-	Зам.	10-23		22.05.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС17-PD-TKR-TCH

Лист

62

АО "КамНИИКИГС"

Центр исследований пород и флюидов
Сектор исследований газов

614016, г.Пермь, ул.Краснофлотская, 15
Тел. (342) 241-27-24

Протокол испытаний № 186-ВЛ от 29.06.2020

Заказчик: ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ" ; 614990, г.Пермь, ул. Ленина, д. 62

Объект: нефтяной газ

Наименование пункта отбора: ДНС - 1103 "Шершнёвка"

Точка отбора: на УУГ

Дата испытания: 25.06.2020

Наименование определяемых характеристик	Единица измерения	Результат испытания	Обозначение НД на методику испытания
Точка росы газа по влаге, при $P_{изб.} = 0,43$ МПа	°C	плюс 5	ГОСТ 53763-2009
Абсолютная влажность газа,	г/м ³ *	6,6	
Относительная влажность газа, в рабочих условиях при $P_{изб.} = 0,43$ МПа; $t = \text{плюс } 15,0^{\circ}\text{C}$	% *	51	

Примечание:

* Параметры, определенные расчетным путем

Измерения точки росы выполнены на портативном анализаторе влажности "MDM 300 I.S."

Исполняющий обязанности зав.сектором исследований газов
Ответственный за оформление протокола

Г.П.Белецкая
М.М. Белова

Лист 1 из 1

Окончание протокола



Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

1	-	Зам.	10-23		22.05.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС17-PD-TKR-TCH

Лист

63

ГРАФИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

Согласовано				

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

1	-	Зам.	10-23		22.05.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

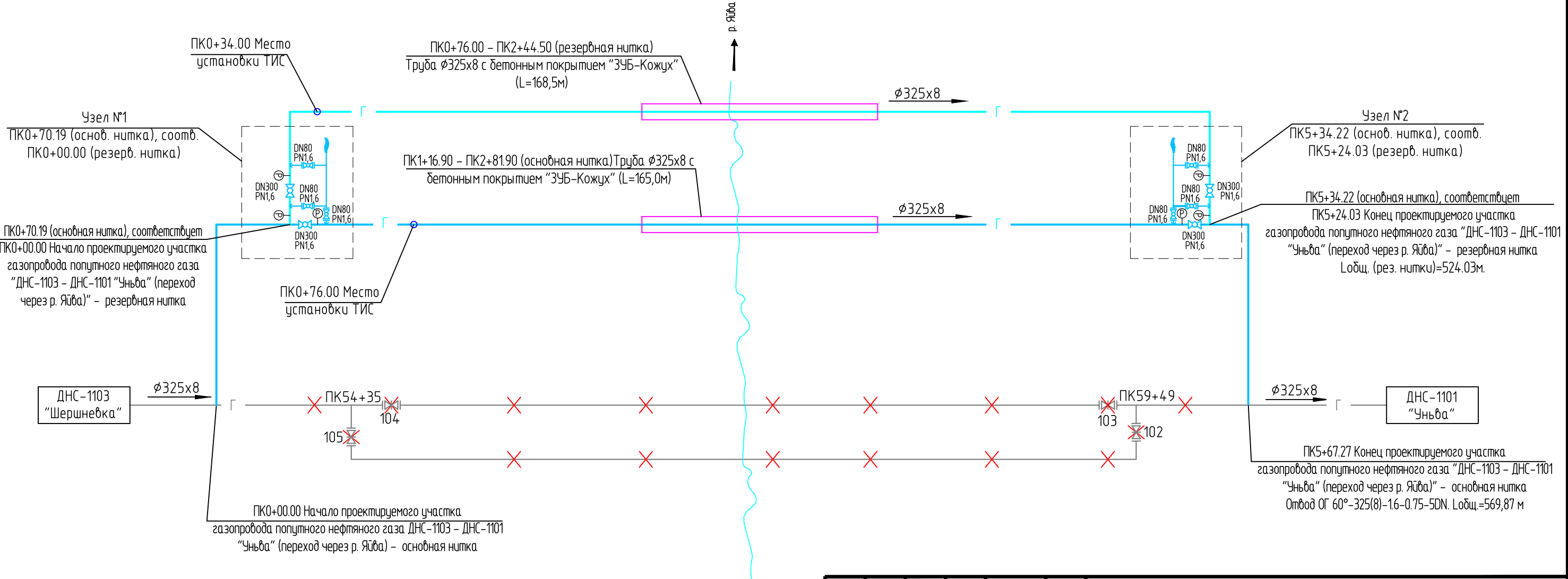
2021/354/ДС17-PD-ТКР-ТСН

Лист

64

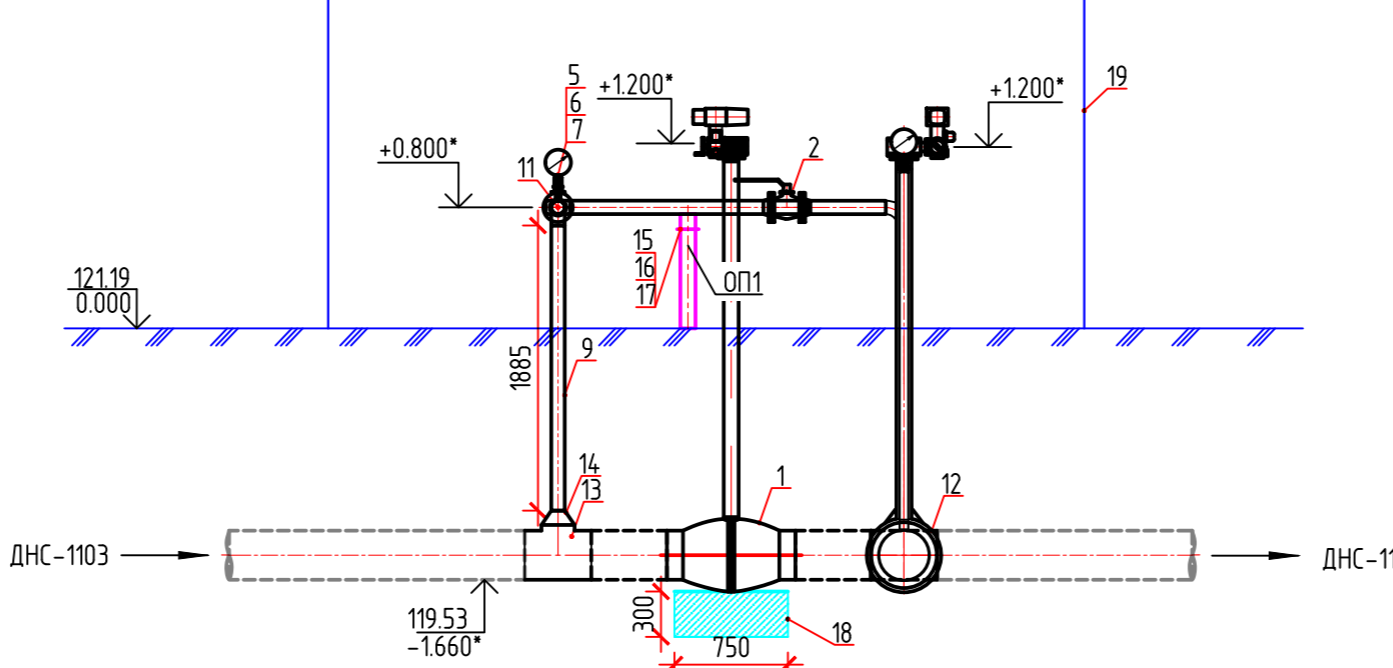
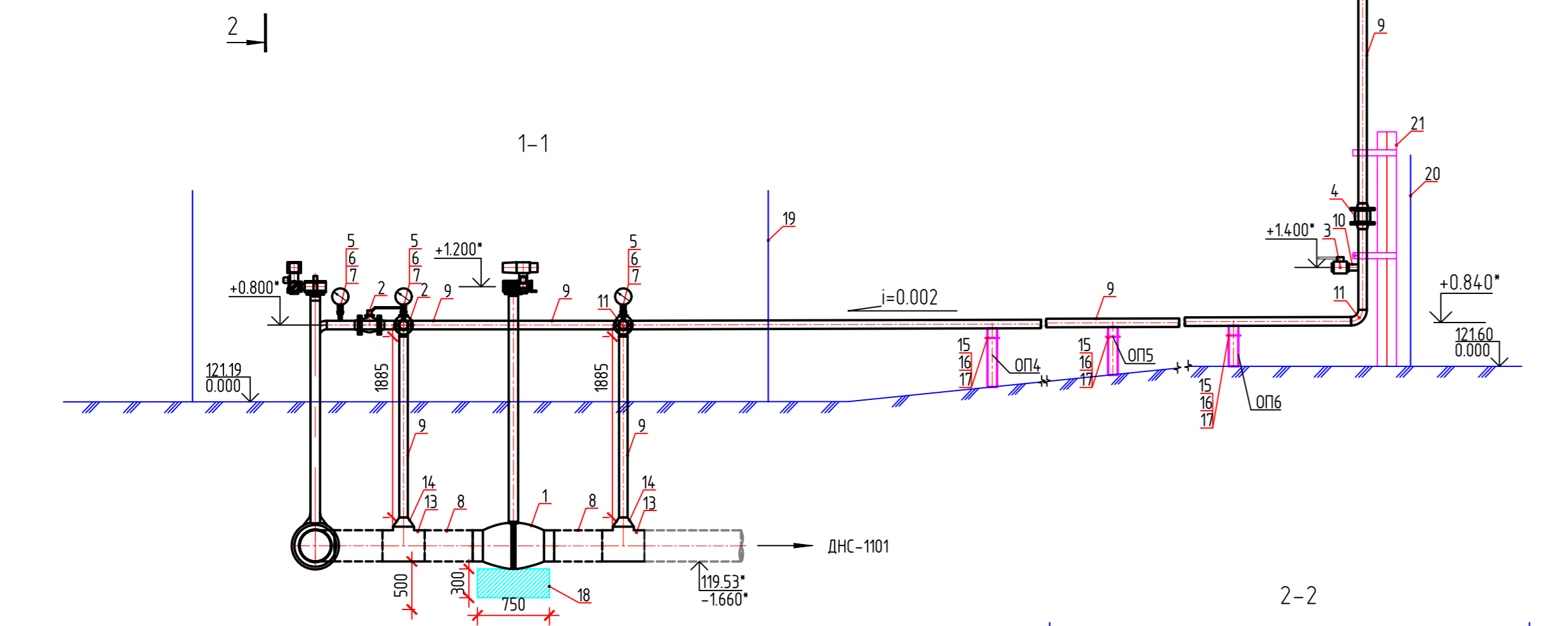
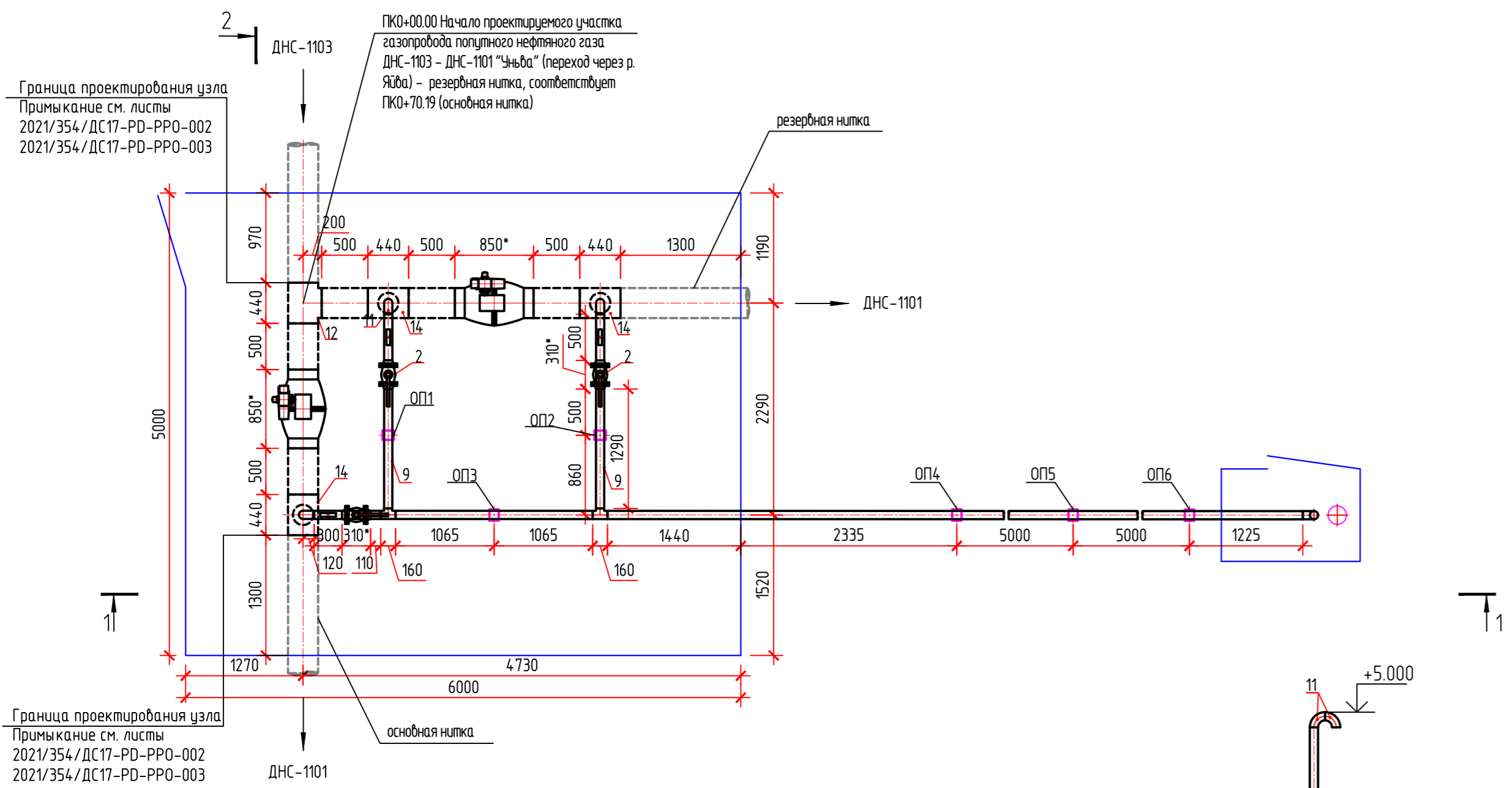
УСЛОВНЫЕ ГРАФИЧЕСКИЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ И ИЗОБРАЖЕНИЯ

Наименование	Обозначение
Газопровод	
Кран шаровой (под приварку, фланцевый)	
Направление движения жидкости	
Показывающий манометр	
Демонтаж	
Вытяжная свеча	



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

						2021/354/ДС17-РD-ТКR.GCH			
						Реконструкция газопровода попутного нефтяного газа ДНС-1103 - ДНС-1101 "Уньва" (переход через р. Яйва, основная и резервная нитки), ПК54+35 - ПК59+49			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Раздел 3 «Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения»	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Пятилова			01.10.22		П	1	
Проб.		Бастриков			01.10.22				
Н. контроль		Русин			01.10.22	Схема транспорта газа		ООО «УралГео»	
ГИП		Никулина			01.10.22				



Примечания

1. Размеры со знаком * уточнить по месту.
2. * - Типовые альбомы оборудования по категориям «Запорная трубопроводная арматура и запорная арматура устьевого оборудования» для поставки в НГДО ПАО «ЛУКОЙЛ».

СПЕЦИФИКАЦИЯ

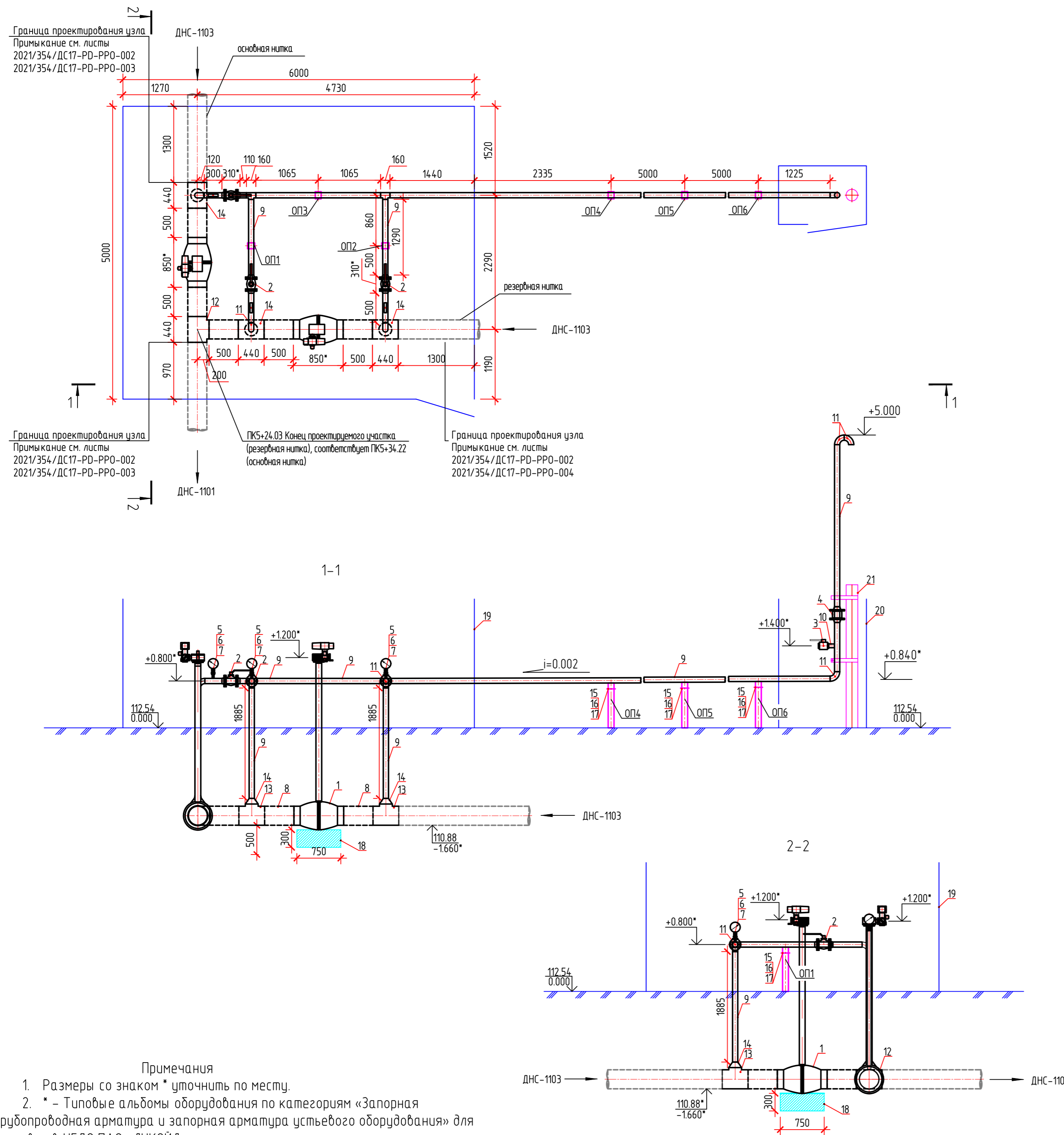
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
Оборудование и арматура					
1	ТАИПА* категории №2 – КШ7- D325x8-H2.7м	Кран шаровой (под приварку) DN 300 PN 1,6	2	230.00	шт.
2	ТАИПА* категории №2 – КШ4-D89x5	Кран шаровой фланцевый (в комплекте с ответными фланцами и крепежом) DN 80 PN 1,6	3	30.00	компл.
3		Кран шаровой муфтовый DN25 PN 1,6 (для отбора проб)	1	1.35	шт.
4		Огнепреградитель DN80	1	7.60	компл.
5	МП4-УУ2 (0..1.6) МПа-У2-1,5-IP54	Манометр показывающий	3	1.20	шт.
6	M20x1,5 (1.6 МПа)	Клапан игольчатый (под манометр)	3	-	шт.
7	БП1-M20x1,5-55	Бобышка	3	0.60	шт.
Труба					
	ГОСТ 20295-85	Труба стальная прямошовная с наружным трехслойным покрытием усиленного типа и внутренним двухслойным эпоксидным покрытием			
8		φ325x8/Ст.20	2.5	62.91	м
9		φ89x5/Ст.20	30.6	10.36	м
10		φ32x3/Ст.20	0.1	2.15	
Детали трубопроводов					
11	ГОСТ 17375-2001	Отвод П89x5/Ст.20	6	1.90	шт.
12	ГОСТ 17376-2001	Тройник равнопроходной ПК325x8/Ст.20	1	27.40	
13	ГОСТ 17376-2001	Тройник неравнопроходной ПК325x10 – 219x8/Ст.20	3	34.20	шт.
14	ГОСТ 17378-2001	Переход ПК219x10 – 89x5/Ст.20	3	4.60	шт.
Стандартные изделия					
15	ОСТ 36-146-88	Опора 89-КХ-А11-09Г2С	6	2.20	шт.
16	ГОСТ 481-80	Прокладки для хомутовых опор 4x170x280	6	0.38	шт.
17		Опора под трубу ОП1-ОП6	6	-	шт.
18		Опора под кран шаровой DN 300 PN 1,6	2	-	шт.
19		Ограждение узла 5000x6000 мм	1	-	шт.
20		Ограждение продувочной свечи 1000x1500 мм	1	-	шт.
21		Крепление продувочной свечи	1	-	шт.

2021/354/ДС17-РД-ТКР.GCH					
Реконструкция промыслового нефтепровода от ПК 0 до точки врезки в нефтепровод "Геж - Каменный Лоз" (переход через р. Глухая Вильба)					
Изм.	Колуч.	Лист	Н док.	Подпись	Дата
Разраб.	Пятнилова				01.10.22
Проб.	Бастриков				01.10.22
Н. контроль	Русин				01.10.22
Узел запорной арматуры №1					
			000 «УралГео»		

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

СПЕЦИФИКАЦИЯ

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
Оборудование и арматура					
1	ТАИПА* категории №2 – КШ7– D325x8–H2.7м	Кран шаровой (под приварку) DN 300 PN 1,6	2	230.00	шт.
2	ТАИПА* категории №2 – КШ4–D89x5	Кран шаровой фланцевый (в комплекте с ответными фланцами и крепежом) DN 80 PN 1,6	3	30.00	компл.
3		Кран шаровой муфтовый DN25 PN 1,6 (для отбора проб)	1	1.35	шт.
4		Огнепреградитель DN80	1	7.60	компл.
5	МП4–УУ2 (0..1.6) МПа–У2–1,5–IP54	Манометр показывающий	3	1.20	шт.
6	M20x1,5 (1.6 МПа)	Клапан игольчатый (под манометр)	3	-	шт.
7	БП1–M20x1,5–55	Бобышка	3	0.60	шт.
Труба					
	ГОСТ 20295–85	Труба стальная прямошовная с наружным трехслойным покрытием усиленного типа и внутренним двухслойным эпоксидным покрытием			
8		φ325x8/Ст.20	2.5	62.91	м
9		Труба стальная прямошовная φ89x5/Ст.20	30.6	10.36	м
10		ГОСТ 8732–78/ГОСТ 8731–74 Труба стальная бесшовная φ32x3/Ст.20	0.1	2.15	
Детали трубопроводов					
11	ГОСТ 17375–2001	Отвод П89x5/Ст.20	6	1.90	шт.
12	ГОСТ 17376–2001	Тройник равнопроходной ПК325x8/Ст.20	1	27.40	
13	ГОСТ 17376–2001	Тройник неравнопроходной ПК325x10 – 219x8/Ст.20	3	34.20	шт.
14	ГОСТ 17378–2001	Переход ПК219x10 – 89x5/Ст.20	3	4.60	шт.
Стандартные изделия					
15	ОСТ 36–146–88	Опора 89–КХ–А11–09Г2С	6	2.20	шт.
16	ГОСТ 481–80	Прокладки для хомтовых опор 4x170x280	6	0.38	шт.
17		Опора под трубу ОП1–ОП6	6	-	шт.
18		Опора под кран шаровой DN 300 PN 1,6	2	-	шт.
19		Ограждение узла 5000x6000 мм	1	-	шт.
20		Ограждение продувочной свечи 1000x1500 мм	1	-	шт.
21		Крепление продувочной свечи	1	-	шт.



Примечания

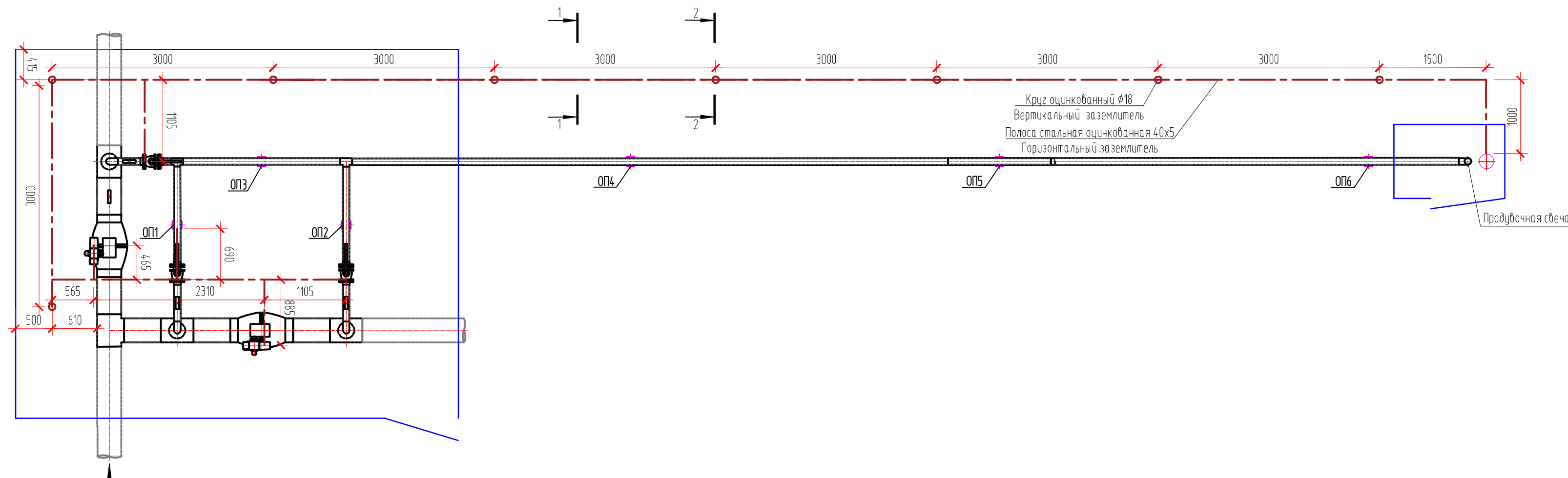
- Размеры со знаком * уточнить по месту.
- * – Типовые альбомы оборудования по категориям «Запорная трубопроводная арматура и запорная арматура устьевого оборудования» для поставки в НГДО ПАО «ЛУКОЙЛ».

2021/354/ДС17-РД-ТКР.ГСН					
Реконструкция промыслового нефтепровода от ПК 0 до точки врезки в нефтепровод "Геж – Каменный Лоз" (переход через р. Глухая Вильда)					
Изм.	Колуч.	Лист	Н док.	Подпись	Дата
Разраб.		Пятнилова			01.10.22
Проб.		Бастриков			01.10.22
Н. контроль		Русин			01.10.22
ГИП		Никулина			01.10.22

Узел запорной арматуры №2			000 «УралГео»		
Стадия	Лист	Листов			
П	3				

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

Узел запорной арматуры 1, 2.
Схема заземления и молниезащиты

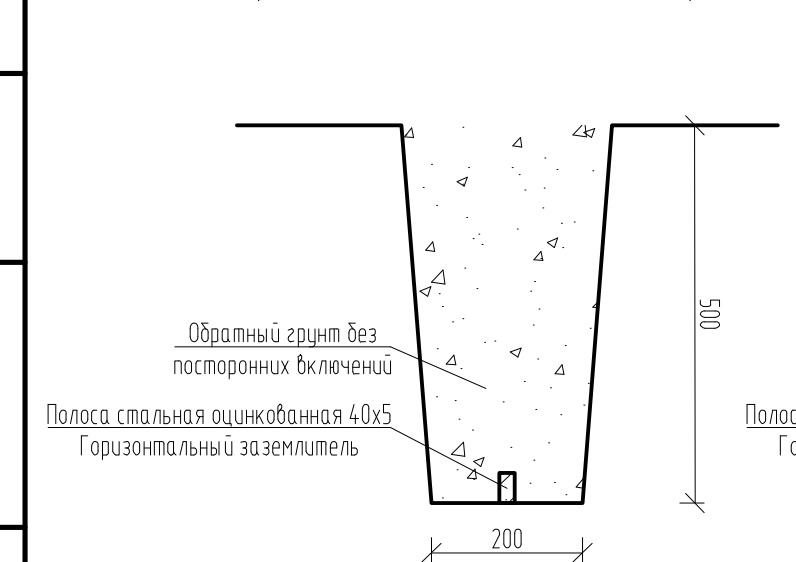


Спецификация					
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
	ГОСТ 2590-2006, ГОСТ Р 9.307-89	Круг оцинкованный Ø18 L=3000 мм	16	2,058	шт.
	ГОСТ 103-2006, ГОСТ Р 9.307-89	Полоса стальная оцинкованная 40x5	72,5	1,57	м
	ГОСТ 103-2006, ГОСТ Р 9.307-89	Полоса стальная оцинкованная 40x5 L=250	6	1,57	шт.
		Перемычка ПГС-35-280-У2,5	4	0,206	шт.
		Перемычка ПГС-35-900-У2,5	6	0,467	шт.
	ГОСТ 19903-2015	Пластина стальная 100x100x8 Ст20	16	1,413	шт.

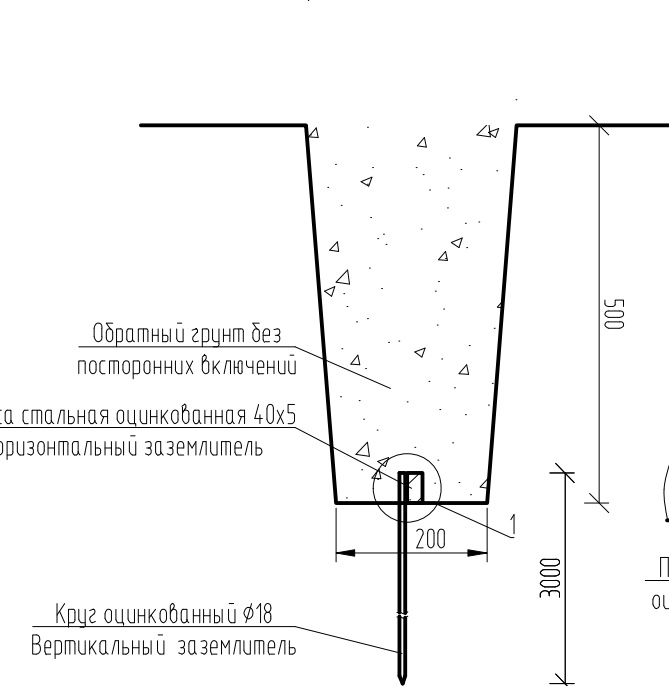
Ведомость объемов земляных работ

Траншея	Ширина траншеи, м	Высота траншеи, м	Длина траншеи, м	Объем разработки грунта, м³	Объем обратной засыпки, м³
Траншея Н=500	0,2	0,5	61,3	12,3	12,3

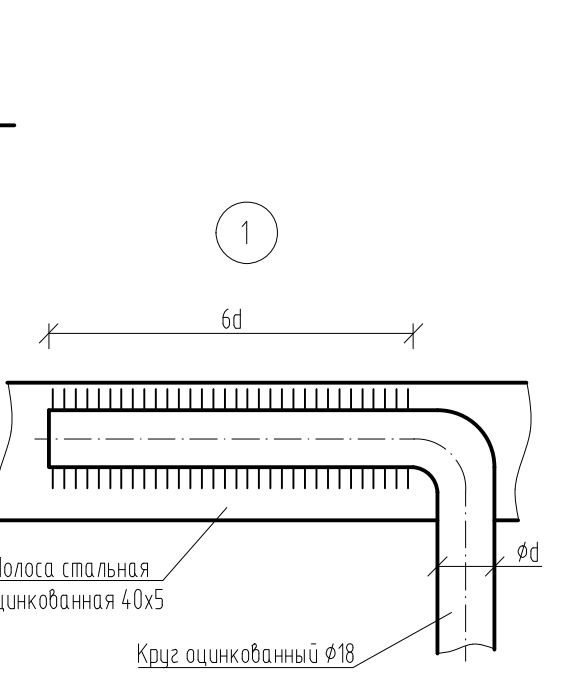
1-1
Прокладка полосы заземления в траншее



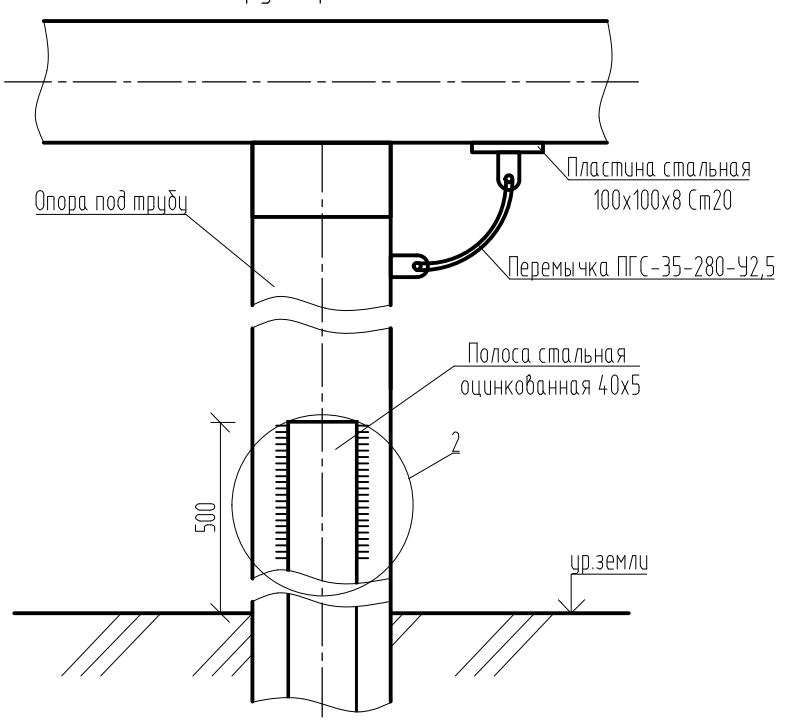
2-2
Установка вертикальных заземлителей



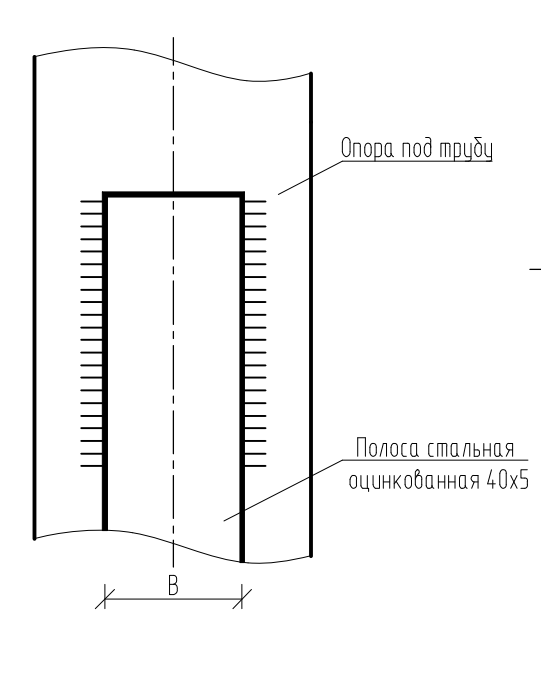
1
Полоса стальная оцинкованная 40x5
Круг оцинкованный Ø18



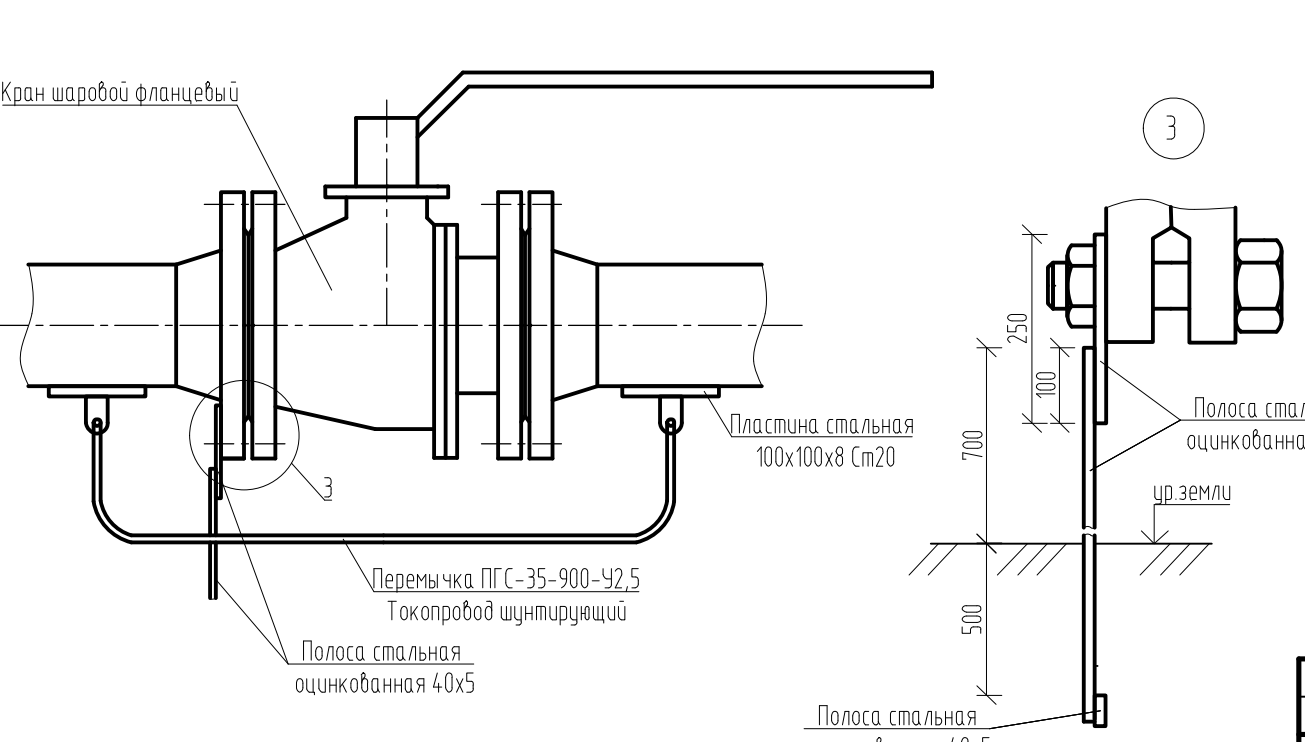
Узел присоединения трубопровода к опоре трубопровода



2
Опора под трубу
Полоса стальная оцинкованная 40x5

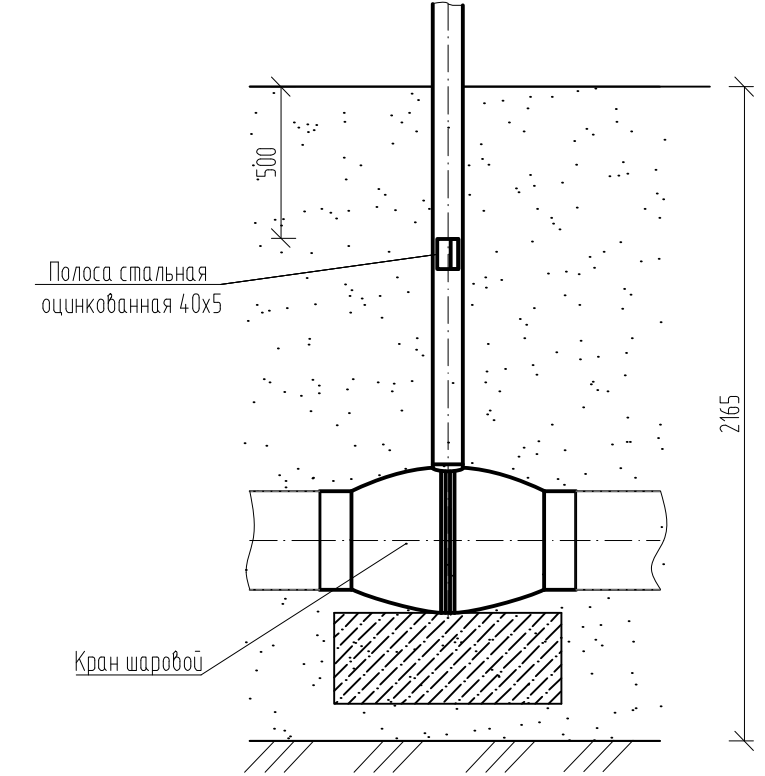


Узел шунтирования фланцевых соединений



3
Полоса стальная оцинкованная 40x5

Узел шунтирования фланцевых соединений



Изм.	Кол.уч.	Лист	И док.	Подпись	Дата
------	---------	------	--------	---------	------

2021_354_ДС17-РD-ТКR.GCH

Лист 4.2

Исходные данные

№ по п.п.	Наименование параметра	Ед.изм.	Значение
Характеристики грунта			
1	Климатический район		2
2	Удельное сопротивление грунта во время измерений (узел1)	Ом*м	48
3	Удельное сопротивление грунта во время измерений (узел2)	Ом*м	250
4	Химическая активность грунта (узел1)		Средняя
5	Химическая активность грунта (узел2)		Низкая
6	Тип грунта (узел1)		Суглинок
7	Тип грунта (узел2)		Песок
8	Тип грунта поверхностного слоя грунта		Трава
9	Толщина поверхностного слоя	м	0,1
Общие данные			
1	Глубина заложения заземлителей	м	0,5
Группа искусственных заземлителей (для одного узла)			
1	Вид горизонтального электрода		Полоса
2	Ширина (диаметр) горизонтального электрода	мм	40
3	Толщина горизонтального электрода	мм	5
4	Длина продольного ряда	м	18,0
5	Число продольных рядов	шт.	1
6	Длина поперечного ряда	м	3,0
7	Число поперечных рядов	шт.	1
8	Число вертикальных электродов	шт.	8
9	Расстояние от поверхности грунта до середины ширины горизонтальной полосы	м	0,46
10	Коэффициент использования горизонтальной полосы		0,34
11	Вид вертикального электрода		Стержень
12	Ширина (диаметр) вертикального электрода	мм	18
13	Длина вертикального электрода	м	3
14	Расстояние от поверхности земли до середины электрода	м	1,98
15	Расстояние между вертикальными электродами	м	3
16	Коэффициент использования вертикальных стержней		0,56

Расчет заземляющего устройства

Сопротивление заземляющего устройства R_z складывается из сопротивлений растеканию отдельных электродов заземлителя (труб, уголков, полос) и сопротивлений заземляющих проводников.

Сопротивление одного вертикального электрода R_{ν} определяется:

$$R_{\nu} = \frac{\rho_{\text{зв}}}{2\pi l} \left(L \ln \frac{2L}{0,95b} + 1 + L \ln \frac{L+t}{L-t} \right), \text{ Ом}$$

Где: $\rho_{\text{зв}}$ – эквивалентное удельное сопротивление грунта;

l , b – длина уголка и ширина (диаметр) вертикального электрода соответственно;

t – расстояние от поверхности земли до середины электрода.

Сопротивление растеканию тока горизонтального заземлителя $R_{\text{гор}}$, Ом.

$$R_{\text{гор}} = \frac{\rho_{\text{зв}}}{2\pi l} L \ln \frac{2L}{b}, \text{ Ом}$$

Где: $\rho_{\text{зв}}$ – эквивалентное удельное сопротивление грунта;

l – длина горизонтальной полосы;

b – ширина полосы;

t – расстояние от поверхности грунта до середины ширины горизонтальной полосы.

Общее сопротивление с учетом соединительной полосы:

$$R_{\text{зп}} = \frac{R_{\nu} \cdot R_{\text{гор}}}{R_{\nu} \cdot k_{\text{гор}} + R_{\text{гор}} \cdot k_{\nu} \cdot n}, \text{ Ом}$$

Где: R_{ν} – сопротивление растеканию тока одиночного вертикального заземлителя, Ом;

$R_{\text{гор}}$ – сопротивление растеканию тока горизонтальной полосы, Ом;

k_{ν} – коэффициент использования вертикальных стержней;

$k_{\text{гор}}$ – коэффициент использования горизонтальной полосы;

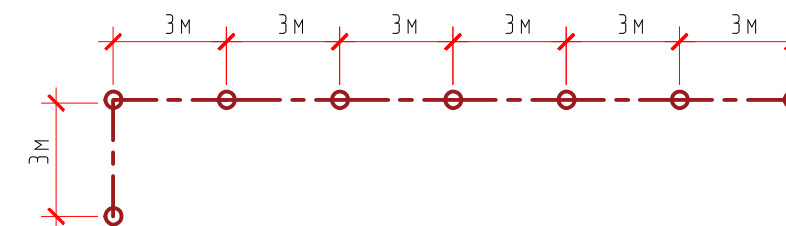
n – количество вертикальных заземлителей.

Результат расчета заземляющего устройства

№ по п.п.	Наименование параметра	Ед.изм.	Значение	
			узел1	узел2
1	Сопротивление одного вертикального электрода R_{ν}	Ом	4,319	8,29
2	Сопротивление растеканию тока горизонтального заземлителя $R_{\text{гор}}$	Ом	111,59	21,42
3	Общее сопротивление с учетом соединительной полосы $R_{\text{зп}}$	Ом	9,37	1,80

Схема устройства заземления

М 1:200



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

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

2021/354/ДС17-112-ЕМ

Лист
4.3