

**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 ПРОМЫСЛОВОГО НЕФТЕПРОВОДА
ДНС-1204 «ГАГАРИНСКОЕ» - Т. ВР. НГСП-1202 – УПСВ-1203
(ПЕРЕХОД ЧЕРЕЗ Р. ГЛУХАЯ ВИЛЬВА)»**

Проектная документация

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

2021/354/ДС26-PD-TKR

Том 3

Договор №

2021/354/ДС26

Изм.	№ док.	Подп.	Дата
1	13-23		09.06.23
2	21-23		30.06.23

2022

**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 ПРОМЫСЛОВОГО НЕФТЕПРОВОДА
ДНС-1204 «ГАГАРИНСКОЕ» - Т. ВР. НГСП-1202 – УПСВ-1203
(ПЕРЕХОД ЧЕРЕЗ Р. ГЛУХАЯ ВИЛЬВА)»**

Проектная документация

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

2021/354/ДС26-PD-TKR

Том 3

Договор №

2021/354/ДС26

Главный инженер

Д.Г. Малыхин

Главный инженер проекта

А.А. Чемус

Изм.	№ док.	Подп.	Дата
1	13-23		09.06.23
2	21-23		30.06.23

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

Заказчик - ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

**«РЕКОНСТРУКЦИЯ ПРОМЫСЛОВОГО НЕФТЕПРОВОДА ДНС-1204
«ГАГАРИНСКОЕ» - Т. ВР. НГСП-1202 – УПСВ-1203
(ПЕРЕХОД ЧЕРЕЗ Р. ГЛУХАЯ ВИЛЬВА)»**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

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

2021/354/ДС26-PD-TKR

Том 3

Изм.	№ док.	Подп.	Дата
1	13-23		09.06.23
2	21-23		30.06.23

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

Заказчик - ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

**«РЕКОНСТРУКЦИЯ ПРОМЫСЛОВОГО НЕФТЕПРОВОДА ДНС-1204
«ГАГАРИНСКОЕ» - Т. ВР. НГСП-1202 – УПСВ-1203
(ПЕРЕХОД ЧЕРЕЗ Р. ГЛУХАЯ ВИЛЬВА)»**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

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

2021/354/ДС26-PD-TKR

Том 3

Директор

Р.В. Пепеляев

Главный инженер проекта

Ю.А. Никулина

Изм.	№ док.	Подп.	Дата
1	13-23		09.06.23
2	21-23		30.06.23

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

**Реестр изменений, внесенных в проектную документацию
«Реконструкция промыслового нефтепровода ДНС-1204 «Гагаринское» - т. вр. НГСП-1202 – УПСВ-1203
(переход через р. Глухая Вильва)»**

№ п/п	Том	Комплект (шифр)	Лист	Содержание замечания	Содержание изменения	№ изм., дата	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8
Том 3			2021/354/ДС26-PD-TKR		Текстовая часть		
1.	3	2021/354/ДС26-PD-TKR	Текстовая часть, стр.20	<p>Не определена возможность и интенсивность сульфидно-коррозионного растрескивания металла оборудования и технических средств, контактирующих с агрессивной средой, с учетом параметров и критериев, приведенных в таблицах №1 и №2 приложения №4 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утверждённых приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору 15.12.2020 №534. Проектными решениями не подтверждено применение оборудования и трубопроводов, подверженных воздействию сернистого водорода, в исполнении, устойчивом к сульфидно-коррозионному растрескиванию (СКР) в связи с наличием сероводорода в составе попутного нефтяного газа. Отсутствуют сведения о взрывопожароопасных, токсичных свойствах и классах опасности используемых веществ (попутного нефтяного газа, сероводорода).</p>	<p>Замечание рассмотрено. Состав транспортируемой среды уточнен, газ и сероводород (агрессивные вещества) в составе транспортируемой среды отсутствуют. Сульфидно-коррозионного растрескивания металла не происходит. Так же проектной документацией предусмотрено внутреннее покрытие труб. Система постоянного контроля коррозии реализована на существующем трубопроводе. С реконструкцией участка трубопровода корректировка данной системы не требуется</p>	<p>Изм.1 №13-23 09.06.2023</p>	<p>На основании письма ФАУ «Главгосэкспертиза России» № 52753-23/ГГЭ-39073/11 от 08.06.2023 г.</p>

			Текстовая часть, стр.22	В проектной документации необоснованно принята отбраковочная толщина стенки промышленных трубопроводов (менее расчетной на прочность). При расчете срока службы промышленных трубопроводов не учтена отбраковочная (критическая) толщина стенок трубопроводов с учётом расчетной толщины стенки на прочность и минусовое отклонение толщины стенки при изготовлении согласно принятому документу на изготовление труб (ТУ, ГОСТ).	Замечание принимается. Расчет толщины стенки скорректирован в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014		
			Текстовая часть, стр.26	Не приведены сведения по оснащению подводных переходов трубопроводов системой обнаружения утечек	Замечание рассмотрено. Система обнаружения утечек трубопровода с применением средств АСУ ТП и КИП реализована на существующем трубопроводе. С реконструкцией участка трубопровода корректировка данной системы не требуется. Данная информация добавлена в Том ТКР		
			Текстовая часть, стр.27-28	Не представлено расчетное обоснование принятых конструктивных решений по креплению берегов на участках перехода трубопровода через водные преграды, с учетом скоростей потока воды, волновых и ледовых нагрузок.	Замечание принимается. В том ТКР добавлены недостающие данные		
			Текстовая часть, стр.27-28	Не представлено обоснование по отсутствию крепления дна и берегов на участках перехода трубопровода через затапливаемую пойму при прохождении паводков редкой повторяемости	Замечание принимается. В том ТКР добавлены недостающие данные		

			Текстовая часть, стр.27-28	Не представлено обоснование по отсутствию в текстовой части описания конструктивных решений с указанием физико-механических свойств материалов крепления	Замечание принимается. В том ТКР добавлены недостающие данные		
			Текстовая часть, стр.30-31	Не представлено обоснование по отсутствию технических решений по водоотведению поверхностных сточных вод от камер переключения на нефтепроводе на участке перехода через р. Глухая Вильва	Замечание принимается. Описание решений по инженерной защите площадок добавлено в том ТКР		
			Текстовая часть, стр.47	Отсутствуют решения по защите от прямых ударов молнии, от заноса высокого потенциала и от вторичных проявлений молнии на проектируемых узлах запорной арматуры	Замечание принимается. Описание решений по заземлению добавлено в том ТКР		

				<p>Не определены границы и размеры взрывоопасных зон вокруг источников образования взрывоопасных смесей, которые могут образоваться при всех возможных аварийных ситуациях для узлов запорной арматуры (п. 7.3.44 «Правил устройства электроустановок», как источник утечки второй степени по пункту А.1.3(б) приложения А ГОСТ 30852.9-2002 (МЭК 60079-10:1995) «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 10. Классификация взрывоопасных зон»). Не установлено обязательное условие для применения технических устройств (запорной арматуры), имеющих документы, подтверждающие их соответствие обязательным требованиям, установленным законодательством Российской Федерации в ст. 7 Федерального закона от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», в ст. 20, 23 Федерального закона от 27.12.2002 № 184-ФЗ «О техническом регулировании», в том числе требованиям технического регламента Таможенного союза «О безопасности машин и оборудования» (ТР ТС 010/2011).</p>	<p>Замечание принимается. В том ТКР добавлены границы и размеры взрывоопасных зон, информация о соответствии оборудования требованиям Технического регламента Таможенного союз</p>		
			<p>Текстовая часть, стр.39-42</p>	<p>Не представлено описание мероприятий по противодействию терроризму, вследствие чего не подтверждена безопасность зданий (сооружений).</p>	<p>Замечание рассмотрено. Описание приведено в томе ТКР на стр.39. В том ТКР добавлено расширенное описание по противодействию терроризму и др. согласно действующих норм</p>		

			<p>Графическая часть, Лист 2021/354/ДС17-PD-TKR.GCH-2</p>	<p>Не определены границы и размеры взрывоопасных зон вокруг источников образования взрывоопасных смесей, которые могут образоваться при всех возможных аварийных ситуациях для узлов запорной арматуры (п. 7.3.44 «Правил устройства электроустановок», как источник утечки второй степени по пункту А.1.3(б) приложения А ГОСТ 30852.9-2002 (МЭК 60079-10:1995) «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 10. Классификация взрывоопасных зон»). Не установлено обязательное условие для применения технических устройств (запорной арматуры), имеющих документы, подтверждающие их соответствие обязательным требованиям, установленным законодательством Российской Федерации в ст. 7 Федерального закона от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», в ст. 20, 23 Федерального закона от 27.12.2002 № 184-ФЗ «О техническом регулировании», в том числе требованиям технического регламента Таможенного союза «О безопасности машин и оборудования» (ТР ТС 010/2011).</p>	<p>Замечание принимается. В том ТКР добавлены границы и размеры взрывоопасных зон, информация о соответствии оборудования требованиям Технического регламента Таможенного союза</p>		
Исполнитель:		Ю.А. Божина					
ГИП:		Ю.А. Никулина					

**Реестр изменений, внесенных в проектную документацию
«Реконструкция промышленного нефтепровода ДНС-1204 «Гагаринское» - т. вр. НГСП-1202 – УПСВ-1203
(переход через р. Глухая Вильва)»**

№ п/п	Том	Комплект (шифр)	Лист	Содержание замечания	Содержание изменения	№ изм., дата	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8
Том 3			2021/354/ДС26-PD-TKR		Текстовая часть		
1.	3	2021/354/ДС26-PD-TKR	Текстовая часть, стр.21	<p>Не определена возможность и интенсивность сульфидно-коррозионного растрескивания металла оборудования и технических средств, контактирующих с агрессивной средой, с учетом параметров и критериев, приведенных в таблицах №1 и №2 приложения №4 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору 15.12.2020 №534.</p> <p>Проектными решениями не подтверждено применение оборудования и трубопроводов, подверженных воздействию сернистого водорода, в исполнении, устойчивом к сульфидно-коррозионному растрескиванию (СКР) в связи с наличием сероводорода в составе попутного нефтяного газа.</p> <p>Отсутствуют сведения о взрывопожароопасных, токсичных свойствах и классах опасности используемых веществ (попутного нефтяного газа, сероводорода). Повторно.</p>	Замечание принимается. В Томе ТКР сделана ссылка на письмо Заказчика на основании которого для проектирования принят состав газа.	Изм.2 №21-23 30.06.2023	На основании письма ФАУ «Главгосэкспертиза России» № 52753-23/ГГЭ-39073/11 от 08.06.2023 г. (повторные)

2.	3	2021/354/ДС26-PD-TKR	Текстовая часть, стр.24	В проектной документации необоснованно принята отбраковочная толщина стенки промышленных трубопроводов (менее расчетной на прочность). При расчете срока службы промышленных трубопроводов не учтена отбраковочная (критическая) толщина стенок трубопроводов с учётом расчетной толщины стенки на прочность и минусовое отклонение толщины стенки при изготовлении согласно принятому документу на изготовление труб (ТУ, ГОСТ). Повторно. По результатам оперативного внесения изменений в проектной документации не отражены решения в соответствии с выданным замечанием	Замечание принимается. Расчет скорректирован, учтены параметры расчетной толщины стенки на прочность и минусовое отклонение толщины стенки при изготовлении согласно принятому документу на изготовление труб	Изм.2 №21-23 30.06.2023	На основании письма ФАУ «Главгосэкспертиза России» № 52753-23/ГГЭ-39073/11 от 08.06.2023 г. (повторные)
3.	3	2021/354/ДС26-PD-TKR	Текстовая часть, стр.28-29 Графическое приложение Д	Повторно. Не представлены конструктивные решения по эксплуатации элементов крепления, в частности отсутствуют сведения о регламентах осмотров и проверок, сведения по ремонтным мероприятиям.	Замечание принимается. В Том ТКР добавлены сведения по периодичности осмотров и ремонтным работам берегоукреплений	Изм.2 №21-23 30.06.2023	На основании письма ФАУ «Главгосэкспертиза России» № 52753-23/ГГЭ-39073/11 от 08.06.2023 г. (повторные)
4.	3	2021/354/ДС26-PD-TKR	Текстовая часть, стр.28-29 Графическое приложение Д	Не представлено обоснование по отсутствию крепления дна и берегов на участках перехода трубопровода через затапливаемую пойму при прохождении паводков редкой повторяемости, Причина повторного направления В расчетах (Том 3, Приложение Д, стр. 55) при определении неразрывающей скорости ИГЭ-3 допущена арифметическая ошибка, которая может повлиять на принятие решения по укреплению пойменной части ре...	Замечание принимается. Несоответствия устранены	Изм.2 №21-23 30.06.2023	На основании письма ФАУ «Главгосэкспертиза России» № 52753-23/ГГЭ-39073/11 от 08.06.2023 г. (повторные)

5.	3	2021/354/ДС26-PD-TKR	Текстовая часть, стр.28-29 Графическое приложение Д	Не представлено расчетное обоснование принятых конструктивных решений по креплению берегов на участках перехода трубопровода через водные преграды, с учетом скоростей потока воды, волновых и ледовых нагрузок. Причина повторного направления В расчетах (Том 3, Приложение Д, стр. 55) при определении неразрывающей скорости ИГЭ-3 допущена арифметическая ошибка, которая может повлиять на принятие решения по укреплению пойменной части реки. Также неверно указан инженерно-геологический элемент (ИГЭ-2).	Замечание принимается. Несоответствия устранены	Изм.2 №21-23 30.06.2023	На основании письма ФАУ «Главгосэкспертиза России» № 52753-23/ГГЭ-39073/11 от 08.06.2023 г. (повторные)
6.	3	2021/354/ДС26-PD-TKR	Текстовая часть, стр.32	Не представлено нормативное обоснование принятого качества стока отводимого с проектируемых площадок без очистки, по рельефу	Замечание принимается. Отведение дождевых стоков с площадок узлов запорной арматуры предусмотрено на рельеф, т.к. проектом предусмотрена герметичная система транспорта нефти, утечки в нормальном режиме работы трубопровода отсутствуют, соответственно очистка стоков не требуется. Фраза добавлена в Том ТКР	Изм.2 №21-23 30.06.2023	На основании письма ФАУ «Главгосэкспертиза России» № 52753-23/ГГЭ-39073/11 от 08.06.2023 г. (повторные)
7.	3	2021/354/ДС26-PD-TKR	Текстовая часть, стр.33	По результатам оперативного внесения изменений в текстовой части проектной документации не определены границы и размеры взрывоопасных зон вокруг источников образования взрывоопасных смесей, которые могут образоваться при всех возможных аварийных ситуациях для узлов запорной арматуры	Замечание принимается. В текстовую часть Тома ТКР добавлено описание размеров взрывоопасных зон вокруг источников образования взрывоопасных смесей	Изм.2 №21-23 30.06.2023	На основании письма ФАУ «Главгосэкспертиза России» № 52753-23/ГГЭ-39073/11 от 08.06.2023 г. (повторные)

8.	3	2021/354/ДС26-PD-TKR	Текстовая часть, стр.33	Не представлено обоснование по отсутствию технических решений по водоотведению поверхностных сточных вод от камер переключения на нефтепроводе на участке перехода через р. Глухая Вильва	Замечание принимается. В соответствии с требованиями п.9.2.1 ГОСТ Р 55990-2014 на обоих берегах водной преграды проектом предусмотрена установка запорной арматуры. Запорная арматура установлена на отметках выше 10%ГВВ. Требования по водоотведению с площадок запорной арматуры в нормативной документации отсутствуют. Фраза добавлена в Томе ТКР	Изм.2 №21-23 30.06.2023	На основании письма ФАУ «Главгосэкспертиза России» № 52753-23/ГГЭ-39073/11 от 08.06.2023 г. (повторные)
9.	3	2021/354/ДС26-PD-TKR	Текстовая часть, стр.34	По результатам оперативного внесения изменений в составе запроектированного промышленного трубопровода определены не все особо опасные участки (пересечения с технологическими коммуникациями), по которым должна быть предусмотрена предпусковая приборная диагностика. Необходимо актуализировать ссылки на Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утверждённые от 15.12.2020 приказ Ростехнадзора № 534.	Замечание принимается. Ссылка на нормативный документ актуализирована, перечислены все особо опасные участки (пересечение с водной преградой и технологическими коммуникациями)	Изм.2 №21-23 30.06.2023	На основании письма ФАУ «Главгосэкспертиза России» № 52753-23/ГГЭ-39073/11 от 08.06.2023 г. (повторные)
10.	3	2021/354/ДС26-PD-TKR	Текстовая часть, стр.41 Текстовое приложение Г	Не представлено техническое задание на проектирование инженерно-технических средств охраны (в части ограждения узлов запорной арматуры) объекта ТЭК	Замечание принимается. Изменены технические условия управления корпоративной безопасности с исключением 3 категории значимости, соответственно техническое задание на проектирование инженерно-технических средств охраны не требуется.	Изм.2 №21-23 30.06.2023	На основании письма ФАУ «Главгосэкспертиза России» № 52753-23/ГГЭ-39073/11 от 08.06.2023 г. (повторные)

11.	3	2021/354/ДС26-PD-TKR	Текстовая часть, стр.47	Не выполнено присоединение металлического ограждения УЗА к заземляющему устройству (в соответствии с п. 1.7.83 ПУЭ), количество присоединений корпусов наружных установок и сторонних частей должно быть не менее двух (в соответствии с п. 2.19 РД 34.21.122-87).	Замечание принимается. Присоединение металлического ограждения УЗА к заземляющему устройству выполнено	Изм.2 №21-23 30.06.2023	На основании письма ФАУ «Главгосэкспертиза России» № 52753-23/ГГЭ-39073/11 от 08.06.2023 г. (повторные)
Том 3			2021/354/ДС26-PD-TKR		Графическая часть		
12.			Графическая часть, Лист 2021/354/ДС17-PD-TKR.GCH-2	Снято частично. Не представлены сведения о геотекстиле. С учетом добавления решений по инженерной защите площадки, не представлено обоснование отсутствия крепления откосов площадки от ветро-волнового и ледового воздействия.	Замечание принимается. В Том ТКР добавлено описание крепления пойменных участков.	Изм.2 №21-23 30.06.2023	На основании письма ФАУ «Главгосэкспертиза России» № 52753-23/ГГЭ-39073/11 от 08.06.2023 г. (повторные)
Исполнитель: Ю.А. Божина							
ГИП: Ю.А. Никулина							

Обозначение	Наименование	Примечание
2021/354/ДС26-PD-ТКR-S	Содержание тома 3	2
2021/354/ДС26-PD-SP	Состав проектной документации	Отдельный том
2021/354/ДС26-PD-ТКR-ТСН	Текстовая часть	3 Изм.1(Зам.), 2 (Зам.)
	Графическая часть	48
2021/354/ДС26-PD-ТКR-GСН-001	Схема транспорта нефти	49
2021/354/ДС26-PD-ТКR-GСН-002	Узлы отключающих задвижек	50 Изм.1(Зам.), 2(Зам.)
2021/354/ДС26-PD-ТКR-GСН-003	Заземление узлов отключающих задвижек	51 Изм.1(Нов.), 2(Зам.)

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

2	-	Зам.	21-23		30.06.23
1	-	Зам.	13-23		09.06.23
Изм.	Колуч.	Лист	№доку	Подп.	Дата
Разработал	Пятилова				25.08.22
Проверил	Бастриков				25.08.22
Н. контроль	Русин				25.08.22
ГИП	Никulina				25.08.22

2021/354/ДС26-PD-ТКR-S

Содержание тома 3

Стадия	Лист	Листов
П		1



Содержание

Общие сведения.....	4
1 Сведения о топографических, инженерно-геологических, гидрогеологических, метеорологических и климатических условиях участка, на котором будет осуществляться строительство линейного объекта	6
1.1 Физико-географическая характеристика района работ	6
1.2 Геолого-литологическое строение.....	6
1.3 Гидрогеологические условия	7
1.4 Климатические условия.....	8
По схематической карте климатического районирования территории Российской Федерации для строительства район работ относится к строительно-климатическому подрайону IV.	8
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 основании линейного объекта.....	15
4 Сведения об уровне грунтовых вод, их химическом составе, агрессивности по отношению к материалам изделий и конструкций подземной части линейного объекта.....	18
5 Сведения о проектной мощности (пропускной способности, грузообороте, интенсивности движения и др.) линейного объекта	20
6 Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного объекта, обеспечивающие соблюдение требований технических регламентов	25
6.1 Характеристика основного технологического оборудования	25
6.2 Характеристика параметров трубопровода и описание технологических решений.....	25
7 Перечень мероприятий по энергоснабжению	36
8 Обоснование количества и типов оборудования, в том числе грузоподъемного, транспортных средств и механизмов, используемых в процессе строительства линейного объекта.....	37
9 Сведения о численности и профессионально-квалификационном составе персонала с распределением по группам производственных процессов, число и оснащенность рабочих мест	38
10 Обоснование принятых в проектной документации автоматизированных систем управления технологическими процессами, автоматических систем по предотвращению нарушения устойчивости и качества работы линейного объекта	41
10.1 Описание и обоснование проектных решений при реализации требований, предусмотренных статьей 8 ФЗ “О транспортной безопасности”	41
11 Обоснование технических решений по строительству, реконструкции, капитальному ремонту в сложных инженерно-геологических условиях.....	45
12 Электрохимическая защита от коррозии	46
13 Перечень мероприятий по молниезащите и заземлению	47
ТЕКСТОВЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ	48
Приложение А Ведомость пересечения с надземными и подземными коммуникациями	49
Приложение Б Ведомость пересекаемых водотоков	50

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

2	-	Зам.	21-23		30.06.23
1	-	Зам.	13-23		09.06.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС26-PD-ТКR-ТСН

Лист

2

Приложение В Расчет устойчивого положения трубопровода.....	51
Приложение Г Технические условия по обеспечению мероприятий по противодействию террористическим актам	53
Приложение Д Берегоукрепление	54

Согласовано				

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

2	-	Зам.	21-23		30.06.23
1	-	Зам.	13-23		09.06.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС26-PD-TKR-TCH

Лист

3

Общие сведения

Основанием для разработки проектных решений является задание на проектирование объекта: «Реконструкция промышленного нефтепровода ДНС-1204 «Гагаринское» - т.вр. НГСП-1202 – УПСВ-1203 (переход через р. Глухая Вильва)», 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 промышленного нефтепровода «ДНС-1204 «Гагаринское» - т.вр. НГСП-1202 – УПСВ-1203 (переход через р. Глухая Вильва)», с установкой отключающих задвижек.

Принципиальная схема и монтажные чертежи отключающих задвижек представлены на графическом приложении к данному тому.

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

2	-	Зам.	21-23		30.06.23
1	-	Зам.	13-23		09.06.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС26-PD-ТКР-ТСН

Лист

4

Подключение проектируемого трубопровода предусмотрено через отводы методом сварки с остановкой существующего трубопровода.

После подключения вновь построенного трубопровода, трубопровод, выведенный из эксплуатации, демонтируется.

Согласовано				

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

2	-	Зам.	21-23		30.06.23
1	-	Зам.	13-23		09.06.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС26-PD-TKR-TCH

Лист

5

1 Сведения о топографических, инженерно-геологических, гидрогеологических, метеорологических и климатических условиях участка, на котором будет осуществляться строительство линейного объекта

1.1 Физико-географическая характеристика района работ

В административном положении район работ расположен на территории Красновишерского городского округа Пермского края, Озерное месторождение, ЦДНГ-12, на землях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», землях Нижне-Язьвинского участкового лесничества. В кадастровом квартале 59:25:0560003. Ближайший населенный пункт: Цепел, Нижняя Бычина, Верх-Язьва.

Транспортная сеть в районе работ представлена асфальтовой автодорогой Соликамск – Красновишерск, а также технологическими дорогами ЦДНГ-12.

В геоморфологическом отношении участок работ приурочен к Восточно-Европейской стране Волго-Камской провинции низменных и возвышенных равнин и ярусных возвышенностей району Юрюзано-Сылвенской приподнятой денудационной равнине.

Район работ расположен в пойме и русле р. Глухая Вильва, левобережном притоке р. Язьвы. Объекты гидрографии представлены р. Глухая Вильва.

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

По почвенному районированию Пермского края территория работ относится к Чердынско-Гайнско-Соликамскому району песчаных и супесчаных подзолистых и дерново-подзолистых и торфяно-болотных почв.

Согласно ботанико-географическому районированию Пермского края территория относится к району среднетаежных пихтово-еловых лесов с преобладанием Камско-Печорско-Западноуральских пихтово-еловых лесов.

1.2 Геолого-литологическое строение

В геологическом строении района работ до глубины 5,0-15,0м по данным бурения инженерно-геологических скважин принимают участие четвертичные техногенные (tQiv) и аллювиальные (aQ) грунты.

Поверхность на изучаемой территории практически повсеместно поросла почвенно-растительным слоем мощностью 0,1-0,3м.

Геолого-литологический разрез до глубины 15,0м следующий (сверху - вниз).

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

2	-	Зам.	21-23		30.06.23
1	-	Зам.	13-23		09.06.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС26-PD-ТКР-ТСН

Лист

6

Четвертичная система – Q
Аллювиальные отложения aQ

Песок мелкий серый, серо-коричневый, плотный, средней степени водонасыщения, ниже уровня подземных вод водонасыщенный, участками с прослоями (5-10см) суглинка коричневого мягкопластичного. Встречен повсеместно с глубины 0,0-10,1м. Мощность 1,2-8,6м.

Суглинок серый, коричневый, легкий пылеватый, реже легкий песчанистый, мягкопластичный. Встречен на пк0-пк0+25.37, пк1+08-пк1+93.29 и пк2-пк3+55.38 с глубины 0,2-8,8м. Мощность 1,3-3,8м.

Гравийный грунт гравий и галька кварцево-кремнистого состава 57-73%, заполнитель песок мелкий, серый 27-43%, грунт водонасыщенный. Встречен пк1+14.5-пк1+82.37 с глубины 7,7-11,7м. Вскрытая мощность 3,3-7,3м.

В соответствии с полевым описанием грунтов, лабораторными данными, ГОСТ 20522-2012 и классификацией по ГОСТ 25100-2011 на участке работ выделены следующие инженерно-геологические элементы (ИГЭ):

- ИГЭ-2 – песок мелкий (aQ);
- ИГЭ-3 – суглинок мягкопластичный (aQ);
- ИГЭ-4 – гравийный грунт с песчаным заполнителем (aQ).

1.3 Гидрогеологические условия

Гидрогеологические условия района характеризуются распространением подземных вод четвертичных отложений. Воды четвертичных отложений приурочены к поймам и долинам рек и ручьев, на участках переходов через лога и болота. По характеру распространения воды четвертичных отложений относятся к зоне почвенных и грунтовых вод. Они представлены водами болотных и аллювиальных отложений, которые гидравлически связаны с поверхностными водотоками.

Трасса промыслового нефтепровода «ДНС-1204 «Гагаринское» - т.вр. в нефтепровод НГСП-1202 – УПСВ-1203», ПК09+95,00 –ПК12+95,00 (переход р.Глухая Вильва) на ПК1+29,4–ПК1+56,0 пересекает русло реки Глухая Вильва, которая является левобережным притоком реки Язьва. Долина реки трапецеидальная, симметричная. Склоны долины покрыты травяной растительностью и деревьями (осина, ель).

Пойма реки симметричная, шириной до 200 м, уклон поймы в сторону русла реки. На пойме имеются старичные образования. Правая и левая поймы реки покрыты травяной растительностью, местами встречаются деревья (осина, ель).

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

2	-	Зам.	21-23		30.06.23	2021/354/ДС26-PD-ТКR-ТСН	Лист
1	-	Зам.	13-23		09.06.23		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		7

Русло реки на участке изысканий слабоизвилистое, имеет V-образную форму в поперечнике. Берега крутые, высотой 1,5–2,5 м. Ширина русла реки по урезу воды в створе перехода трассы – 26,6 м. Измеренная глубина на участке изысканий: средняя 1,08 м, максимальная 1,54 м. Меженный уровень воды реки на участке изысканий составляет 123,0–123,2 м. Максимальные скорости течения в периоды повышенной водности могут достигать 1,32–1,46 м/с, в меженный период – 0,32–0,35 м/с.

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 Чердынь.

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 450 мм в год. В данном районе величина испарения в основном определяется радиационным балансом.

Температура воздуха. Средняя годовая температура воздуха в районе составляет плюс 0,8 °С (таблица 1.4.3). Самым холодным месяцем в году является январь. Средняя температура января составляет минус 18,2 °С (таблица 1.4.2). Абсолютный минимум температуры составил минус 52 °С.

Самым теплым месяцем является июль (таблица 1.4.3). Средняя температура июля составляет плюс 17,5 °С. Абсолютный максимум температуры составил плюс 36 °С (таблица 1.4.2).

Продолжительность холодного периода по метеостанции Чердынь составляет 259 дней, продолжительность теплого периода – 106 дней.

Таблица 1.4.1 – Климатические параметры холодного периода года

Климатическая характеристика	Значение
Температура воздуха наиболее холодных суток, °С, обеспеченностью 0,98 %	–46
Температура воздуха наиболее холодных суток, °С, обеспеченностью 0,92 %	–42
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки, °С, обеспеченностью 0,98 %	–40

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

2	-	Зам.	21-23		30.06.23
1	-	Зам.	13-23		09.06.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС26-PD-TKR-TCH

Температура воздуха наиболее холодной пятидневки, °С,обеспеченностью 0,92 %	-37
Температура воздуха,°С, обеспеченностью 0,94 %	-22
Абсолютная минимальная температура воздуха, °С	-52
Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее холодного месяца, °С	7,2
Продолжительность, сутки., и средняя температура воздуха, °С, периода со средней суточной температурой воздуха ≤ 0 °С	176 суток, -10,1
То же, ≤ 8 °С	242 суток, -6,3
То же, ≤ 10 °С	259 суток, -5,3
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее холодного месяца, %	84
Средняя месячная относительная влажность воздуха в 15 часов наиболее холодного месяца, %	83
Количество осадков с ноября по март, мм	274
Преобладающее направление ветра с декабря по февраль	Ю
Максимальная из средних скоростей ветра по румбам за январь, м/с	4,0
Средняя скорость ветра, м/с, за период со средней суточной температурой воздуха ≤ 8 °С	3,3

Таблица 1.4.2 – Климатические параметры теплого периода года

Климатическая характеристика	Значение
Барометрическое давление, гПа	989
Температура воздуха, °С,обеспеченностью 0,98 %	25
Температура воздуха, °С,обеспеченностью 0,95 %	21
Средняя максимальная температура воздуха наиболее теплого месяца,°С	23,1
Абсолютная максимальная температура воздуха,°С	36
Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее теплого месяца	10,0
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее теплого месяца, %	68
Средняя месячная относительная влажность воздуха в 15 ч. наиболее теплого месяца, %	56
Количество осадков с апреля по октябрь, мм	483
Наблюденный суточный максимум осадков	75
Преобладающее направление ветра с июня по август	3
Минимальная из средних скоростей ветра по румбам за июль, м/с	2,4

Согласовано			
Изм. № подл.	Изм.	Кол.уч.	Лист
	№ док.	Подп.	Дата

2	-	Зам.	21-23		30.06.23
1	-	Зам.	13-23		09.06.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС26-PD-TKR-TCH

Таблица 1.4.3 – Средняя месячная и годовая температура воздуха, °С

Метеостанция	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Чердынь	-16,1	-13,8	-5,7	1,6	8,6	14,7	17,5	14,0	8,1	0,5	-7,3	-13,1	0,8

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 78 %.

Максимальная среднемесячная относительная влажность воздуха в районе отмечается в ноябре и составляет 89%, минимальная – в мае – 61%.

Осадки. Количество осадков за период с ноября по март составляет 274 мм (таблица 3.2.1). Количество осадков за период с апреля по октябрь составляет 483 мм. Месячные суммы осадков приведены в таблице 1.4.4.

Таблица 1.4.4 – Месячное количество осадков, мм

Обеспеченность, %	63	20	10	5	2	1
Осадки, мм	28,6	34,8	42,6	51,8	66,6	80,5

Снежный покров. В таблице 1.4.5 приведена средняя декадная высота снежного покрова по постоянной рейке.

Таблица 1.4.5 – Средняя декадная высота снежного покрова

Метеостанция	X		XI			XII			I			II			III			IV		Наибольшая за зиму		
	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	средняя	максим.	миним.	
Чердынь	8	11	16	23	31	38	46	55	64	68	74	79	81	82	83	81	70	46	89	119	53	

Температура почвы. Температура поверхности почвы приведена в таблице 1.4.6.

Таблица 1.4.6 – 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

2	-	Зам.	21-23		30.06.23
1	-	Зам.	13-23		09.06.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС26-PD-TKR-TCH

Лист

10

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

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

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

- для песков мелких и супесей - 2,14м;
- для суглинков - 1,75м.
- для крупнообломочных грунтов – 2,59м.

Ветровой режим. В период с декабря по февраль преобладают ветры южного направления, а в период с июня по август – западного направления.

Максимальная наблюдаемая скорость ветра по метеостанции Чердынь составляет 35 м/с.

Атмосферные явления на рассматриваемой территории обуславливаются особенностями циркуляции атмосферы.

Грозы. В среднем за год в районе работ наблюдается 19 дней с грозой, максимально – 35 дней. Среднегодовая расчетная продолжительность гроз согласно составляет 40–60 часов.

Метели. Средняя продолжительность периода с метелями в год – 40 дней, наибольшая – 89 дней.

Туманы. Среднегодовое количество дней с туманами – 28 дней, наибольшее – 54 дня.

Град. Среднее число дней с градом в год составляет 0,7 дней, наибольшее – 3 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.

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

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

2	-	Зам.	21-23		30.06.23
1	-	Зам.	13-23		09.06.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС26-PD-ТКR-ТСН

Лист

11

значение веса снегового покрова S_g составляет 3,0 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 (таблица 2.5.1);

– по толщине стенки гололеда район работ относится к IV району, толщина гололедной стенки составляет 25 мм.

Согласовано		

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

2	-	Зам.	21-23		30.06.23
1	-	Зам.	13-23		09.06.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС26-PD-TKR-TCH

Лист

12

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.	Взам. инв. №	Подп. и дата	

2	-	Зам.	21-23		30.06.23
1	-	Зам.	13-23		09.06.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС26-PD-ТКR-ТСН

Лист

13

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

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

- песок мелкий ИГЭ-2 – слабопучинистый грунт;
- суглинок мягкопластичный ИГЭ-3 - сильнопучинистый грунт.

Гравийный грунт с песчаным заполнителем ИГЭ-4 находится ниже глубины сезонного промерзания грунтов.

Согласно п.12.1.1 СП 116.13330.2012 инженерная защита от морозного (криогенного) пучения грунтов необходима для строящихся в зимнее время, малонагруженных, неотапливаемых и законсервированных зданий, подземных и заглубленных сооружений, линейных сооружений и коммуникаций (трубопроводов, ЛЭП, дорог, аэродромов, линий связи).

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.

2	-	Зам.	21-23		30.06.23
1	-	Зам.	13-23		09.06.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС26-PD-TKR-TCH

Лист

14

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

В соответствии с полевым описанием грунтов, лабораторными данными, в соответствии с ГОСТ 20522-2012 и классификацией грунтов по ГОСТ 25100-2011 на участке работ выделены следующие инженерно-геологические элементы (ИГЭ):

ИГЭ-2 – песок мелкий (aQ);

ИГЭ-3 – суглинок мягкопластичный (aQ);

ИГЭ-4 – гравийный грунт с песчаным заполнителем (aQ).

Показатели физико-механических свойств песка мелкого (ИГЭ-2) приведены в таблице 3.1

Таблица 3.1. Показатели физико-механических свойств песка мелкого ИГЭ-2

Расчетные значения характеристик грунта								
Характеристика грунта	Кол-во определений, n	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	0,118	0,172	0,02	0,12	0,152		
Плотность грунта, г/см ³	12	1,94	2,06	0,04	0,02	2,01	2,00	1,99
(коэффициент надежности)							1,006	1,009
Плотность частиц грунта, г/см ³	12	2,65	2,67	0,01	0,00	2,66		
Плотность сухого грунта, г/см ³	12	1,71	1,77	0,02	0,01	1,74		
Пористость, %	12	33,18	36,09	0,86	0,03	34,54		
Коэффициент пористости	12	0,496	0,565	0,02	0,04	0,528		
Коэффициент водонасыщения, д.е.	12	0,585	0,870	0,09	0,12	0,766		
Коэффициент фильтрации, м/сут	6	0,127	4,400			2,01		
При плотности сухого грунта, г/см ³	6	1,64	1,85			1,71		
Угол откоса								
сухой, градус	6	33	38			35,83		
под водой, градус	6	28	33			30,33		
Модуль деформации лаб., Ек, МПа	6	16,84	22,86	2,31	0,12	18,86		
Модуль деформации лаб, Eoed, МПа	6	21,05	28,57	2,88	0,12	23,57		
Модуль деформации E, МПа, с учетом корреляционного коэффициента $M_k=1,03$						24,22		
Модуль деформации E по результатам испытаний трехосным сжатием, МПа	6	20,52	29,07	3,07	0,13	24,22		
Удельное сцепление, МПа	6	0,002	0,003	0,000	0,19	0,002	0,002	0,002
(коэффициент надежности)							1,101	1,196
Угол внутреннего трения, град	6	35	38	1,17	0,03	37	36	36
(коэффициент надежности)							1,016	1,028
Тангенс угла внутреннего трения	6	0,690	0,775	0,03	0,04	0,745	0,729	0,716
Грансостав по фракциям, %								
5-2мм	1	0,2	0,2			0,2		
2-1мм	11	0,1	0,7			0,3		
1-0,5мм	12	0,2	4,1			2,1		
0,5-0,25мм	12	17,9	42,6			28,3		
0,25-0,10мм	12	49,5	71,3			60,0		
<0,10мм	12	3,3	21,8			9,3		

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

2	-	Зам.	21-23		30.06.23
1	-	Зам.	13-23		09.06.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС26-PD-TKR-TCH

Лист

15

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

Таблица 3.2. Показатели физико-механических свойств суглинка мягкопластичного 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	0,245	0,302	0,02	0,07	0,268		
Влажность на границе текучести, д.е.	12	0,275	0,332	0,02	0,07	0,306		
Влажность на границе раскатывания, д.е.	12	0,167	0,228	0,02	0,10	0,197		
Число пластичности, д.е.	12	0,086	0,117	0,01	0,08	0,109		
Показатель текучести, д.е.	12	0,51	0,74			0,65		
Плотность грунта, г/см ³	12	1,80	1,98	0,06	0,03	1,91	1,89	1,88
(коэффициент надежности)							1,010	1,016
Плотность частиц грунта, г/см ³	12	2,70	2,72	0,01	0,00	2,71		
Плотность сухого грунта, г/см ³	12	1,39	1,58	0,06	0,04	1,51		
Пористость, %	12	41,80	48,94	2,37	0,05	44,31		
Коэффициент пористости	12	0,718	0,958	0,08	0,10	0,799		
Коэффициент водонасыщения, д.е.	12	0,774	0,977	0,06	0,06	0,912		
Модуль деформации лаб., Ек, МПа	6	2,14	2,86	0,32	0,13	2,40		
Модуль деформации лаб, Eoed, МПа	6	3,57	4,76	0,53	0,13	4,00		
Модуль деформации E, МПа, с учетом корреляционного коэффициента Mk=1,86						7,44		
Модуль деформации E по результатам испытаний трехосным сжатием, МПа	6	6,63	8,55	0,69	0,09	7,43		
Относительная деформация просадочности, д.ед	6	0,0000	0,0010			0,0004		
Удельное сцепление, МПа	6	0,012	0,020	0,003	0,18	0,018	0,016	0,015
(коэффициент надежности)							1,094	1,181
Угол внутреннего трения, град	6	12	18	2,14	0,13	16	15	14
(коэффициент надежности)							1,069	1,131
Тангенс угла внутреннего трения	6	0,220	0,320	0,04	0,13	0,285	0,266	0,252
Грансостав по фракциям, %								
2-1мм	1	0,8	0,8			0,8		
1-0,5мм	3	0,1	1,3			0,5		
0,5-0,25мм	9	0,1	7,1			1,8		
0,25-0,10мм	12	0,1	24,7			8,6		
0,10-0,05мм	12	4,9	35,2			15,5		
0,05-0,01мм	12	23,8	60,3			43,4		
0,01-0,005мм	12	3,2	15,8			11,3		
<0,005мм	12	10,7	28,4			19,8		

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

2	-	Зам.	21-23		30.06.23
1	-	Зам.	13-23		09.06.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС26-PD-TKR-TCH

Лист

16

Показатели физико-механических свойств гравийного грунта с песчаным заполнителем (ИГЭ-4) приведены в таблице 3.3

Таблица 3.3. Показатели физико-механических свойств гравийного грунта с песчаным заполнителем ИГЭ-4

Расчетные значения характеристик грунта								
Характеристика грунта	Кол-во определений, n	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	0,123	0,161	0,02	0,10	0,145		
Плотность частиц грунта, г/см ³	10	2,66	2,69	0,01	0,00	2,68		
Коэффициент фильтрации, м/сут	2	4,700	6,506			5,603		
При плотности сухого грунта, г/см ³	2	1,84	1,85			1,85		
Угол откоса								
сухой, градус	2	35	36			36		
под водой, градус	2	30	33			32		
Грансостав по фракциям, %								
>10мм	10	14,5	48,2			39,1		
10-5мм	10	6,6	24,7			12,7		
5-2мм	10	7,0	24,7			11,4		
2-1мм	10	2,7	14,9			8,9		
1-0,5мм	10	1,0	12,9			6,7		
0,5-0,25мм	10	2,0	20,3			7,8		
0,25-0,10мм	10	3,4	11,0			6,7		
<0,10мм	10	3,7	9,8			6,7		

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

2	-	Зам.	21-23		30.06.23
1	-	Зам.	13-23		09.06.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС26-PD-TKR-TCH

Лист

17

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

Участок района работ является естественно подтопленным. Здесь развит горизонт подземных вод четвертичных отложений, который гидравлически связан с поверхностными водотоками. Зона аэрация представлена «верховодкой». Зона насыщения представлена грунтовыми водами. Подземные воды зоны аэрации носят временный характер. Подземные воды зоны насыщения носят постоянный характер. По гидравлическим условиям подземные воды отнесены к безнапорным и напорным.

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. Режим подземных вод сезонный гидрологический.

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.

Подземные воды вскрыты на глубине 0,0-11,7м (абс.отм. 114,49-127,70м в Балтийской системе высот) от поверхности земли в почвенно-растительном слое, песке мелком и гравийном грунте. В русле р. Глухая Вильва и на прилегающих к нему участках, подземные воды обладают местным напором (высота напора составила 7,7-11,7м). Установившийся уровень подземных вод зафиксирован на глубине 0,0м (абс.отм. 122,2-128,4м в Балтийской системе высот). Напор обусловлен гидростатическим давлением, которое возникает из-за разности перепадов высот в области питания и области разгрузки. На остальных участках подземные воды безнапорные, установившиеся уровни зафиксированы на абсолютной отметке 121,41-127,70м (БС).

По химическому типу подземные воды характеризуется как хлоридные, магниевонариево-калиево-кальциевые; хлоридно-гидрокарбонатные, магниевонариево-калиево-кальциевые, пресные, с общей минерализацией 0,39-1,01г/литр.

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

2	-	Зам.	21-23		30.06.23
1	-	Зам.	13-23		09.06.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС26-PD-ТКR-ТСН

Лист

18

Согласно химическим анализам проб воды и в соответствии с табл. В.3, В.4 СП 28.13330.2017 подземные воды обладают слабой общекислотной (водородный показатель) 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 среда среднеагрессивная. Согласно табл. П 11.2 и П 11.4 РД 34.20.508 коррозионная агрессивность подземных вод к свинцовой оболочке кабеля средняя, по отношению к алюминиевой оболочке кабеля высокая.

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

2	-	Зам.	21-23		30.06.23
1	-	Зам.	13-23		09.06.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС26-PD-TKR-TCH

Лист

19

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.

В соответствии с п. 6.2 и таблицей 1 ГОСТ Р 55990-2014 транспортируемый продукт относится к 7 категории.

В соответствии с п. 7.1.3 ГОСТ Р 55990-2014 проектируемый трубопровод относится к III классу, т.к. диаметр трубопровода 219 мм, по назначению трубопровод в соответствии с п. 7.1.5 и таблицей 3 ГОСТ Р 55990-2014 относится к категории Н1. 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. Глухая Вильва 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 нефтепровода

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 отвода».

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

2	-	Зам.	21-23		30.06.23
1	-	Зам.	13-23		09.06.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС26-PD-ТКР-ТСН

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

Объем транспорта по трубопроводу, согласно Задания на проектирование:

- жидкости $Q_{ж} = 836,1 \text{ м}^3/\text{сут}$;
- нефти $Q_{н} = 340 \text{ т/сут}$;
- обводненность – 52%.

Транспорт нефтегазоводяной 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 – 219 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 6,4 МПа.

Гидравлический расчет выполнен на максимальную производительность с учетом 20% запаса и минимальной величины давления на ДНС-1204. Результаты гидравлического расчета приведены на рис. 1. Физико-химические свойства транспортируемой среды представлены в таблице 5.2 на основании письма Заказчика (приложено к тому ПЗ).

Таблица 5.2 – Физико-химические свойства транспортируемой среды

Наименование показателя	Ед. изм.	Показатели
1. Физико-химические свойства нефти:		
Плотность в поверх. условиях	кг/м ³	839
Вязкость дегазированной нефти при 20 °С	мм ² /с	4,25-4,3
Газосодержание	м ³ /т	отсутствует
Содержание парафина	%	2,86-3,6
Содержание серы	%	0,57-0,58
Содержание смол и асфальтенов	%	0,86-3,72
2. Свойства воды:		
Плотность воды	кг/м ³	1,172
Водородный показатель	pH	6,45
Минерализация	г/л	202,04-234,45

2	-	Зам.	21-23		30.06.23
1	-	Зам.	13-23		09.06.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС26-PD-TKR-TCH

Лист

21

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Рис. 1 Результаты гидравлического расчета

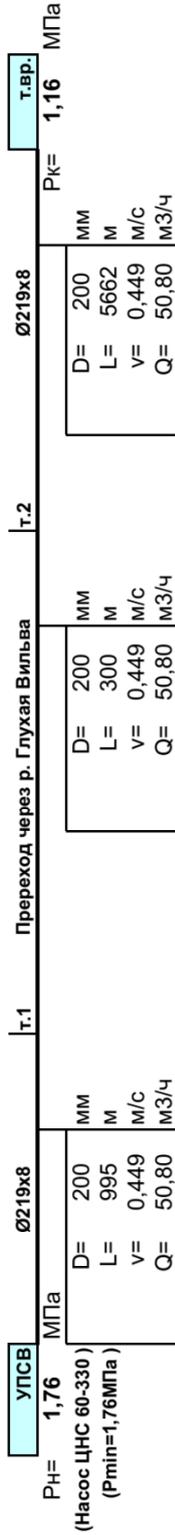
Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Согласовано
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.

Нефтепровод НГСП-1204 "Гагаринское"-т.вр. НГСП-1202-УПСВ-1203 (переход через р. Глухая Вильва)

Результаты гидравлического расчета

Участок нефтепровода	Расход*		Скорость м/с	Длина м	Диаметр мм	Плотность т/м ³	Вязкость мм ² /с	Уклон i	Re	Потери, м		Рначальн. кгс/см ²	Рконечн. кгс/см ²	
	м ³ /сут	м ³ /ч								гидравл	местные			
НГСП-1204 - т.1	1219,08	50,80	0,4491	995	200	0,839	4,3	0,00135	21135,4	1,34219	0,06711	12,0	17,59	16,24
т.1 - т.2	1219,08	50,80	0,4491	300	200	0,839	4,25	0,00135	21135,4	0,40468	0,02023	4,0	16,24	15,80
т.2 - т.вр.	1219,08	50,80	0,4491	5662	200	0,839	4,25	0,00135	21135,4	7,63769	0,38188	34,0	15,80	11,60
Σ				6957										

Расчетная схема и результаты гидравлического расчета:



*Примечание: Расход принят перспективный с 20% запасом (согласно ТУ УТДНГ)
К проектированию принята труба: Ø219

2	-	Зам.	21-23	30.06.23
1	-	Зам.	13-23	09.06.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Дата

Для выполнения расчета приняты коэффициенты по таблицам ГОСТ Р 55990-2014: $\gamma_{fr} = 1,15$ – коэффициент надежности по нагрузке (внутреннему давлению), принимается по таблице 11; $\gamma_d = 0,767$ – коэффициент работы трубопровода при расчете прочности, принимается по таблице 13; $\gamma_{mi} = 1,47$ – коэффициент надежности по материалу труб при расчете прочности, принимается по таблице 12; $\gamma_{mu} = 1,15$ – 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 3 мм для труб номинальным диаметром DN 200, но так как значение расчетной толщины стенки (S_R) получилась в соответствии с расчетом больше S_n , то S_n во внимание не принимаем.

Увеличение толщины стенки трубы по сравнению с расчетным значением принято с учетом припуска на коррозию металла ($C_1=2,5$ мм).

Проектной документацией приняты трубы с учетом рекомендаций заказчика, исходя из опыта эксплуатации трубопроводов.

Результаты расчетов приведены в таблице 5.3

Таблица 5.3 — Результаты расчетов толщины стенки трубопровода

Наименование	D, мм	$P_{max.}$, МПа	S_R , мм	S_R+C_1 , мм	s, мм
Нефтепровод	219	6,4	5,43	7,93	8,0

Расчетный срок службы трубопровода без внутреннего покрытия определяется с учетом скорости коррозии, принятой по опыту эксплуатации в соответствии с письмом Заказчика (приложено к Тому ПЗ), отбраковочного размера стенок труб, с учётом расчетной толщины стенки на прочность и минусовое отклонение толщины стенки при изготовлении согласно принятому документу на изготовление труб. Скорость коррозии трубопровода принята 0,02 мм/год, минусовое отклонение по наружному диаметру труб в соответствии с п.1.5 ГОСТ 20295-85 составляет 2 мм.

Отбраковочные размеры трубопровода приведены в таблице 5.4, за отбраковочную толщину стенки принята расчетная толщина стенки на прочность.

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

2	-	Зам.	21-23		30.06.23
1	-	Зам.	13-23		09.06.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС26-PD-ТКР-ТСН

Таблица 5.4 – Отбраковочный размер стенки трубы и деталей трубопровода

Наружный диаметр, мм	≤ 325
Наименьшая допустимая толщина стенки, S _{отбр} , мм	5,43

Расчетный срок службы трубопровода определен по формуле:

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

$$n = (8 - 5,43 - 2) / 0,02 = 28,5 \text{ лет}$$

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 5.5.

Таблица 5.5 – Срок службы трубопровода

Диаметр, мм	Расчетный срок службы, лет	Назначенный срок службы, лет
219 x 8	28,5	25

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

2	-	Зам.	21-23		30.06.23
1	-	Зам.	13-23		09.06.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС26-PD-TKR-TCH

Лист

24

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 нефтепровода 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.

Проектируемая трасса проходит в южном направлении в коридоре существующих коммуникаций.

На ПК0+12,80, ПК0+25,40, ПК3+30,60 и ПК3+42,20 трасса трубопровода пересекает существующие коммуникации (газопроводы).

Трасса трубопровода пересекает на ПК1+29,40 – ПК1+56,00 р. Глухая Вильва глубиной 1,45 м.

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

2	-	Зам.	21-23		30.06.23
1	-	Зам.	13-23		09.06.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС26-PD-ТКР-ТСН

Лист

25

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 нефтепровод запроектирован из стальных электросварных прямошовных труб диаметром 219 мм, толщиной стенки 8 мм по ГОСТ 20295-85 из стали 20, класса прочности К42 с внутренним эпоксидным покрытием, с наружным 3-х слойным полимерным покрытием усиленного типа по ГОСТ Р 51164-98.

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 не менее 2,5 мм.

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 без внутреннего покрытия – не менее 25 лет. По трассе нефтепровода 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 нефтепровод прокладывается параллельно рельефу местности с использованием гнутых вставок в вертикальной и горизонтальной плоскостях.

Минимальный радиус упругого изгиба составляет для трубопровода диаметром

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

2	-	Зам.	21-23		30.06.23
1	-	Зам.	13-23		09.06.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС26-PD-ТКР-ТСН

Лист

26

219 мм – 200 м, для трубопровода на участке обетонирования – 200 м (1000Ду).

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

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), 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 нефтепровода приведена в таблице 7.2.1.

Таблица 7.2.1 – Протяженность трубопровода

Наименование трубопроводов	Характеристика рекомендуемых труб				
	ТУ, ГОСТ	Марка стали	свр, МПа	Диаметр и толщина стенки, мм	Протяженность, м
Промысловый нефтепровод (траншейная прокладка)	ГОСТ 20295-85	20	412	219 x 8	358,48
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.

Проектом предусматривается электрохимическая защита трубопровода от коррозии (см. раздел 15 «Электрохимическая защита от коррозии»).

Система обнаружения утечек трубопровода с применением средств АСУ ТП и КИП реализована на существующем трубопроводе. С реконструкцией участка трубопровода корректировка данной системы не требуется.

Безопасность трубопровода согласно норм и правил РФ в процессе эксплуатации должна обеспечиваться посредством технического обслуживания, периодических осмотров (ревизий), проверок состояния строительных конструкций.

В период ревизий необходимо выполнять: визуальное обследование; определение не

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

2	-	Зам.	21-23		30.06.23
1	-	Зам.	13-23		09.06.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС26-PD-ТКР-ТСН

Лист

27

нормативного заглубления; визуальный осмотр наружного защитного (антикоррозионного) покрытия наружных конструкций, внутритрубную диагностику, контроль скорости коррозионно-эрозионного износа и расчет скорости коррозии.

Работы в период ревизий выполняются согласно инструкцией разработанных предприятием эксплуатирующим трубопровод. Подробное описание приведено в томе 10.1 2021/354/ДС26-PD-TBE.

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

Проектируемый трубопровод пересекает:

- подземные коммуникации – нефтепроводы (краткая характеристика приведена в приложении А);
- водные преграды – р. Глухая Вильва (краткая характеристика приведена в таблице Б).

Проектирование других инженерных коммуникаций, подлежащих переустройству, проектной документацией не предусмотрено.

Проектируемый трубопровод при пересечении с существующими трубопроводами прокладывается в соответствии с нормативной документацией: п. 8.10 ГОСТ Р 55990-2014 (взаимное пересечение трубопроводов предусмотрено под углом не менее 60 градусов, расстояние в свету принято не менее 350 мм) траншейным способом.

Проектируемый трубопровод прокладывается при пересечении с водной преградой траншейным способом, так же предусматривается укрепление дна и берегов водной преграды согласно расчета, приведенного в приложении Д.

Отметка верха укрепления принимается согласно п.10.2.18 СП 284.1325800.2016 не менее чем на 0,5 м выше расчетного горизонта высоких вод не ниже 2%-ной обеспеченности. За не имением данных ГВВ 2%, проектом на наихудшие условия принята отметка ГВВ 1% (128,62 м согласно Тома 2021/354/ДС26-ИГМИ).

Так как берега затапливаются отметкой ГВВ 1% полностью и затапливаются поймы и учитывая не размывающие скорости грунтов основания (ИГЭ-2 $V=0,33\text{м/с}$ и ИГЭ-3 $V=0,48\text{м/с}$), которые меньше скорости течения реки – V - до 1,46 м/с, проектом предусмотрена защита всего участка до отметки 129,12. Отметка ГВВ 1% и скорость течения реки приняты согласно Тома 2021/354/ДС26-ИГМИ.

Отметка низа укрепления принята согласно Рекомендациям по проектированию железобетонных и каменнонабросных креплений откосов земляных сооружений и берегов внутренних водоемов. Москва-1979г. нижняя граница основного крепления принимается ниже подводной кромки ледяного покрова на величину не менее половины от расчетной

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

2	-	Зам.	21-23		30.06.23
1	-	Зам.	13-23		09.06.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС26-PD-TKR-TCH

Лист

28

толщины льда. За не имением данных, на наихудшие условия проектом принята максимальная толщина льда 0,89 м.

$$Z = h_i * 1,5 = 1,34 \text{ м; где } h_i = 0,89 - \text{ толщина ледяного покрова.}$$

Минимальный уровень первой подвижки льда составляет 125,78 м. Отметка низа защиты составит 124,44 с учетом расчетной толщины льда, но так как скорость течения реки может составлять до 1,46 м/с, которая превышает не размывающую скорость для грунтов основания ИГЭ-2 равную $V = 0,33 \text{ м/с}$), поэтому защита дна русла предусмотрено полностью до отметки 122,09 м.

Проектом предусматривается укрепление пойм, берегов и русла водной преграды (р. Гл.Вильва) каменной наброской из несортированного камня фр.80-300мм М800 марки морозостойкости F200, с коэффициентом размягчаемости в воде $K_{saf} = 0,8$ (неразмягчаемый), $h = 0,7$ м по подготовке из щебня фр.20-40мм М800 марки морозостойкости F200, с коэффициентом размягчаемости в воде $K_{saf} = 0,8$ (неразмягчаемый), $h = 0,1$ м до отметки 122,09 (низа укрепления). В качестве противосуффозионных мероприятий проектом предусмотрено применение гетекстиля Дорнит 500 (плотность 500г/м², растяжение при разрыве, вдоль/поперек – 200/200%, удлинение при нагрузке 25% от разрывной не более - вдоль/поперек - 22/27 %). Коэффициент размягчаемости принят согласно п. 7.12 СП 39.13330.2012.

Ширина укрепления принята не менее ширины раскрытия траншеи в урезе (траншею разрабатывается с полагиванием откосов, подводная траншея принята шириной по верху 12 м) с запасом по 10 м в каждую сторону от оси, защита предусмотрена на участке шириной 32м.

Согласно Постановления правительства Российской Федерации № 1607 от 05.10.2020 проектируемое берегоукрепление не классифицируется, т.к. отсутствуют критерии классификации. Согласно п.8 СП 58.13330.2012 проектируемое берегоукрепление относится к III классу гидротехнических сооружений. Согласно п.7 постановления Правительства от 20.11.2020 № 1892 декларирование безопасности проектируемого гидротехнического сооружения (берегоукрепления) не проводится т.к. возможные повреждения проектируемого гидротехнического сооружения (берегоукрепление) не приведут к возникновению чрезвычайной ситуации регионального характера, не приведут к возникновению ущерба третьим лицам. Сведения о проектируемом гидротехническом сооружении не вносятся в Российский регистр гидротехнических сооружений и разрешение на эксплуатацию гидротехнического сооружения не требуется.

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

2	-	Зам.	21-23		30.06.23
1	-	Зам.	13-23		09.06.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС26-PD-ТКR-ТСН

Лист

29

В соответствии с требованиями СП 58.13330.2019 «Гидротехнические сооружения. Основные положения» должны производиться наблюдения за берегоукреплением. Осмотр должен осуществляться путем обхода или объезда – в зависимости от местных условий, времени года и срока эксплуатации, в соответствии с графиком наружных осмотров нефтепромысловых трубопроводов предприятия каждый раз при обходе, облете трубопровода (не реже 2 раза в год). Внеочередные осмотры проводятся после стихийных бедствий, в случае обнаружения изменения работы трубопровод. Восстановление берегоукрепительных мероприятий на переходах через водные преграды относится к текущему ремонту трубопровода.

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 на ПК0+42,10;

узел №2 на ПК3+15,10.

Размещение запорной арматуры выполнено в соответствии с разделом 9 ГОСТ Р 55990–2014. Узлы задвижек включают в себя задвижки клиновые DN 200 мм, PN 6,4 МПа с ручным управлением и вантузы (задвижки клиновые DN 100 мм, PN 6,4 МПа с ручным управлением). Узлы выполнены в надземном исполнении.

Запорная арматура, принятая проектной документацией в соответствии с перекачиваемой средой и технологическими параметрами трубопровода (рабочее давление, диаметр), обеспечивает герметичность класса «А» по ГОСТ 9544-2005 исполнение ее соответствует климатическим характеристикам района строительства (исполнение УХЛ1).

Для предотвращения несанкционированного вмешательства вход технологических процессов узлы задвижек имеют ограждения высотой не менее 2,2 м, размерами в плане 7,0х3,0 м. Металлическая панель и калитка состоит из стальной рамки, выполненной из уголков 45х45х5 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

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

2	-	Зам.	21-23		30.06.23
1	-	Зам.	13-23		09.06.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС26-PD-ТКР-ТСН

Лист

30

антивандалных 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.

Под задвижки DN 200 мм проектом предусмотрены опоры. Опора под задвижку выполнена из стальной трубы диаметром 159x5 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 – 655 мм от уровня земли.

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».

Места установки узлов приведены на графических приложениях к тому 2 (2021/354/ДС26-PD-PPO).

Все оборудование, предусмотренное проектной документацией, имеет необходимые сертификаты соответствия требованиям промышленной и пожарной безопасности и разрешения Ростехнадзора России на применение на опасном производственном объекте. Запорная арматура соответствует требованиям: ГОСТ 12.2.063-2015 «Арматура

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

2	-	Зам.	21-23		30.06.23
1	-	Зам.	13-23		09.06.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС26-PD-ТКР-ТСН

Лист

31

трубопроводная. Общие требования безопасности», технического регламента Таможенного союза ТР ТС 010/2011 «О безопасности машин и оборудования», технического регламента Таможенного союза ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах», технического регламента Таможенного союза ТР ТС 032/2013 «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением».

Декларирование соответствия оборудования, выполнено по схеме 5д либо сертификации по эквивалентной схеме, декларации или сертификата соответственно на основании статьи 9 ТР ТС 010/2011.

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».

Для решения по инженерной защите территории площадок от последствий опасных геологических процессов, паводковых, поверхностных и грунтовых вод выполнена отсыпка территории узлов задвижек до проектных отметок.

Инженерная подготовка проектируемых площадок выполнена путем организации рельефа вертикальной планировкой.

Вертикальная планировка площадок выполнена в соответствии с требованиями Федерального закона № 384-ФЗ от 30 декабря 2009 года «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» согласно статьям 8, 9, 14, 18.

Вертикальная планировка предусматривает комплекс инженерно-технических мероприятий по преобразованию существующего рельефа осваиваемой территории, обеспечивающих:

- технологические требования на взаимное высотное размещение сооружений;
- защиту территории от затопления поверхностными стоками с прилегающих к площадке земель;
- отвод атмосферных осадков с площадок.

Для защиты от размыва выполнить отсыпку насыпи Узла №1 местным грунтом. Заложение проектируемых откосов 1:2. Уплотнение грунта выполнить ручными катками за три проходки с толщиной слоя 0,2м.

Крепление откосов выполнить в следующем порядке:

- Выполнить устройство анкерной траншеи.
- Раскладку геотекстиля Дорнит 500 выполнять сверху вниз с креплением анкерами с шагом 1,0м по горизонтали и вертикали в шахматном порядке. Геотекстиль

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

2	-	Зам.	21-23		30.06.23
1	-	Зам.	13-23		09.06.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС26-PD-ТКR-ТСН

Лист

32

расправляется и натягивается по всей длине, не допускать образование складок.

- Нахлест производится:

в поперечном направлении 0,2м;

в продольном направлении 0,150м.

Закрепление нахлестов производится анкерами, расстояние составляет 0,5 м.

- Выполнить обратную засыпку анкерных траншей, отсыпку поверху геотекстиля слоем ПГС толщиной 0,2м.

- Крепление откосов выполнить каменной наброской из несортированного камня фр.80-300мм М800 марки морозостойкости F200, с коэффициентом размягчаемости в воде $K_{saf} = 0,8$ (неразмягчаемый), $h = 0,7$ м по подготовке из щебня фр.20-40мм М800 марки морозостойкости F200, с коэффициентом размягчаемости в воде $K_{saf} = 0,8$ (неразмягчаемый), $h = 0,7$ м.

В соответствии с требованиями п.9.2.1 ГОСТ Р 55990-2014 запорная арматура установлена на обоих берегах водной преграды, на отметках выше 10% ГВВ. Водоотведение с площадок запорной арматуры не требуется.

Границы взрывоопасной зоны класса В-Іг (п.7.3.44 ПУЭ 6 издание), источника утечки второй степени А.1.3 (ГОСТ 30852.9-2002) считаются в пределах 3м по горизонтали и вертикали от запорной арматуры и фланцевых соединений. Границы взрывоопасной зоны указаны на листе 2021/354/ДС26-PD-TKR.GCH-002.

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

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

2	-	Зам.	21-23		30.06.23
1	-	Зам.	13-23		09.06.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС26-PD-TKR-TCH

Лист

33

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 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.

После испытания, проектом предусмотрено выполнить предпусковую внутритрубную приборную диагностику реконструируемого участка трубопровода согласно п. 890 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утверждённые от 15.12.2020 приказ Ростехнадзора № 534, т.к. данный участок относится к особо опасным – пересечение с водной преградой и технологическими коммуникациями. В состав диагностических работ на трубопроводе должны быть включены: (очистка и калибровка, профилометрия,

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

2	-	Зам.	21-23		30.06.23
1	-	Зам.	13-23		09.06.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС26-PD-ТКР-ТСН

Лист

34

дефектоскопия и составление технического отчета по результатам обследования трубопровода). Проведение диагностики нацелено на выявление дефектов геометрии (вмятин, гофр, сужений, овальностей), механических повреждений (поперечной и продольной ориентации), потери металла, металлургических дефектов, дефектов сварных швов (заводских и монтажных), определения радиусов кривизны трубопроводов и др.

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 охранная 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.

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

2	-	Зам.	21-23		30.06.23
1	-	Зам.	13-23		09.06.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС26-PD-TKR-TCH

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 219 мм с толщиной стенки 8 мм обеспечивает требуемую пропускную способность и не требует расходования дополнительной электроэнергии.

Согласовано				

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

2	-	Зам.	21-23		30.06.23
1	-	Зам.	13-23		09.06.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС26-PD-TKR-TCH

Лист

36

8 Обоснование количества и типов оборудования, в том числе грузоподъемного, транспортных средств и механизмов, используемых в процессе строительства 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. №

2	-	Зам.	21-23		30.06.23
1	-	Зам.	13-23		09.06.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС26-PD-TKR-TCH

Лист

37

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

Объект «Реконструкция промыслового нефтепровода ДНС-1204 «Гагаринское» - т.вр. НГСП-1202 – УПСВ-1203 (переход через р. Глухая Вильва)» находится в зоне ответственности бригады №1203 ЦДНГ-12.

Увеличение численности обслуживающего персонала для проектируемого объекта не требуется.

Численность и состав обслуживающего персонала с разбивкой по профессиям, приведены в таблице 9.1.

Таблица 9.1 - 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	1	1	1	-	2Г
- оператор по добыче нефти и газа 5 разряда	2	2	2	-	2Г
- оператор по добыче нефти и газа 13 разряда	13	13	13	-	2Г
Итого:	18	18	18	-	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;
- перерыв для отдыха и питания - 1 ч. с 12:00 до 13:00.

2	-	Зам.	21-23		30.06.23
1	-	Зам.	13-23		09.06.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС26-PD-ТКR-ТСН

Лист

38

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

- 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 нефтепровода 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 №12 ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» организовано в комнате приема пищи опорного пункта бригады.

Медицинское обслуживание осуществляется в здравпункте, расположенном в здании ПБК ЦДНГ №12 Озерного месторождения.

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, обслуживающей месторождение.

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

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

2	-	Зам.	21-23		30.06.23
1	-	Зам.	13-23		09.06.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС26-PD-ТКР-ТСН

Количество рабочих мест соответствует территории обслуживания и определено согласно «Типовым нормативам численности рабочих нефтегазодобывающих управлений нефтяной промышленности», утвержденным Министерством нефтяной промышленности СССР 10.08.1987 г.

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. №	

2	-	Зам.	21-23		30.06.23
1	-	Зам.	13-23		09.06.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС26-PD-TKR-TCH

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 №1 (ПК0+42,10) и №2 (ПК3+15,10) с помощью показывающих манометров.

Места установки показывающих манометров показаны на схеме транспорта нефти (2021/354/ДС26-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 ФЗ «О транспортной безопасности»

Настоящей проектной документацией предусмотрена реконструкция нефтепровода «ДНС-1204 «Гагаринское» - т. вр. НГСП-1202 – УПСВ-1203 (переход через р. Глухая Вильва), с установкой узлов запорной арматуры. Нефтепровод входит в сферу производственной деятельности ЦДНГ-12.

В соответствии с Федеральным законом от 21.07.2011 г. №256-ФЗ «О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса» объектам проектирования категория опасности присваиваться не будет (Приложение Г).

Проектной документацией предусматривается распространение на проектируемые объекты действующего «Положения о пропускном и внутриобъектовом режимах на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», утвержденного Приказом Генерального директора от 02.23.2019 № а-834.

Охрана объектов ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» осуществляется специализированной организацией в соответствии с договором № 13Z2061 от 08.11.2013 на услуги охраны с ООО

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

2	-	Зам.	21-23		30.06.23
1	-	Зам.	13-23		09.06.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС26-PD-TKR-TCH

Лист

41

Агентство «ЛУКОМ-А-Пермь».

Проектируемые сооружения и транспортируемые продукты представляют определенную материальную ценность, периодически на проектируемом объекте присутствует обслуживающий персонал. Результатом вмешательства посторонних лиц могут стать взрыв, пожар, выброс опасных веществ в окружающую среду, травмирование или гибель людей, хищение технических устройств, материалов, нефти.

Охрана проектируемых объектов осуществляется путем визуального наблюдения. Установка специальных технических средств и устройств проектом не предусматривается.

Охрана материальных ценностей и имущества на объекте в период строительства, до передачи его в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», осуществляет подрядная организация, выполняющая работы по строительству объекта.

Проектом предусматривается, что объект организационно будет входить в сферу производственной деятельности Цеха добычи нефти и газа №12 (ЦДНГ-12) ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». В ЦДНГ-12 выполняются следующие мероприятия по предотвращению постороннего вмешательства в деятельность объектов, а также по противодействию террористическим актам:

- проводится ежедневный обход трубопровода оператором по добыче нефти и газа; при осмотре особое внимание обращается на инородные предметы и признаки постороннего вмешательства, которые могут повлиять на нормальный режим эксплуатации промышленного объекта. При обнаружении постороннего вмешательства информация немедленно сообщается диспетчеру и в местное отделение МВД;

- Для предотвращения несанкционированного вмешательства вход технологических процессов узлы запорной арматуры имеют ограждения высотой не менее 2,2 м, размерами в плане 8,0х3,0 м.

- Ограждения выполнены из металлических панелей. Металлическая панель и калитка состоит из стальной рамки, выполненной из уголков 45х45х5 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 325х8 по ГОСТ 10704-91. Под рамой выполняется подушка из ПГС с послойным уплотнением. Стойки ограждения привариваются к раме и выполняются из квадратных труб 50х50х3 по ГОСТ 8639-82 и проката листового по ГОСТ 19903-2015. С целью защиты от перелаза ограждения по его

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

2	-	Зам.	21-23		30.06.23
1	-	Зам.	13-23		09.06.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС26-PD-ТКR-ТСН

Лист

42

верху предусматривается установка спирального барьера безопасности «Егоза» по ТУ 1211-015-49144638-2011.

- подземная прокладка трубопровода, препятствующая доступу к нему;
- применение стальных труб, деталей и арматуры, прочных и устойчивых к внешнему воздействию посторонними лицами, в т.ч. с применением взрывчатых веществ;
- применение фирменной символики нефтяной компании ООО «ЛУКОЙЛ» при покраске оборудования, указание на знаках наименования организации, эксплуатирующей объект, что подчеркивает хозяйственную принадлежность оборудования и материалов;

Для исключения возможности повреждения промыслового трубопровода устанавливается охранная зона:

- вдоль трасс газопроводов в виде участка земли, ограниченного условными линиями, проходящими в 25 метрах от оси трубопровода с каждой стороны;
- вдоль подводных переходов - в виде участка водного пространства от водной поверхности до дна, заключенного между параллельными плоскостями, отстоящими от осей крайних ниток переходов на 100 м с каждой стороны.

Доступ работников эксплуатирующей организации и сторонних организаций на объекты ЦДНГ осуществляется по пропускам установленного образца. Во время нахождения на территории объекта ЦДНГ работники эксплуатирующей организации и сторонних организаций и посетители обязаны постоянно иметь при себе пропуск установленного образца.

Кроме того, необходимо выполнять мероприятия по охране конфиденциальности информации: проектной, рабочей, исполнительной, эксплуатационной документации, картографических материалов, коммерческих результатов деятельности предприятия, персональных данных работников и др. Данные мероприятия включают в себя:

- определение перечня конфиденциальной информации на предприятии;
- ограничение доступа к конфиденциальной информации путем установления порядка обращения с этой информацией и контроля за соблюдением такого порядка;
- организуемый учет лиц, получивших доступ к конфиденциальной информации, и (или) лиц, которым такая информация была предоставлена или передана;
- регулирование отношений по использованию конфиденциальной информации с работниками на основании дополнений к Трудовым договорам и контрагентами на основании гражданско-правовых договоров;
- нанесение на материальные носители (документы) ограничительных грифов «Коммерческая тайна» или «Конфиденциально».

Доступ работников к конфиденциальной информации осуществляется в пределах

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

2	-	Зам.	21-23		30.06.23
1	-	Зам.	13-23		09.06.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС26-PD-ТКR-ТСН

выполнения его должностных обязанностей. Конфиденциальные документы должны храниться в запираемых шкафах (ящиках, сейфах, хранилищах). Вынос служебной информации за пределы предприятия осуществляется только по разрешению руководителя структурного подразделения.

На предприятии должен быть разработан порядок доступа работников к конфиденциальной информации, содержащейся в информационных ресурсах в виде файлов и массивов данных, формируемых, накапливаемых и обрабатываемых в автоматизированных информационных системах. Подключение к сети Интернет автоматизированных рабочих мест, обрабатывающих конфиденциальную информацию, допускается только через систему защищенного доступа к сети Интернет. Передача файлов, содержащих информацию, представляющую коммерческую тайну, за пределы предприятия, по каналам электросвязи, а равно с использованием съемных носителей запрещена.

Предоставление конфиденциальной информации органам государственной власти или иным государственным органам, органам местного самоуправления осуществляется на основании мотивированного требования, подписанного уполномоченным должностным лицом, которое должно содержать цели, правовые основания затребования информации и срок ее предоставления, если иное не установлено федеральными законами.

Согласовано		

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

2	-	Зам.	21-23		30.06.23
1	-	Зам.	13-23		09.06.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС26-PD-TKR-TCH

Лист

44

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 балластировка не требуется, мероприятия против всплытия не предусматриваются. Расчет устойчивого положения (против всплытия) трубопровода представлен в приложении В.

В месте пересечения проектируемого нефтепровода с р. Глухая Вильва нефтепровод прокладываются подземно с устройством защитного бетонного покрытия «ЗУБ Кожух».

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

2	-	Зам.	21-23		30.06.23
1	-	Зам.	13-23		09.06.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС26-PD-TKR-TCH

Лист

45

12 Электрохимическая защита от коррозии

Согласно ГОСТ Р 55990-2014 защита трубопроводов от подземной коррозии должна осуществляться комплексно: защитными покрытиями и средствами ЭХЗ, при этом ЭХЗ допускается не применять в грунтах низкой коррозионной агрессивности и при отсутствии блуждающих токов.

Проектом предусматривается нефтепровод в коррозионностойком исполнении: из стальных труб с толщиной стенки 8 мм, с внутренним эпоксидным покрытием, с наружным 3-хслойным полимерным покрытием усиленного типа.

В месте перехода через водную преграду предусматривается трубопровод с защитным покрытием «ЗУБ-Кожух»: стальная труба с 3-хслойным антикоррозионным покрытием и бетонным покрытием в стальной оцинкованной оболочке.

По данным инженерных изысканий на участке перехода промышленного нефтепровода через р. Глухая Вильва до глубины 2,5 ÷ 12 м залегают пески с удельным сопротивлением $\rho = 350 \div 7000 \text{ Ом}\cdot\text{м}$; на левом берегу до глубины 3,5 ÷ 7 м – пески с прослоями суглинков ($\rho = 110 \div 130 \text{ Ом}\cdot\text{м}$). Глубже залегают суглинки, пески, гравийные грунты с сопротивлением $\rho = 55 \div 110 \text{ Ом}\cdot\text{м}$. До глубины 10 ÷ 15 м коррозионная агрессивность грунтов низкая. Блуждающие токи не выявлены.

Таким образом, с учетом коррозионностойкого исполнения трубопровода, низкой коррозионной агрессивности грунтов и отсутствия блуждающих токов, средства ЭХЗ проектом не предусматриваются.

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

2	-	Зам.	21-23		30.06.23
1	-	Зам.	13-23		09.06.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС26-PD-TKR-TCH

Лист

46

13 Перечень мероприятий по молниезащите и заземлению

Согласно СО 153-34.21.122-2003 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций» узлы отключающих задвижек относятся к специальным объектам, представляющим опасность для непосредственного окружения, и должны быть защищены от прямых ударов молнии (ПУМ) и ее вторичных проявлений.

Защита от ПУМ узлов отключающих задвижек выполняется присоединением к заземляющим устройствам (ЗУ).

Для защиты наружных установок от вторичных проявлений молнии металлические корпуса установленных на них аппаратов должны быть присоединены к ЗУ.

Для шунтирования задвижек предусмотрены перемычки типа ПГС50.

Заземляющие устройства являются комплексными для защиты от ПУМ, ее вторичных проявлений, статического электричества, уравнивания потенциалов.

Среднее удельное сопротивление грунта на участке узла отключающей задвижки №1 составляет 89,5 Ом·м, узла отключающей задвижки №2 – 223 Ом·м.

Согласно РД 34.21.122-87 сопротивление ЗУ молниезащиты наружных установок должно быть не более 50 Ом.

Заземляющие устройства выполняются из стальных электродов $\varnothing 18$ мм длиной 5 м, соединенных полосовой сталью 4x40 мм, и прокладываются на глубине 0,7 м.

Заземляющие проводники присоединяются болтовым соединением или сваркой и защищаются от коррозии. Все электроды и проводники заземляющих устройств оцинковываются согласно ГОСТ 9.307-89.

Заземление узлов отключающих задвижек см. 2021/354/ДС27-PD-ТKR.GCH-003, план см. 2021/354/ДС27-PD-РРО.GCH-002.

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

2	-	Зам.	21-23		30.06.23
1	-	Зам.	13-23		09.06.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС26-PD-ТKR-ТСН

Лист

47

ТЕКСТОВЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ

Согласовано				

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

2	-	Зам.	21-23		30.06.23
1	-	Зам.	13-23		09.06.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС26-PD-ТКР-ТСН

Лист

48

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 промышленного нефтепровода «ДНС-1204 «Гагаринское» - т.вр. в нефтепровод НГСП-1202 – УПСВ-1203», ПК09+95 – ПК12+95 (переход р.Глухая Вильва)											
1.	1	0	0.00	88°	нефтепровод	ДНС 1204 «Гагаринская» - т.вр. в н/пр. «НГСП-1202 – УПСВ-1203»	ООО «ЛУКОЙЛ – ПЕРМЬ»	219	126.01	1.1	ст.
2.	1	0	12.8	78°	газопровод	УУЛФ «Гагаринская» - ДНС «Озерное»	ООО «ЛУКОЙЛ – ПЕРМЬ»	125	126.24	1.1	ПЭ100
3.	1	0	25.4	72°	газопровод	УУЛФ «Гагаринская» - т.вр. в г/пр. «Озерное-Маговское»	ООО «ЛУКОЙЛ – ПЕРМЬ»	315	126.35	1.1	ПЭ100
4.	1	3	30.6	76°	газопровод	УУЛФ «Гагаринская» - т.вр. в г/пр. «Озерное-Маговское»	ООО «ЛУКОЙЛ – ПЕРМЬ»	315	128.33	1.1	ПЭ100
5.	1	3	42.2	72°	газопровод	УУЛФ «Гагаринская» - ДНС «Озерное»	ООО «ЛУКОЙЛ – ПЕРМЬ»	125	127.74	1.1	ПЭ100
6.	1	3	55.4	77°	нефтепровод	ДНС 1204 «Гагаринская» - т.вр. в н/пр. «НГСП-1202 – УПСВ-1203»	ООО «ЛУКОЙЛ – ПЕРМЬ»	219	127.73	1.6	ст.

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

2	-	Зам.	21-23		30.06.23
1	-	Зам.	13-23		09.06.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС26-PD-TKR-TCH

Лист

49

Приложение Б
Ведомость пересекаемых водотоков

Пикетаж урезов	Километры	Протяжение водной поверхности	Угол пересечения	Наименование и характеристика водотоков	Отметка горизонта			Описание берегов
					Н-1% Н-2% Н-10%	Урез воды	Дно	
Трасса промышленного нефтепровода «ДНС-1204 «Гагаринское» - т.вр. в нефтепровод НГСП-1202 – УПСВ-1203», ПК09+95 – ПК12+95 (переход р.Глухая Вильва)								
ПК1+29.4		26.6	89°	р. Гл.Вильва	128.62	123.54	122.09	обрывистые
ПК1+56.0						30.V		
					127.81			

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

2	-	Зам.	21-23		30.06.23
1	-	Зам.	13-23		09.06.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС26-PD-ТКР-ТСН

Лист

50

Приложение В

Расчет устойчивого положения трубопровода

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

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

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

$Q_{нас}$ - 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).

$$Q_{акт} = q_v = 38986 \text{ Н/м},$$

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

$$q_v = \frac{(\pi \cdot D_{из}^2 \cdot \gamma_v \cdot g)}{4} = 38986 \text{ Н/м},$$

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 225,0 мм.

$$Q_{нас} = q_{тр} + q_{сп} = 42663 \text{ Н/м},$$

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

$$q_{тр} = \frac{(\pi \cdot (D_n^2 - D_v^2) \cdot \gamma_m \cdot g)}{4} + \frac{(\pi \cdot (D_{из}^2 - D_n^2) \cdot \gamma_{из} \cdot g)}{4} = \frac{(3,14 \cdot (0,273^2 - 0,257^2) \cdot 7850 \cdot 9,81)}{4} + \frac{(3,14 \cdot (0,276^2 - 0,273^2) \cdot 900 \cdot 9,81)}{4} = 426,63 \text{ Н/м},$$

где D_n - наружный диаметр трубы, составляет 219,0 мм;

D_v - внутренний диаметр трубы, с учетом толщины стенки, равной 8 мм, составляет 203,0 мм;

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

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

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

2	-	Зам.	21-23		30.06.23
1	-	Зам.	13-23		09.06.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС26-PD-ТКР-ТСН

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

$$Q_{акт} \leq \frac{1}{K_{н.в.}} Q_{пас} = 389,86 \leq 406,32$$

Вывод: Вес данной трубы больше выталкивающей силы воды (трубопровод устойчив), следовательно, на этапе строительства труба не всплывет и установка пригрузов не требуется.

2. Расчет устойчивого положения трубопровода через р. Глухая Вильва по среднему меженному уровню, включая прибрежные участки.

$K_{н.в.}$ - коэффициент надежности устойчивости положения трубопровода против всплытия (принимается равным 1,10 согласно ГОСТ Р 55990-2014 п. 12.6.1).

$$Q_{акт} \leq \frac{1}{K_{н.в.}} Q_{пас} = 389,86 \leq 387,85$$

Вывод: Так как вес данной трубы не значительно меньше выталкивающей силы воды, а также в месте пересечения с водной преградой проектируемый трубопровод принят с защитным бетонным покрытием «ЗУБ-Кожух» в стальной оцинкованной оболочке трубопровод будет устойчив, следовательно труба не всплывет и установка пригрузов не требуется.

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

2	-	Зам.	21-23		30.06.23
1	-	Зам.	13-23		09.06.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС26-PD-TKR-TCH

Лист

52

Приложение Г

Технические условия по обеспечению мероприятий по противодействию террористическим актам

Дата: 29.07.2021

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

Составил:
Ведущий специалист
Группы специальных систем защиты УКБпоПР



О.В. Портнов

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

2	-	Зам.	21-23		30.06.23
1	-	Зам.	13-23		09.06.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС26-PD-TKR-TCH

Лист

53

Приложение Д Берегоукрепление

Определение высотного положения сооружения

Отметка верха укрепления

Отметка верха укрепления принимается согласно п.10.2.18 СП 284.1325800.2016 не менее чем на 0,5 м выше расчетного горизонта высоких вод не ниже 2%-ной обеспеченности. За не имением данных ГВВ 2%, проектом на наихудшие условия принята отметка ГВВ 1% (128,62 м согласно Тома 2021/354/ДС26-ИГМИ).

Так как берега затапливаются отметкой ГВВ 1% полностью и затапливаются поймы и учитывая не размывающие скорости грунтов основания (ИГЭ-2 $V=0,33\text{м/с}$ и ИГЭ-3 $V=0,48\text{м/с}$), которые меньше скорости течения реки – V - до 1,46 м/с, проектом предусмотрена защита всего участка до отметки 129,12. Отметка ГВВ 1% и скорость течения реки приняты согласно Тома 2021/354/ДС26-ИГМИ.

Для грунтов ИГЭ-2 эквивалентный диаметр связного материала равен $D=7,5(0,1+11C_p)=0,915$ мм, где C_p – расчетное сцепление, 0,002 МПа. Для грунтов ИГЭ-3 эквивалентный диаметр связного материала равен $D=7,5(0,1+11C_p)=1,99$ мм, где C_p – расчетное сцепление, 0,015 МПа. По зависимости рис В.1. СП 38.13330.2012 неразмывающие скорости для ИГЭ-2 $V=0,3\text{м/с}$ и ИГЭ-3 $V=0,48\text{м/с}$.

Отметка низа укрепления

Согласно Рекомендациям по проектированию железобетонных и каменнонабросных креплений откосов земляных сооружений и берегов внутренних водоемов. Москва-1979г. нижняя граница основного крепления принимается ниже подводной кромки ледяного покрова на величину не менее половины от расчетной толщины льда. За не имением данных, на наихудшие условия проектом принята максимальная толщина льда 0,89 м.

$Z = h_l * 1,5 = 1,34$ м; где $h_l=0,89$ - толщина ледяного покрова.

Минимальный уровень первой подвижки льда составляет 125,78 м. Отметка низа защиты составит 124,44 с учетом расчетной толщины льда, но так как скорость течения реки может составлять до 1,46 м/с, которая превышает не размывающую скорость для грунтов основания ИГЭ-2 равную $V = 0,33\text{м/с}$), поэтому защита дна русла предусмотрено полностью до отметки 122,09 м.

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

2	-	Зам.	21-23		30.06.23
1	-	Зам.	13-23		09.06.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС26-PD-ТКР-ТСН

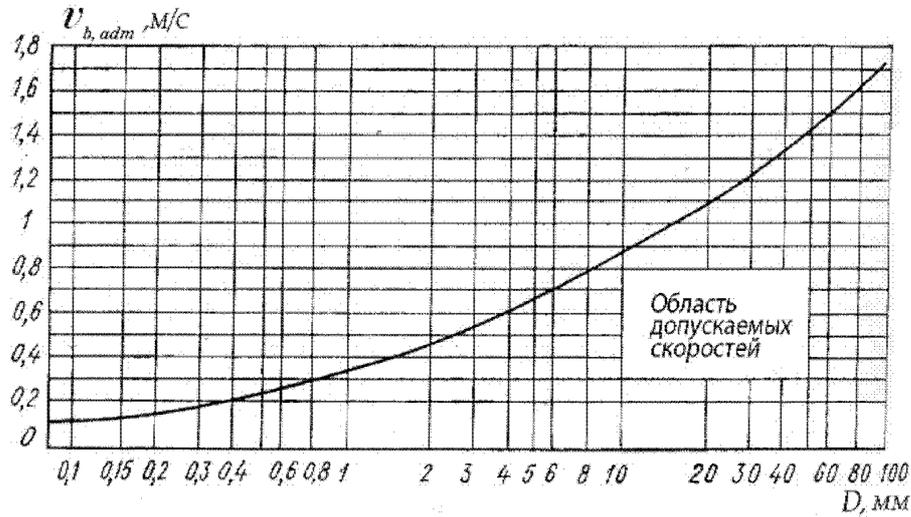


рис В.1. СП 38.13330.2012

Определение фракционных составов и толщин укрепления

Определение фракционных составов ведется согласно Рекомендации по укреплению откосов сооружений мостовых переходов и насыпей на прижимных участках рек наброской из каменных материалов. Москва-1979г.

Расчетный размер камня D_b приведенного к шару, для наброски из несортированного материала по его устойчивости в условиях ледового воздействия, для малых рек определяется по формуле:

$$d_k = 0.083(B_p h_{л})^{1/2} = 0,25 \text{ м}$$

где B_p – ширина русла на уровне подвижки льда, принимаем в проекте 10,0 м;

$h_{л}$ – расчетная толщина льда, принимаем в проекте 0,89м.

Толщина покрытия из несортированного камня для условий волнового воздействия определяется зависимостью:

$$\delta_n = 3D_b = 0,7 \text{ м}$$

Зерновой состав однослойной подготовки при использовании геотекстиля в качестве обратного фильтра не производился. Согласно Рекомендациям, толщина однослойной щебеночной подготовки под каменную наброску должна быть порядка 10см.

Таким образом предусматривается укрепление пойм, берегов и русла водной преграды (р. Гл.Вильва) каменной наброской из несортированного камня фр.80-300мм М800 марки морозостойкости F200, с коэффициентом размягчаемости в воде $K_{saf} = 0,8$ (неразмягчаемый), $h = 0,7$ м по подготовке из щебня фр.20-40мм М800 марки морозостойкости F200, с коэффициентом размягчаемости в воде $K_{saf} = 0,8$ (неразмягчаемый), $h = 0,1$ м до отметки 127,70. В качестве противосуффозионных мероприятий проектом предусмотрено применение гетекстиля Дорнит 500 (плотность 500г/м², растяжение при разрыве, вдоль/поперек – 200/200%, удлинение при нагрузке 25% от разрывной не более - вдоль/поперек - 22/27 %). Коэффициент размягчаемости принят согласно п. 7.12 СП

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

2	-	Зам.	21-23		30.06.23
1	-	Зам.	13-23		09.06.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС26-PD-TKR-TCH

39.13330.2012). Ширина укрепления принята не менее ширины раскрытия траншеи в урезе с запасом по 10 м в каждую сторону от оси. На пойменных участках также предусмотрено берегоукрепление от ПК0+00,00 до ПК2+00,00. Коэффициент размягчаемости принят согласно п. 7.12 СП 39.13330.2012

Согласно п.8 СП 58.13330.2012 и Постановления правительства Российской Федерации № 1607 от 05.10.2020 проектируемое берегоукрепление относится к III классу гидротехнических сооружений. Согласно п.7 постановления Правительства от 20.11.2020 № 1892 декларирование безопасности проектируемого гидротехнического сооружения (берегоукрепления) не проводится т.к. возможные повреждения проектируемого гидротехнического сооружения (берегоукрепление) не приведут к возникновению чрезвычайной ситуации регионального характера, не приведут к возникновению ущерба третьим лицам. Сведения о проектируемом гидротехническом сооружении не вносятся в Российский регистр гидротехнических сооружений и разрешение на эксплуатацию гидротехнического сооружения не требуется.

Согласовано		

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

2	-	Зам.	21-23		30.06.23
1	-	Зам.	13-23		09.06.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС26-PD-TKR-TCH

Лист

56

ГРАФИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

2	-	Зам.	21-23		30.06.23
1	-	Зам.	13-23		09.06.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

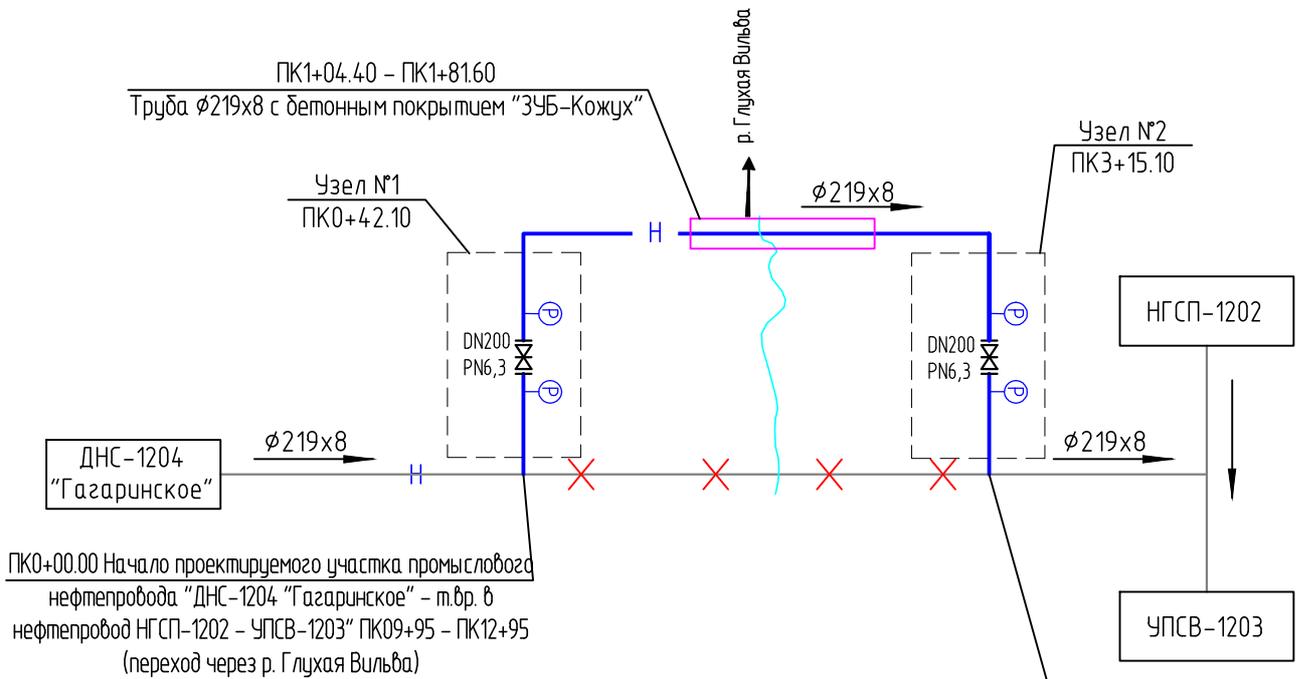
2021/354/ДС26-PD-ТКР-ТСН

Лист

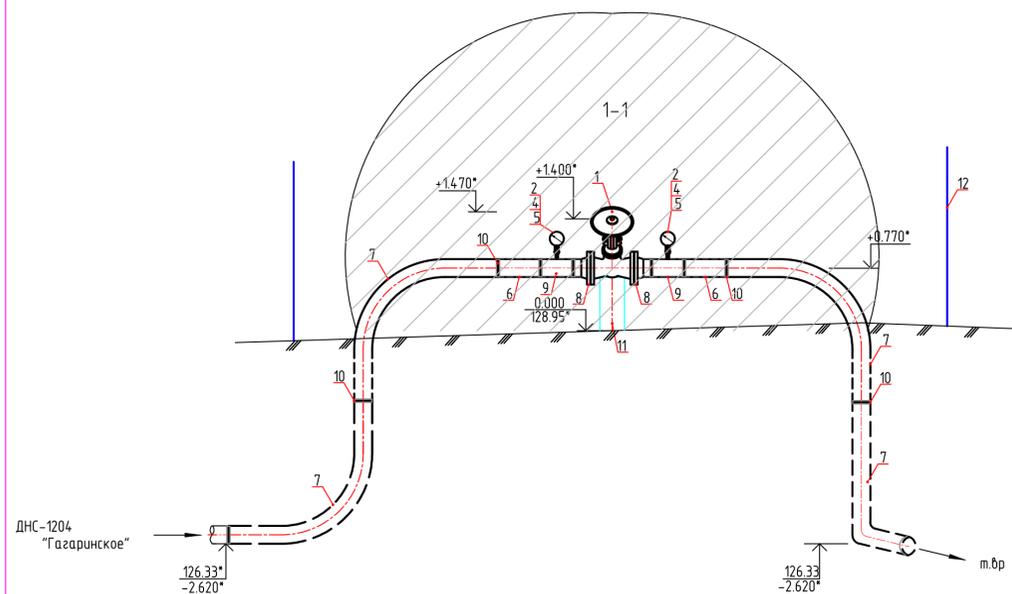
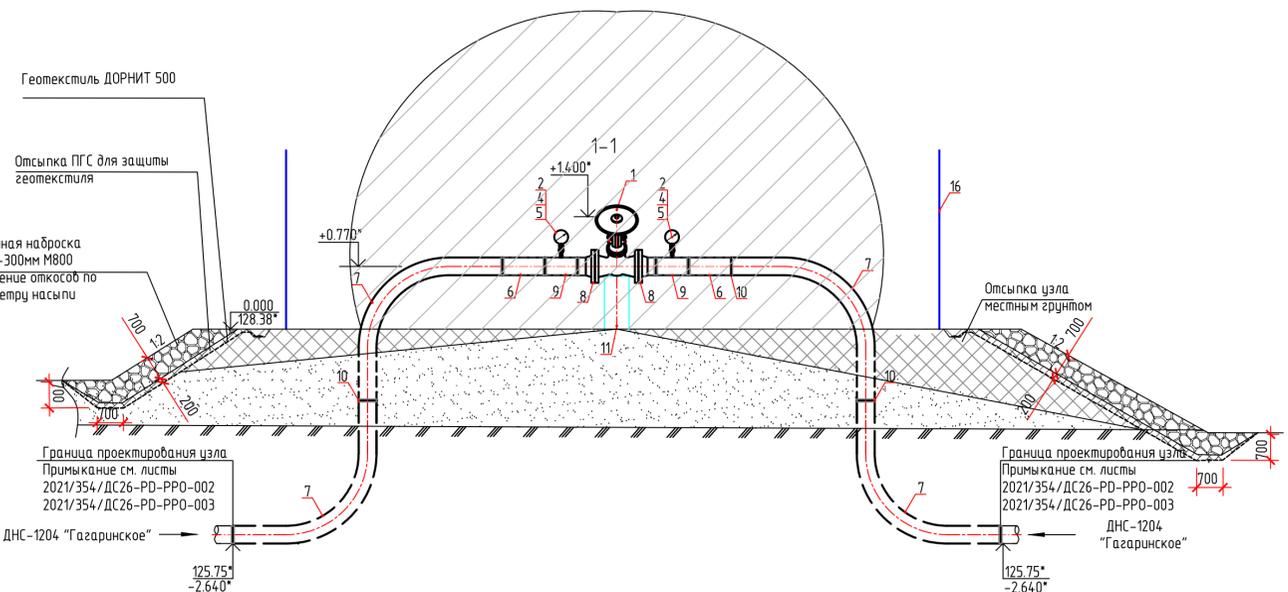
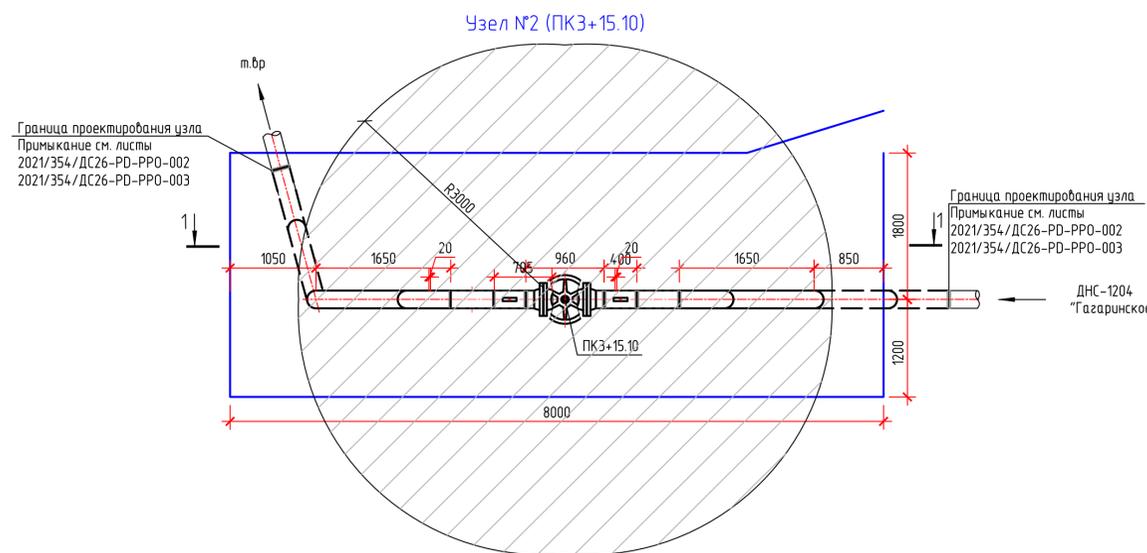
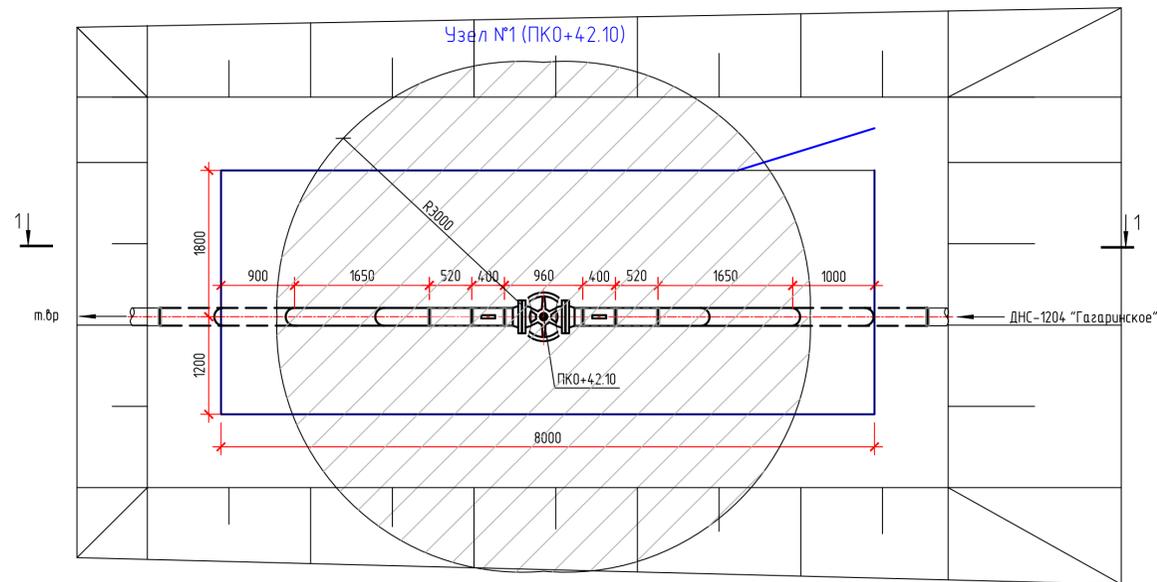
57

УСЛОВНЫЕ ГРАФИЧЕСКИЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ И ИЗОБРАЖЕНИЯ

Наименование	Обозначение
Нефтепровод	H
Задвижка фланцевая с ручным управлением	
Направление движения жидкости	
Показывающий манометр	
Демонтаж	



Взам. инв. №									
	2021/354/ДС26-PD-TKR.GCH								
Подп. и дата	Реконструкция промышленного нефтепровода ДНС-1204 "Гагаринское" – т.вр. НГС-1202 – УПСВ-1203 (переход через р. Глухая Вильва)								
	Изм.	Кол.уч.	Лист	И док.	Подпись	Дата			
Инв. № подл.	Разраб.	Пятлюва			25.08.22	Раздел 3 «Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения»	Стадия	Лист	Листов
	Проб.	Бастриков			25.08.22		П	1	
	Н. контроль	Русин			25.08.22	000 «УралГео»			
	ГИП	Никулина			25.08.22	Схема транспорта нефти			



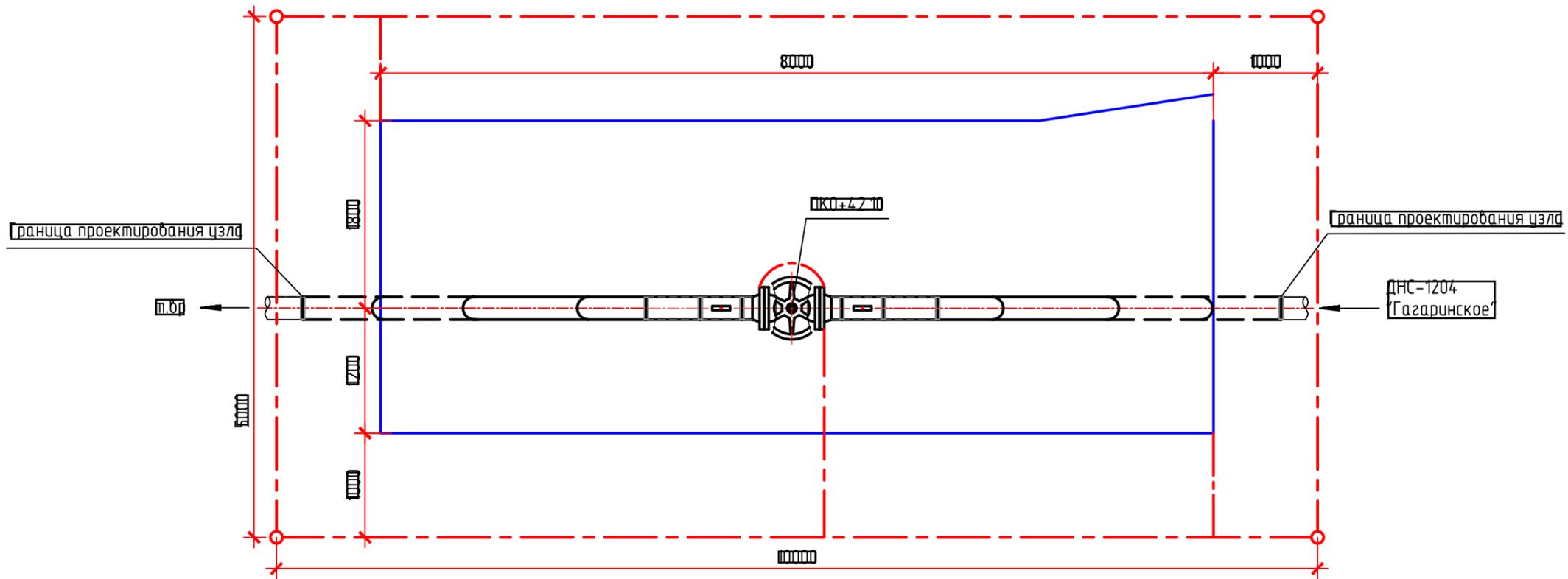
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
		Оборудование и арматура			
		Задвижка клиновья с выдвигаемым шпинделем в комплекте с крепежом			
1	ТАИПА* категории №1 - 3С2 - D219x8	DN 200 PN 63	1	322.00	компл.
2	МП4 - ЧУ2 (0.6МПа - У2-1,5-IP54)	Манометр показывающий	2	1.20	шт.
3		позиция не используется			
4	M20x1,5 (0.6 МПа)	Клапан угловой (под манометр)	2	0.4	шт.
5	БП1-M20x1,5-55	Бобышка (спец.деталь №2)	2	0.18	шт.
		Трубы			
6	ГОСТ 20295-85	Труба 219x8-K42/Ст.20	1.1	41.63	м
		Детали трубопроводов			
7	ТУ 102-488.1-05	Отвод гнутый ОГ 90°-219(8)-6.4-5DN	4	137.38	шт.
		Специальная деталь №1 (фланец для ЗПА)			
8		DN 200 PN 63	2	42.66	шт.
9		Специальная деталь №2 (под манометр)	2	17.01	шт.
10	ТУ 1390-001-09308923-2014	Втулка СРС-219-8	10	1.80	шт.
11		Опора под задвижку	1	-	шт.
12		Ограждение 8000x3000 мм	1	-	шт.

- Примечания
1. Размеры со знаком * уточнить по месту.
 2. Задвижки расположить под наклоном в сторону ограждения. Угол наклона выдержать не менее 30°.
 3. Спецификация дана на один узел. Всего два узла.
 4. * - Типовые альбомы оборудования по категориям «Запорная трубопроводная арматура и запорная арматура устьевого оборудования» для поставки в НГДО ПАО «ЛУКОЙЛ».
 5. Выполнить отсыпку насыпи Узла №1 местным грунтом. Заложение проектируемых откосов 1:2. Уплотнение грунта выполнять ручными катками за три проходки с толщиной слоя 0,2м.
- Крепление откосов выполнить в следующем порядке:
- Выполнить устройство анкерной траншеи
 - Раскладку геотекстиля Дорнит 500 выполнять сверху вниз с креплением анкерами с шагом 1,0м по горизонтали и вертикали в шахматном порядке. Геотекстиль расправляется и натягивается по всей длине, не допуская образование складок.
 - Нахлест производится: в поперечном направлении 0,2м; в продольном направлении 0,150м.
- Закрепление нахлестов производится анкерами, расстояние составляет 0,5 м.
- Выполнить обратную засыпку анкерных траншей, отсыпку поверху геотекстиля слоем ПГС толщиной 0,2м.
 - Крепление откосов выполнить каменной наброской из несортированного камня фр.80-300мм М800 марки морозостойкости F200, с коэффициентом размягчаемости в воде K_{сф} = 0,8 (неразмягчаемый), h = 0,7 м по подготовке из щебня фр.20-40мм М800 марки морозостойкости F200, с коэффициентом размягчаемости в воде K_{сф} = 0,8 (неразмягчаемый), h = 0,7м.

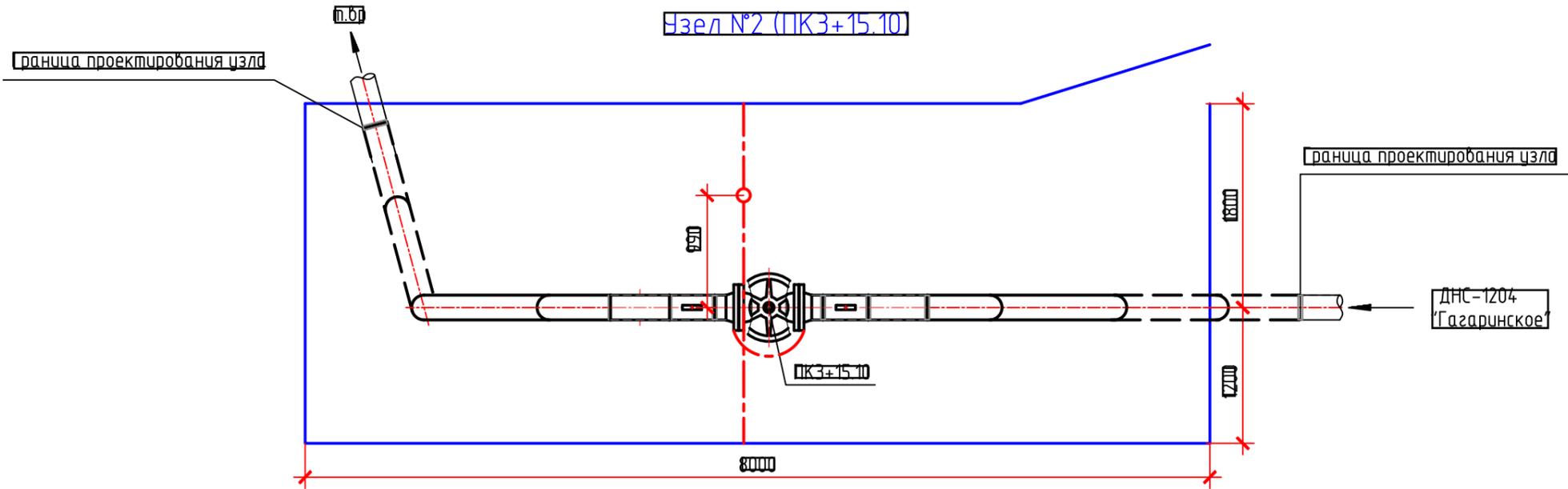
2021/354/ДС26-ПД-ТКР.GCH				
2	-	Зам.	21-23	30.06.23
1	-	Зам.	13-23	09.06.23
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись
Разраб.	Литвилова	25.08.22		
Проб.	Бастриков	25.08.22		
Н. контроль	Русин	25.08.22		
Реконструкция промыслового нефтепровода ДНС-1204 "Гагаринское" - т.бр. НГСП-1202 - УПСВ-1203 (переход через р. Глухая Вильва)				
Раздел 3 «Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения»			Стадия	Лист
			П	2
Узлы отключающих задвижек				000 «УралГео»

Имя, № табл.
Полн. и дата
Взам. инв. №

Узел №1 (ПК0+42.10)



Узел №2 (ПК3+15.10)



Условные обозначения и изображения

Глобное обозначение	Наименование
---	сталь полосовая оцинкованная 4x40 мм
—○—	сталь круглая оцинкованная $\varnothing 18$ мм, L=5 м
—	Перемычка ПГС50-900

№	Взм.	Изм.	Дата	Исполн.	Провер.	Дата	2021/354/ДС26-РД-ТКР.ГСН		
1	-	Изм.	13=23			09.06.23	Реконструкция промышленного нефтепровода ДНС-1204 "Газаринское" - м.вр. НПС-1202 - УПСВ-1203 (переход через р. Глухая Вильва)		
Разраб.	ВЗУ	Исполн.	Порхов	Провер.	РЦСВ	25.08.22	Статус	Исполн.	Исполн.
Проб.		Исполн.		Провер.		25.08.22	□	В	
И. контрол.		Исполн.		Провер.		25.08.22	Заземление узлов отключающих задвижек		ООО «УралГео»
СМ		Исполн.		Провер.		25.08.22			