

**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  
ОТ ПК 0 ДО ТОЧКИ ВРЕЗКИ В НЕФТЕПРОВОД  
«ГЕЖ-КАМЕННЫЙ ЛОГ»  
(ПЕРЕХОД ЧЕРЕЗ Р. ГЛУХАЯ ВИЛЬВА)»**

**Проектная документация**

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

**2021/354/ДС27-PD-ТКР**

**Том 3**

**Договор №**

**2021/354/ДС27**

<b>Изм.</b>	<b>№ док.</b>	<b>Подп.</b>	<b>Дата</b>

**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  
ОТ ПК 0 ДО ТОЧКИ ВРЕЗКИ В НЕФТЕПРОВОД  
«ГЕЖ-КАМЕННЫЙ ЛОГ»  
(ПЕРЕХОД ЧЕРЕЗ Р. ГЛУХАЯ ВИЛЬВА)»**

Проектная документация

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

2021/354/ДС27-PD-TKR

Том 3

Договор №

2021/354/ДС27

Главный инженер

Д.Г. Малыхин

Главный инженер проекта

А.А. Чемус

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

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

Заказчик - ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

**«РЕКОНСТРУКЦИЯ ПРОМЫСЛОВОГО НЕФТЕПРОВОДА  
ОТ ПК 0 ДО ТОЧКИ ВРЕЗКИ В НЕФТЕПРОВОД  
«ГЕЖ-КАМЕННЫЙ ЛОГ»  
(ПЕРЕХОД ЧЕРЕЗ Р. ГЛУХАЯ ВИЛЬВА)»**

***ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ***

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

2021/354/ДС27-PD-TKR

Том 3

Изм.	№ док.	Подп.	Дата
2	19-23		23.06.23
3	24-23		06.07.23
4	29-23		18.07.23

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

Заказчик - ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

**«РЕКОНСТРУКЦИЯ ПРОМЫСЛОВОГО НЕФТЕПРОВОДА  
ОТ ПК 0 ДО ТОЧКИ ВРЕЗКИ В НЕФТЕПРОВОД  
«ГЕЖ-КАМЕННЫЙ ЛОГ»  
(ПЕРЕХОД ЧЕРЕЗ Р. ГЛУХАЯ ВИЛЬВА)»**

***ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ***

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

2021/354/ДС27-PD-ТКР

Том 3

Директор

Р.В. Пепеляев

Главный инженер проекта

Ю.А. Никулина

Изм.	№ док.	Подп.	Дата
2	19-23		23.06.23
3	24-23		06.07.23
4	29-23		18.07.23

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

**Реестр изменений, внесенных в проектную документацию  
«Реконструкция промышленного нефтепровода от ПК 0 до точки врезки в нефтепровод  
«Геж-Каменный лог» (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
<b>Том 3 2021/354/ДС27-PD-ТКР Текстовая часть</b>							
1	3	2021/354/ДС27-PD-ТКР	Текстовая часть, Стр. 4	Описание принятых проектных решений и перечень нормативных и (или) технических документов содержат ссылки на утратившие силу, отмененные и недействующие в отношении проектируемых объектов документы (ГОСТ 32569-2013, ГОСТ 32388-2013)	Замечание рассмотрено. Состав транспортируемой среды уточнен (письмо от Заказчика приложено к тому ПЗ), газ и сероводород в составе транспортируемой среды отсутствуют, категории участков приняты в соответствии с ГОСТ Р 55990-2014 без учета парциального давления сероводорода. В таблицу 5.1 Тома ТКР добавлены категории участков принимаемые в соответствии с ГОСТ Р 55990-2014	Изм.1 №12-23 02.06.2023	На основании письма ФАУ «Главгосэкспертиза России» Ханты-Мансийский филиал № 50782-23/ГГЭ-39240/11 от 01.06.2023 г.
2	3	2021/354/ДС27-PD-ТКР	Текстовая часть, Стр. 22	Принятые категории участков проектируемого нефтепровода не обоснована в соответствии с ГОСТ Р 55990-2014 с учетом парциального давления сероводорода (таблица 5 ГОСТ Р 55990-2014)	Замечание принимается. Состав транспортируемой среды уточнен (письмо от Заказчика приложено к тому ПЗ), газ и сероводород в составе транспортируемой среды отсутствуют, категории участков приняты в соответствии с ГОСТ Р 55990-2014 без учета парциального давления сероводорода. В таблицу 5.1 Тома ТКР добавлены категории участков принимаемые в соответствии с ГОСТ Р 55990-2014	Изм.1 №12-23 02.06.2023	На основании письма ФАУ «Главгосэкспертиза России» Ханты-Мансийский филиал № 50782-23/ГГЭ-39240/11 от 01.06.2023 г.

3				Неверно определена категория транспортируемого по промышленному трубопроводу продукта. Не учтено содержание сероводорода	Замечание рассмотрено. Состав транспортируемый среды уточнен (письмо от Заказчика приложено к тому ПЗ), газ и сероводород в составе транспортируемой среды отсутствуют, категории участков приняты в соответствии с ГОСТ Р 55990-2014 без учета парциального давления сероводорода. В таблицу 5.1 Тома ТКР добавлены категории участков принимаемые в соответствии с ГОСТ Р 55990-2014	Изм.1 №12-23 02.06.2023	На основании письма ФАУ «Главгосэкспертиза России» Ханты- Мансийский филиал № 50782-23/ГГЭ- 39240/11 от 01.06.2023 г.
4	3	2021/354/ДС27-PD- TKR	Текстовая часть, Стр. 23	Принятая категория участков промышленного трубопровода не соответствует их характеристике (условиям прокладки) и категории транспортируемого по нему продукта. Выбранный для проектирования ГОСТ Р 55990-2014 не содержит категорий участков, обозначаемых римскими цифрами. ЛНД организации могут указываться в проектных решениях в качестве вспомогательной информации	Замечание принимается. Категории участков приняты в соответствии с ГОСТ Р 55990-2014, в таблицу 5.1 Тома ТКР добавлены категории участков принимаемые в соответствии с ГОСТ Р 55990-2014	Изм.1 №12-23 02.06.2023	На основании письма ФАУ «Главгосэкспертиза России» Ханты- Мансийский филиал № 50782-23/ГГЭ- 39240/11 от 01.06.2023 г.
5	3	2021/354/ДС27-PD- TKR	Текстовая часть, Стр. 23-24	Неверно определена категория транспортируемого по промышленному трубопроводу продукта. Не учтено содержание сероводорода	Замечание рассмотрено. Состав транспортируемый среды уточнен (письмо от Заказчика приложено к тому ПЗ), газ и сероводород в составе транспортируемой среды отсутствуют, категории участков приняты в соответствии с ГОСТ Р 55990-2014 без учета парциального давления сероводорода. В таблицу 5.1 Тома ТКР добавлены категории участков	Изм.1 №12-23 02.06.2023	На основании письма ФАУ «Главгосэкспертиза России» Ханты- Мансийский филиал № 50782-23/ГГЭ- 39240/11 от 01.06.2023 г.

					принимаемые в соответствии с ГОСТ Р 55990-2014		
6				Не представлены сведения о физико-химическом составе каждого из транспортируемых по трубопроводу веществ. Таблица 5.2 содержит противоречивую информацию о составе, в части наличия газа в транспортируемом продукте	Замечание принимается. Состав транспортируемой среды уточнен (письмо от Заказчика приложено к тому ПЗ), газ в составе транспортируемой среды отсутствуют		
7				Не определено парциальное давление сероводорода для выбора степени содержания сероводорода в продукте	Замечание рассмотрено. Состав транспортируемой среды уточнен (письмо от Заказчика приложено к тому ПЗ), газ и сероводород в составе транспортируемой среды отсутствуют		
8				Не представлено обоснование для расчетов проектируемых промысловых трубопроводов, в том числе физико-химические и реологические свойства обращающихся в технологическом оборудовании агентов, и их составляющих	Замечание принимается. Недостающие данные добавлены в том ТКР		
9	3	2021/354/ДС27-PD-TKR	Текстовая часть, Стр. 24	Отсутствуют сведения о перспективных объемах (проектной мощности) уточненных у застройщика на стадии проектирования, в соответствии с требованиями задания на проектирование (ГУ отдела трубопроводного транспорта)	Замечание рассмотрено. Объемы транспортируемой среды приняты в соответствии с письмом (письмо от Заказчика приложено к тому ПЗ). Ссылка на ТЗ и доп. Письмо добавлена в том ТК	Изм.1 №12-23 02.06.2023	На основании письма ФАУ «Главгосэкспертиза России» Ханты-Мансийский филиал № 50782-23/ГГЭ-39240/11 от 01.06.2023 г.
10	3	2021/354/ДС27-PD-TKR	Текстовая часть, Стр. 26	Расчетная толщина стенки определена неверно. Неясны принятые коэффициенты $\gamma_{di}$ и $\gamma_{du}$ и их значения. Неверно приняты формулы расчета толщины стенки (без учета содержания сероводорода в транспортируемом продукте). Сведения об увеличении толщины стенки на 2 мм по отношению к расчетной не соответствуют	Замечание рассмотрено. Коэффициенты скорректированы, в составе транспортируемой среды сероводород отсутствует - состав транспортируемой среды скорректирован. Расчет скорректирован. Запас 20%	Изм.1 №12-23 02.06.2023	На основании письма ФАУ «Главгосэкспертиза России» Ханты-Мансийский филиал № 50782-23/ГГЭ-39240/11 от 01.06.2023 г.

				действительности. Не учтено требование пункта 9 задания на проектирование (и ТУ отдела трубопроводного транспорта) о прочностных расчетах с учетом 20 % запаса	применяется к гидравлическому расчету - Дополнение к заданию на проектирование и к ТУ приложены к тому 1 ПЗ (читаем ЗП и ТУ в новой редакции)		
11	3	2021/354/ДС27-PD- TKR	Текстовая часть, Стр. 27	Принятая скорость коррозии и срок службы трубопроводов не обоснованы	Замечание рассмотрено. В том ПЗ приложено письмо от Заказчика с данными по скорости коррозии принятых для расчетов в данном проекте. В Том ТКР добавлена ссылка на письмо	Изм.1 №12-23 02.06.2023	На основании письма ФАУ «Главгосэкспертиза России» Ханты- Мансийский филиал № 50782-23/ГГЭ- 39240/11 от 01.06.2023 г.
12	3	2021/354/ДС27-PD- TKR	Текстовая часть, Стр. 29	Отсутствует обзорная схема с указанием минимальных расстояний от проектируемых трубопроводов до населенных пунктов, отдельных промышленных и сельскохозяйственных организаций, зданий и сооружений, а также от компрессорных станций, газораспределительных станций, нефтеперекачивающих станций	Замечание принимается. Расстояния до границ населенных пунктов представлены на ситуационном плане М 1:25 000. Описание расстояний добавлено в том ТКР	Изм.1 №12-23 02.06.2023	На основании письма ФАУ «Главгосэкспертиза России» Ханты- Мансийский филиал № 50782-23/ГГЭ- 39240/11 от 01.06.2023 г.
13	3	2021/354/ДС27-PD- TKR	Текстовая часть, Стр. 30	Не представлены решения по контролю герметичности проектируемого трубопровода	Замечание рассмотрено. Система постоянного контроля герметичности 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	Изм.1 №12-23 02.06.2023	На основании письма ФАУ «Главгосэкспертиза России» Ханты- Мансийский филиал № 50782-23/ГГЭ- 39240/11 от 01.06.2023 г.

14				Уточнить наличие пахотных земель в месте прокладки проектируемого трубопровода	Замечание рассмотрено. Пахотные земли в месте прокладки проектируемого трубопровода отсутствуют (Приложение X. Ведомость занимаемых земель. Отчет ИГИ). Фраза про глубину прокладки трубопровода на пахотных землях - исключена		
15	3	2021/354/ДС27-PD-ТКР	Текстовая часть, Стр. 31	В текстовой части проектной документации отсутствует обоснование фракционного состава и толщины крепления берегов водных объектов от волнового и ледового воздействия при устройстве нитки нефтепровода	Замечание принимается. В том ТКР добавлены недостающие данные	Изм.1 №12-23 02.06.2023	На основании письма ФАУ «Главгосэкспертиза России» Ханты- Мансийский филиал № 50782-23/ГГЭ- 39240/11 от 01.06.2023 г.
16	3			Не представлено обоснование верха крепления нитки нефтепровода из каменной наброски. Отсутствуют обоснование расчетной обеспеченности уровня высоких вод при переходе через водный объект	Замечание принимается. В том ТКР добавлены недостающие данные		
17	3			Не приведены сведения о показателях свойств строительных материалов, намеченных для использования в крепление водных объектов при прокладке нефтепровода, а именно марка по прочности, морозостойкость, коэффициент размягчаемости каменного материала	Замечание принимается. В том ТКР добавлены недостающие данные		
18	3			Не представлены требования по ведению натурных наблюдений (мониторингу) за состоянием крепления нитки нефтепровода. Не представлены сведения о выполнении осмотров, обследований и технических освидетельствований и их периодичность	Замечание принимается. В том ТКР добавлены недостающие данные		

19	3	2021/354/ДС27-PD-ТКР	Текстовая часть, Стр. 32	Отсутствуют решения о применении оборудования и технических устройств на ОПО при наличии декларации по схеме 5д либо сертификата по эквивалентной схеме о соответствии требованиям Технического регламента Таможенного союза «О безопасности машин и оборудования» ТР ТС 010/2011	Замечание принимается. В Том ТКР добавлена информация о соответствии оборудования требованиям Технического регламента Таможенного союз	Изм.1 №12-23 02.06.2023	На основании письма ФАУ «Главгосэкспертиза России» Ханты- Мансийский филиал № 50782-23/ГГЭ- 39240/11 от 01.06.2023 г.
<b>Том 3                                      2021/354/ДС27-PD- КР                                      Текстовые приложения</b>							
20	3	2021/354/ДС27-PD-ТКР	Приложение Д	Не представлены сведения об установленном застройщиком (техническим заказчиком) 3-м классе объекта в зависимости от вида и размеров ущерба, который может быть нанесен объекту, находящимся на объекте людям и имуществу в случае реализации террористических угроз.	Замечание принимается. В том ТКР добавлено приложение - ТУ, где в п.8 написано об отнесении объекта к 3-у классу	Изм.1 №12-23 02.06.2023	На основании письма ФАУ «Главгосэкспертиза России» Ханты- Мансийский филиал № 50782-23/ГГЭ- 39240/11 от 01.06.2023 г.
21				Не представлены сведения о категории запроектированного объекта ТЭК.	Замечание принимается. В том ТКР добавлено приложение - ТУ, где в п.7 приведено описание что объект не подлежит категорированию		
22	3	2021/354/ДС27-PD-ТКР	Приложение Е	В текстовой части проектной документации отсутствует обоснование фракционного состава и толщины крепления берегов водных объектов от волнового и ледового воздействия при устройстве нитки нефтепровода	Замечание принимается. В том ТКР добавлены недостающие данные	Изм.1 №12-23 02.06.2023	На основании письма ФАУ «Главгосэкспертиза России» Ханты- Мансийский филиал № 50782-23/ГГЭ- 39240/11 от 01.06.2023 г.
<b>Том 3                                      2021/354/ДС27-PD-ТКР                                      Графическая часть</b>							
23	3	2021/354/ДС27-PD-ТКР	2021/354/ДС27-PD-ТКР.GCH-002	Не определены границы и размеры взрывоопасных зон вокруг источников образования взрывоопасных смесей для всего проектируемого оборудования	Замечание принимается. Границы и размеры взрывоопасных зон нанесены на графическое приложение к Тому ТКР	Изм.1 №12-23 02.06.2023	На основании письма ФАУ «Главгосэкспертиза России» Ханты- Мансийский филиал № 50782-23/ГГЭ-

							39240/11 от 01.06.2023 г.
Исполнитель:		Ю. А. Божина					
ГИП:		Ю.А. Никулина					

**Реестр изменений, внесенных в проектную документацию  
«Реконструкция промышленного нефтепровода от ПК 0 до точки врезки в нефтепровод  
«Геж-Каменный лог» (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
<b>Том 3                      2021/354/ДС27-PD-ТКР                      Текстовая часть</b>							
1	3	2021/354/ДС27-PD-ТКР	Текстовая часть, Стр. 31-32	<p>Не представлено обоснование верха крепления нитки нефтепровода из каменной наброски. Отсутствуют обоснование расчетной обеспеченности уровня высоких вод при переходе через водный объект</p> <p>Снято                      частично.</p> <p>Отсутствует обоснование расчетной обеспеченности уровня высоких вод при переходе через водный объект.</p> <p>Отметка верха крепления в графической части не соответствует представленному расчету. Не обоснованно выполнение расчета верха крепления для расчетного максимального уровня 3% обеспеченности</p>	<p>Замечание рассмотрено. В расчете несоответствия устранены, уровни высоких вод приняты в соответствии с томом 2021/354/ДС27-ИГМИ</p>	Изм.2 №19-23 23.06.2023	<p>На основании письма ФАУ «Главгосэкспертиза России» Ханты-Мансийский филиал № 50782-23/ГГЭ-39240/11 от 01.06.2023 г. (повторные)</p>
2	3			<p>Не приведены сведения о показателях свойств строительных материалов, намеченных для использования в крепление водных объектов при прокладке нефтепровода, а именно марка по прочности, морозостойкость, коэффициент размягчаемости каменного материала</p> <p>Снято                      частично.</p>	<p>Замечание рассмотрено. Коэффициентом размягчаемости принят 0,8 в соответствии с требованиями п. 7.12 СП 39.13330.2012. Сведения по характеристикам геотекстиля добавлены в том</p>	Изм.2 №19-23 23.06.2023	<p>На основании письма ФАУ «Главгосэкспертиза России» Ханты-Мансийский филиал № 50782-23/ГГЭ-39240/11 от 01.06.2023 г. (повторные)</p>

				<p>Не обоснованно применение каменного материала с коэффициентом размягчаемости 0,75 в соответствии с требованиями к материалу крепления п. 7.12 СП 39.13330.2012. Отсутствуют сведения по характеристикам геотекстиля: плотность, прочность при растяжении, относительная деформация при разрыве</p>			
3	3			<p>В текстовой части проектной документации отсутствует обоснование фракционного состава и толщины крепления берегов водных объектов от волнового и ледового воздействия при устройстве нитки нефтепровода</p> <p>Снято частично.</p> <p>Не в полной мере представлено обоснование отсутствия крепления дна водного объекта, толщины крепления</p>	<p>Замечание рассмотрено. Дно русла укрепляется полностью, толщина приведена в томе</p>	<p>Изм.2 №19-23 23.06.2023</p>	<p>На основании письма ФАУ «Главгосэкспертиза России» Ханты-Мансийский филиал № 50782-23/ГГЭ-39240/11 от 01.06.2023 г. (повторные)</p>
4	3			<p>Не представлено обоснование по назначению класса гидротехнического сооружения с учетом утвержденных критериев классификации ГТС</p>	<p>Замечание рассмотрено. 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</p>	<p>Изм.2 №19-23 23.06.2023</p>	<p>На основании письма ФАУ «Главгосэкспертиза России» Ханты-Мансийский филиал № 50782-23/ГГЭ-39240/11 от 01.06.2023 г. (повторные)</p>
Исполнитель:				Ю. А. Божина			
ГИП:				Ю.А. Никулина			

**Реестр изменений, внесенных в проектную документацию  
«Реконструкция промышленного нефтепровода от ПК 0 до точки врезки в нефтепровод  
«Геж-Каменный лог» (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
<b>Том 3                      2021/354/ДС27-PD-ТКР                      Текстовая часть</b>							
1	3	2021/354/ДС27-PD-ТКР	Текстовая часть, Стр. 31-32 Текстовое приложение Е	В текстовой части проектной документации отсутствует обоснование фракционного состава и толщины крепления берегов водных объектов от волнового и ледового воздействия при устройстве нитки нефтепровода. Причина повторного направления замечания Снято частично. Марка щебня не обоснована, ледовые нагрузки не учтены. Гидравлический расчет с определением скорости не представлен.	Замечание принимается. В том добавлено описание марки щебня, отметка ледохода, скорость течения реки	Изм.3 №24-23 06.07.2023	На основании письма ФАУ «Главгосэкспертиза России» Ханты-Мансийский филиал № 50782-23/ГГЭ-39240/11 от 01.06.2023 г. (повторные)
2	3	2021/354/ДС27-PD-ТКР	Текстовая часть, Стр. 31-32 Текстовое приложение Е	Не представлено обоснование по назначению класса гидротехнического сооружения с учетом утвержденных критериев классификации ГТС. Причина повторного направления замечания Снято частично. В случае если данное сооружение квалифицируется по Постановлению 1607 как гидротехническое, то в составе ПД необоснованно отсутствует ДБ ГТС	Замечание принимается. Согласно Постановления правительства Российской Федерации № 1607 от 05.10.2020 проектируемое инженерная защита не классифицируется, т.к. отсутствуют критерии классификации данного сооружения, соответственно декларирование безопасности не требуется. Фраза добавлена в том ТКР	Изм.3 №24-23 06.07.2023	На основании письма ФАУ «Главгосэкспертиза России» Ханты-Мансийский филиал № 50782-23/ГГЭ-39240/11 от 01.06.2023 г. (повторные)

3	3	2021/354/ДС27-PD-TKR	Текстовая часть, Стр. 33-34 Текстовое приложение Д	<p>Вывод о несоответствии: Не выполнено описание мероприятий, направленных на предотвращение несанкционированного доступа на объект посторонних лиц, транспортных средств и грузов согласно техническим условиям (ТУ). Причина повторного направления замечания</p> <p>Следует актуализировать представленные в Приложении Д (лист 55) ТУ управления корпоративной безопасности по Пермскому региону. В проектной документации следует представить описание мероприятий, направленных на предотвращение несанкционированного доступа на объект посторонних лиц, транспортных средств и грузов (в соответствии с п. 19.4 Задания на проектирование и с учетом актуализированных ТУ). Объект не относится к объектам транспортной инфраструктуры, поэтому необоснованно в п. 10.1 представлено описание и обоснование проектных решений при реализации требований, предусмотренных статьей 8 Федерального закона «О транспортной безопасности».</p>	<p>Замечание принимается. ТУ (приложение Д к Тому ТКР) актуализированы. Раздел 10.1 – не разрабатывается. Описание мероприятий, направленных на предотвращение несанкционированного доступа на объект посторонних лиц, транспортных средств и грузов (в соответствии с п. 19.4 Задания на проектирование и с учетом актуализированных ТУ) приведено в Томе ТКР на стр.33-34.</p>	Изм.3 №24-23 06.07.2023	<p>На основании письма ФАУ «Главгосэкспертиза России» Ханты- Мансийский филиал № 50782-23/ГГЭ- 39240/11 от 01.06.2023 г. (повторные)</p>
Исполнитель:				Ю. А. Божина			
ГИП:				Ю.А. Никулина			

**Реестр изменений, внесенных в проектную документацию  
«Реконструкция промышленного нефтепровода от ПК 0 до точки врезки в нефтепровод  
«Геж-Каменный лог» (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
<b>Том 3                    2021/354/ДС27-PD-ТКР                    Текстовая часть</b>							
1	3	2021/354/ДС27-PD-ТКР	Текстовая часть, Стр. 44	Причина повторного направления замечания ТУ УБ - это ИРД застройщика (тех.заказчика). А где сведения в проектных решениях?	Замечание принимается. В раздел 10 Тома 3 ТКР добавлена информация	Изм.4 №29-23 18.07.2023	На основании письма ФАУ «Главгосэкспертиза России» Ханты- Мансийский филиал № 50782-23/ГГЭ- 39240/11 от 01.06.2023 г. (повторные)
Исполнитель:				Ю. А. Божина			
ГИП:				Ю.А. Никулина			

Обозначение	Наименование	Примечание
2021/354/ДС27-PD-ТКR-S	Содержание тома 3	2
2021/354/ДС27-PD-SP	Состав проектной документации	Отдельный том
2021/354/ДС27-PD-ТКR-ТСН	Текстовая часть	3 Изм.1 (Зам.) Изм.2 (Зам.) Изм.3 (Зам.) Изм.4 (Зам.)
	Графическая часть	52
2021/354/ДС27-PD-ТКR-GСН-001	Схема транспорта нефти	53
2021/354/ДС27-PD-ТКR-GСН-002	Узлы отключающих задвижек	54 Изм.1 (Зам.)
2021/354/ДС27-PD-ТКR-GСН-003	Заземление узлов отключающих задвижек	55

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

4	–	Зам.	29-23		18.07.23
3	–	Зам.	24-23		06.07.23
Изм.	Колуч.	Лист	№доку	Подп.	Дата
Разработал	Пятилова				09.09.22
Проверил	Бастриков				09.09.22
Н. контроль	Русин				09.09.22
ГИП	Никulina				09.09.22

2021/354/ДС27-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, реконструкция, капитальный ремонт линейного объекта.....	5
1.1 Физико-географическая характеристика района работ.....	5
1.2 Геолого-литологическое строение.....	5
1.3 Гидрогеологические условия.....	7
1.4 Климатические условия.....	7
По схематической карте климатического районирования территории Российской Федерации для строительства район работ относится к строительно-климатическому подрайону IV.....	7
2 Сведения об особых природно-климатических условиях земельного участка, предоставляемого для размещения линейного объекта (сейсмичность, мерзлые грунты, опасные геологические процессы и др.).....	12
3 Сведения о прочностных и деформационных характеристиках грунта в основании линейного объекта.....	14
4 Сведения об уровне грунтовых вод, их химическом составе, агрессивности по отношению к материалам изделий и конструкций подземной части линейного объекта.....	20
5 Сведения о проектной мощности (пропускной способности, грузообороте, интенсивности движения и др.) линейного объекта.....	22
6 Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного объекта, обеспечивающие соблюдение требований технических регламентов.....	28
6.1 Характеристика основного технологического оборудования.....	28
6.2 Характеристика параметров трубопровода и описание технологических решений.....	28
7 Перечень мероприятий по энергоснабжению.....	39
8 Обоснование количества и типов оборудования, в том числе грузоподъемного, транспортных средств и механизмов, используемых в процессе строительства, реконструкции линейного объекта.....	40
9 Сведения о численности и профессионально-квалификационном составе персонала с распределением по группам производственных процессов, число и оснащенность рабочих мест.....	41
10 Обоснование принятых в проектной документации автоматизированных систем управления технологическими процессами, автоматических систем по предотвращению нарушения устойчивости и качества работы линейного объекта.....	44
11 Обоснование технических решений по строительству, реконструкции, капитальному ремонту в сложных инженерно-геологических условиях.....	45
12 Электрохимическая защита от коррозии.....	46
13 Перечень мероприятий по молниезащите и заземлению.....	47
<b>ТЕКСТОВЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ</b> .....	48
<b>Приложение А Ведомость пересечения с надземными и подземными коммуникациями</b> .....	49
<b>Приложение Б Ведомость пересекаемых водотоков</b> .....	50
<b>Приложение В Ведомость пересечения с ВЛ</b> .....	51
<b>Приложение Г Расчет устойчивого положения трубопровода</b> .....	52

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

4	-	Зам.	29-23		18.07.23
3	-	Зам.	24-23		06.07.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС27-PD-TKR-TCH

Лист

2

Приложение Д Технические условия по обеспечению мероприятий по противодействию террористическим актам.....54  
 Приложение Е Инженерная защита против эрозионного размыва .....55

Согласовано		

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

4	-	Зам.	29-23		18.07.23
3	-	Зам.	24-23		06.07.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС27-PD-TKR-TCH

## Общие сведения

Основанием для разработки проектных решений является задание на проектирование объекта: «Реконструкция промышленного нефтепровода от ПК0 до точки врезки в нефтепровод «Геж – Каменный Лог» (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»;
- 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 №АИШ-12У.

Проектом предусмотрена реконструкция промышленного нефтепровода «Реконструкция промышленного нефтепровода от ПК0 до точки врезки в нефтепровод «Геж – Каменный Лог» (переход через р. Глухая Вильва)», с установкой отключающих задвижек.

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

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

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

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

4	–	Зам.	29-23		18.07.23
3	–	Зам.	24-23		06.07.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС27-PD-ТКР-ТСН

Лист

4

# 1 Сведения о топографических, инженерно-геологических, гидрогеологических, метеорологических и климатических условиях участка, на котором будет осуществляться строительство, реконструкция, капитальный ремонт 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 0,2-0,3м.

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

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

4	-	Зам.	29-23		18.07.23
3	-	Зам.	24-23		06.07.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС27-PD-ТКР-ТСН

Четвертичная система – Q

Техногенные отложения tQiv

Насыпные грунты отсыпаны «сухим» способом, уплотненные, слежавшиеся, давность отсыпки более 5 лет.

**Насыпной грунт:** щебень мергеля, заполнитель песок коричневый 10-15%. Встречен на ПК0+24.99-ПК0+90.20 и ПК1+91.48-ПК2+72.46 с поверхности. Мощность 1,0-1,5м.

**Насыпной грунт:** песок мелкий, коричневый, плотный, средней степени водонасыщения. Встречен на ПК1+91.48-ПК2+72.46 с глубины 1,0м. Мощность 0,8м.

Аллювиальные отложения aQ

**Песок мелкий** серый, коричневый, серо-коричневый, плотный, реже средней плотности, средней степени водонасыщения, ниже уровня подземных вод водонасыщенный, в русле р. Гл. Вильва и на прилегающих к нему участках с включением гравия и гальки кварцево-кремнистого состава до 25%. Встречен на ПК0+12.88-ПК2+93.40 с глубины 0,2-12,4м. Вскрытая мощность 0,5-5,8м.

**Супесь** серая, песчанистая, текучая. Встречена на ПК0+02.5-ПК1+59.72 с глубины 0,0-4,3м. Мощность 1,2-2,8м.

**Суглинок** коричневый, серый, темно-серый, тяжелый пылеватый, реже легкий пылеватый, мягкопластичный, с пятнами ожелезнения. Встречен на ПК0+ПК1+33.54 и ПК1+39.44-ПК1+83.81 с глубины 0,0-3,2м. Мощность 2,1-6,0м.

**Суглинок** серый, тяжелый пылеватый, реже легкий песчанистый, тугопластичный. Встречен на ПК0-ПК0+31.5 и ПК1+03.1-ПК1+69.85 с глубины 4,2-10,1м. Мощность 2,3-5,0м.

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-1 – насыпной грунт: щебень мергеля (tQiv);

ИГЭ-1а – насыпной грунт: песок мелкий (tQiv);

ИГЭ-2 – песок мелкий (aQ);

ИГЭ-3 – супесь текучая (aQ);

ИГЭ-4 – суглинок мягкопластичный (aQ);

ИГЭ-5 – суглинок тугопластичный (aQ). ИГЭ-2 – песок мелкий (aQ);

ИГЭ-3 – суглинок мягкопластичный (aQ);

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

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

4	-	Зам.	29-23		18.07.23
3	-	Зам.	24-23		06.07.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС27-PD-ТКР-ТСН

Лист

6

### 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 от ПК 0 до точки врезки в нефтепровод "Геж - Каменный Лог" на ПК1+31,8–ПК1+46,4 пересекает русло реки Глухая Вильва, которая является левобережным притоком реки Язьва. Долина реки трапецеидальная, асимметричная. Левый склон долины пологий, правый склон более крутой. Склоны долины покрыты травяной растительностью и кустарником (ива). Пойма реки асимметричная, преимущественно левосторонняя, шириной до 350 м, уклон поймы в сторону русла реки. На пойме имеются старичные образования. Правая и левая поймы реки покрыты травяной растительностью, кустарником (ива) и деревьями (береза, ель). Русло реки на участке работ 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 – 14,7 м. Измеренная глубина на участке работ: средняя 0,83 м, максимальная 1,19 м. Меженный уровень воды реки на участке работ составляет 129,0–129,2 м. Максимальные скорости течения в периоды повышенной водности могут достигать 1,38–1,53 м/с, в меженный период – 0,69–0,72 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.

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

4	-	Зам.	29-23		18.07.23
3	-	Зам.	24-23		06.07.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС27-PD-TKR-TCH

Лист

7

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

Самым теплым месяцем является июль. Средняя температура июля составляет плюс 17,5 °С. Абсолютный максимум температуры составил плюс 36 °С. Климатические параметры приведены в таблицах 1.1, 1.2 и 1.3.

Таблица 1.1 – 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
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 $\leq 0$ °С	176 суток, -10,1
То же, $\leq 8$ °С	242 суток, -6,3
То же, $\leq 10$ °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 $\leq 8$ °С	3,3

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

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

4	-	Зам.	29-23		18.07.23
3	-	Зам.	24-23		06.07.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС27-PD-TKR-TCH

Таблица 1.2 – 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

Таблица 1.3 – 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.

Таблица 1.4 – 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

4	-	Зам.	29-23		18.07.23
3	-	Зам.	24-23		06.07.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС27-PD-TKR-TCH

Лист

9

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

*Снежный покров.* В таблице 1.5 приведена средняя декадная высота снежного покрова по постоянной рейке.

Таблица 1.5 – 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	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 1.6.

Таблица 1.6 – 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
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.

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

Максимальная наблюденная 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.

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

4	-	Зам.	29-23		18.07.23
3	-	Зам.	24-23		06.07.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС27-PD-TKR-TCH

*Гололед.* Гололедный 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 значение веса снегового покрова  $S_g$  составляет 3,0 кН/м<sup>2</sup> (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. №	

4	–	Зам.	29-23		18.07.23
3	–	Зам.	24-23		06.07.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС27-PD-TKR-TCH

Лист

11

## 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	

4	-	Зам.	29-23		18.07.23
3	-	Зам.	24-23		06.07.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС27-PD-ТКR-ТСН

Лист

12

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:

- насыпной грунт: песок мелкий ИГЭ-1а – слабопучинистый грунт;
- песок мелкий ИГЭ-2 – слабопучинистый грунт;
- супесь текучая ИГЭ-3 – чрезмернопучинистый грунт;
- суглинок мягкопластичный ИГЭ-4 - чрезмернопучинистый грунт.

Суглинок тугопластичный ИГЭ-5 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			
Изм. № подл.	Взам. инв. №		
	Подп. и дата		

4	-	Зам.	29-23		18.07.23
3	-	Зам.	24-23		06.07.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС27-PD-TKR-TCH

### 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-1 – насыпной грунт: щебень мергеля ( $tQiv$ );

ИГЭ-1а – насыпной грунт: песок мелкий ( $tQiv$ );

ИГЭ-2 – песок мелкий ( $aQ$ );

ИГЭ-3 – супесь текучая ( $aQ$ );

ИГЭ-4 – суглинок мягкопластичный ( $aQ$ );

ИГЭ-5 – суглинок тугопластичный ( $aQ$ ).

Показатели физических свойств насыпного грунта: щебня мергеля (ИГЭ-1) приведены в таблице 3.1

Таблица 3.1. Показатели физических свойств насыпного грунта: щебня мергеля ИГЭ-1

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.	3	0,064	0,070			0,067		
Плотность грунта, г/см <sup>3</sup>	3	2,25	2,26			2,26		
Плотность частиц грунта, г/см <sup>3</sup>	3	2,76	2,78			2,77		
Плотность сухого грунта, г/см <sup>3</sup>	3	2,11	2,12			2,12		
Пористость, %	3	23,47	23,81			23,65		
Коэффициент пористости	3	0,307	0,313			0,310		
Коэффициент водонасыщения, д.е.	3	0,572	0,630			0,599		
Грансостав по фракциям, %								
>10мм	3	62,7	73,4			67,0		
10-5мм	3	9,7	12,9			11,3		
5-2мм	3	7,2	11,0			8,5		
2-1мм	3	1,7	2,5			2,2		
1-0,5мм	3	0,7	3,9			2,5		
0,5-0,25мм	3	2,3	5,9			3,7		
0,25-0,10мм	3	2,7	3,4			3,0		
<0,10мм	3	0,8	2,8			1,7		

Показатели физических свойств насыпного грунта: песка мелкого (ИГЭ-1а) приведены в таблице 3.2

4	-	Зам.	29-23		18.07.23
3	-	Зам.	24-23		06.07.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС27-PD-TKR-TCH

Лист

14

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Таблица 3.2. Показатели физических свойств насыпного грунта: песка мелкого ИГЭ-1а

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.	2	0,085	0,094			0,090		
Плотность грунта, г/см <sup>3</sup>	2	2,06	2,10			2,08		
Плотность частиц грунта, г/см <sup>3</sup>	2	2,67	2,67			2,67		
Плотность сухого грунта, г/см <sup>3</sup>	2	1,90	1,92			1,91		
Пористость, %	2	28,11	28,89			28,50		
Коэффициент пористости	2	0,391	0,406			0,399		
Коэффициент водонасыщения, д.е.	2	0,559	0,642			0,600		
Грансостав по фракциям, %								
>10мм	2	3,4	5,3			4,4		
10-5мм	2	1,8	2,6			2,2		
5-2мм	2	2,2	3,3			2,8		
2-1мм	2	0,3	1,4			0,9		
1-0,5мм	2	0,2	7,5			3,9		
0,5-0,25мм	2	25,5	30,6			28,1		
0,25-0,10мм	2	42,2	59,4			50,8		
<0,10мм	2	5,3	9,0			7,2		

Насыпные грунты ИГЭ-1, ИГЭ-1а имеют ограниченное распространение по площади и мощности, встречены только на площадках узлов отключающих задвижек, в качестве естественного основания использоваться не будут, вследствие чего пробы грунтов отобраны только для определения номенклатурного вида, плотности и гранулометрического состава.

Показатели физико-механических свойств песка мелкого (ИГЭ-2) приведены в таблице 3.3

Согласовано		

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

4	-	Зам.	29-23		18.07.23
3	-	Зам.	24-23		06.07.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС27-PD-TKR-TCH

Лист

15

Таблица 3.3. Показатели физико-механических свойств песка мелкого ИГЭ-2

Расчетные значения характеристик грунта								
Характеристика грунта	Кол-во определений, п	Интервал значений		Средн.кв. откл.	Коэффициент вариация	Нормативные значения	Для расчета оснований по деформациям	Для расчета оснований по несущей способности
		min	max					
Природная влажность, д.е.	13	0,151	0,189	0,01	0,07	0,169		
Плотность грунта, г/см <sup>3</sup>	12	1,97	2,05	0,03	0,01	2,01	2,00	2,00
(коэффициент надежности)							1,004	1,006
Плотность частиц грунта, г/см <sup>3</sup>	13	2,65	2,67	0,01	0,00	2,66		
Плотность сухого грунта, г/см <sup>3</sup>	12	1,66	1,78	0,04	0,02	1,72		
Пористость, %	12	33,04	37,95	1,44	0,04	35,36		
Коэффициент пористости	12	0,493	0,611	0,03	0,06	0,548		
Коэффициент водонасыщения, д.е.	12	0,804	0,877	0,02	0,03	0,823		
Коэффициент фильтрации, м/сут	5	0,121	0,840			0,35		
При плотности сухого грунта, г/см <sup>3</sup>	5	1,66	1,82			1,73		
Угол откоса								
сухой, градус	5	36	41			39,40		
под водой, градус	5	28	30			29,20		
Модуль деформации лаб., Ек, МПа	6	17,39	25,00	2,93	0,14	20,94		
Модуль деформации лаб, E <sub>оed</sub> , МПа	6	21,74	31,25	3,66	0,14	26,18		
Модуль деформации E, МПа, с учетом корреляционного коэффициента Мк=1,04						27,23		
Модуль деформации E по результатам испытаний трехосным сжатием, МПа	6	24,62	29,64	1,95	0,07	27,27		
Удельное сцепление, МПа	6	0,002	0,003	0,001	0,22	0,002	0,002	0,002
(коэффициент надежности)							1,120	1,238
Угол внутреннего трения, град	6	32	37	1,75	0,05	34	33	32
(коэффициент надежности)							1,026	1,047
Тангенс угла внутреннего трения	6	0,635	0,740	0,04	0,06	0,679	0,660	0,646
Грансостав по фракциям, %								
>10мм	3	0,8	9,8			3,9		
10-5мм	3	1,4	6,6			3,6		
5-2мм	3	1,2	4,6			3,2		
2-1мм	9	0,1	4,8			1,1		
1-0,5мм	13	0,1	5,9			2,5		
0,5-0,25мм	13	1,4	30,3			18,5		
0,25-0,10мм	13	42,4	74,9			62,9		
<0,10мм	13	4,5	22,7			12,9		

Показатели физико-механических свойств супеси текучей (ИГЭ-3) приведены в таблице 3.4

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

4	-	Зам.	29-23		18.07.23
3	-	Зам.	24-23		06.07.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС27-PD-TKR-TCH

Лист

16

Таблица 3.4. Показатели физико-механических свойств супеси текучей ИГЭ-3

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	0,228	0,252	0,01	0,03	0,243		
Влажность на границе текучести, д.е.	12	0,199	0,230	0,01	0,05	0,213		
Влажность на границе раскатывания, д.е.	12	0,133	0,174	0,01	0,09	0,151		
Число пластичности, д.е.	12	0,055	0,068	0,01	0,08	0,062		
Показатель текучести, д.е.	12	>1	>1	0,00	0,00	>1		
Плотность грунта, г/см <sup>3</sup>	12	1,89	2,01	0,04	0,02	1,98	1,97	1,96
(коэффициент надежности)							1,006	1,009
Плотность частиц грунта, г/см <sup>3</sup>	12	2,68	2,70	0,01	0,00	2,69		
Плотность сухого грунта, г/см <sup>3</sup>	12	1,52	1,63	0,03	0,02	1,59		
Пористость, %	12	39,22	43,82	1,28	0,03	40,76		
Коэффициент пористости	12	0,645	0,780	0,04	0,05	0,689		
Коэффициент водонасыщения, д.е.	12	0,852	1,000	0,04	0,04	0,947		
Модуль деформации лаб., Ек, МПа	6	3,13	4,73	0,59	0,16	3,81		
Модуль деформации лаб, Еоed, МПа	6	4,46	6,76	0,85	0,16	5,44		
Модуль деформации Е, МПа, с учетом корреляционного коэффициента Мк=1,31						7,13		
Модуль деформации Е по результатам испытаний трехосным сжатием, МПа	6	5,53	9,50	1,46	0,21	7,10		
Относительная деформация просадочности, д.ед	6	0,0000	0,0004			0,0003		
Удельное сцепление, МПа	6	0,005	0,010	0,002	0,26	0,008	0,007	0,006
(коэффициент надежности)							1,142	1,287
Угол внутреннего трения, град	6	10	16	2,28	0,16	14	13	12
(коэффициент надежности)							1,086	1,165
Тангенс угла внутреннего трения	6	0,180	0,280	0,04	0,15	0,247	0,228	0,214
Грансостав по фракциям, %								
2-1мм	4	0,1	0,2			0,2		
1-0,5мм	8	0,2	4,4			1,7		
0,5-0,25мм	12	0,2	29,7			9,8		
0,25-0,10мм	12	20,7	50,3			36,6		
0,10-0,05мм	12	4,9	27,9			11,9		
0,05-0,01мм	12	9,9	25,4			18,6		
0,01-0,005мм	12	1,8	16,1			7,3		
<0,005мм	12	10,2	19,0			14,7		

Показатели физико-механических свойств суглинка мягкопластичного (ИГЭ-4) приведены в таблице 3.5.

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

4	-	Зам.	29-23		18.07.23
3	-	Зам.	24-23		06.07.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС27-PD-TKR-TCH

Лист

17

Таблица 3.5. Показатели физико-механических свойств суглинка мягкопластичного ИГЭ-4

Расчетные значения характеристик грунта								
Характеристика грунта	Кол-во определений, п	Интервал значений		Средн. кв. откл.	Коэффициент вариация	Нормативные значения	Для расчета оснований по деформациям	Для расчета оснований по несущей способности
		min	max					
Природная влажность, д.е.	12	0,258	0,355	0,03	0,09	0,291		
Влажность на границе текучести, д.е.	12	0,299	0,398	0,03	0,08	0,345		
Влажность на границе раскатывания, д.е.	12	0,171	0,229	0,02	0,09	0,197		
Число пластичности, д.е.	12	0,108	0,169	0,02	0,12	0,148		
Показатель текучести, д.е.	12	0,53	0,75	0,00	0,00	0,64		
Плотность грунта, г/см <sup>3</sup>	12	1,81	1,96	0,06	0,03	1,88	1,86	1,85
(коэффициент надежности)							1,011	1,018
Плотность частиц грунта, г/см <sup>3</sup>	12	2,69	2,72	0,01	0,00	2,71		
Плотность сухого грунта, г/см <sup>3</sup>	12	1,40	1,56	0,06	0,04	1,46		
Пористость, %	12	42,08	48,54	2,30	0,05	46,27		
Коэффициент пористости	12	0,727	0,943	0,08	0,09	0,864		
Коэффициент водонасыщения, д.е.	12	0,833	1,000	0,06	0,07	0,910		
Модуль деформации лаб., Ек, МПа	6	2,18	3,49	0,56	0,19	2,88		
Модуль деформации лаб, Еоед, МПа	6	3,64	5,81	0,93	0,19	4,81		
Модуль деформации Е, МПа, с учетом корреляционного коэффициента Мк=1,66						7,98		
Модуль деформации Е по результатам испытаний трехосным сжатием, МПа	6	6,22	9,88	1,36	0,17	7,99		
Относительная деформация просадочности, д.ед	6	0,0000	0,0008			0,0004		
Удельное сцепление, МПа	6	0,010	0,019	0,003	0,23	0,014	0,013	0,011
(коэффициент надежности)							1,124	1,247
Угол внутреннего трения, град	6	13	17	1,83	0,12	15	14	13
(коэффициент надежности)							1,063	1,119
Тангенс угла внутреннего трения	6	0,230	0,300	0,03	0,11	0,265	0,250	0,239
Грансостав по фракциям, %								
1-0,5мм	6	0,1	4,2			1,8		
0,5-0,25мм	10	0,1	5,6			2,5		
0,25-0,10мм	12	0,3	13,1			3,8		
0,10-0,05мм	12	5,7	22,6			13,6		
0,05-0,01мм	12	24,0	61,4			44,4		
0,01-0,005мм	12	4,3	21,7			11,5		
<0,005мм	12	12,3	32,6			23,7		

Показатели физико-механических свойств суглинка тугопластичного (ИГЭ-5) приведены в таблице 3.6.

Согласовано			
Изм. № подл.	Изм.	Кол.уч.	Лист
	4	-	Зам.
Подп. и дата	3	-	Зам.
	29-23		18.07.23
Взам. инв. №	24-23		06.07.23

2021/354/ДС27-PD-TKR-TCH

Лист

18

Таблица 3.6. Показатели физико-механических свойств суглинка тугопластичного ИГЭ-5

Расчетные значения характеристик грунта								
Характеристика грунта	Кол-во определений, п	Интервал значений		Средн.кв. откл.	Коэффициент вариация	Нормативные значения	Для расчета оснований по деформациям	Для расчета оснований по несущей способности
		min	max					
Природная влажность, д.е.	12	0,229	0,309	0,02	0,09	0,252		
Влажность на границе текучести, д.е.	12	0,306	0,388	0,03	0,08	0,333		
Влажность на границе раскатывания, д.е.	12	0,173	0,235	0,02	0,09	0,200		
Число пластичности, д.е.	12	0,113	0,162	0,02	0,12	0,133		
Показатель текучести, д.е.	12	0,28	0,50	0,00	0,00	0,39		
Плотность грунта, г/см <sup>3</sup>	12	1,89	2,04	0,05	0,02	1,95	1,94	1,93
(коэффициент надежности)							1,008	1,013
Плотность частиц грунта, г/см <sup>3</sup>	12	2,69	2,74	0,02	0,01	2,72		
Плотность сухого грунта, г/см <sup>3</sup>	12	1,44	1,65	0,06	0,04	1,56		
Пористость, %	12	39,22	46,72	2,20	0,05	42,60		
Коэффициент пористости	12	0,645	0,877	0,07	0,09	0,745		
Коэффициент водонасыщения, д.е.	12	0,862	1,000	0,04	0,04	0,921		
Модуль деформации лаб., Ек, МПа	6	3,66	4,84	0,46	0,11	4,27		
Модуль деформации лаб, Eoed, МПа	6	6,10	8,06	0,76	0,11	7,11		
Модуль деформации E, МПа, с учетом корреляционного коэффициента Mk=1,75						12,44		
Модуль деформации E по результатам испытаний трехосным сжатием, МПа	6	10,42	14,59	1,73	0,14	12,48		
Относительная деформация просадочности, д.ед	6	0,0004	0,0008			0,0006		
Удельное сцепление, МПа	6	0,018	0,025	0,002	0,10	0,022	0,021	0,020
(коэффициент надежности)							1,053	1,100
Угол внутреннего трения, град	6	18	22	1,41	0,07	20	19	19
(коэффициент надежности)							1,036	1,066
Тангенс угла внутреннего трения	6	0,325	0,395	0,02	0,07	0,359	0,347	0,337
Грансостав по фракциям, %								
2-1мм	2	0,1	0,1			0,1		
1-0,5мм	7	0,1	1,3			0,3		
0,5-0,25мм	12	0,1	14,9			1,9		
0,25-0,10мм	12	0,2	34,3			10,8		
0,10-0,05мм	12	5,9	27,1			13,3		
0,05-0,01мм	12	12,1	57,1			43,5		
0,01-0,005мм	12	3,7	18,5			10,8		
<0,005мм	12	12,7	28,8			19,5		

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

4	-	Зам.	29-23		18.07.23
3	-	Зам.	24-23		06.07.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС27-PD-TKR-TCH

Лист

19

#### 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 0,0-11,2м (абс.отм. 118,82-136,63м в Балтийской системе высот) от поверхности земли в почвенно-растительном слое, песке мелком, супеси и суглинке мягкопластичном. В русле р. Глухая Вильва и на прилегающих к нему участках, подземные воды обладают местным напором (высота напора составила 5,2-6,8м). Установившийся уровень подземных вод зафиксирован на глубине 2,8-4,4м (абс.отм. 125,22-127,65м 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 128,09-136,63м (БС).

По химическому типу подземные воды характеризуется как хлоридно-гидрокарбонатные, магниево-натриево-калиево-кальциевые; хлоридно-гидрокарбонатные, натриево-калиево-кальциевые, пресные, с общей минерализацией 0,39-0,44г/литр.

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

4	-	Зам.	29-23		18.07.23
3	-	Зам.	24-23		06.07.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС27-PD-TKR-TCH

Лист

20

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		

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

4	-	Зам.	29-23		18.07.23
3	-	Зам.	24-23		06.07.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС27-PD-TKR-TCH

Лист

21

## 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 промысловых 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 по ГОСТ Р 55990-2014 (по АШ-12У)
Узлы береговой запорной арматуры, а также участки на длине 250 м от запорной арматуры	C (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	C (I)
Прибрежные участки длиной не менее 25 м от среднемеженного горизонта воды	C (I)
Участки трубопровода протяженностью 1000 м от границ ГВВ 10% обеспеченности	C (II)

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

4	-	Зам.	29-23		18.07.23
3	-	Зам.	24-23		06.07.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС27-PD-ТКР-ТСН

Лист

22

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

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

Объем транспорта по трубопроводу, согласно Заданию на проектирование и письма (документы приложены к тому ПЗ):

- жидкости  $Q_{ж} = 1750 \text{ м}^3/\text{сут}$ ;
- нефти  $Q_{н} = 1505 \text{ т/сут}$ ;
- обводненность – 5%.

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 УПСВ-1203. Результаты гидравлического расчета приведены на рис. 1. Физико-химические свойства, характеристики транспортируемой среды представлены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Физико-химические свойства транспортируемой среды

Наименование показателя	Ед. изм.	Показатели
1. Физико-химические свойства нефти:		
Плотность в поверх. условиях	кг/м <sup>3</sup>	839
Вязкость дегазированной нефти при 20 °С	мм <sup>2</sup> /с	1,3-4,5
Газосодержание	м <sup>3</sup> /т	отсутствует
Содержание парафина	%	2,3-5,4
Содержание серы	%	0,32-0,81
Содержание смол и асфальтенов	%	0,1-7,2
Фракционный состав нефти	объемный	до 100 °С - 12 %

4	–	Зам.	29-23		18.07.23
3	–	Зам.	24-23		06.07.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС27-PD-ТКР-ТСН

	процент	до 150 °С - 27 %
		до 200 °С - 38 %
		до 300 °С - 61 %
2. Свойства воды:		
Плотность воды	кг/м <sup>3</sup>	1105,0
Водородный показатель	pH	6,5
Минерализация	г/л	202,1-234,5
3. Общие данные:		
Данные о токсической опасности		3 класс токсической опасности
Данные о взрывопожароопасности		Легковоспламеняющаяся жидкость, класс взрывопожароопасности Т-1
молекулярный вес	кг/моль	263
температура начала кипения	°С	51
температура вспышки в закрытом тигле	°С	10 - 35
Температура самовоспламенения	°С	240 до 570
пределы взрываемости: объемные (по гексану) весовые		1,2–7,4 1–18 %
ПДК в воздухе рабочей зоны	мг/ м <sup>3</sup>	10
Смертельная концентрация	мг/л	227
Пороговая токсодоза	мг/кг живого веса	150

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

4	-	Зам.	29-23		18.07.23
3	-	Зам.	24-23		06.07.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС27-PD-TKR-TCH

Лист

24

Рис. 1 Результаты гидравлического расчета

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
4	-	Зам.	29-23		18.07.23
3	-	Зам.	24-23		06.07.23

Согласовано

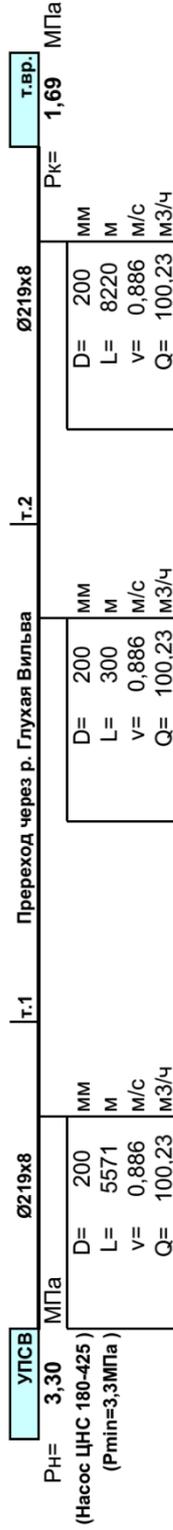
Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Нефтепровод от ПК0 до т.вр. в нефтепровод "Гаж-Каменный Лог" (переход через р. Глухая Вильва)

Результаты гидравлического расчета

Участок нефтепровода	Расход*		Скорость м/с	Длина м	Диаметр мм	Плотность т/м3	Вязкость мм2/с	Уклон i	Re	Потери, м		Рначальн кгс/см2	Рконечн. кгс/см2	
	м3/сут	м3/ч								гидравл	местные			
УПСВ-1203 - т.1	2405,4	100,23	0,8862	5571	200	0,853	11,1	0,00564	15909,9	31,4102	1,57051	-5,8	32,97	30,25
т.1 - т.2	2405,4	100,23	0,8862	300	200	0,853	11,14	0,00564	15909,9	1,69145	0,08457	4,5	30,25	29,63
т.2 - т.вр. 35км	2405,4	100,23	0,8862	8220	200	0,853	11,14	0,00564	15909,9	46,3457	2,31729	78,6	29,63	16,90
				Σ										

Расчетная схема и результаты гидравлического расчета:



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

Для выполнения расчета приняты коэффициенты по таблицам ГОСТ Р 55990-2014:  $\gamma_{fp} = 1,15$  – коэффициент надежности по нагрузке (внутреннему давлению), принимается по таблице 11;  $\gamma_d = 0,767$  – коэффициент работы трубопровода при расчете прочности, принимается по таблице 13;  $\gamma_{mu} = 1,47$  – коэффициент надежности по материалу труб при расчете прочности, принимается по таблице 12;  $\gamma_{my} = 1,15$  – 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.

$$t_d = \max\{t_u; t_y\}, \text{ где}$$

$$t_u = \frac{\gamma_{fp} \cdot p \cdot D}{2R_u} = 4,12 \text{ мм}$$

$$t_y = \frac{\gamma_{fp} \cdot p \cdot D}{2R_y} = 5,43 \text{ мм}$$

$$R_u = \frac{\gamma_d}{\gamma_{mu} \cdot \gamma_n} \cdot \sigma_u = 195,43 \text{ МПа}$$

$$R_y = \frac{\gamma_d}{\gamma_{my} \cdot \gamma_n} \cdot \sigma_y = 195,43 \text{ МПа}$$

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 с учетом припуска на коррозию металла ( $C_1=2,5$ мм).

Проектной документацией приняты трубы с увеличенной толщиной стенки ( $s$ ) по сравнению с расчетной, 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	$S_n$ , мм	s, мм
Нефтепровод	219	6,4	5,43	7,9	3,0	8,0

Сравнение расчетной толщины стенки трубопровода с отбраковочной, определенной в соответствии с Приказом 534 об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (в ред. Приказа Ростехнадзора от 15.12.2020), показывает, что за основу расчета срока службы трубопровода необходимо принимать принятую толщину, так как отбраковочная толщина меньше. Отбраковочные размеры трубопровода приведены в таблице 5.4.

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

4	–	Зам.	29-23		18.07.23
3	–	Зам.	24-23		06.07.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС27-PD-ТКР-ТСН

Лист

26

Таблица 5.4– Отбраковочный размер стенки трубы и деталей трубопровода

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

Расчетный срок службы трубопровода без внутреннего покрытия определяется с учетом скорости коррозии, принятой по опыту эксплуатации, а также отбраковочного размера стенок труб. Скорость коррозии трубопровода принята 0,1 мм/год, в соответствии с письмом Заказчика (приложено к тому ПЗ).

Расчетный срок службы трубопровода определен по формуле:

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

В соответствии с требованиями заказчика фактический срок службы трубопровода принят 25 лет. Назначенный срок службы трубопровода выбирается как наименьшее значение из расчетного и фактического срока службы. Расчетный и назначенный срок службы трубопровода приведены в таблице 5.5.

Таблица 5.5 – Срок службы трубопровода

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

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

4	-	Зам.	29-23		18.07.23
3	-	Зам.	24-23		06.07.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС27-PD-TKR-TCH

Лист

27

## 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.

Трасса трубопровода пересекает на ПК1+31,70 – ПК1+46,40 р. Глухая Вильва глубиной 1,17 м.

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

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

4	-	Зам.	29-23		18.07.23
3	-	Зам.	24-23		06.07.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС27-PD-ТКР-ТСН

Лист

28

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).

Расстояние от реконструируемого трубопровода до границы ближайшего населенного пункта н. п. Цепел составляет 11,8 км, от н. п. Нижняя Бычина – 12,8 км, от н. п. Верх-Язьва – 14,2 км что не противоречит требованиям п.1 таблицы 6 ГОСТ Р 55990-2014 (минимально допустимое расстояние может составлять 75 м). Расстояние между существующим нефтепроводом ст.219мм и проектируемым трубопроводом составляет 30,2 м что не противоречит требованиям п.8.4.1 и таблицы 7 ГОСТ Р 55990-2014 (минимально допустимое расстояние может составлять 8,0 м). Расстояние между существующей ВЛ 6кВ составляет 22,5 м и 12,3 м что не противоречит требованиям ПУЭ (минимально допустимое расстояние может составлять 10 м). Расстояния до границ населенных пунктов представлены на ситуационном плане М 1:25 000 в Томе ППО, расстояния до параллельно проложенных коммуникаций представлено на плане в Томе ТКР (сечение I-I).

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 заводоизготовителей.

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 принята 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

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

4	-	Зам.	29-23		18.07.23
3	-	Зам.	24-23		06.07.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС27-PD-ТКР-ТСН

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 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.

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

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

Протяженность проектируемого участка нефтепровода приведена в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Протяженность трубопровода

Наименование трубопроводов	Характеристика рекомендуемых труб				
	ТУ, ГОСТ	Марка стали	σвр, МПа	Диаметр и толщина стенки, мм	Протяженность, м
Промысловый нефтепровод (траншейная прокладка)	ГОСТ 20295-85	20	412	219 x 8	296,70
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.

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

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

4	-	Зам.	29-23		18.07.23
3	-	Зам.	24-23		06.07.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС27-PD-ТКR-ТСН

Лист

30

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

Проектируемый трубопровод пересекает:

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

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

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

Предусмотренная проектом инженерная защита против эрозионного размыва является составной частью линейного объекта. Согласно Постановления правительства Российской Федерации № 1607 от 05.10.2020 проектируемая инженерная защита не классифицируется, т.к. отсутствуют критерии классификации данного сооружения, соответственно декларирование безопасности не требуется.

Проектом принята защита берегов и пойм до отметки 134,47.

Отметка защиты берегов принята согласно п.10.2.18 СП 284.1325800.2016, ввиду отсутствия требований в ГОСТ Р 55990-2014, не менее чем на 0,5 м выше расчетного горизонта высоких вод 2%-ной обеспеченности, ГВВ 2% – 133,97 м. Так как берега затапливаются отметкой ГВВ 2% полностью и затапливаются поймы и учитывая не размывающие скорости грунтов основания (ИГЭ-2  $V=0,33\text{м/с}$  и ИГЭ-4  $V=0,57\text{м/с}$ ), которые меньше скорости течения реки –  $V$  - до 1,53 м/с, проектом предусмотрена защита всего участка до отметки 134,47. Отметка ГВВ 2% и скорость течения реки приняты согласно Тома 2021/354/ДС27-ИГМИ.

Проектом принята защита дна русла полностью.

Отметка низа защиты 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 толщины льда:  $Z = h_l * 1,5 = 1,2\text{ м}$ ; где  $h_l=0,8$ - толщина ледяного покрова.

Минимальный уровень первой подвижки льда составляет 130,77 м. Отметка низа защиты составит 129,57 с учетом расчетной толщины льда, но так как скорость течения реки

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

4	–	Зам.	29-23		18.07.23
3	–	Зам.	24-23		06.07.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС27-PD-ТКР-ТСН

Лист

31

может составлять до 1,53 м/с, которая превышает не размывающую скорость для грунтов основания ИГЭ-3 ( $V = 0,45\text{м/с}$ ), поэтому защита дна русла предусмотрено полностью.

Проектом принята защита каменной наброской фракцией не менее 60 мм, т. к. скорость реки не больше размывающей скорости для данного материала. Толщина покрытия из несортированного камня принята 0,2 м. Определение фракционных составов ведется согласно Рекомендации по укреплению откосов сооружений мостовых переходов и насыпей на прижимных участках рек наброской из каменных материалов. Москва-1979г.

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 10 см.

Таким образом предусматривается защита дна, берегов и пойм водной преграды (р. Гл.Вильва) каменной наброской из несортированного камня фр.не менее 60 мм М150 марки морозостойкости F100, с коэффициентом размягчаемости в воде  $K_{saf} = 0,8$  (неразмягчаемый),  $h = 0,2$  м по подготовке из щебня фр.30-40мм М150 марки морозостойкости F100, с коэффициентом размягчаемости в воде  $K_{saf} = 0,8$  (неразмягчаемый),  $h = 0,1$  м. В качестве противосуффозионных мероприятий проектом предусмотрено применение гетекстиля Дорнит 300. Ширина защиты принята не менее ширины раскрытия траншеи в уресе (защита предусмотрена на участке в зоне производства работ). Коэффициент размягчаемости принят согласно п. 7.12 СП 39.13330.2012. Марка камня по прочности и морозостойкости принята по ГОСТ Р 70021-2022.

Наблюдения за инженерной защитой берегов и 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. Внеочередные осмотры проводятся после стихийных бедствий, в случае обнаружения изменения работы трубопровод.

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 так же для уменьшения отрицательного

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

4	-	Зам.	29-23		18.07.23
3	-	Зам.	24-23		06.07.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС27-PD-ТКР-ТСН

Лист

32

воздействия на окружающую среду, проектной документацией предусмотрена установка запорной арматуры:

узел №1 на ПК0+37,80;

узел №2 на ПК2+59,15.

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. 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 9544-2015, исполнение ее соответствует климатическим характеристикам района строительства (исполнение УХЛ1).

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

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

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

Проектируемый объект размещен на территории действующего нефтяного месторождения с функционирующей системой предотвращения несанкционированного доступа на объект физических лиц и транспортных средств. Охрана объектов осуществляет по договору на оказание услуг охраны. Силами охранного предприятия на объекте осуществляется пропускной и внутриобъектовый режим. Ежемесячно составляется и согласовывается график охраны секторов и участков патрулирования. Так же обслуживание и периодический осмотр проектируемых сооружений предусматривается существующим персоналом.

Для предотвращения несанкционированного вмешательства вход технологических процессов узлы задвижек имеют ограждения высотой не менее 2,2 м. Места установки узлов приведены на графических приложениях к тому 2 (2021/354/ДС27-PD-РРО), монтажные чертежи узлов приведены на графических приложениях к данному тому.

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 трубопроводная. Общие требования безопасности», технического регламента Таможенного

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

4	-	Зам.	29-23		18.07.23
3	-	Зам.	24-23		06.07.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС27-PD-ТКР-ТСН

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.

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

Опора под задвижку выполнена из стальной трубы диаметром 159х5 мм по ГОСТ 10704-91 и проката листового горячекатаного по ГОСТ 19903-2015. Опора устанавливается в сверленный котлован глубиной 2,2 м, диаметром 350 мм на подушку из щебня, пролитого битумом, высотой 300 мм. Пазухи заполняются бетоном класса В15, F150, W4 по ГОСТ 26633-2015 в распор. Перед бетонированием сверленного котлована по его периметру укладывается 2 слоя рубероида на всю глубину, внутренние поверхности слоев рубероида обрабатываются углеводородной (консистентной) смазкой БАМ-4 по ТУ 38-101682-88. Высота опоры – 655 мм от уровня земли.

Защита строительных конструкций от коррозии принята в соответствии с требованиями СП 28.13330.2017 «Защита строительных конструкций от коррозии». Класс бетона по прочности на сжатие для бетонирования опор в сверленных котлованах – В15. Марка бетона по морозостойкости (для конструкций, подвергающихся атмосферным воздействиям) принята F150. Марка бетона по водонепроницаемости (для конструкций, соприкасающихся с грунтом) - W4.

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

4	-	Зам.	29-23		18.07.23
3	-	Зам.	24-23		06.07.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС27-PD-ТКR-ТСН

Лист

34

Сроки осуществления проверок, осмотров и освидетельствований состояния строительных конструкций в соответствии с ГОСТ 31937-2011 «Здания и сооружения. Правила обследования и мониторинга технического состояния» и пособия к СП 28.13330.2017 «Защита строительных конструкций от коррозии. Нормы проектирования»:

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

Обследование и мониторинг технического состояния сооружений проводить также:

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

Для решения по инженерной защите территории площадок от последствий опасных геологических процессов, паводковых, поверхностных и грунтовых вод, затопления ГВВ 10% обеспеченности выполнена отсыпка территории узлов задвижек до проектных отметок. В соответствии с п.9.2 ГОСТ Р 55990-2014 отметка площадки узла задвижки №1 принята выше отметки ГВВ 10%.

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:

4	–	Зам.	29-23		18.07.23
3	–	Зам.	24-23		06.07.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС27-PD-ТКР-ТСН

Лист

35

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

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

Отсыпка насыпи предусмотрена привозным минеральным грунтом. Заложение проектируемых откосов 1:1,5. Уплотнение грунта выполнить ручными катками за три проходки с толщиной слоя 0,2м. Обратная засыпка предусмотрена растительным грунтом толщиной 0,07м откосов с посевом трав.

### 6.5 Очистка полости и испытание трубопровода

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

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

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

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

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

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

4	-	Зам.	29-23		18.07.23
3	-	Зам.	24-23		06.07.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС27-PD-ТКР-ТСН

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, этапность испытаний в соответствии с таблицей 21 ГОСТ Р 55990-2014 и описание опасных зон при проведении испытаний смотри раздел ПОС.

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

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

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

#### **6.6 Обозначение трассы трубопровода предупреждающими и опознавательными знаками**

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

Для обеспечения нормальных условий эксплуатации и исключения возможности повреждения трубопровода устанавливается 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

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

4	-	Зам.	29-23		18.07.23
3	-	Зам.	24-23		06.07.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС27-PD-ТКР-ТСН

Лист

37

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		

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

4	–	Зам.	29-23		18.07.23
3	–	Зам.	24-23		06.07.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС27-PD-TKR-TCH

Лист

38

## 7 Перечень мероприятий по энергоснабжению

Диаметр трубопровода принят на основании параметров транспортируемой среды, предоставленных в задании на проектирование, с учетом условий работы трубопровода, инженерно-геологических условий, результатов прочностного и гидравлического расчета. Применение трубопровода диаметром 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. №			

4	-	Зам.	29-23		18.07.23
3	-	Зам.	24-23		06.07.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС27-PD-TKR-TCH

Лист

39

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

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

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

Согласовано		

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

4	-	Зам.	29-23		18.07.23
3	-	Зам.	24-23		06.07.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС27-PD-TKR-TCH

Лист

40

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

Объект «Реконструкция промыслового нефтепровода от ПК 0 до точки врезки в нефтепровод «Геж – Каменный Лог» (переход через р. Глухая Вильва)» находится в зоне ответственности бригады №1202 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 4 разряда	14	14	14	-	2Г
-оператор обезвоживающей и обессоливающей установки 4 разряда	5	5	5	-	2Г
<b>Итого:</b>	<b>24</b>	<b>24</b>	<b>24</b>	<b>-</b>	<b>2Г</b>

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.

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

4	-	Зам.	29-23		18.07.23
3	-	Зам.	24-23		06.07.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС27-PD-TKR-TCH

- 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			

4	-	Зам.	29-23		18.07.23
3	-	Зам.	24-23		06.07.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС27-PD-ТКР-ТСН

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

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

Согласовано		

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

4	-	Зам.	29-23		18.07.23
3	-	Зам.	24-23		06.07.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС27-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+37,80) и №2 (ПК2+59,15) с помощью показывающих манометров.

Места установки показывающих манометров показаны на схеме транспорта нефти (2021/354/ДС27-PD-TKR-GCH-001). Оборудование устанавливается на технологические объекты с помощью закладных монтажных деталей и изделий, которые предусматриваются и учитываются в технологической части проекта.

Контроль утечек на проектируемом участке осуществляется путём периодического контроля давления на крановых узлах перехода технологическим персоналом по показаниям манометров. Контроль по всему трубопроводу осуществляется по показаниям существующих узлов учета нефти на ПСП «Геж» и УПСВ – 1203 «Южно-Раевская».

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

Проектируемый объект не относится к объектам транспортной инфраструктуры.

Объект проектирования не входит в перечень объектов топливно-энергетического комплекса, подлежащих категорированию по требованию ФЗ № 256 от 12.07.2011 «О безопасности объектов ТЭК» (п.2 Методических рекомендаций по включению объектов топливно-энергетического комплекса в перечень объектов, подлежащих категорированию, утвержденных приказом Минэнерго России от 10.02.2012 №48).

Инженерно-технические системы защиты объекта дополнительно проектировать не требуется, что соответствует требованиям ТУ УКБ по Пермскому Региону ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» (Приложение Д).

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

4	–	Зам.	29-23		18.07.23
3	–	Зам.	24-23		06.07.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС27-PD-TKR-TCH

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

Осложняющими факторами при строительстве трубопровода являются подтопление, сезонное пучение.

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

По результатам расчета против всплытия проектируемого трубопровода 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		

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

4	-	Зам.	29-23		18.07.23
3	-	Зам.	24-23		06.07.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС27-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 под мёрзлыми грунтами ( $\rho = 270 \div 2400 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ) на левом берегу и в районе русла реки до глубины 1,4 ÷ 4,2 м залегают суглинки, супеси с удельным электрическим сопротивлением  $\rho = 46 \div 66 \text{ Ом}\cdot\text{м}$  (средняя и низкая коррозионная агрессивность грунтов по отношению к стали). Ниже, до глубины 4,8 ÷ 9,5 м, на участке перехода залегают пески с сопротивлением  $\rho = 120 \div 210 \text{ Ом}\cdot\text{м}$  (низкая коррозионная агрессивность). Ещё ниже, до глубины 12 ÷ 12,5 м, находятся суглинки с сопротивлением  $\rho = 15 \div 45 \text{ Ом}\cdot\text{м}$  (высокая и средняя коррозионная агрессивность грунтов относительно стали). Глубже залегают пески с гравием ( $\rho = 100 \div 350 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ). На проектируемой глубине прокладки нефтепровода 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.

4	-	Зам.	29-23		18.07.23
3	-	Зам.	24-23		06.07.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС27-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.

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-TKR.GCH-006, план см. 2021/354/ДС27-PD-PPO.GCH-002.

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

4	-	Зам.	29-23		18.07.23
3	-	Зам.	24-23		06.07.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС27-PD-TKR-TCH

Лист

47

## ТЕКСТОВЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ

Согласовано				

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

4	-	Зам.	29-23		18.07.23
3	-	Зам.	24-23		06.07.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС27-PD-ТКР-ТСН

**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 промыслового нефтепровода от ПК 0 до точки врезки в нефтепровод "Геж - Каменный Лог" (переход р.Глухая Вильва)											
1.	1	0	0.00	89°	нефтепровод	НГСП-1202»Озерное» - т.вр.	ООО «ЛУКОЙЛ – ПЕРМЬ»	219	133.24	1.3	ст.
2.	1	2	93.4	89°	нефтепровод	НГСП-1202»Озерное» - т.вр.	ООО «ЛУКОЙЛ – ПЕРМЬ»	219	136.87	1.3	ст.

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

4	-	Зам.	29-23		18.07.23
3	-	Зам.	24-23		06.07.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС27-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 от ПК 0 до точки врезки в нефтепровод "Геж - Каменный Лог" (переход р.Глухая Вильва)								
ПК1+31.7		14.7	84°	р. Гл.Вильва	134.33	129.19	128.02	обрывистые
ПК1+46.4					134.17	21.XII		
					133.57			

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

4	-	Зам.	29-23		18.07.23
3	-	Зам.	24-23		06.07.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС27-PD-TKR-TCH

Лист

50

## Приложение В

### Ведомость пересечения с ВЛ

№№ п.п.	км	Пикетаж по трассе		Угол пересечения	Наименование, направление, напряжение и владелец ЛЭП, № чертежа соответ. пере хода	Число проводов	Расстояние от опор по пересекаемым линиям		№№ тип. опор	Отметки земли			Отметки проводов			Примечание			
													левая опора	права я опора	точка пересечения		левая опора	права я опора	точка пересечения
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17			
Трасса промышленного нефтепровода от ПК 0 до точки врезки в нефтепровод "Геж - Каменный Лог" (переход р.Глухая Вильва)																			
1	1	0	12.9	90	ВЛ-6кВ	3	№27	№26		133.12	133.30	133.38	143.88	143.48	-	ф-8			
					ПС «БКНС-6» - ТП-1301		12.86	44.85						142.89	142.07	142.69			
					ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»														
2	1	2	85.1	90	ВЛ-6кВ	3	№30	№31		135.98	136.23	136.83	146.16	146.60	-	ф-8			
					ПС «БКНС-6» - ТП-1301		36.65	24.43						144.92	145.37	145.23			
					ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»														

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

4	-	Зам.	29-23		18.07.23
3	-	Зам.	24-23		06.07.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС27-PD-TKR-TCH

Лист

51

## Приложение Г

### 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

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

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

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

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

$$Q_{акт} = q_v = 389,86 \text{ Н/м};$$

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

$$q_v = \frac{(\pi \cdot D_{из}^2 \cdot \gamma_v \cdot g)}{4} = 389,86 \text{ Н/м};$$

$\gamma_v$  - 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.

$$Q_{пас} = q_{тр} + q_{сп} = 426,63 \text{ Н/м};$$

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;

$\gamma_m$  - 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.

4	-	Зам.	29-23		18.07.23
3	-	Зам.	24-23		06.07.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС27-PD-ТКР-ТСН

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

$$Q_{акт} \leq \frac{1}{K_{н.в.}} Q_{пас} = 389,86 \leq 426,63$$

**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).

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

**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.

4	-	Зам.	29-23		18.07.23
3	-	Зам.	24-23		06.07.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС27-PD-TKR-TCH

Лист

53

**Приложение Д**  
**Технические условия по обеспечению мероприятий по**  
**противодействию террористическим актам**

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

**Управление корпоративной безопасности по Пермскому региону**

**Объект:** Реконструкция промышленного нефтепровода 'УПСВ-1203 'Южно-Раевская' - твр. 35-км'.

**Номер:**

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

4	-	Зам.	29-23		18.07.23
3	-	Зам.	24-23		06.07.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС27-PD-TKR-TCH

Лист

54

## Приложение Е

### Инженерная защита против эрозионного размыва

Проектом предусмотрена инженерная защита против эрозионного размыва пойм, берегов и дна водной преграды в зоне производства работ после обратной засыпки траншеи.

#### Отметка верха защиты

Проектом принята защита берегов и пойм до отметки 134,47.

Отметка защиты берегов принята согласно п.10.2.18 СП 284.1325800.2016, ввиду отсутствия требований в ГОСТ Р 55990-2014, не менее чем на 0,5 м выше расчетного горизонта высоких вод 2%-ной обеспеченности, ГВВ 2% – 133,97 м. Так как берега затапливаются отметкой ГВВ 2% полностью и затапливаются поймы и учитывая не размывающие скорости грунтов основания (ИГЭ-2  $V=0,33\text{м/с}$  и ИГЭ-4  $V=0,57\text{м/с}$ ), которые меньше скорости течения реки –  $V$  - до 1,53 м/с, проектом предусмотрена защита всего участка до отметки 134,47. Отметка ГВВ 2% и скорость течения реки приняты согласно Тома 2021/354/ДС27-ИГМИ.

Для грунтов ИГЭ-2 эквивалентный диаметр связного материала равен  $D=7,5(0,1+11C_p)=0,9$  мм, где  $C_p$  – расчетное сцепление, 0,002 МПа. Для грунтов ИГЭ-4 эквивалентный диаметр связного материала равен  $D=7,5(0,1+11C_p)=3,72$  мм, где  $C_p$  – расчетное сцепление, 0,036 МПа. По зависимости рис В.1. СП 38.13330.2012 неразмывающие скорости для ИГЭ-2  $V=0,33\text{м/с}$  и ИГЭ-4  $V=0,57\text{м/с}$ .

#### Отметка низа защиты

Проектом принята защита дна русла полностью.

Отметка 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 толщины льда:  $Z = h_l * 1,5 = 1,2$  м; где  $h_l=0,8$ - толщина ледяного покрова.

Минимальный уровень первой подвижки льда составляет 130,77 м. Отметка низа защиты составит 129,57 с учетом расчетной толщины льда, но так как скорость течения реки может составлять до 1,53 м/с, которая превышает не размывающую скорость для грунтов основания ИГЭ-3 (для грунтов ИГЭ-3 эквивалентный диаметр связного материала равен  $D=7,5(0,1+11C_p)=2,07$  мм, где  $C_p$  – расчетное сцепление, 0,016Мпа, по зависимости рис В.1. СП 38.13330.2012 можем определить неразмывающую скорость, которая составит – для грунтов ИГЭ-3  $V = 0,45\text{м/с}$ ), по этому защита дна русла предусмотрено полностью.

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

4	-	Зам.	29-23		18.07.23
3	-	Зам.	24-23		06.07.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС27-PD-ТКР-ТСН

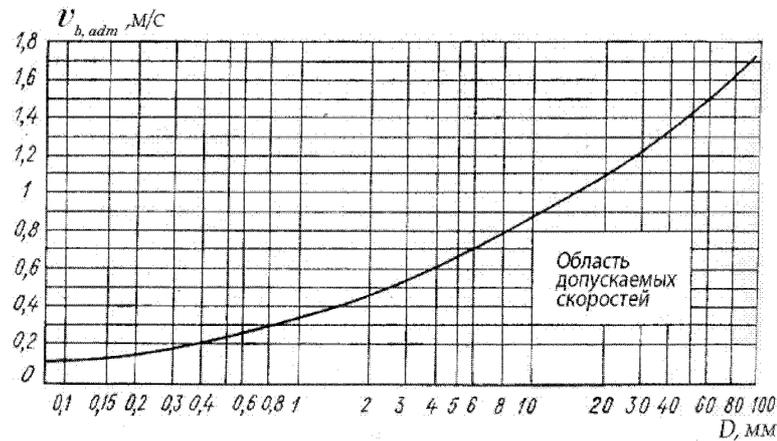


рис В.1. СП 38.13330.2012

### Определение фракционных составов и толщины защиты

Проектом принята защита каменной наброской фракцией не менее 60 мм, т. к. скорость реки не больше неразрывающей скорости для данного материала. Толщина покрытия из несортированного камня принята 0,2 м по зависимости  $\delta_n = 3D_6$ . Определение фракционных составов ведется согласно Рекомендации по укреплению откосов сооружений мостовых переходов и насыпей на прижимных участках рек наброской из каменных материалов. Москва-1979г.

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 10 см.

Таким образом предусматривается защита дна, берегов и пойм водной преграды (р. Гл.Вильва) каменной наброской из несортированного камня фр.не менее 60 мм М150 марки морозостойкости F100, с коэффициентом размягчаемости в воде  $K_{saf} = 0,8$  (неразмягчаемый),  $h = 0,2$  м по подготовке из щебня фр.30-40мм М150 марки морозостойкости F100, с коэффициентом размягчаемости в воде  $K_{saf} = 0,8$  (неразмягчаемый),  $h = 0,1$  м. В качестве противосуффозионных мероприятий проектом предусмотрено применение гетекстиля Дорнит 300. Ширина защиты принята не менее ширины раскрытия траншеи в урзе (защита предусмотрена на участке в зоне производства работ). Коэффициент размягчаемости принят согласно п. 7.12 СП 39.13330.2012. Марка камня по прочности и морозостойкости принята по ГОСТ Р 70021-2022.

Предусмотренная проектом инженерная защита против эрозионного размыва является составной частью линейного объекта. Согласно Постановления правительства Российской Федерации № 1607 от 05.10.2020 проектируемая инженерная защита не классифицируется, т.к. отсутствуют критерии классификации данного сооружения, соответственно декларирование безопасности не требуется.

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

4	-	Зам.	29-23		18.07.23
3	-	Зам.	24-23		06.07.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС27-PD-TKR-TCH

Лист

56

## ГРАФИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

Согласовано				

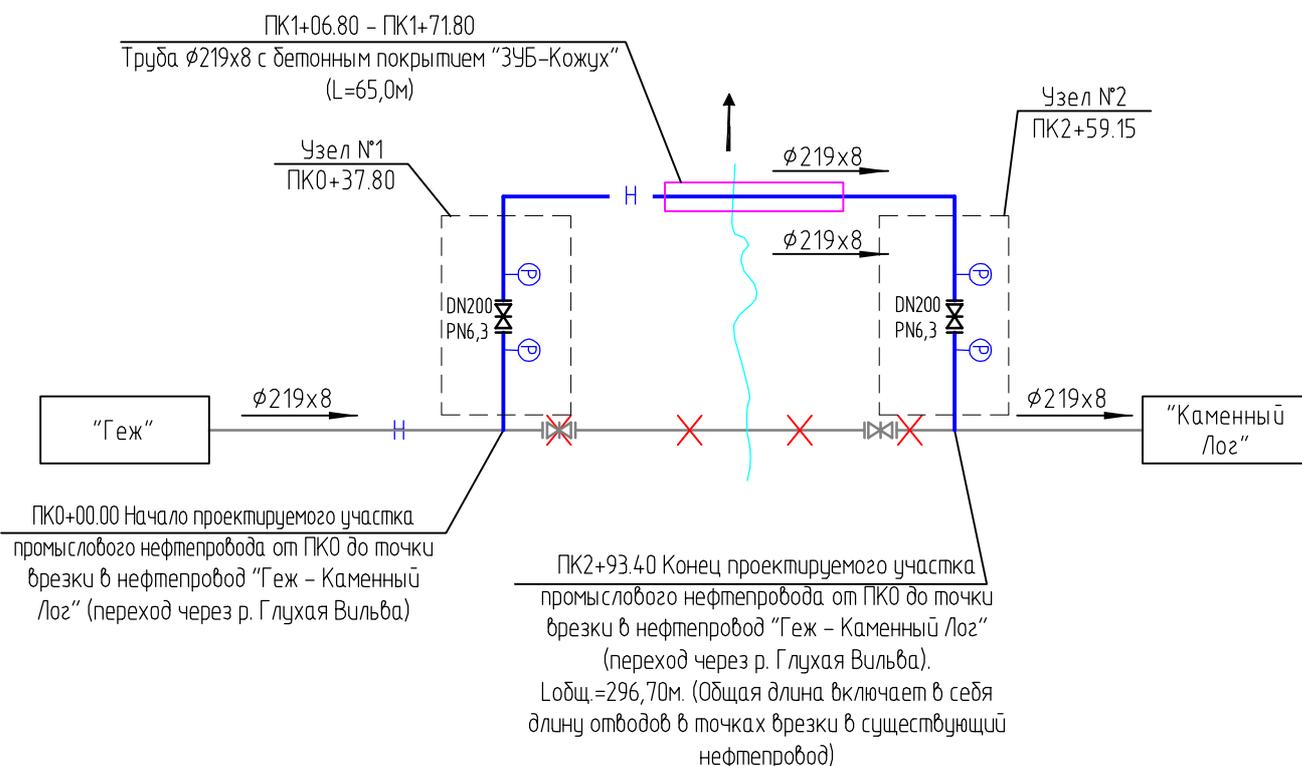
Инов. № подл.	
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

4	-	Зам.	29-23		18.07.23
3	-	Зам.	24-23		06.07.23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС27-PD-TKR-TCH

УСЛОВНЫЕ ГРАФИЧЕСКИЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ И ИЗОБРАЖЕНИЯ

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



Взам. инв. №							2021/354/ДС27-PD-TKR.GCH			
	Подп. и дата							Реконструкция промышленного нефтепровода от ПК 0 до точки врезки в нефтепровод "Геж - Каменный Лог" (переход через р. Глухая Вильва)		
Инв. № подл.		Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Раздел 3 «Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения»	Стадия	Лист
	Разраб.		Пятилова			09.09.22	П		1	
	Пров.		Бастриков			09.09.22				
	Н. контроль		Русин			09.09.22				
	Схема транспорта нефти							ООО «УралГео»		
	ГИП		Никулина			09.09.22				

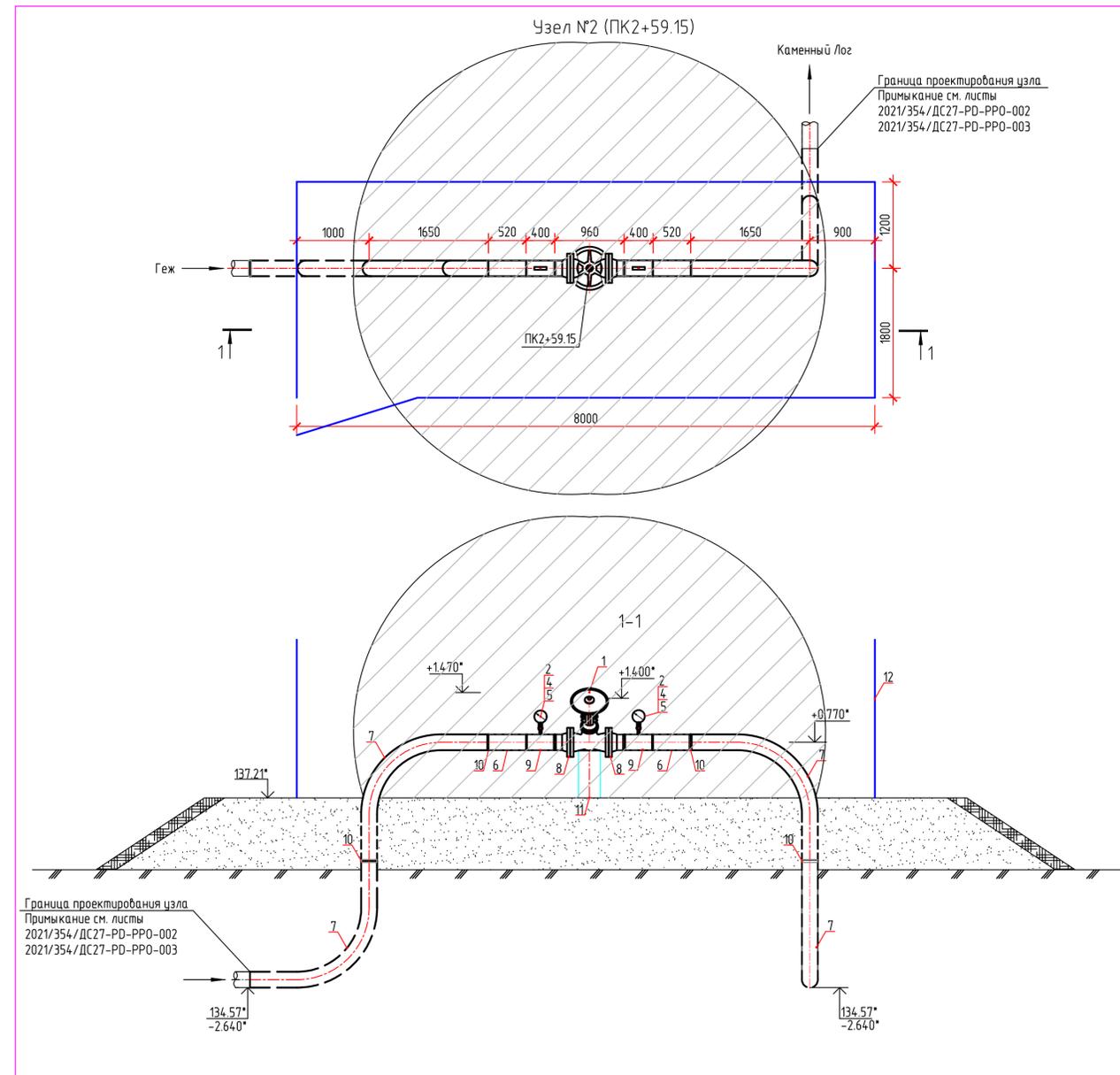
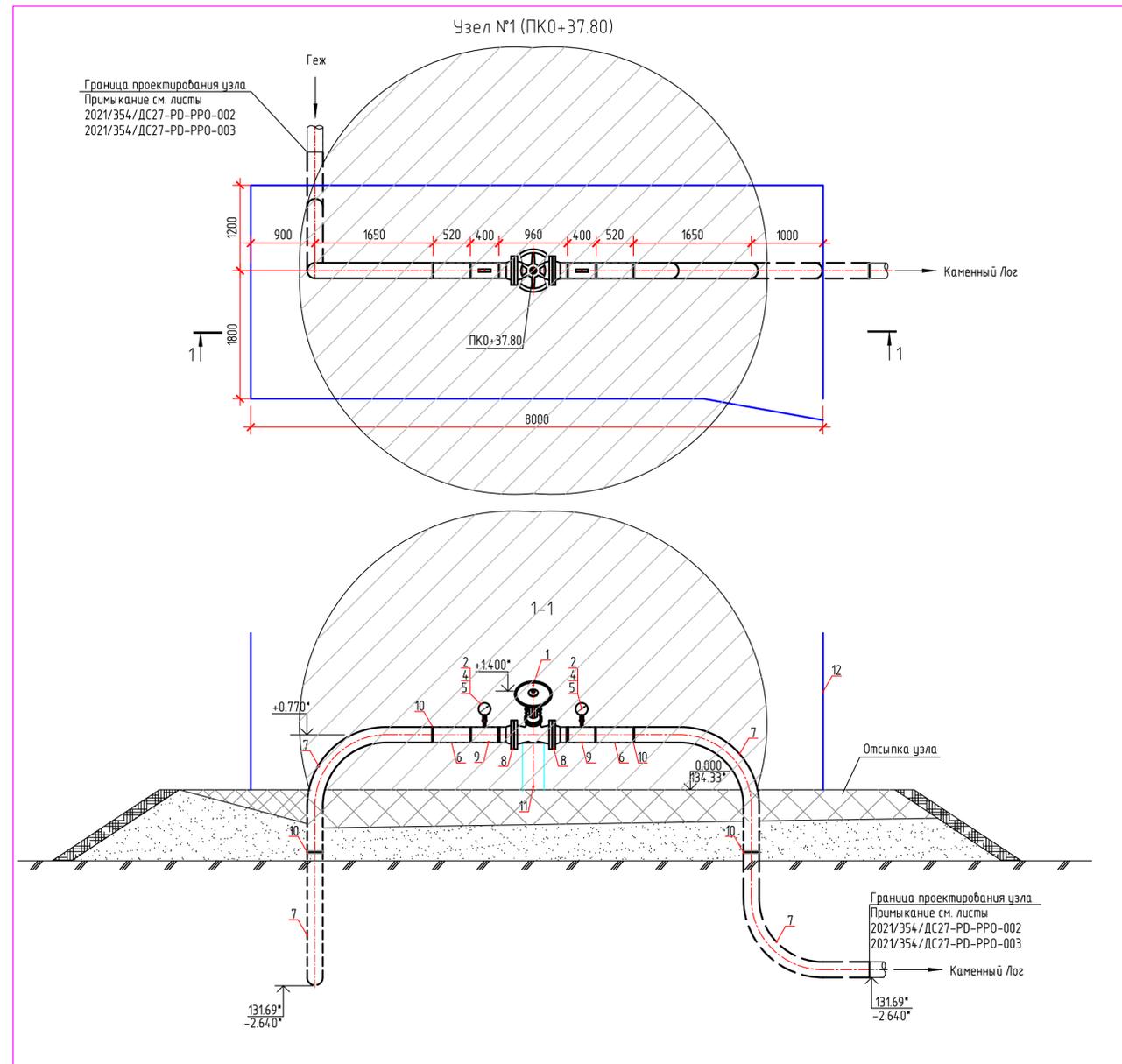
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
		<b>Оборудование и арматура</b>			
		Задвижка клиновья с быдвжнм шпнделем			
		в комплекте с крепежом			
1	ТАИПА* категории №1 – 3С2	DN 200 PN 63	1	322.00	компл.
2	МП4-У42 (0.6)МПа-У2-15-IP54	Манометр показывающий	2	120	шт.
3	Позиция не используется				
4	МП4-У42 (0.6)МПа-У2-15-IP54	Клапан игольчатый (под манометр)	2	-	шт.
5	БП1-М20х1,5-55	Бобышка (спец.деталь №2)	2	0.60	шт.
		<b>Трубы</b>			
6	ГОСТ 20295-85	Труба 219х8-К42/Ст.20	11	41.63	шт.
		<b>Детали трубопроводов</b>			
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 8000х3000 мм	1	-	шт.

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

Обозначение	Наименование
	Класс взрывоопасности – зона 2 (Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности").

Примечания

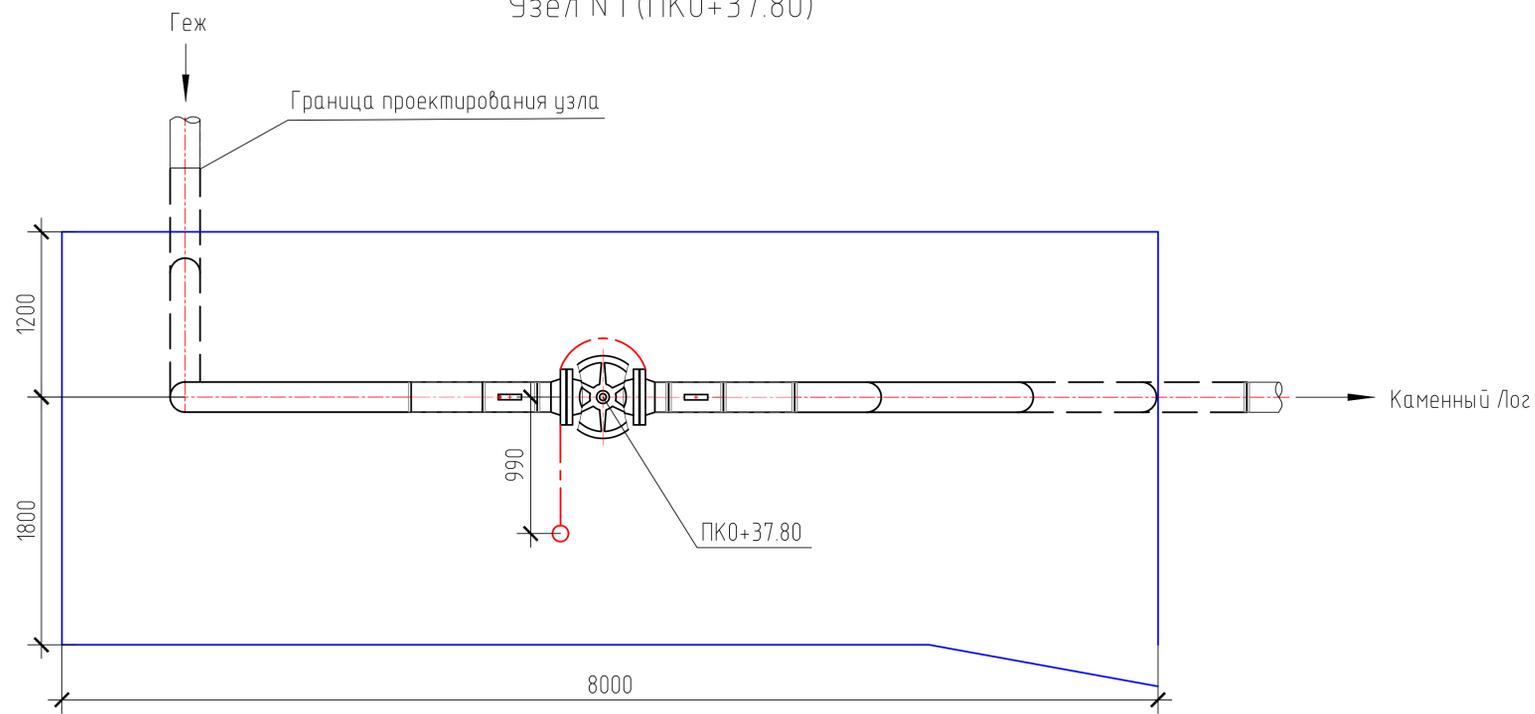
1. Размеры со знаком \* уточнить по месту.
2. Задвижки расположить под наклоном в сторону ограждения. Угол наклона выдержать не менее 30°.
3. Спецификация дана на один узел. Всего два узла.
4. \* – Типовые альбомы оборудования по категориям «Запорная трубопроводная арматура и запорная арматура устьевого оборудования» для поставки в НГДО ПАО «ЛУКОЙЛ».



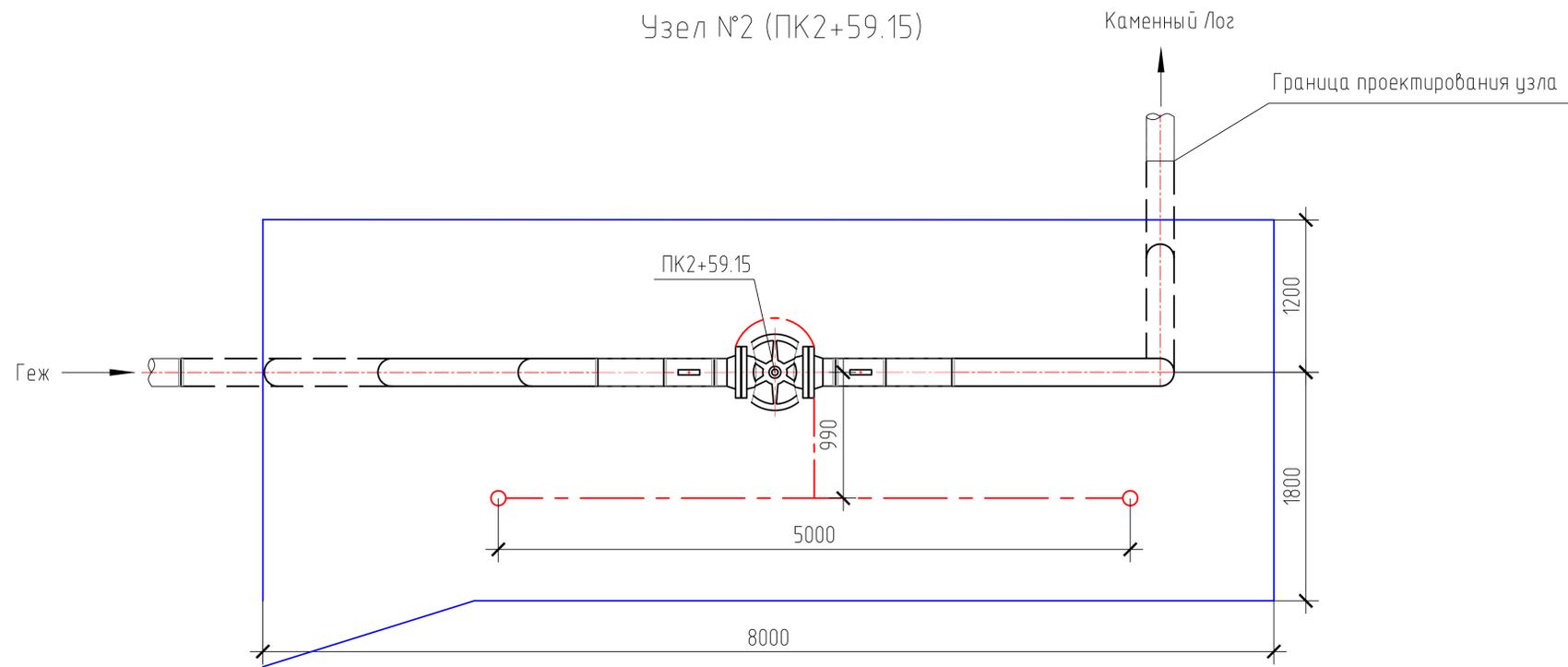
2021/354/ДС27-ПД-ТКР.GCH					
1	-	Зам.	12-23	02.06.23	Реконструкция промыслового нефтепровода от ПК 0 до точки врезки в нефтепровод "Геж - Каменный Лог" (переход через р. Глухая Вильда)
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.	Пятилова			09.09.22	Раздел 3 «Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения»
Проб.	Бастриков			09.09.22	
Н. контроль	Русин			09.09.22	
					Стадия
					Лист
					Листов
					П
					2
					000
					«УралГео»
					Узлы отключающих задвижек
					ГИП
					Никулина
					09.09.22

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

Узел №1 (ПК0+37.80)



Узел №2 (ПК2+59.15)



Условные обозначения и изображения

Условное обозначение	Наименование
— — —	Сталь полосовая оцинкованная 4x40 мм
— ○ —	Сталь круглая оцинкованная $\phi 18$ мм, L=5 м
⤿	Перемычка ПГС50-900

						2021/354/ДС27-РД-ТКР.ГСН			
						Реконструкция промышленного нефтепровода от ПК 0 до точки врезки в нефтепровод "Геж - Каменный Лог" (переход через р. Глухая Вильва)			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Раздел 3 «Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения»	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Чзун				09.09.22		П	3	
Проб.	Горхов				09.09.22				
Н. контроль	Русин				09.09.22	Заземление узлов отключающих задвижек		ООО «УралГео»	
ГИП	Никулина				09.09.22				

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